

НАЦІОНАЛЬНА АКЦІОНЕРНА КОМПАНІЯ "НАФТОГАЗ УКРАЇНИ"
КИЇВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ІМЕНІ ТАРАСА ШЕВЧЕНКА
ІНСТИТУТ ГЕОЛОГІЇ І ГЕОХІМІЇ ГОРЮЧИХ КОПАЛИН НАН УКРАЇНИ

НЕТРАДИЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА ВУГЛЕВОДНІВ УКРАЇНИ

Монографія

У восьми книгах

Книга IV

СХІДНИЙ НАФТОГАЗОНОСНИЙ РЕГІОН
АНАЛІТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ

УДК 551.7(477.52/.6):553.041-032.3
ББК 26.34(4Укр)
Н57

Рецензенти:

д-р геол.-мінерал. наук, акад. НАН України П. Ф. Гожик,
д-р геол.-мінерал. наук, акад. НАН України В. І. Старостенко,
д-р геол.-мінерал. наук, чл.-кор. НАН України М. І. Павлюк

Рекомендовано до друку:

*Науково-технічною радою НАК "Нафтогаз України"
(протокол № 4 від 26 липня 2013 року);
Вченою радою геологічного факультету
Київського національного університету імені Тараса Шевченка
(протокол № 10 від 27 лютого 2013 року);
Вченою радою Інституту геології і геохімії горючих копалин НАН України
(протокол № 2 від 25 березня 2013 року)*

Редакційна колегія:

Зейкан О.Ю., Михайлов В.А., Чепіль П.М., Куровець І.М.

Наукові редактори:

д-р геол.-мінерал. наук, акад. НАН України О. Ю. Лукін;
канд. геол. наук Д. С. Гурський

Н57 Нетрадиційні джерела вуглеводнів України : монографія : у 8 кн. Кн. IV. Східний нафтогазоносний регіон : аналітичні дослідження / В. А. Михайлов, С. А. Вижва, В. М. Загнітко, В. В. Огар, О. М. Карпенко, І. І. Онищук, С. С. Куровець, М. В. Гладун, О. О. Андрєєва. – К. : Видавничо-поліграфічний центр "Київський університет", 2014. – 215 с.

ISBN 978-966-439-746-6

На основі аналізу численого матеріалу по Дніпровсько-Донецькій западині і власних аналітичних досліджень проведено регіональну прогнозну оцінку її території на нетрадиційні види покладів вуглеводнів. Виділено перспективні площі ДДЗ для пошуків сланцевого газу і сланцевої нафти, ущільненого газу. Визначено параметри (кількість, товщина і глибина залягання продуктивних горизонтів) і показники (вміст $C_{орг}$, ТОС, R_0) потенційно газоносних товщ перспективних площ південно-східної (Артемівська, Євгенівська, Зачепилівська, Гашинівська) і північно-західної (Ніжинська, Хорольська, Кінашівська) частини ДДЗ.

УДК 551.7(477.52/.6):553.041-032.3
ББК 26.34(4Укр)

© Михайлов В. А., Куровець І. М., Сеньковський Ю. М., Вижва С. А., Григорчук К. Г.,
Загнітко В. М., Гнідець В. П., Карпенко О. М., Куровець С. С., Андрєєва О. О., 2014
© Київський національний університет імені Тараса Шевченка,
ВПЦ "Київський університет", 2014

ISBN 978-966-439-746-6

**NATIONAL JOINT-STOCK COMPANY "NAFTOGAZ OF UKRAINE"
TARAS SHEVCHENKO NATIONAL UNIVERSITY OF KYIV
INSTITUTE OF GEOLOGY AND GEOCHEMISTRY OF COMBUSTIBLE MINERALS
OF NATIONAL ACADEMY OF SCIENCES OF UKRAINE**

UNCONVENTIONAL SOURCES OF HYDROCARBONS OF UKRAINE

Monograph

In eight books

Book 4

**EASTERN OIL-GAS-BEARING REGION
ANALITICAL INVESTIGATIONS**

UDK 551.7(477.52/.6):553.041-032.3
BBK 26.34(4Укр)
H57

Reviewers:

P. F. Gozhyk, D. Sc., Academician of the National Academy of Sciences of Ukraine
V. I. Starostenko, D. Sc., Academician of the National Academy of Sciences of Ukraine
M. I. Pavlyuk, D. Sc., Corresponding Member of the National Academy of Sciences of Ukraine

Recommended for publication by:
Scientific and Technical Council of NJSC "Naftogaz of Ukraine"
(Protocol No. 4 of July 26, 2013);
Academic Council of the Geological Department
of the Taras Shevchenko National University of Kyiv
(Protocol No. 10 of February 27, 2013);
Academic Council of the Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals
of the National Academy of Sciences of Ukraine
(Protocol No. 2 of March 25, 2013)

Editorial Board:

O. Yu. Zeikan, V. A. Mykhailov, I. M. Kurovets, P. M. Chepil

Наукові редактори:
д-р геол.-мінерал. наук, акад. НАН України О. Ю. Лукін;
канд. геол. наук Д. С. Гурський

H57 Unconventional sources of hydrocarbons of Ukraine : monograph. In eight books. Book 4. Eastern oil-gas-bearing region. Analytical investigations / V. A. Mykhailov, S. A. Vyzhva, V. M. Zagnitko, V. V. Ogar, O. M. Karpenko, I. I. Onischuk, S. S. Kurovets, M. V. Gladun, O. O. Andreeva – K. : VPC "Kyiv University", 2014. – p.

ISBN

Based on analysis of numerous dates on Dnieper-Donetsk depression (DDD) and personal analytical research, regional prognostic assessment of its territory for unconventional hydrocarbon deposits was made. Prospective areas of DDD for shale gas and oil, and tight gas search were selected. The following parameters and indicators of potentially gas-bearing strata of perspective areas of the south-east (Artemivs'ka, Evgenivs'ka, Zachepylivs'ka, Hashinivs'ka) and north-west (Nizhins'ka, Khorol's'ka, Kinashivs'ka, Vedylicivs'ka) parts of DDD were determined: quantity, thickness and depth of productive horizons, C_{opr} content, TOC, R_o .

UDK 551.7(477.52/.6):553.041-032.3
BBK 26.34(4Укр)

© Mykhailov V. A., Vyzhva S. A., Zagnitko V. M., Ogar V. V., Karpenko O. M.,
Onyschuk I. I., Kurovets S. S., Gladun M. V., Andreeva O.O. 2014
© Taras Shevchenko National University of Kyiv
VPC "Kyiv University", 2014

ISBN

ЗМІСТ

ВСТУП.....	
1. Літолого-стратиграфічні фактори контролю нафтогазоносних комплексів.....	
2. Перспективні площі південно-східної частини Дніпровсько-Донецької западини.....	
2.1. Перехідна зона між складчастим Донбасом і ДДЗ. Артемівська площа.....	
2.2. Північний борт.....	
2.2.1. Аннівська площа.....	
2.2.2. Гашинівська площа.....	
2.2.3. Євгенівська площа.....	
2.2.4. Підкам'яна площа.....	
2.2.5. Ржавецька площа.....	
2.3. Північна прибортова зона.....	
2.3.1. Куличихінська площа.....	
2.3.2. Юліївська площа.....	
2.4. Приосьова зона.....	
2.4.1. Західношебелинська площа.....	
2.4.2. Південноколомацька площа.....	
2.4.3. Західновергунська площа.....	
2.5. Південний борт і південна прибортова зона.....	
2.5.1. Зачепилівська площа.....	
2.5.2. Дослідження термальної зрілості відкладів південної прибортової зони.....	
2.6. Петрофізичні особливості порід.....	
3. Перспективні формації північно-західної частини Дніпровсько-Донецької западини.....	
3.1. Особливості геологічної будови північно-західної частини Дніпровсько-Донецької западини.....	
3.2. Візейський нафтогазоносний комплекс.....	
3.2.1. Особливості геологічної будови візейського комплексу.....	
3.2.2. Регіональний прогноз нафтогазоносності візейських відкладів.....	
4. Перспективні площі північно-західної частини Дніпровсько-Донецької западини.....	
4.1. Ніжинська площа.....	
4.2. Хорольська площа.....	
4.3. Кінашівська площа.....	
4.4. Ведильцівська площа.....	
4.5. Петрофізичні особливості порід.....	
ВИСНОВКИ.....	
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	

CONTENTS

Introduction	
1. Litological-stratigraphic factors of control of oil-gas-bearing complexes	
2. Prospective areas of south-east part of the Dnieper-Donetsk depression	
2.1. Transitional zone between folded Donbas and Dnieper-Donetsk depression. Artemivs'ka area	
2.2. Northern board	
2.2.1. Annivs'ka area	
2.2.2. Hashinivs'ka area	
2.2.3. Evgenivs'ka area	
2.2.4. Pidkamjana area	
2.2.5. Rzhavets'ka area	
2.3. The north near-edge zone	
2.3.1. Kulychykhins'ka area	
2.3.2. Juliivs'ka area	
2.4. The near-axial zone	
2.4.1. West-Shebelyns'ka area	
2.4.2. South-Kolomats'ka area	
2.4.3. West-Verguns'ka area	
2.5. The south edge and the south near-edge zone	
2.5.1. Zachepylivs'ka area	
2.5.2. Research on thermal maturity of the south near-edge zone deposits	
2.6. Petrophysical peculiarities of the rocks	
3. Prospective formations of the north-west part of the Dnieper-Donetsk depression	
3.1. Peculiarity of geological structure of north-west part of the Dnieper- Donetsk depression	
3.2. Visean oil-gas-bearing complex	
3.2.1. Peculiarity of geological structure of Visean complex	
3.2.2. Regional prognosis on oil-gas potential of Visean deposits	
4. Prospective areas of north-west part of the Dnieper-Donetsk depression	
4.1. Nizhins'ka area	
4.2. Khorol's'ka area	
4.3. Kinashivs'ka area	
4.4. Vedyl'tsivs'ka area	
4.5. Petrophysical peculiarities of rocks	
Conclusions	
References	

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

АВПТ – аномально високий пластовий тиск
АК – апокатагенез
ВВ – вуглеводні
Г – газовий
ГДС – геофізичні дослідження свердловин
ГЗГ – головна зона газогенерації (газоутворення)
ГЗН – головна зона нафтогенерації
ГК – газоконденсатний;
ГРР – геологорозвідувальні роботи
ДДЗ – Дніпровсько-Донецька западина
ДДП – Доно-Дніпровський прогин
 K_B – коефіцієнт відновності
КМЗХ – комплексний метод заломлених хвиль
ЛВБ – Львівсько-Волинський басейн
МВХ – метод відбитих хвиль
МК – метакатагенез
МСГТ – метод спільної глибинної точки
МСШ – міжнародна стратиграфічна шкала
МФГ – мікрофауністичний горизонт
Н – нафтовий
НГК – нафтогазоконденсатний
НГР – нафтогазоносний регіон, район
ОР – органічна речовина
ПГ – продуктивний горизонт
ПК – протокатагенез
ПР – промисловий район
РОР – розсіяна органічна речовина
СЄП – Східноєвропейська платформа
ТОС – вміст органічного вуглецю
 $C_{орг.}$ – органічний вуглець
 R_o – коефіцієнт відбиття вітриніту
с.п. – структурний профіль
Марки вугілля: А – антрацит; Б – буре; Г – газове; Д – довгополуменеве;
Ж – жирне; К – кам'яне; ОС – пісне, що спікається

ВСТУП

Дніпровсько-Донецька западина (ДДЗ) є частиною однойменної нафтогазоносною області. Її загальна площа 101,8 тис. км². Серед нафтогазоносних структур України за розвіданими запасами, потенційними ресурсами і видобутком вуглеводнів (ВВ) вона посідає провідне місце.

1937 р. тут було відкрито перше Роменське нафтове, 1950 р. – Радченківське нафтогазове й унікальне Шебелинське родовища, дещо пізніше – Качанівське, Глинсько-Розбишівське, Гнідинцівське, Леляківське, Рибальське та ін. На 1952 р. було відкрито вже 34 родовища і ДДЗ стала давати більшу частину видобутої в Україні нафти, а з 1964 р. – і газу [100]. У 60–80 рр. ХХ ст. глибини буріння зростають до 3000–3500 м, виконуються значні обсяги структурно-картувального і параметричного буріння (4500–7000 м), основними методами регіональних досліджень і підготовки локальних об'єктів до глибокого буріння стають сейсмічні методи відбитих хвиль (МВХ), кореляційний метод заломлених хвиль (КМЗХ) і метод спільної глибинної точки (МСГТ). Відкриваються нові родовища (Яблунівське, Єфремівське, Котелевське, Західнохрестищенське, Березівське та ін.). Загальна геолого-геофізична вивченість ДДЗ висока. Тут проведена геологічна зйомка, структурно-картувальне і параметричне буріння, виконані граві-, магніто- та електророзвідувальні роботи, на окремих структурах пробурена густа мережа опорних, пошукових, розвідувальних та експлуатаційних свердловин, глибинна геологічна будова вивчена сейсморозвідкою МВХ і МСГТ, КМЗХ, глибинним сейсмічним зондуванням (ГСЗ).

ДДЗ вивчена потужною товщею осадових порід від середньодевонських до четвертинних. Для них характерний різноманітний літологічний склад і широкий набір фаціальних обстановок – від відкритоморських (аргіліти, алевроліти, пісковики, вапняки) до лагунних (вапняки, сіль, крейда, ангідрити) і континентальних (вугілля, строкатобарвні породи). Глибини залягання осадових відкладів збільшуються в напрямку з північного заходу на південний схід, а також від бортів западини до її осової частини, що призводить до поступового зменшення потужностей порід і чітко простежується на регіональних профілях. Максимальна товщина відкладів у найбільш занурених частинах западини досягає 15–17 км. У ДДЗ встановлена промислова продуктивність палеозойських і мезозойських утворень. Переважна більшість родовищ нафти і газу зосереджена в палеозойських відкладах.

Питанням геологічної будови і нафтогазоносності ДДЗ присвячена велика кількість наукових робіт [6, 8, 9, 13–15, 27–30, 33, 34, 37, 41–43, 54–58, 74, 76, 83, 94 та ін.] і виробничих звітів [119–122, 125, 126, 144, 145, 152, 165, 166, 169, 170, 172, 177–180, 182–186 та ін.]. З 2010 р. почалися дослідження нетрадиційних джерел вуглеводнів у межах ДДЗ, а саме перспектив нафтогазоносності комплексів ущільнених порід (сланців, аргілітів, щільних алевролітів і пісковиків), що знайшло віддзеркалення в низці наукових робіт [59–62, 85, 86, 87, 99, 101] і науково-виробничих звітів [116–118, 124, 151, 162–164, 167, 171, 176]. Матеріалі цих звітів і лягли в основу цієї монографії.

1. ЛІТОЛОГО-СТРАТИГРАФІЧНІ ФАКТОРИ КОНТРОЛЮ НАФТОГАЗОНОСНИХ КОМПЛЕКСІВ

Органічна речовина та її походження. Вміст органічної речовини (ОР) і характер її розподілу залежать від фаціально-літологічного типу породи. Найбідніші на неї червоноколірні й карбонатні формації, найбагатші – вугленосні формації та породи деяких морських формацій суттєво глинистого складу. За різними оцінками ОР, що входить до складу каустобіолітів, становить лише 0,5 % від її загальної маси, на частку горючих сланців і порід, збагачених органікою, припадає 10 %, решта ОР міститься в розсіяному вигляді. За іншими оцінками частка каустобіолітів становить лише 0,14 % від загальної кількості ОР [109].

За зв'язком з літологічними типами осадових порід найвищі концентрації ОР притаманні головним чином глинистим різновидам. Підвищені вмісти ОР у карбонатних і піщаних породах обумовлені їхньою збагаченістю глинистим матеріалом.

За походженням ОР у породах може бути: сингенетичною, тобто такою, що надійшла до осаду при його відкладенні й пройшла разом з ним усі етапи його перетворення; епігенетичною, тобто такою, що проникла в породу після її утворення (напр., бітуми, що мігрували з інших відкладів). Крім того, серед ОР виділяють автохтонну, тобто таку, що утворилась у тій самій фаціальній обстановці, що й осадок; і алохтонну – таку, що проникла в осадок з інших фаціальних середовищ, синхронних осадконакопиченню (напр., континентальний гумус у морському басейні), включаючи ту, що успадкувала уламки – продукти руйнування більш давніх порід, збагачених ОР.

Первинна ОР може зберігатися від окиснення тільки в безкисневих (відновлювальних) умовах. Ми не беремо до уваги формування розсіяної вуглистої речовини, що має вторинний характер і у водному середовищі залишається стійкою. Безкисневі умови могли виникати в різних обстановках седиментації. На континентах вони характерні для озерно-болотних обстановок, де накопичувалась органічна речовина переважно рослинного походження. Водночас безкисневі обстановки виникали і в морських басейнах. Однак реконструкція таких обстановок пов'язана зі значними труднощами. Зазвичай індикаторами безкисневих обстановок у морських породах є чорні сланці з підвищеним вмістом ОР (від 2 до 10 %), домішкою діагенетичного піриту, підвищеним вмістом розсіяних елементів – нікелю, кобальту, ванадію, хрому, міді, урану.

Традиційно найсприйнятнішою моделлю вважається модель глибокого ізольованого басейну, подібного до Чорного моря. Проте, як показано численними дослідженнями, застосування такої моделі часто наштовхується на певні труднощі. Наприклад, як указує Е. Хеллем [112], багато горизонтів чорних (бітумінозних) сланців простежуються через цілі континенти, але пов'язані з ними фації – мілководні. До того ж тяжіють вони, як правило, до підшови трансгресивних циклів. Автор зазначеної публікації наводить приклад добре відомих

сланців Чаттануга і їхні стратиграфічні аналоги в Аппалачах і на Середньому Заході США. Скрізь вони залягають в основі трансгресивного циклу, що припадають на верхи девону – низи карбону.

Е. Хеллем у зв'язку з цим для пояснення умов формування чорносланцевих товщ схиляється до моделі осадоутворення в мілководному морі, де застійні умови виникають за комбінації високої органічної продуктивності, стабільного клімату і дуже слабкого нахилу морського дна в бік океану, що перешкоджає інтенсивній циркуляції й стримує хвилювання морських вод.

Подібне пояснення застосовує також Р. Мур [72] для інтерпретації генезису чорного глинистого сланцю віргілію (верхній пенсильваній США), збагаченого вуглецевими та радіоактивними компонентами. Р. Мур відмічає, що такі глинисті сланці могли бути відкладами дуже мілкого моря, настільки заповненого численними водоростями, що рух води у дна внаслідок хвиль чи течій фактично був відсутній.

Інша модель Е. Хеллема базується на тому, що безкисневі або майже безкисневі умови могли виникати за високих швидкостей занурення дна морського басейну. У результаті виникали нерівності рельєфу дна – локальні заглиблення, де циркуляція була обмеженою, і локальні підвищення з аеробними умовами. Швидке занурення дна призводило до того, що пониження рельєфу не встигали заповнюватись осадами й анаеробні умови в них зберігалися достатньо довго. Е. Вернер [20], посилаючись на дослідження Е. Сейбольда, наводить приклад сучасної сапропелевої седиментації, дослідженої в затоці Мало-Дзеро біля о. Млет поблизу Дубровника (узбережжя Хорватії). Тут описано збагачені нікелем і хромом темні прошарки, що чергуються зі світлими вапнистими. Глибина моря в затоці досягає 29 м, причому придонні 9 м весь рік містять сірководень.

В особливих умовах формувались так звані доманікові відклади. Під цією назвою об'єднують кременисто-карбонатно-глинисті породи, збагачені ОР. Вміст останнього для доманіку Приуралля рідко перевищує 10 %; у більшості зразків це перші відсотки [66]. Подібні породи виділяють також у Донбасі та ДДЗ. Як показують деякі дослідники [66, 78, 79], збагачені ОР доманікові породи могли утворюватися на морському мілководді за особливого хімізму узбережних вод, що характеризувався підвищеним вмістом розчиненого кремнезему.

Перетворення органічної речовини. При регіональному метаморфізмі вугілля під впливом тиску порід, що перекривають пласт, і температури відбувається його дегазація. За опублікованими даними метан утворюється на всіх стадіях метаморфізму, включаючи стадію переходу антрациту в графіт [109]. На стадії переходу бурого вугілля в кам'яне відсоток метану серед інших газів становить 26,3 %, а вже на стадії переходу кам'яного вугілля в антрацит його кількість збільшується до 57,6 %. Таким чином, кількість метану, що виділяється з вугілля і ОР загалом зростає зі збільшенням ступеня його метаморфізму, тоді як інші гази зв'язуються або виводяться за рахунок хімічної й біохімічної взаємодії із вмісними породами.

Одночасно з підвищенням тиску відбувається перехід метану та інших газів у вмісні менш ущільнені породи. Нещодавно це було, зокрема, підтвердже-

но результатами вивчення вугленосних формацій Донбасу [65]. Так, фахівцями УкрНДМІ НАН України показано, що газоносність порід вугленосних формацій Донбасу зростає зі збільшенням вмісту ОР. Крім того, встановлено, що зі збільшенням ступеня катагенезу колекторські властивості гранулярних колекторів погіршуються, водночас сорбційні властивості розсіяної ОР міжвугільних інтервалів зростають. У кінцевому результаті, як указують автори, загальна величина газоносності вугленосної товщі не тільки не зменшується, а й зростає.

Цей висновок важливий також для вивчення газоносності паралічної формації ДДЗ. Вугленосні відклади тут розміщуються на різних стратиграфічних рівнях і зазнали впливу метаморфічних процесів. У нижньому карбоні – це нижньовізейські товщі північно-західної частини, нижньосерпуховські – західного продовження Донбасу. Як і для Донбасу, з башкирськими та московськими відкладами ДДЗ також пов'язані вугленосні пласти, хоч їхня товщина і кількість порівняно з Донбасом суттєво зменшується. Вугленосні відклади ДДЗ занурюються на значні глибини, що зумовило суттєве ущільнення порід. Як відомо [27], найбільше ущільнюються з глибиною пласти вугілля, найменше – пісковики. Зрозуміло, що саме в ці ущільнені пісковики з розсіяною органічною речовиною і витісняється газ вугільних пластів.

Таким чином, під тиском порід, що залягають вище, гази вуглефікації переходять у вмісті менш ущільнені пісковики і алевроліти, а інколи й у тріщинуваті аргіліти. Цим, з нашого погляду, пояснюється потенційна газоносність так званих щільних колекторів центрально-басейнового типу [75]. Зрозуміло, що регіональна вугленосність середнього карбону ДДЗ виводить середньокам'яно-вугільний комплекс у число найбільш перспективних на пошуки родовищ цього типу. Можливо, що саме дегазацією ущільнених колекторів середнього карбону (без залучення ендегенних джерел), розміщених на глибоких горизонтах, можна пояснити результати видобутку природного газу на Шебелинському родовищі, обсяги якого давно перевищили теоретичні розрахунки.

Зауважимо, що і поширені локально на північному заході та південному сході ДДЗ нижньокам'яновугільні вугленосні товщі також необхідно розглядати як перспективні на пошуки газоносних горизонтів в ущільнених колекторах центрально-басейнового типу.

Інакше реагують на тиск глини, що , залягають вище. Зокрема, при значному зануренні (більше 3 км) глини можуть утрачати флюїдоупорні властивості й перетворюватись на тріщинуваті колектори [111]. Однак це не стосується глин, насичених органо-мінеральною речовиною, яка впливає на еластичність порід під навантаженням, перешкоджаючи порушенню їхньої суцільності, і сприяє збереженню газу, який і прийнято називати сланцевим.

Отже, наявність метану в глинистих породах і щільних пісковиках обумовлена наявністю в них ОР різного походження та ступеня катагенетичних перетворень первинних осадів.

Загальна характеристика розрізу верхнього палеозою Дніпровсько-Донецької западини. Виходячи з викладеного вище, розглянемо розріз ДДЗ, переважно з девонськими і кам'яновугільними відкладами якої пов'язана найбільша в Україні нафтогазоносна область (рис. 1–4).

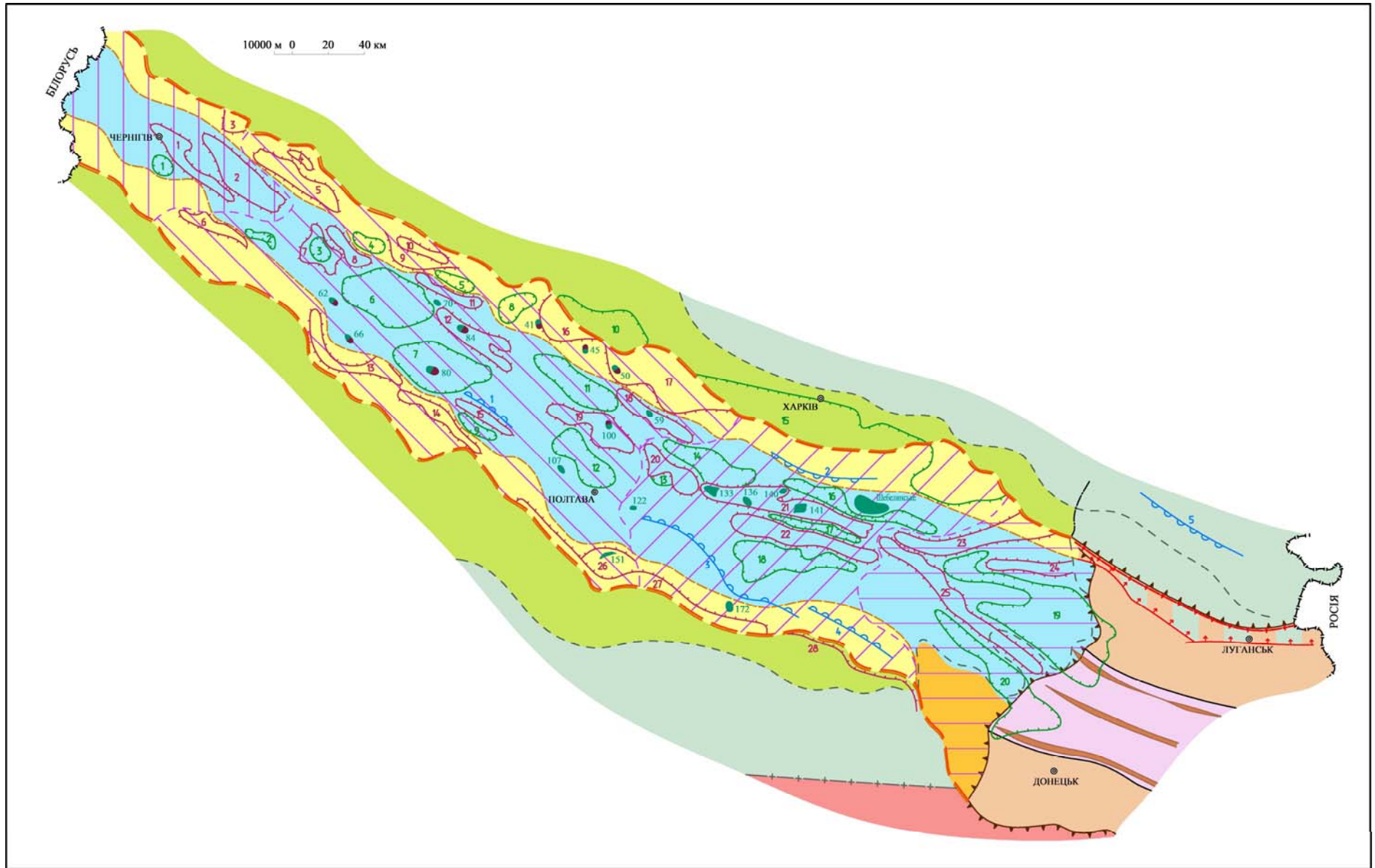


Рис. 1. Схема тектонічного районування Дніпровсько-Донецької западини

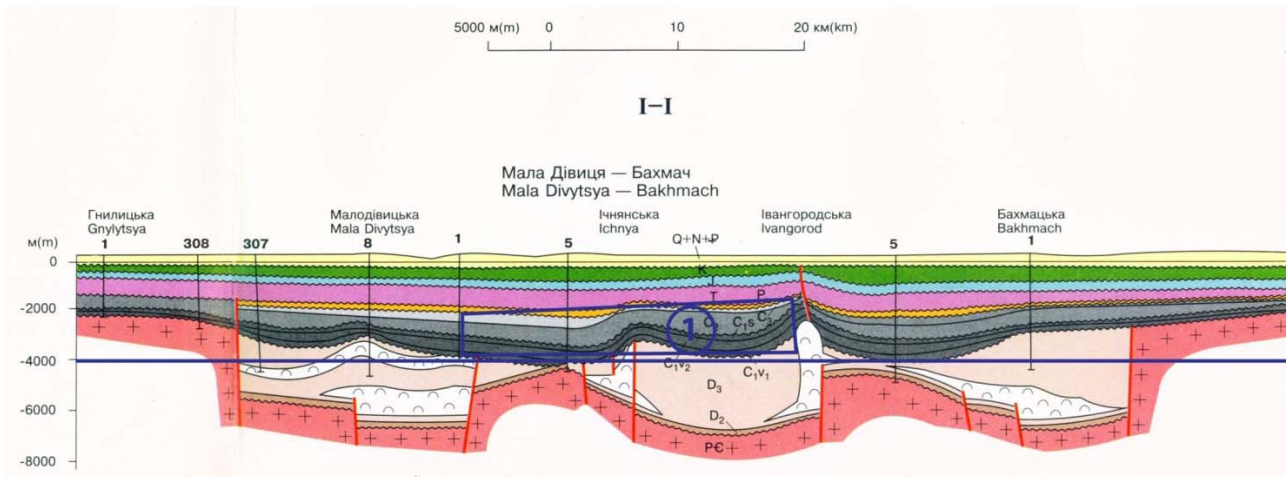


Рис. 2. Геологічний розріз по лінії I-I

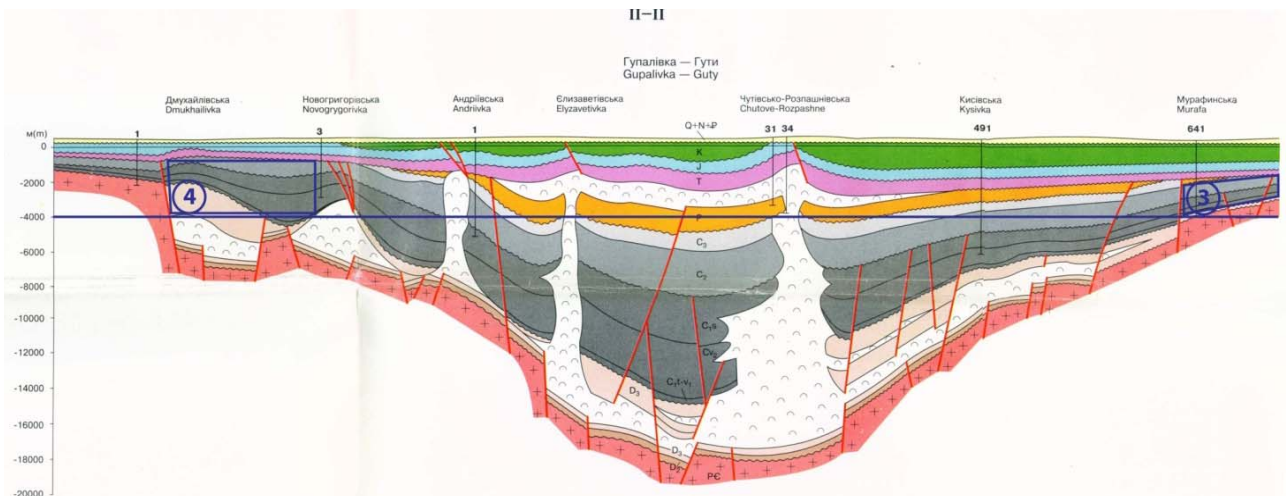


Рис. 3. Геологічний розріз по лінії II-II

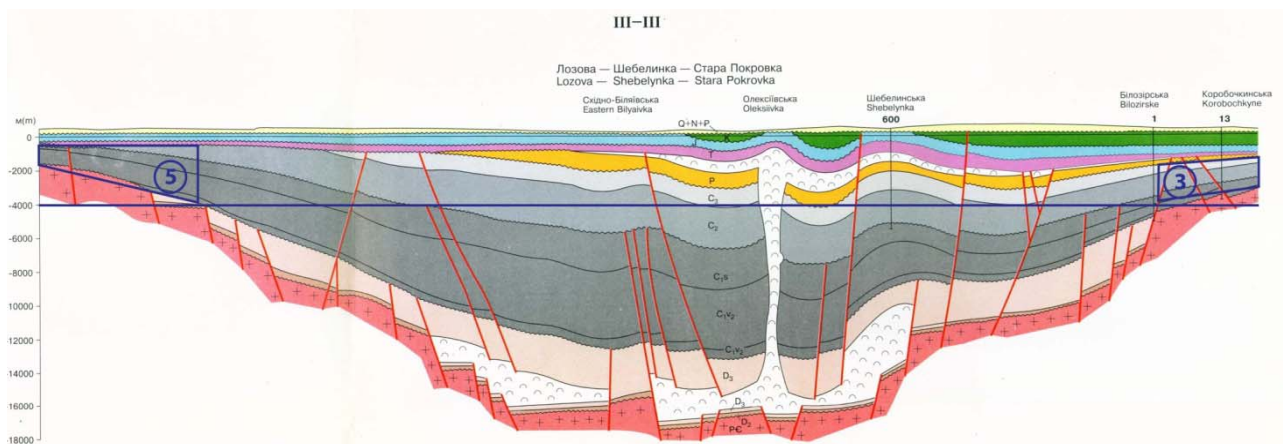


Рис. 4. Геологічний розріз по лінії III-III

Більш молоді мезокайнозойські відклади, ступінь метаморфічних перетворень ОР в яких порівняно незначний, тут не розглядаються. Суттєву додаткову інформацію щодо важливих рис осадкоутворення в пізньому палеозої в ДДЗ можна отримати і в Складчастому Донбасі. Це обумовлено тим, що в пізньому палеозої ДДЗ і Складчастий Донбас розміщувались у складі єдиного Доно-Дніпровського прогину. Тому закономірності осадконакопичення, установлені в Складчастому Донбасі, де верхній палеозой виходить на поверхню, можна (зви-

чайно, з певними застереженнями) поширити і на ДДЗ, де відклади цього віку можливо вивчати лише за матеріалами глибокого буріння та геофізичних методів.

При характеристиці розрізу верхнього палеозою ДДЗ ми будемо акцентувати увагу на товщах, які найбагатші ОР. Такі товщі розміщені на різних стратиграфічних рівнях і утворювалися в різних фаціальних умовах.

Девонські відклади ДДЗ складені вулканогенними, соленосними, карбонатними, строкатоколірними, червоноколірними породами, поширені головним чином у межах центрального грабену, де їхня товщина може досягати 5,5 км. На поверхню вони виходять тільки у південній частині Донбасу, у зоні його зчленування з Приазовським мегаблоком УЩ. Відклади девону доступні для буріння в північно-західній частині ДДЗ, її південній прибортовій зоні та в солянокупольних структурах (у вигляді переміщених соляних мас і брекчій кепроків). Склад девонських порід свідчить про вкрай несприятливі умови для збереження ОР. Аридний клімат, інтенсивні вулканічні процеси, з одного боку, завадили розвитку біоти, а з іншого – призводили до швидкого окиснення органічних решток.

Найбільш давні малопотужні (до 100 м) середньодевонські відклади складені переважно строкатоколірними теригенними породами. Верхньодевонські утворення в нижній частині (франський ярус) досягають потужності 3 км і більше і, крім строкатоколірних порід, характеризуються широким розвитком органічних вапняків і доломітів, соленосних і вулканогенних утворень. І лише окремі, локально поширені товщі франського і фаменського віку несуть ознаки появи застійних умов і виникнення депресійних чорносланцевих порід. Такі породи характерні для середньофранських (підсольовий горизонт), нижньофаменських (міжсольовий горизонт) відкладів і особливо для верхів фамену.

Серед порід середньофранського віку, що зіставляються із семилуцьким горизонтом Східноєвропейської платформи (СЄП), такі утворення розкриті свердловинами в північно-західній частині ДДЗ. Це темно-сірі до чорних, часто бітумінозні вапняки, доломітизовані вапняки і доломіти із прошарками аргілітів. Товщина їх незначна і становить декілька десятків метрів, лише локально зростаючи до 200 м [103]. Нижньофаменські доманікоїдні відклади пов'язані з аналогами задонського та елецького горизонтів СЄП. Вони відділяються від середньофранських карбонатно-соленосними відкладами нижнього соленосного горизонту. Ці породи локалізуються в системі прибортових палеодепресій ДДЗ. У центральних частинах палеодепресій вони представлені темноколірними карбонатно-глинистими відкладами. У межах палеопідняття вони заміщуються рифогенно-карбонатними відкладами. Товщина глинисто-карбонатних порід цього віку (нижня частина міжсольового горизонту) досягає 800–1200 м. Вони перекриваються потужною гетерогенною теригенно-вулканогенно-соленосною товщею (верхній соленосний горизонт), над якою залягають локально дуже потужні товщі, їх часто відносять до перехідних девонсько-кам'яновугільних відкладів, серед яких поширені й різновиди, збагачені ОР.

Дослідженню літології, стратиграфії та генезису порід цього стратиграфічного інтервалу присвячена велика кількість публікацій. Вивчений він головним чином у межах південної прибортової зони ДДЗ, де поділяється на горобцівсь-

ку, кременівську і руденківську світи, об'єднані в лиманську серію [103], що розкриті поблизу однойменних структур. Раніше ці відклади об'єднувались у зачепилівську світу, яка за результатами вивчення форамініфер Л. Ф. Ростовцевою та Н. Є. Бражниковою (1967) була виділена в ранзі XVa мікрофауністичного горизонту (МФГ) та зіставлялась із зоною C_{1ta} Донбасу.

Не вдаючись у деталі стратиграфічних схем, які пропонувались у різні роки різними авторами (А. А. Білик, В. А. Іванишин, Л. П. Алексеев, Л. В. Винниченко, С. В. Горак, Л. П. Кононенко, О. Ю. Котляр, В. А. Разніцин, О. Ю. Лукін та ін.), зазначимо, що:

1. В останніх публікаціях для верхів девону (або перехідних девонсько-кам'яновугільних відкладів) ДДЗ у місцевих стратиграфічних схемах виділяються більські та руденківські шари;
2. Більські шари зіставляються з підзоною C_{1ta}^1 (складені аргілітовими і глинистими вапняками, товщиною до 800 м); руденківські – з підзоною C_{1ta}^2 (новотроїцька серія, що в Донбасі належить до девону);
3. Аналоги руденківських шарів у Донбасі складені малопотужними карбонатними породами, імовірно з прихованими перервами. Одна з таких перерв відповідає гумеровському (покрівля девону) горизонту ССП, що в стратиграфічній схемі Донбасу припадає на межі зон C_{1ta} C_{1tb} (новотроїцької та мокроволноваської серій);
4. Руденківські шари вміщують чорносланцеві утворення, виникнення яких може пояснюватися зміною клімату із семіаридного до семигумідного та глобальною аноксидною подією, яка дістала назву Хангенберзької й фіксує границю девону і карбону. Виходячи з цього, О. Ю. Лукін [56, 57] обґрунтовує проведення границі девону і карбону в ДДЗ і Донбасі по підшві підзони C_{1ta}^2 (руденківських шарів);
5. Складно побудовані та потужні більські й руденківські шари у хвильових полях виділяються як клиноформні сейсмостратиграфічні тіла, що дозволяє розглядати пошуки нафти й газу в пограничних стратонах як самостійний напрям геолого-пошукових робіт.

Кам'яновугільні відклади. У кам'яновугільному періоді на території Донбасу і ДДЗ панував гумідний клімат палеоекваторіальної зони, що сприяло розквіту органічного світу. Величезна кількість біомаси в умовах озерно-болотних ландшафтів перетворювалась на вугілля і вугленосні породи. При руйнуванні вугленосних товщ стійкі у водних умовах вуглисті уламки могли перевідкладатися в континентальних умовах і виноситися в узбережні зони морських басейнів. Цьому сприяла часта зміна умов осадконакопичення від континентальних до морських. Водночас у морських басейнах періодично виникали безкисневі умови, які обумовлювали збереження ОР і утворення збагачених органікою чорносланцевих товщ. Причини виникнення таких безкисневих аноксидних зон, як було показано вище, могли обумовлюватися глобальними, регіональними та місцевими (локальними) факторами. Швидкі темпи осадконакопичення паралічної формації сприяли консервуванню та збереженню ОР від руйнування та окиснення. У результаті в ДДЗ і Донбасі сконцентрувалися гігантські об'єми ОР. Значна частина її зосереджена у вугільних пластах, але, вочевидь, ще більша частина міститься в розсіяному вигляді серед порід різного складу.

Як і в Донбасі, у ДДЗ нижня частина розрізу карбону складена переважно морськими утвореннями, а верхня – паралічною товщею [97]. Загальна закономірність розподілу фаціальних зон у ДДЗ полягає в послідовній зміні складу порід з південного сходу на північний захід від переважно карбонатних і карбонатно-глинистих морських фацій (у приосьовій зоні) до сіроколірних теригенних узбережно-морських і лагунних, а також червоноколірних і строкатоколірних континентальних (у прибортових зонах).

Турнейські відклади в Донбасі складені карбонатними породами нижньої частини мокроволноваської серії. У південній прибортовій зоні вони змінюються переважно глинисто-вапняковими утвореннями. Серед останніх на деяких площах з'являються темноколірні піщано-глинисті відклади, імовірно збагачені ОР. Їхнє положення в розрізі дозволяє зіставляти їх з підзоною (C_1t^{b2}) або більшою частиною каракубської світи Донбасу. Ці утворення в зазначених районах перекриваються біоморфними і біокластичними вапняками, а також карбонатно-теригенними породами верхньої частини турнейської товщі. Наймолодші відклади турнейського віку в Донбасі виділяються як докучаєвська пачка мокроволноваської серії (C_1v^a). Ця малопотужна (6 м) пачка складена перешаруванням чорних вапняків і алевролітів, збагачених ОР з піритовими вкрапленнями. Аналоги цієї пачки в ДДЗ чітко не виділяються. Можливо вони розмиті або не виділяються зі складу монотонних глинистих товщ. На північному заході ДДЗ турнейські відклади складені континентальними утвореннями – строкатоколірними та сіроколірними аргілітами, алевролітами і пісковиками, часто збагаченими високоглиноземистими мінералами – продуктами латеритного вивітрювання фундаменту СЄП.

Візейські карбонатні відклади Донбасу становлять верхню частину мокроволноваської серії. Але візейський вік має також межівська світа, яка залягає в основі потужної паралічної товщі Донбасу. Переважно карбонатні породи розкриваються у південно-східній та центральних частинах ДДЗ, де виділяються у сеймостратиграфічний підрозділ, відомий як "нижньовізейська плита", або яблунівська світа. Нижня частина візейських відкладів (аналоги радаєвського і бобрівського горизонтів центральних частин СЄП) на північному заході ДДЗ заміщуються континентальними вугленосними відкладами товщиною до 190 м.

У середній частині візейських відкладів виділяється кременисто-глинисто-карбонатна тонкоперешарована стильська світа (C_1v^c). Вона розглядається як аналог чорносланцевих товщ світу [7]. Незважаючи на відносно невелику товщину (до 40 м), стильська світа характеризується підвищеним вмістом ОР, розсіяних і радіоактивних елементів. Стратиграфічним аналогом світи в ДДЗ є рудівські шари, що виділяються як радіоактивний репер V_3R . Кременисто-карбонатно-глинисті відклади утворювалися в умовах застійного мілководдя з підвищеним вмістом розчиненого кремнезему. Над стильськими відкладами в Донбасі залягають біогенні карбонати донецької світи (C_1v^f). Близькі за віком карбонатні біогермні утворення виділяються на північному заході ДДЗ під назвою мошківська світа. За висновками більшості фахівців у центральних частинах ДДЗ шельфові карбонатні фації переходять у депресійні, представлені чергуванням чорних і темно-сірих аргілітів, алевролітів, зрідка пісковиків і вапняків. Вони виділяються в солохівську світу (ХІа МФГ) і мають товщину до 700 м.

Вище в ДДЗ розміщуються ритмічно побудовані товщі, що складаються перешаруванням спочатку морських, а вище морських і континентальних порід, які утворюють потужну сіроколірну теригенну слабовугленосну товщу. Вона незгідно залягає на відкладах солохівської світи. У цій товщі широко представлені морські глинисті аргіліти. Вони темно-сірі, вуглисто-гідрослюдисті, тонкодисперсні, алевритисті. Об'єднуються в X-XII МФГ і мають найбільшу сумарну товщину до 700 м.

У серпуховських відкладах з'являються прошарки вугленосних порід і вугілля. Територія поширення серпуховських відкладів значно менша порівняно з верхньовізейськими. Самарська світа нижнього серпухова на західному продовженні Донбасу вміщує промислові вугільні пласти, що розробляються шахтним способом. Товщина нижньосерпуховської сіроколірної лагунно-континентальної вугленосної товщі у східних районах ДДЗ становить близько 800 м.

На відміну від нижньосерпуховських, у верхньосерпуховських відкладах домінують типово морські утворення. На більшій частині території ДДЗ це сіроколірні породи, що складені ритмічним перешаруванням пісковиків, алевролітів, аргілітів і вапняків. У західних районах переважають глинисті породи з незначним вмістом пісковиків. Верхньосерпуховські відклади ДДЗ виділяються в абазівську світу, товщина якої досягає 800 м.

Середньокам'яновугільні відклади Донбасу вміщують основні вугільні продуктивні пласти, що розробляються у Відкритому Донбасі. Нижньобашкирські відклади незгідно залягають на серпуховських і складені переважно морськими глинисто-карбонатними осадами з багатою і різноманітною фауною. За сейсмогеологічними даними вони виділяються в ДДЗ як "башкирська плита". У прибортових і північно-західних частинах западини морські відклади заміщуються переважно лагунними. Товщина нижньобашкирських відкладів у центральних частинах западини не перевищує 200–300 м.

Максимальна вугленосність припадає на верхньобашкирські й московські відклади. Циклічна верхньобашкирсько-московська товща складена перешаруванням аргілітів, пісковиків з вапняками, пластами вугілля і вуглистими прошарками, що виникли завдяки частій зміні обстановок седиментації (від континентальних лагунних до мілководно-морських) на фоні стрімкого занурення при пануванні гумідного клімату. За своєю будовою вона мало чим відрізняється від аналогічних товщ Донбасу. У зв'язку з цим на більшій частині ДДЗ виділяються аналоги світ Донбасу. І лише на північному заході північного борта сіроколірні вугленосні відклади заміщуються строкатоколірними вугленосно-теригенними відкладами. Товщина верхньобашкирсько-московських відкладів досягає в центральних частинах ДДЗ 1200 м.

Формування верхньокам'яновугільних відкладів на території Донбасу і ДДЗ відбувалося на фоні прогресуючої аридизації клімату. На переважній частині території верхній карбон складений циклічною товщею піщано-глинистих строкатоколірних (зрідка червоноколірних) порід з рідкісними прошарками вапняків, доломітів, вуглистих сланців, а на північному сході ДДЗ – червоноколірними континентальними пісковиками. Товщина верхньокам'яновугільних відкладів у центральних частинах ДДЗ перевищує 1000 м.

Пермські відклади. У складі пермських відкладів ДДЗ різко переважають соленосні й червоноколірні відклади, що утворилися при аридному кліматі. Як і в девоні такі умови не сприяли розвитку біоти і збереженню від окиснення значних кількостей ОР.

Фактори локалізації органічної речовини в Дніпровсько-Донецькій западині. З'ясувавши загальний характер стратиграфічного поширення вугленосних і збагачених ОР товщ ДДЗ і Донбасу, спробуємо встановити причини їхньої появи на цих рівнях. Виявляється, що стратиграфічні рівні накопичення ОР обумовлені складною взаємодією як глобальних, так і регіональних факторів (рис. 5). У кожному випадку їхнє співвідношення, ступінь впливу на продукування і збереження ОР були різні.

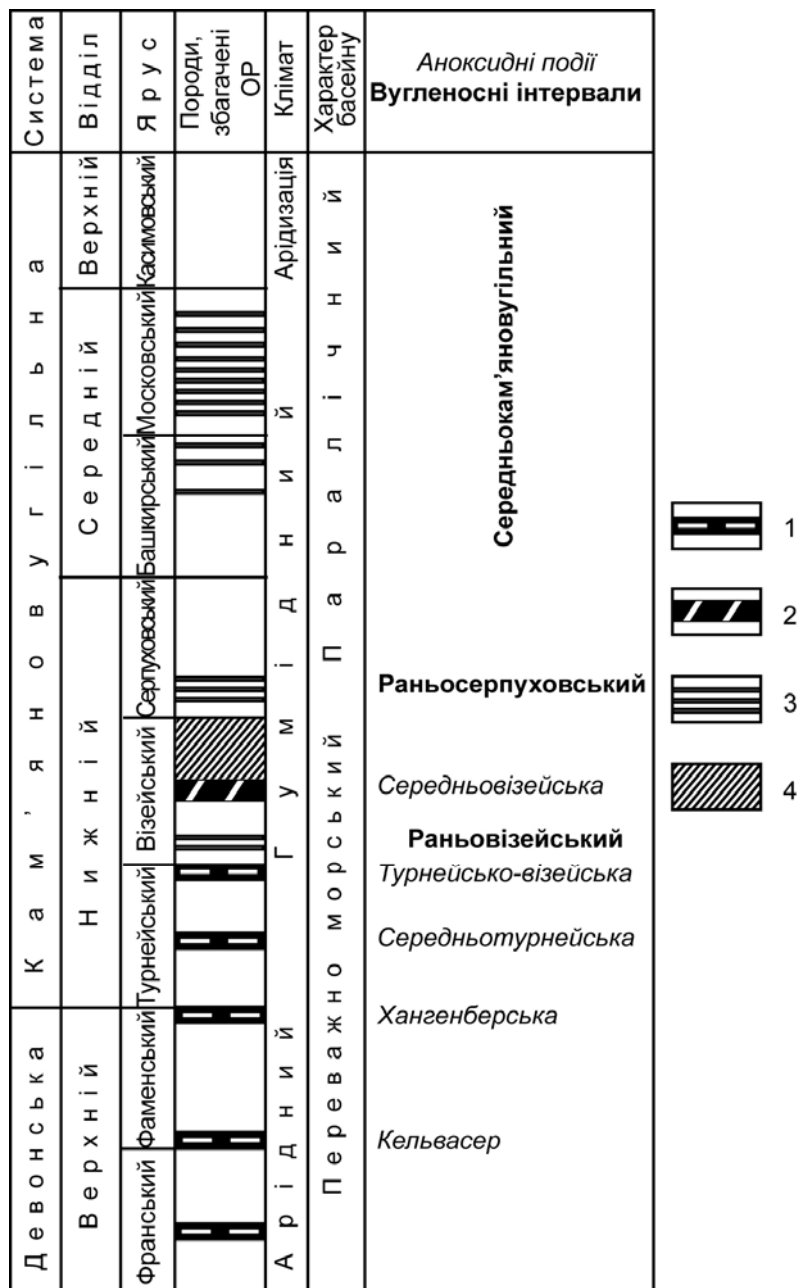


Рис. 5. Схема стратиграфічного поширення збагачених органічною речовиною порід у девоні й карбоні Дніпровсько-Донецької западини:

1 – чорні аргіліти; 2 – кременисті мергелі; 3 – вугленосні відклади; 4 – темно-сірі аргіліти

Серед глобальних факторів палеокліматичні й палеогеографічні відігравали провідну роль. Як уже згадувалось, умови аридного клімату та інтенсивний вулканізм у пізньодевонську епоху не сприяли як розквіту органічного світу, так і збереженню ОР від окиснення. Початок пізнішого періоду аридизації припадає на пізньокам'яновугільну епоху. Остаточно аридний клімат на території ДДЗ установився на початку пермського періоду.

Кам'яновугільний період в історії Землі був найсприятливішим для накопичення органічної речовини, переважно у вигляді торфу, що потім перетворювався на вугілля. Як відомо, це пояснюється сприятливим для розвитку біоти гумідним кліматом, поширенням озерно-болотних ландшафтів з буйною рослинністю. Повною мірою це стосується території Донбасу і Дніпровсько-Донецької западини. Осадочний басейн, що розміщувався тут у палеоекваторіальному поясі, простягався у вигляді вузької смуги з південного сходу на північний захід. Процеси вугленакопичення тут відбувалися в різні відрізки часу. Найдавніші вугленосні відклади виникли в ранньому візе. Цей період відповідає найінтенсивнішим процесам вугленакопичення в центральних районах СЄП (радаєвський, бобриківський та ранньотульський часи), що супроводжувалися латеритним вивітрюванням кристалічних порід. Продукти цього вивітрювання виносились у ДДЗ з навколишніх ділянок суші, формуючи каолінові прошарки та високоглиноземисті сухарні глини. Наступна епоха інтенсивного вугленакопичення припадає на ранньосерпуховський час. Найпотужніші вугленосні товщі в цей період виникли на західному продовженні Донбасу. Але і в інших районах ДДЗ лінзи кам'яного вугілля серед карбонатно-теригенних порід нижнього серпухова є звичайними.

Починаючи із середньокам'яновугільної епохи, вугленакопичення на території Донбасу і ДДЗ досягло пікових значень. Цьому сприяли регіональні тектонічні фактори. Розвиток території, яка являла собою вузьку затоку з дуже нестійкою береговою лінією, можна пояснити механізмом динамічної рівноваги між темпами занурення і швидкістю осадкоутворення. Постійне занурення території призводило до періодичного наступу моря. Кожного разу прогин, що утворювався, заповнювався (компенсувався) привнесенням уламкового матеріалу з навколишньої суші. Море відступало, щоб знову повернутись сюди після того, як темпи занурення перевищать швидкість теригенного осадконакопичення. У результаті в осадочному басейні (подібні басейни дістали назву паралічні) сформувалася потужна багатокілометрова циклічна вугленосна товща.

До числа глобальних безсумнівно належать також трансгресії й регресії, що обумовлені коливаннями рівня світового океану. Причини цих коливань є предметом дискусій. Однак зрозуміло, що палеокліматичні зміни відігравали при цьому одну з найважливіших ролей. Достатньо назвати гондванське зледеніння, що відбувалося в кам'яновугільному періоді й призвело до глобальної регресії на межі ранньо- і середньокам'яновугільних епох (міссісіпію і пенсільванію) унаслідок формування гігантського льодовикового панциру.

Епохи глобальних регресій в ранньокам'яновугільну епоху були визначальними для формування вугленосних відкладів на території Донбасу, ДДЗ та інших суміжних територій. У такі епохи суттєво збільшувалися розміри заболочених

ділянок суші і різко зростав обсяг біомаси, головним чином за рахунок розвитку флори. Такі тривалі регресивні епохи припадають на ранньовізейський та ранньосерпуховський час. Водночас згадана вище короткочасна глобальна регресія на межі раннього і середнього карбону не тільки не сприяла розвитку рослинності, а й викликала глобальне вимирання і різке зменшення біорізноманіття.

Основна епоха вугленакопичення в ДДЗ і Донбасі, що припадає на середній карбон, не показує зв'язку з коливаннями рівня світового океану. Навпаки, як показано вище, на формування вугленосної товщі в Донбасі й ДДЗ у цей період основний вплив мали регіональні тектонічні рухи. Власне наявність осадового басейну, що розміщувався на цій території, обумовлена стійким зануренням фундаменту у вузькому внутрішньоплатформному грабені (авлакогені). Тому процеси седиментації тут тісно пов'язані з досягненням стану динамічної рівноваги між темпами цього занурення і швидкістю осадконакопичення. Величезна кількість періодичних трансгресій і регресій тут пов'язана саме з тенденцією, спрямованою на досягнення стану динамічної рівноваги.

Інакше глобальні й регіональні фактори впливали на об'єми і можливість збереження ОР у морських басейнах. Зауважимо, що відносно стабільні морські басейни на території Донбасу і ДДЗ існували тільки в турнейському і візейському віках. Серед найсуттєвіших факторів укажемо на глобальні безкисневі (аноксидні) події, які призводили до порушення циркуляції вод і виникнення відновлювальних обстановок на значних ділянках морських басейнів хоч і на короткий час, але в гігантських масштабах. Такі події, як правило, розпізнаються в розрізах за появою чорносланцевих прошарків і тому їх часто називають "чорносланцеві події". Найчастіше їм передують короткочасні регресії, які змінюються такими ж короткочасними трансгресіями. У результаті в морські басейни зноситься величезна кількість ОР у різних формах, що і викликає появу аноксидних умов. На сьогодні виявлено декілька аноксидних подій для девону і карбону [40]. Вони з різною контрастністю проявлені в розрізах ДДЗ і Донбасу.

Подія Кельвасер пов'язується з короткочасною евстатичною трансгресією на межі франського і фаменського віків пізньодевонської епохи. Характеризується глобальним зниженням біорізноманіття, зокрема припиненням рифоутворення. У розрізах численних регіонів світу проявляється у вигляді прошарку чорних сланців у неритових і пелагічних фаціях. У ДДЗ чорносланцеві породи, пов'язані з цією подією, характерні для міжсольового горизонту.

Хангенберзька подія підкреслена катастрофічним глобальним вимиранням – біотичною кризою. Відповідний стратиграфічний інтервал, як згадувалося вище, детально вивчений у зв'язку з розв'язанням проблеми меж девонської й кам'яновугільної систем у Міжнародній стратиграфічній шкалі (МСШ). Сліди цієї події простежуються в Західній Європі, Північній Америці, на північному сході Росії. У карбонатних мілководно-шельфових фаціях цій події відповідає перерва, а у фаціях відкритого шельфу – прошарок чорних сланців. Подія інтерпретується як результат короткочасної регресії, що була перервана короткочасною трансгресією. У Донбасі на відповідному стратиграфічному рівні фіксується перерва, водночас в ДДЗ скоріш за все їй відповідають потужні руденківські шари, які включають чорносланцеві прошарки, детально охарактеризовані О. Ю. Лукіним [57].

Середньотурнейська подія, відома також як Lower Alum Shale event, проявлена в мілководно-шельфових фаціях як глинисто-алевритова пачка, а у фаціях глибокого шельфу маркується прошарком кременистих тонкошаруватих аргілітів з підвищеним вмістом ОР. Причини рубежу подібні до охарактеризованих вище – короткочасна регресія, перервана такою ж короткочасною трансгресією. Сліди події спостерігаються в Північній Америці, Західній Європі, Росії. У Донбасі їй, імовірно, відповідає пачка глинистих сланців і вапняків у нижній частині каракубської світи, а в ДДЗ – середня і верхня частини зорківської світи, складена переважно темно-сірими аргілітами.

Турнейсько-візейська подія, відома також як Avint event, викликана також евстатичними причинами. Фіксується за різкими фаціальними та фауністичними змінами в межах численних регіонів Євразії. У Донецькому басейні їй відповідає докучаєвська пачка чорних перешарованих аргілітів і глинистих вапняків. У ДДЗ це, імовірно, темно-сірі аргіліти пісківської світи або її нижньої частини.

На глобальні причини, які викликали наступну середньовізейську (стильську) подію, накладено регіональні палеотектонічні фактори. Наслідки цієї події, яка відповідає ранньотульському часу розвитку СЄП, найбільш контрастно проявлені на периферії СЄП, у тому числі в Донбасі та ДДЗ [79]. Вони представлені чорносланцевими породами з підвищеним вмістом оксиду кремнію, або доманіковими шарами. У Донбасі такі породи описуються як кременисті мергелі стильської світи. Чорносланцеві породи Донбасу і ДДЗ детально охарактеризовані С. О. Мачуліною [67]. На думку В. В. Огаря, кременисто-карбонатно-глинисті породи цього стратиграфічного інтервалу зобов'язані своїм походженням комбінації причин, серед яких головними є: гумідний клімат і наявність мілководного теплового шельфового моря, оточеного заболоченою рівниною з торфонакопиченням і латеритним вивітрюванням. Застійні умови при цьому виникали внаслідок постійного надходження в морські води великої кількості оксиду кремнію, який вивільнявся при латеритному вивітрюванні кристалічних порід, величезних мас ОР, що утворювалася при торфонакопиченні й у морських водах унаслідок життєдіяльності мікроорганізмів. Аналогом стильської світи в ДДЗ є рудівські шари. Подібні до описаних у Донбасі та ДДЗ кременисті чорносланцеві породи середини візе описані в інших регіонах Східної Європи, а також у Північній Америці (формація Cowley Канзасу [115] та ін.). І хоч це свідчить про глобальну обумовленість причин їхнього формування, у подійному аспекті поява цих порід у розрізах середини візе почала розглядатися лише нещодавно [79].

Як уже відзначалося, починаючи з кінця візейського віку в Донбасі й ДДЗ виникає паралічний басейн з частою зміною обстановок осадконакопичення від континентальних до морських. Седиментація при цьому обумовлювалася головним чином регіональними факторами, а ОР накопичувалася переважно в континентальних умовах. Глобальні події в морських фаціях нівелювалися регіональними особливостями седиментації й проявилися у вигляді стратиграфічних перерв і різких змін складу органічних решток.

Глобальні та регіональні фактори розвитку території ДДЗ і Донбасу в пізньому палеозої, що охарактеризовані вище, дозволяють визначити регіональні

стратиграфічні рівні поширення товщ, потенційно найбільш збагачених ОР. Однак вплив різноманітних місцевих факторів, серед яких розподіл фаціальних зон у морських басейнах, ландшафтних зон на суші, локальні тектонічні рухи, у тому числі прояви солянокупольної тектоніки, могли не тільки впливати на склад оса-дів, а й призводити до розмиву порід, що утворилися раніше. З огляду на це, при прогнозі товщ, збагачених ОР, особливе значення має виділення конкретних лі-тологічних тіл. Такі тіла відповідно до Стратиграфічного кодексу України виді-ляються як підрозділи місцевих стратиграфічних схем – шарів, пачок, товщ, світ (підсвіт), серій. Вони виділяються головним чином із застосуванням літострати-графічних методів, а також тісно пов'язаних з ними промислово-геофізичних і сейсмостратиграфічних методів. Нижче наведено перелік і коротка характе-ристика основних місцевих підрозділів, збагачених ОР різного походження. Відзна-чимо, що, на нашу думку, детальність місцевих стратиграфічних схем верхнього палеозою ДДЗ буде зростати з інтенсифікацією пошукових робіт, що виявляти-меться в уточненні меж виділених раніше стратонів і появі нових підрозділів.

У девоні виділяються три товщі, які на окремих ділянках складені порода-ми з підвищеним вмістом ОР. При цьому остання із цих товщ часто належить до так званих перехідних відкладів (стратонів):

1. Балаклійські шари лоєвської світи пов'язані з підсольвоими відкладами і корелюються із семилуцьким горизонтом франського ярусу СЄП. Вони складе-ні вапняками темно-сірими із прошарками і лінзами аргілітів у нижній частині. За простяганням заміщуються строкатоколірними та туфогенними породами. Товщина – до 60 м.

2. Осьмаківська, кінашівська (північно-західна частина ДДЗ) та калайдинсь-ка (південна прибортова зона) світи належать до міжсольового інтервалу і коре-люються із задонським і елецьким горизонтами нижньофранського під'ярусу СЄП. Складені теригенно-карбонатними і теригенно-флішоїдними утвореннями. Серед останніх часті аргіліти темно-сірі із прошарками алевролітів і вапняків з морською фауною. Товщина кожної із світ може перевищувати 500 м.

3. Кременівська і руденківська світи (лиманські й руденківські шари) при-урочені до верхів девону. Їхня кореляція з розрізами Донбасу і СЄП неоднозначна. Світи складені аргілітами темно-сірими із прошарками алевролітів і глинистих вапняків (кременівська світа), а також чергуванням темно-сірих теригенних, кар-бонатних і глинистих порід (руденківська світа). Руденківські шари в південній прибортовій зоні можуть досягати товщини понад 1000 м, товщина глинистих по-рід кременівської світи (лиманські шари) у цьому районі може досягати 780 м.

У карбоні виділяються декілька стратиграфічних рівнів, збагачених ОР, що накопичилися як у морських, так і в континентальних умовах. У морських (ли-ше зрідка в континентальних) умовах накопичувалась ОР в турнейському та візейському віках. До перспективних у відношенні можливої газонасності під-розділів карбону ДДЗ належать:

1. Середня та верхня підсвіти зорківської світи ДДЗ, складені аргілітами тем-но-сірими гідрослюдястими, ділянками, збагаченими вуглистими рештками та пі-ритизованими. Сумарна товщина підсвіт у стратотиповому розрізі становить 123 м.

Цей стратиграфічний інтервал відповідає низам каракубської світи нижнього турне Донбасу. Товщина тонкошаруватих чорносланцевих порід – від 0,4 до 2 м. Аргіліти кременисто-гідролудисті вміщують до 2,33 % $C_{орг}$ (дані С. О. Мачуліної).

2. Пісківська світа в стратотиповому розрізі має товщину 160 м. У складі світи різко переважають глинисті утворення, часто збагачені рослинними рештками з рідкісними прошарками вапняків з морською фауною. У Донбасі нижній частині світи відповідає докучаєвська пачка мокроволноваської серії. Вона складена перешаруванням вапняково-глинистих сланців із 5–6 прошарками темно-сірих доломітизованих глинистих вапняків з морською фауною, спікулами губок і піритом. За даними С. О. Мачуліної, у вапняках вміст $C_{орг}$ становить 1,58 %, в аргілітах – 1,15 %.

3. Нижньоартюхівська підсвіта заміщає пісківську за простяганням у північно-західній частині ДДЗ, де виділяється як нижньовізейська вугленосна товща, складена аргілітами і алевролітами, що чергуються з підпорядкованими прошарками пісковиків і прошарками кам'яного вугілля. Товщина підсвіти в середньому становить близько 100 м, досягаючи місцями 300–350 м.

4. Рудівські шари ДДЗ є стратиграфічним аналогом стильської світи Донбасу. У чорних кременистих мергелях і спікулових силіцитах стильської світи, що має товщину близько 40 м, вміст $C_{орг}$ становить 1,9–5,8 %. За даними вітрильної термометрії ступінь їхнього катагенетичного перетворення відповідає градаціям MK_4 – AK_1 (дані С. О. Мачуліної). Породи характеризуються підвищеною радіоактивністю, підвищеним вмістом ряду хімічних елементів, у тому числі золота. Дуже схожі показники мають і рудівські шари ДДЗ.

5. На рудівських шарах у приосьовій та південній прибортовій частині ДДЗ залягає солохівська світа, складена чергуванням аргілітів і алевролітів темно-сірих і чорних. Зрідка трапляються світло-сірі пісковики з обвугленими рослинними рештками. Товща за мікрофауністичними даними виділяється як ХІа МФГ і має товщину до 700 м. Оскільки на бортах западини ця товща заміщається карбонатами мілководного шельфу, то вона може належати до депресійних фацій. Кореляція з розрізом Донбасу неоднозначна. Можливо, що на цей стратиграфічний інтервал у Донбасі припадає стратиграфічна перерва.

6. Сіроколірні теригенно-слабовугленосні андріяшівська, перекопівська та васильківська світи ДДЗ зі значним вмістом аргілітів відповідають донецькій карбонатній і межівській карбонатно-теригенній світам верхнього візе Донбасу. Сумарна товщина світ у ДДЗ досягає 600 м.

7. Новомиколаївська світа відповідає самарській вугленосній товщі Донбасу. Виділена в південній прибортовій зоні ДДЗ, де складена циклічним перешаруванням аргілітів, алевролітів, пісковиків, кам'яного вугілля товщиною 100 м.

8. Верхньобашкирська – московська вугленосна товща представлена ритмічним перешаруванням аргілітів, алевролітів, пісковиків, вапняків і вугілля. За своєю будовою вона мало чим відрізняється від вугленосної товщі Донбасу. Але кількість пластів вугілля та їхня товщина у північно-західному напрямку поступово зменшується. На крайньому північному заході вугленосні відклади заміщаються строкатоколірними. Товщина вугленосної товщі в ДДЗ – 800–1200 м.

Як було показано в 1 книзі циклу монографій, для сланцевих відкладів основними факторами потенційної газоносності є вміст органічної речовини, наявність безкисневих (відновлювальних) умов осадконакопичення (що сприяє збереженню ОР), ступінь перетворення порід (їхнього метаморфізму й ущільнення), наявність аноксидних подій в геологічній історії розвитку. Для ущільнених колекторів (пісковиків і алевролітів з низкою пористістю – до 0,5–1,0 %) разом з цими факторами особливе значення також має присутність у розрізі відносно пухких відкладів, збагачених ОР, зокрема шарів вугілля. Їхнє суттєве ущільнення при зануренні на значні глибини сприяє витісненню газів з вугільних пластів (які дуже суттєво зменшують свій об'єм під впливом процесів динамометаморфізму) до пластів пісковиків і алевролітів, які ущільнюються не так суттєво завдяки особливостям їхнього мінерального складу (напр., присутність відносно міцних зерен кварцу). До найважливіших аноксидних подій в геологічній історії ДДЗ, які відповідали виникненню відновлювальних умов і сприяли збереженню органічної речовини, належать так звані "чорносланцеві події:

- *Кельвасерська* на межі франського і фаменського віків пізнього девону, з якою пов'язано накопичення чорносланцевих товщ міжсольового горизонту девону;
- *Хангенберзька* на межі девону і карбону, з якою пов'язані чорносланцеві відклади руденківської світи;
- *середньотурнейська*, якій відповідає накопичення темнозабарвлених аргілітів зорківської світи;
- *турнейсько-візейська* на межі відповідних віків, коли накопичувалися темнозабарвлені аргіліти пісківської світи;
- *середньовізейська* з накопиченням кременистих чорносланцевих рудівських шарів.

Відповідно, серед відкладів ДДЗ, збагачених ОР, з якими можуть бути пов'язані скупчення сланцевого газу, виділено такі стратиграфічні одиниці:

девон:

- *франський ярус*: балаклійські шари лоєвської світи – вапняки темно-сірі із прошарками і лінзами аргілітів (до 60 м); осьмаківська, кінашівська, калайдинська світи – теригенно-карбонатні й теригенно-флішоїдні утворення із прошарками аргілітів і вапняків (до 500 м);
- *фаменський ярус*: кременівська і руденківська світи – аргіліти із прошарками алевролітів і глинистих вапняків, карбонатні й глинисті породи (780–1000 м);

карбон:

- *нижній турне*: середня та верхня підсвіти зорківської світи – аргіліти темно-сірі гідролюдисті із $C_{орг.}$ до 2,33 % (123 м);
- *нижній візе*: пісківська і нижньоартюхівська світи – аргіліти ($C_{орг.}$ 1,15 %) із прошарками вапняків ($C_{орг.}$ 1,58 %) і кам'яного вугілля (100–350 м);
- *середній візе*: рудівські шари (аналог стилської світи Донбасу) ($C_{орг.}$ 1,9–5,8 %) (40 м); солохівська світа – чергування чорних аргілітів і алевролітів (до 700 м);
- *верхній візе*: андріяшівська, перекопівська, васильківська – аргіліти (до 600 м);
- *серпуховський ярус*: новомиколаївська світа – перешарування аргілітів, алевролітів, пісковиків, кам'яного вугілля (100 м);
- *баширський і московський яруси*: ритмічне перешарування аргілітів, алевролітів, пісковиків, вапняків, вугілля (800–1200 м).

2. ПЕРСПЕКТИВНІ ПЛОЩІ ПІВДЕННО-СХІДНОЇ ЧАСТИНИ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

2.1. Перехідна зона між Складчастим Донбасом і Дніпровсько-Донецькою западиною. Артемівська площа

Артемівська перспективна площа виділена у контурах, обмежених Артемівською, Дробишівською, Святогірською та Співаківською структурами. На цій території відомо два родовища ВВ (Дробишівське і Співаківське), які пов'язані з традиційними антиклінальними пасками. Показано, що ця територія має значні перспективи на отримання промислових припливів газу з ущільнених колекторів або газу центрально-басейнового типу [163]. Результати буріння підтверджують регіональну газоносність середньокам'яновугільних відкладів у межах рекомендованої ділянки. Зокрема, припливи газу із середньокам'яновугільних відкладів отримано на Дробишівському родовищі (інт. 3618,0–3643,0 м, дебіт близько 70 тис. м³/добу), у св. Святогірська-609 (інт. 4403–4411 м, дебіт близько 8 тис. м³/добу), у св. Камишеваська-1 та ін. Сприятливою є наявність регіональної покривки – галогенної формації нижньої пермі.

Параметрична свердловина Артемівська-1 пробурена в межах виявленої сейсморозвідкою Артемівської структури, яка розміщується в зоні зчленування Складчастого Донбасу і ДДЗ, з метою вивчення регіонально-газоносної товщі нижньої пермі, верхнього і середнього карбону (рис. 6). За переважною більшістю оцінок територія належить до малоперспективних. Це пояснюється близькістю до Складчастого Донбасу, що зумовило високий ступінь катагенічних перетворень і ущільненість верхньопалеозойських порід. У цій зоні виділяються Співаківський газоносний і Кальміус-Бахмацький перспективний райони. За час досліджень тут відкрито лише два невеликі за запасами вуглеводнів родовища (Співаківське і Дробишівське), що розташовані в межах Співаківського району. Кальміус-Бахмацький район продовжує залишатися лише перспективною територією із суттєво ускладненими сейсмогеологічними умовами, що стримує підготовку структур до буріння. Загалом вивченість зони зчленування Складчастого Донбасу і ДДЗ залишається дуже низькою, а ступінь розвіданості ресурсів ВВ характеризується лише першими відсотками. Водночас пробурені в різні роки глибокі розвідувальні свердловини розкрили слабогазоносні інтервали кам'яновугільних відкладів. Найсуттєвіші припливи газу отримано на Дробишівському родовищі. При випробуванні середньокам'яновугільних відкладів з інт. 3618,0–3643,0 м отримано приплив газу дебітом близько 70 тис. м³ на добу. Слабкі припливи газу отримано також у св. Камишеваська-1. Із св. Святогірська-609 при випробуванні середньокам'яновугільних відкладів в інт. 4403–4411 м (ПЕО 30 Ом·м, $K_{\text{п}} = 0,13-0,10$) отри-

мано приплив газу дебітом близько 8 тис. м³ на добу. Пробурена в межах Артемівсько-Висоцької площі параметрична св. Бахмутська-1 розкрила колектори до глибини 3771 м і підтвердила коректність сейсмічних побудов. Вона не розкрила газонасичених пластів, оскільки виявилася пробуреною в неоптимальних структурних умовах, розміщуючись між двома підняттями.

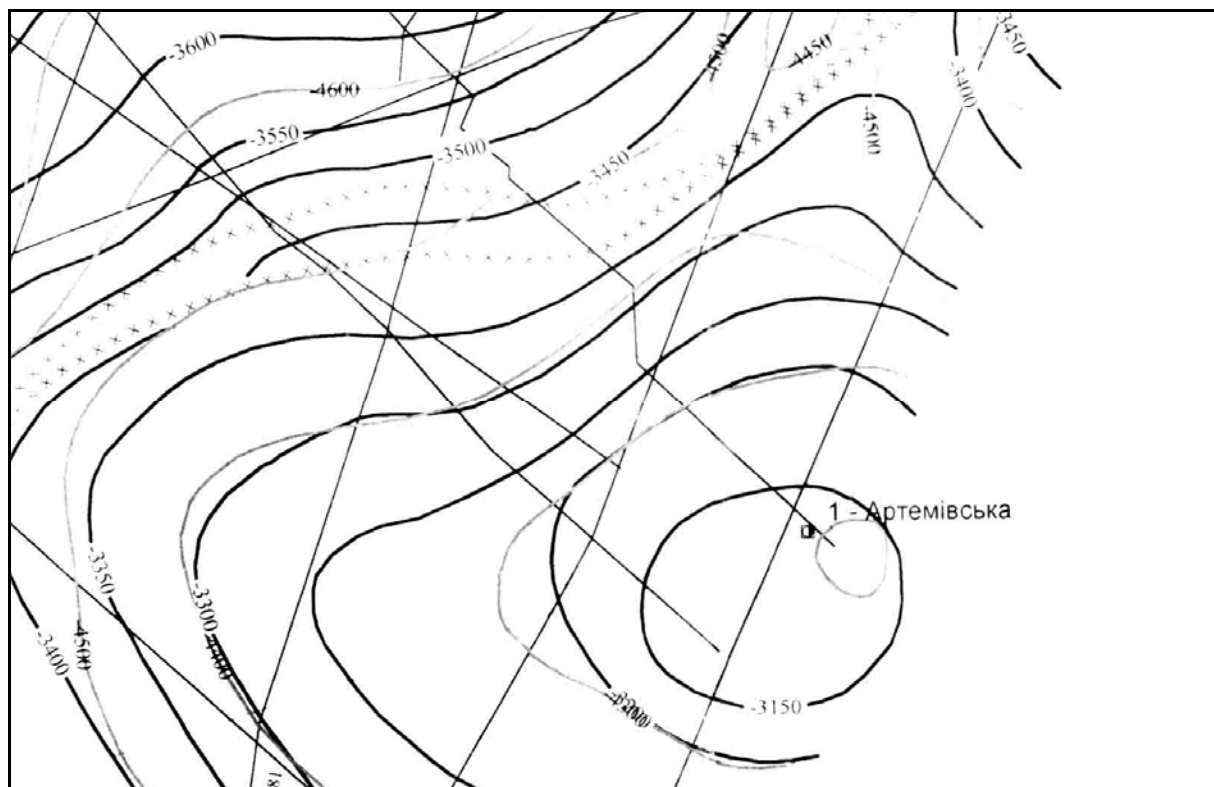


Рис. 6. Структурна карта Артемівської площі по відбивним горизонтам Vb₁ і Vb₂

Стратиграфічні горизонти проаналізованої нами св. Артемівська-1 по відкладах нижньої пермі та верхнього карбону розташовані приблизно на 600 м вище порівняно з розрізом св. Бахмутська-1, вибій якої розташований на глибині 3540 м і на 850 м вище, ніж у св. Святогірська-609.

Свердловина пробурена за проектом параметричного буріння, розробленого УкрНДІгазом, з метою вивчення регіональногазонасної товщі нижньої пермі, верхнього та середнього карбону (продуктивні горизонти А-3, А-8, Г-13, К-2, К-6, М-1, М-2, М-6, Б-2) в умовах розвитку нижньопермської галогенної формації як регіонального флюїдоупору. 2005 р. свердловина закінчена бурінням з фактичним вибоєм 4498 м (горизонт М-7) і випробувана.

З метою уточнення геологічної будови площі у свердловині виконано ВСП. За його результатами були уточнені попередні структурні побудови за результатами робіт МСГТ с.п. 89/81. Зокрема, встановлено зміщення положення апікальної частини структури в південно-східному напрямку і наявність розлому з південно-східним падінням зміщувача. Також слід відзначити, що в інтервалах глибин 3540–3640 і 3860–3960 м спостерігається аномальне зменшення значень коефіцієнта Пуассона, що пов'язано з присутністю в розрізі газонасичених пластів.

За даними газового каротажу (табл. 1), починаючи в інт. 3700–4025 м, спостерігались значні збільшення концентрації ВВ по кривій $\Gamma_{x.cym}$ від 1 до 38 %

об'єму. В інтервалі величина характеризувалась високими показниками – вона коливалась від 11 до 70 см³/л. Газопоказання по кривій $\Gamma_{\text{сум}}$ коливались від 1 до 30 %. Під час промивання після простою свердловини спостерігалися виходи розгазованих порцій промивальної рідини з високими газопоказниками – до 30 %. Час буріння цього інтервалу становив від 30 до 120 хв/м. Інтервал складений пісковиками, алевролітами та аргілітами.

Таблиця 1. Свердловина Артемівська-1 (газокаротажні дослідження)

Інтервал, м	Породи	Концентрація вуглеводню, % об'ємних Σ	Концентрація вуглеводню, СН ₄ %	T, хв/м	Газонасиченість, g см ³ /л	Газопоказники, $\Gamma_{\text{сум}}$ %
3568–3570	Аргіліт (вугілля 1 %)	1,3	1,0	140	0,85	1,2
3570–3579	Аргіліт	0,04	0,03	150	0,52	0,25
3600–3608	Алевроліт	0,08	0,07	80	0,05	0,15
3618–3637	Пісковик	0,03–0,05	0,03	30–140	0,58	0,12
3650–3654	Аргіліт	0,16	0,15	80	0,14	0,4
3674–3700	Пісковик	8,3±2,4	7,6±2	40	78,8	30
3700–3733	Алевроліт, пісковик	3,4	3,0	140	66	22
3733–3940	Аргіліт	3–6,6	2,8–6	160	15±50	1±30
3966–3976	Пісковик	38	37	25–45	94	до 29
3976–3997	Вапняк, алевроліт, пісковик	1,4	1,2	140	54,9	до 27
4397–4398,5	Пісковик	0,21	0,2	70	0,29	0,62
4400–4410	Алевроліт	0,07	0,06	60	1,69	0,1
4414–4421	–"	0,2–0,1	0,19–0,09	70	3,73	0,1
4429–4436	–"	0,32	0,3	70	1,6	0,58

За результатами промислово-геофізичних досліджень розрізу параметричної св. Артемівська-1 було виділено 2 газонасичені, 3 можливо газонасичені, 2 незначені, 47 водоносних і водонасичених і 54 щільні й ущільнені пласти. Газонасиченими є пласти в інтервалах, складених пісковиками і алевролітами (табл. 2):

- 1) 3618,0–3646,0 м (горизонт М-2-3);
- 2) 3676,0–3690,0 м (горизонт М-2-3);
- 3) 3913,0–3920,8 м (горизонт М-2-3);
- 4) 3981,0–3987,0 м (горизонт М-2-3);
- 5) 3988,0–3989,8 м (горизонт М-2-3).

З таблиці видно, що за результатами випробувань отримано слабкі припливи газу з ущільнених пісковиків і алевролітів московського ярусу, коефіцієнт пористості яких становить 3–11 %. Водночас за результатами газового каротажу підвищеною газонасиченістю характеризуються також проміжні інтервали, що складені аргілітами, інколи вугленосними. Отже, весь інтервал (3700–4025 м), складений перешаруванням пісковиків, алевролітів і аргілітів, в якому спостерігалися значні збільшення концентрації ВВ, можна вважати слабогазонасиченим. Більш глибокі горизонти, розкриті свердловиною, не випробовувались.

Таблиця 2. Результати випробувань свердловини Артемівська-1

Горизонт	Інтервал випробування	Тип перфорації	Рекомендації за висновками ГДС	Літологія	$K_{п}$, $K_{пг}$, $h_{эф}$, характер насиченості	Результати випробування	Примітка (інтенсифікація тощо)
C _{2m} (I об.)	Фільтр 4127– 4498		До випробування не рекомендований	Пісковик	$K_{п}=4,5-6,6$ % Ущільнений	Припливу не отримано	
M-2-3 (II об.)	3981– 3990	ЗПКМ- 43-02- Link 20 отв/м	Рекомендований до випробування для уточнення $K_{п}$ граничного та промислової цінності пласта	Пісковик, алевроліт	$\rho^{БК}=18-50$ Ом·м $K_{п}=8-9$ % Можливо газонасичений	Незначний приплив газу $P_{у}=10/9$ атм	
M-2-3 (III об.) Перестріл (II об.)	3907– 3921 3981– 3990	ЗПК-67 18 отв/м	Рекомендований до випробування для уточнення $K_{п}$ граничного	–"–	$\rho^{БК}=40-50$ Ом·м $K_{п}=6-7,5$ % Можливо газонасичений	Слабкий приплив газу $Q_{г}=240$ м ³ /д	Сумісно II+III об. Слабке виділення газу з інтервалу 3981–3990 м Інтервал 3907–3921 м не працює
M-2-3 (IV об.)	3824– 3830	ЗПК-67 18 отв/м	До випробування не рекомендований	Пісковик	$\rho^{БК}=70$ Ом·м $K_{п}=3$ % Ущільнений	Припливу не отримано	
M-2-3 (V об.)	3676– 3690	RDX-89 20 отв/м	Рекомендований до випробування для уточнення $K_{п}$ граничного та промислової цінності пласта	–"–	$\rho^{БК}=60-80$ Ом·м $K_{п}=7-11$ % Газонасичений	Слабкий приплив газу $Q_{г}=0,4$ тис. м ³ /д $P_{у}=28/30$ атм	
M-2-3 (VI об.)	3618– 3646	ПНКТ- 89 12 отв/м	Рекомендований до випробування для уточнення $K_{п}$ граничного та промислової цінності пласта	–"–	$\rho^{БК}=50-90$ Ом·м $K_{п}=8-9,5$ % Газонасичений	Слабкий приплив газу $Q_{г}=0,25$ тис.м ³ /д $P_{тр}/P_{зтр}=5/10$ атм	
M-1 (VII об.)	3342– 3376 3384– 3408		До випробування не рекомендований	–"–	$\rho^{БК}=30-50$ Ом·м $K_{п}=5,5-7$ % Ущільнений	Слабкий приплив газу $P_{тр}/P_{зтр}=23/23$ атм	

Пласти в інт. 3618–3648 і 3676–3690 м ідентифіковані як газонасичені. В інтервалах глибин 3540–3640, 3860–3960 м спостерігалось аномальне зменшен-

ня значень коефіцієнта Пуассона, що пов'язано з присутністю в розрізі газонасичених пластів. Було проведено випробування таких інтервалів:

- 3990–3981 і 3907–3921 м – отримано слабкий приплив газу дебітом $Q = 240 \text{ м}^3/\text{добу}$ при $P_{\text{тр}}/P_{\text{зтр}} = 7,8/8,3 \text{ МПа}$;
- 3830–3824 м – "сухо";
- 3690–3676 м – отримано слабкий приплив газу дебітом $0,4 \text{ м}^3/\text{добу}$. За 22 доби тиск становив $P_{\text{тр}}/P_{\text{зтр}} = 2,4/7,4 \text{ МПа}$.

За даними газового каротажу в інт. 3675–3680, 3913–3921, 3981–3990 м спостерігалось підвищення газопоказників від 8 до 38 % відносно фону (0,1 %). Збільшення концентрації ВВ також спостерігалось у таких інтервалах: 3568–3579, 3674–4025 м (величина газонасиченості від 11 до 70 $\text{см}^3/\text{л}$), 4414–4422 м (3,73 $\text{см}^3/\text{л}$), 4430–4436 м (1,6 $\text{см}^3/\text{л}$). При випробуванні свердловини слабкий приплив газу було отримано із шарів пісковиків на інтервалах (м): 3342–3376, 3384–3408, 3618–3646 (250 $\text{м}^3/\text{добу}$), 3676–3690 (400 $\text{м}^3/\text{добу}$), 3913–3921 (240 $\text{м}^3/\text{добу}$), 3981–3990 (240 $\text{м}^3/\text{добу}$).

Таким чином, за результатами промислово-геофізичних досліджень і газового каротажу в розрізі св. Артемівська-1 виділяється ряд перспективних інтервалів з ознаками газоносності (табл. 3).

Таблиця 3. Перспективні інтервали в розрізі відкладів московського ярусу свердловини Артемівська-1 (інт. 3618–3990)

Інтервал, м	Товщина, м	Порода	Ознаки газоносності
3618–3646	28	Пісковик	Приплив газу при випробуванні (250 $\text{м}^3/\text{добу}$)
3676–3690	14	–"–	Приплив газу при випробуванні (400 $\text{м}^3/\text{добу}$)
3700–3940	232	Аргіліт, алевроліт	Газопоказники 1–30 $\Gamma_{\text{сум}}\%$
3913–3921	8	Пісковик	Приплив газу при випробуванні (240 $\text{м}^3/\text{добу}$)
3981–3990	9	–"–	Приплив газу при випробуванні (240 $\text{м}^3/\text{добу}$)

Проектний відбір керна був 345 м, фактичний – 277 м (80,3 % від запланованого). Керном охарактеризовані відклади від картамиської світи нижньої пермі до московського ярусу середнього карбону, серед яких установлені колектори лише у відкладах P_{1kt} , їхня пористість коливається від 10,4 % до 16,6 %, проникність – $(1,06–2,96) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. За ГДС це водоносні пісковики із $K_{\text{п}}$ 15 %. Керн представлений такими різновидами порід:

- 627–635 (P_{1nk}) – сіль кам'яна сіра, місцями прозора і біла, складена крупними (від 0,5 мм до 2–3 см) кристалами галіту, інколи карналіту і сильвіну (2,2 м); ангідрит сірий (0,85 м); глина бура і коричнювата, із прошарками алевроліту (3,9 м);
- 635–643 – глина бура, із шарами (до 0,3 м) алевроліту, з прошарками (1–2 см) ангідриту;
- 761–768 – глина бура, із прошарками (0,1–0,3 м) алевроліту;
- 1023–1030 (P_{1kt}) – алевроліт коричнювато-бурий, з прошарками (до 0,5 м) глин;
- 1273–1280 (C_3^3) – глина аргілітоподібна, коричнево-бура;
- 1280–1285 – алевроліт коричнювато-бурий, з прошарками (15–20 см) глин;
- 2010–2026 (C_3^2) – аргіліт темно-сірий, горизонтально-шаруватий, із прошарками сірого алевроліту, іноді насиченого вуглефікованим рослинним детритом;
- 2265–2285 – аргіліт сірий і коричнювато-бурий, із шаром (0,7 м) пісковіку сірого;

- 2840–2856 – алевроліт темно-сірий, глинистий, з розсіяним вуглефікованим детритом;
- 3417–3425 (C₃¹) – алевроліт темно-сірий, глинистий, з рослинним детритом;
- 3473–3478 – перешарування чорного аргіліту і світло-сірого алевроліту, зверху шар (0,2 м) пісковик світло-сірого, середньо-дрібнозернистого, масивного;
- 3545–3559 – зверху пісковик сірий (0,4 м), знизу аргіліт темно-сірий (3,0 м);
- 3559–3566 (C_{2m}) – аргіліт темно-сірий, із прошарками (до 2 см) алевроліту – зр. 105 АТ;
- 3661–3674 – пісковик світло-сірий, різнозернистий, поліміктовий – зр. 102 АТ (3661 м), зр. АТ 104 (3663 м);
- 3724–3731 – перешарування темно-сірого аргіліту й алевроліту – зр. 103 АТ (3724 м);
- 3806–3813 – пісковик світло-сірий, середньо-дрібнозернистий з галькою аргіліту;
- 3875–3891 – аргіліт сірий і темно-сірий, з дрібним вуглефікованим рослинним детритом, із шаром (0,8 м) пісковик сірого, дрібно-тонкозернистого – зр. 107 АТ (пісковик), 106 АТ (аргіліт);
- 4012–4020 – аргіліт темно-сірий до чорного, вуглистий із шаром (0,2 м) пісковик – зр. 108 АТ (4012 м, вуглистий сланець) (рис. 7), зр. 109 АТ (4020 м, аргіліт);
- 4105–4125 – аргіліт чорний, вуглистий, з тонкими прошарками сірого алевроліту;
- 4191–4216 – аргіліт чорний, вуглистий, із шаром (1,4 м) алевроліту;
- 4410–4414 – алевроліт до мергелю, темно-сірого до чорного;
- 4449–4472 – пісковик сірий до світло-сірого, тонкозернистий із шарами (1,5–1,8 м) аргіліту й алевроліту;
- 4483–4500 – алевроліт і аргіліт темно-сірий, із шаром (0,5 м) пісковик сірого до світло-сірого, з листуватими прошарками вуглисто-слюдистого матеріалу.



Рис. 7. Ущільнені алевроліти та аргіліти (св. Артемівська-1, інт. 4012–4020 м)

Фізичні властивості порід (за даними попередників) наведено в табл. 4.

**Таблиця 4. Фізичні властивості порід (св. Артемівська-1)
(за даними попередніх досліджень)**

Вік	Інтервал, м	Порода	CaCO ₃ %	Проникність, а·10 ⁻¹⁵ м ²	Порис- тість, %	Щільність, а·10 ³ кг/м ³
P ₁ nik	627–635	Сіль кам'яна	1,6	–	0,6	2,15
		Ангідрит	2,0	0,06	0,3	2,94
		Алевроліт	1,6	7,40	5,8	2,58
		Глина	1,6	–	14,1	2,28
	635–643	–"–	2,5	–	27,9	1,98
		–"–	2,0	–	16,1	2,23
		–"–	1,6	–	19,9	2,17
		Алевроліт	1,6	< 0,01	8,1	2,51
		–"–	2,5	< 0,01	9,3	2,48
		–"–	1,6	–	19,9	2,17
	761–768	Глина	2,5	–	14,5	2,35
		–"–	2,0	–	12,8	2,36
		Алевроліт	2,9	< 0,01	8,8	2,44
		Глина	1,6	–	17,2	2,26
		Алевроліт	1,6	< 0,01	10,7	2,41
	P ₁ kt ^{mch}	1023–1030	Глина	2,5	–	24,5
Пласт			1,6	–	15,3	2,24
–"–			2,5	–	15,5	2,23
–"–			1,2	2,44	15,9	2,22
–"–			0,8	1,15	15,2	2,25
–"–			1,2	1,06	15,0	2,25
–"–			0,8	1,42	15,6	2,24
–"–			0,4	1,83	10,4	2,37
–"–			1,6	2,96	16,6	2,20
Глина			2,9	–	10,4	2,41
C ₃ ³	1273–1280	–"–	0,4	–	6,4	2,55
		–"–	0,4	–	5,4	2,54
		–"–	0,4	–	4,9	2,53
	1280–1285	Алевроліт	0,4	< 0,01	6,0	2,53
		Глина	0,8	–	5,2	2,54
		Алевроліт	0,4	Непроникна	6,7	2,50
–"–	1,2	0,66	6,7	2,49		
C ₃ ²	2010–2018	Пісковик	0,8	45,54	2,6	2,60
		–"–	21,5	0,09	2,4	2,59
		Алевроліт	2,5	–	2,2	2,60
		Аргіліт	4,1	–	1,2	2,62
	2018–2026	–"–	2,1	–	1,3	2,62
		–"–	2,9	–	3,6	2,56
		Алевроліт	1,2	Непроникна	1,8	2,61
		Аргіліт	3,7	< 0,01	0,7	2,65
	2265–2273	Пісковик	0,8	< 0,01	2,7	2,60
		Аргіліт	8,3	–	3,8	2,59
	2273–2281	–"–	2,9	–	4,0	2,57
		Пісковик	1,6	< 0,01	3,3	2,54

Вік	Інтервал, м	Порода	CaCO ₃ %	Проникність, а·10 ⁻¹⁵ м ²	Пористість, %	Щільність, а·10 ³ кг/м ³
		--	12,0	0,07	3,1	2,57
		--	5,0	0,07	3,6	2,53
		Аргіліт	0,8	–	3,0	2,60
	2281–2285	--	1,2	–	4,2	2,63
		2840–2848	Алевроліт	1,6	–	1,3
	--		2,7	3,78	1,2	2,63
	--		1,2	–	0,9	2,62
C ₃ ¹	3417–3425	--	5,0	0,75	0,9	2,65
		--	3,7	0,12	0,3	2,65
		--	1,2	< 0,01	0,2	2,66
		--	1,2	< 0,01	0,2	2,66
	3473–3478	Пісковик	15,3	0,04	2,0	2,62
		--	12,4	–	2,0	2,62
		Аргіліт	4,6	–	0,8	2,64
	3545–3552	Пісковик	1,2	< 0,01	1,2	2,62
		--	14,9	< 0,01	1,2	2,64
	3552–3559	Аргіліт	2,1	< 0,01	0,4	2,67
	C ₂ ⁷	3559–3566	--	2,5	< 0,01	0,3
3666–3674		Пісковик	2,4	372,84	3,0	2,55
		--	1,6	0,17	2,9	2,57
		--	2,4	0,13	3,5	2,53
		--	4,5	0,18	3,4	2,54
		--	1,6	< 0,01	1,7	2,60
		--	6,1	0,05	3,1	2,57
		Алевроліт	0,8	–	0,8	2,63
Пісковик		1,2	< 0,01	1,1	2,62	
3724–3731		Алевроліт	3,7	Непроникна	0,9	2,63
	--	2,7	--	0,6	2,60	
C ₂ ⁶	3806–3813	Пісковик	2,7	155,90	2,3	2,57
		--	2,1	–	2,8	2,58
		--	2,1	< 0,01	3,1	2,55
		--	2,5	< 0,01	2,4	2,58
	3875–3883	Алевроліт	1,6	0,23	1,7	2,61
		Пісковик	0,8	< 0,01	1,9	2,60
		--	2,9	Непроникна	1,5	2,62
	3883–3891	Аргіліт	2,5	--	1,3	2,65
		--	0,8	0,43	1,9	2,62
	4012–4020	--	7,0	0,17	1,4	2,61
Пісковик		3,7	< 0,01	1,9	2,59	
C _{2m}	4105–4112	Аргіліт	2,5	0,09	1,2	2,58
	4112–4116	--	1,2	–	1,0	2,58
	4116–4120	--	2,9	0,07	0,8	2,63
	4120–4125	--	1,2	–	1,9	2,56
	4191–4196	--	1,2	–	0,9	2,62
	4196–4201	--	5,8	6,24	3,6	2,55

Вік	Інтервал, м	Порода	CaCO ₃ %	Проникність, а·10 ⁻¹⁵ м ²	Пористість, %	Щільність, а·10 ³ кг/м ³
		Алевроліт	7,4	12,05	3,4	2,58
		—"	1,2	< 0,01	0,9	2,64
	4201–4206	Аргіліт	0,8	0,30	1,2	2,63
		—"	1,2	0,21	1,3	2,59
		Алевроліт	7,4	0,24	1,8	2,63
		—"	1,2	12,05	2,0	2,63
		—"	0,4	< 0,01	1,6	2,62
	4206–4211	Аргіліт	0,4	0,70	1,6	2,62
		—"	0,8	0,23	1,5	2,62
	4211–4216	Алевроліт	7,0	0,07	1,4	2,65
		Аргіліт	3,3	0,08	1,6	2,60
	4410–4414	Алевроліт	1,6	< 0,01	1,4	2,64
		Мергель	30,5	0,10	1,3	2,55
	4449–4452	Пісковик	11,6	< 0,01	1,6	2,68
		—"	0,8	< 0,01	1,4	2,59
		—"	15,3	Непроникна	1,1	2,64
		—"	23,5	0,07	1,2	2,70
	4452–4457	—"	2,1	< 0,01	1,6	2,60
	4458–4465	Аргіліт	0,8	< 0,01	1,5	2,62
		—"	0,8	< 0,01	1,5	2,62
	4465–4472	Пісковик	2,5	—	1,6	2,60
		—"	1,6	< 0,01	1,4	2,64
		—"	3,3	0,32	1,6	2,64
		—"	5,4	< 0,01	2,6	2,59
		Алевроліт	5,8	Непроникна	1,1	2,64
		—"	4,5	0,04	1,4	2,63
		—"	3,7	Непроникна	1,2	2,63
		—"	2,5	0,06	1,3	2,62
	4483–4486	—"	4,1	< 0,01	1,2	2,62
		—"	6,6	< 0,01	1,1	2,58
	4486–4490	—"	5,4	< 0,01	1,3	2,61
		—"	3,3	< 0,01	0,9	2,62
		Пісковик	1,6	< 0,01	1,4	2,63
		—"	1,6	< 0,01	1,7	2,60
	4490–4495	Аргіліт	4,9	—	1,6	2,62
	4495–4500	—"	5,8	0,13	1,2	2,63

У шліфах описано такі різновиди порід (у дужках – номери зразків):

- аргіліт глинисто-гідрослюдистий (106 АТ) з крупнопелітовою структурою (0,005–0,01 мм), нечіткошаруватою текстурою, складений глинисто-гідрослюдистим матеріалом з добре вираженою листуватістю, з прожилками (0,5–1,5 мм) бариту; розвинена мікротріщинуватість (0,03–0,05 мм) як уздовж, так і поперек шаруватості;
- аргіліт карбонатно-гідрослюдистий (108 АТ) з пелітовою структурою (0,005–0,01 мм), тонко-лінзоподібношаруватою текстурою, складений карбонатом (20–30 %), глинистими мінералами (30–40 %), гідрослюдами (30–40 %) з поодиноким вели-

ким (0,8 x 3,8 мм) залишком рослинного детриту, зорієнтований поперек шаруватості, заміщений мікрозернистим і мікросферолітовим піритом; розвинена мікротріщинуватість (0,005–0,05 мм) паралельно шаруватості й поперек;

- алевроаргіліт до мергелю (109 АТ) з пеліто-алевритовою структурою, тонкошаруватою текстурою, складений алевритовими включеннями мікрокристалічного до криптокристалічного карбонату (80–85 %), кварцу, польових шпатів, мусковіту і рослинного детриту (1–2 %);
- алевроліт (103 АТ, 105 АТ, 107 АТ) з алевритовою структурою (0,05–0,25 мм), нечіткошаруватою текстурою, складені кварцом (40 %), гідроллюдою (15 %), криптокристалічним карбонатом (15 %) і відносно великими (до 0,5–1,0 мм) карбонатними уламками (до 40 %), рослинним детритом (5–7 %), по якому розвивається мікрокристалічний пірит; відмічено поодинокі пори і мікротріщини закритого типу;
- пісковик (102 АТ, 104 АТ) із псамітовою дрібно- і середньозернистою структурою (0,1–1,0 мм), масивною до нечіткошаруватої текстурою, складені уламками (85–90 %) кородованого і регенерованого кварцу (20–50 %), інколи із включеннями рутилу, пелітизованого польового шпату (20–50 %), мусковіту і біотиту (5–20 %), хлориту (до 5 %), уламків (10–20 %) аргілітів, кременистих порід, слюдисто-кварцових мікросланців у гідроллюдиному і карбонатному контактному і поровому цементі (10–15 %); акцесорні мінерали: апатит, циркон, лейкоксен; інколи спостерігається хаотична мікротріщинуватість.

За результатами опису аншліфів породи представлені:

- пісковиками (102 АТ, 104 АТ) з дрібно- і крупнозернистою структурою, нерівномірно-зернистою текстурою, складені обкатаними, напівобкатаними і кутова-тими уламками кварцу в контактному-поровому цементі, тип мацерал – вітриніт, інколи крупний колодетриніт (рис. 8), присутні пірит глобулярний і кристалічний (0,1 %) і галеніт (0,1 %) (рис. 9);
- аргілітами (103 АТ) з пелітовою структурою, шаруватою текстурою, базальним цементом, тип мацерал – колодетриніт, присутній глобулярний пірит (0,5 %);
- мергелем алевритистим (105 АТ, 106 АТ, 108 АТ) з пелітовою до алевритової структурою, ділянками – органогенною, нечіткошаруватою текстурою, тип мацерал – колодетриніт і вітриніт, присутній глобулярний пірит (до 3 %) (рис. 10);
- карбонатним сланцем (109 АТ) з пелітовою структурою, шаруватою текстурою, тип мацерал – вітриніт, багато глобулярного піриту (10 %) (рис. 11).

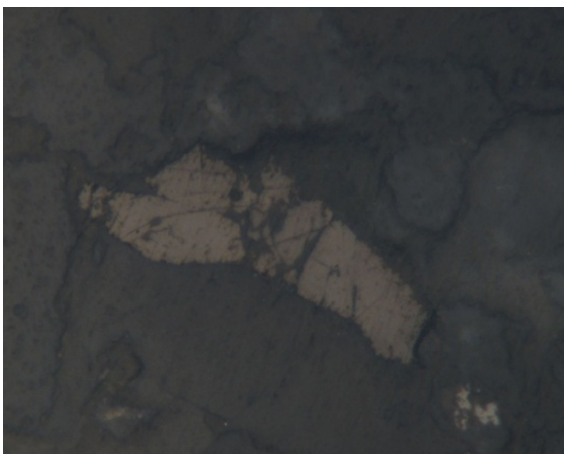


Рис. 8. Колодетриніт. Аншліф 102 АТ

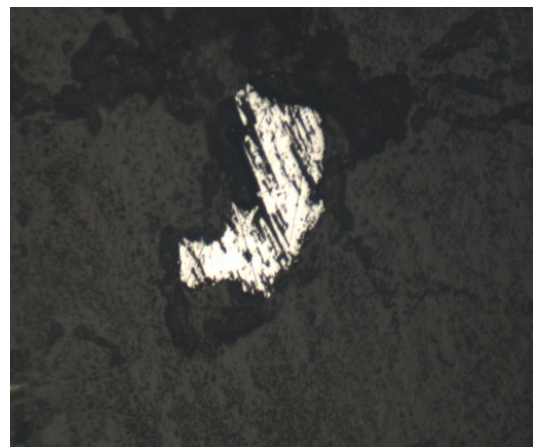


Рис. 9. Галеніт. Аншліф 104 АТ

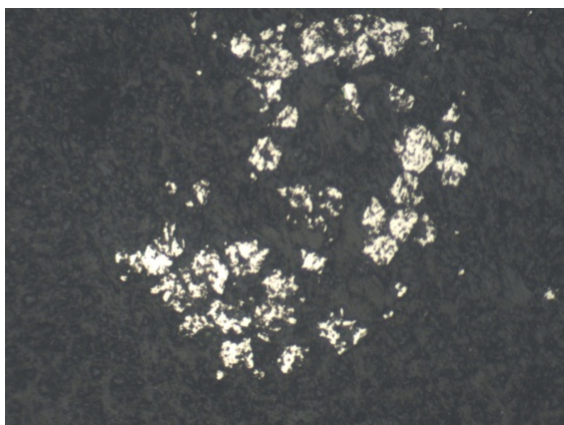


Рис. 10. Гніздо глобулярного піриту.
Аншліф 105 АТ

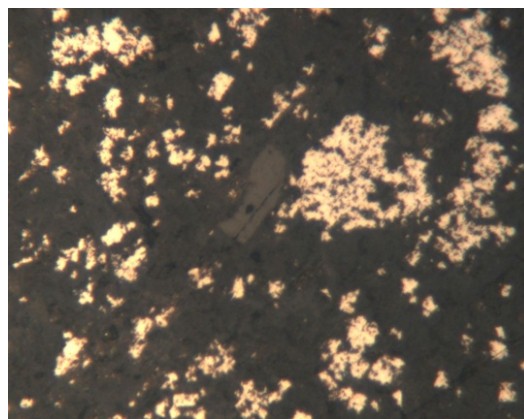


Рис. 11. Вітриніт серед скупчення
глобулярного піриту. Аншліф 109 АТ

Результати досліджень відібраних проб (термічний і хімічний аналізи, вивчення відбивної здатності вітриніту) наведено в табл. 5–7.

Таблиця 5. Результати термічного аналізу проб

№ проби	Інтервал, м	< 120 °С	120–300 °С	300–390 °С	390–550 °С	ТОС
105 АТ	3559–3566	0,29858	0,16306	0,09585	0,98885	1,24776
102 АТ	3661	0,23415	–0,02396	0,02609	0,90952	0,91165
104 АТ	3663	0,11196	0,03011	0,04275	0,57983	0,65269
103 АТ	3724	0,36139	0,09252	0,07741	2,10908	2,27901
107 АТ	3875–3883	0,38982	0,11652	0,10722	1,56830	1,79204
106 АТ	3883–3891	0,58796	0,22966	0,08425	1,20511	1,51902
108 АТ	4012	0,51458	0,23044	0,09496	2,20858	2,53398
109 АТ	4020	0,61470	0,08172	0,12081	2,31339	2,51592

Таблиця 6. Результати визначення масових часток елементів проб із свердловини Артемівська-1

№ проби	Інтервал, м	Ярус	Порода	С _{орг.} , %	Н ₂ О [–] , %	U·10 ^{–4} , %	СО ₂ карб., %
105 АТ	3559–3566	С ₂ м	Аргіліт	2,61	0,85	3,2	0,77
102 АТ	3661		Пісковик	1,44	0,75	4,3	0,17
104 АТ	3663		–"–	0,73	0,66	4,3	1,38
103 АТ	3724		Аргіліт	3,74	0,82	5,2	1,43
107 АТ	3875–3883		Пісковик	2,41	1,04	2,8	<0,1
106 АТ	3883–3891		Аргіліт	2,89	1,40	8,1	<0,1
108 АТ	4012		Сланець	3,66	1,48	2,7	3,57
109 АТ	4020		Аргіліт	4,13	0,80	3,2	0,77

Таблиця 7. Результати замірів відбивної здатності вітриніту

№ проби	Інтервал, м	Заміри	Кількість	Середнє
105 АТ	3559–3566	2,60	1	2,60
102 АТ	3661	0,90; 1,33; 1,43; 1,47; 1,95; 1,99	6	1,51
104 АТ	3663	1,05; 1,09; 1,27	3	1,14
103 АТ	3724	1,01; 1,06; 1,08; 1,11; 1,12; 1,15; 1,18; 1,2; 1,27; 1,29; 1,30; 1,38; 1,40	13	1,20
107 АТ	3875–3883	Дрібний детриніт	–	–
106 АТ	3883–3891	Карбонат	–	–
108 АТ	4012	Дрібний детриніт	–	–
109 АТ	4020	1,31; 1,45; 1,55; 1,70; 2,18; 2,20; 2,30; 2,31; 2,32; 2,35; 2,60;	11	2,02

За результатами *аналізу промислово-геофізичних даних* по св. Артемівська-1 в інт. 4136–4508 м можна зробити такі висновки. Досліджувана частина розрізу свердловини представлена чергуванням теригенних глинисто-піщаних порід московського ярусу середнього карбону, зрідка зустрічаються підпорядковані прошарки мергелів (рис. 12, 13). За результатами досліджень кернавого матеріалу породи в основному мають низькі колекторські характеристики. Типовими породами є аргіліти, алевроліти і пісковики.

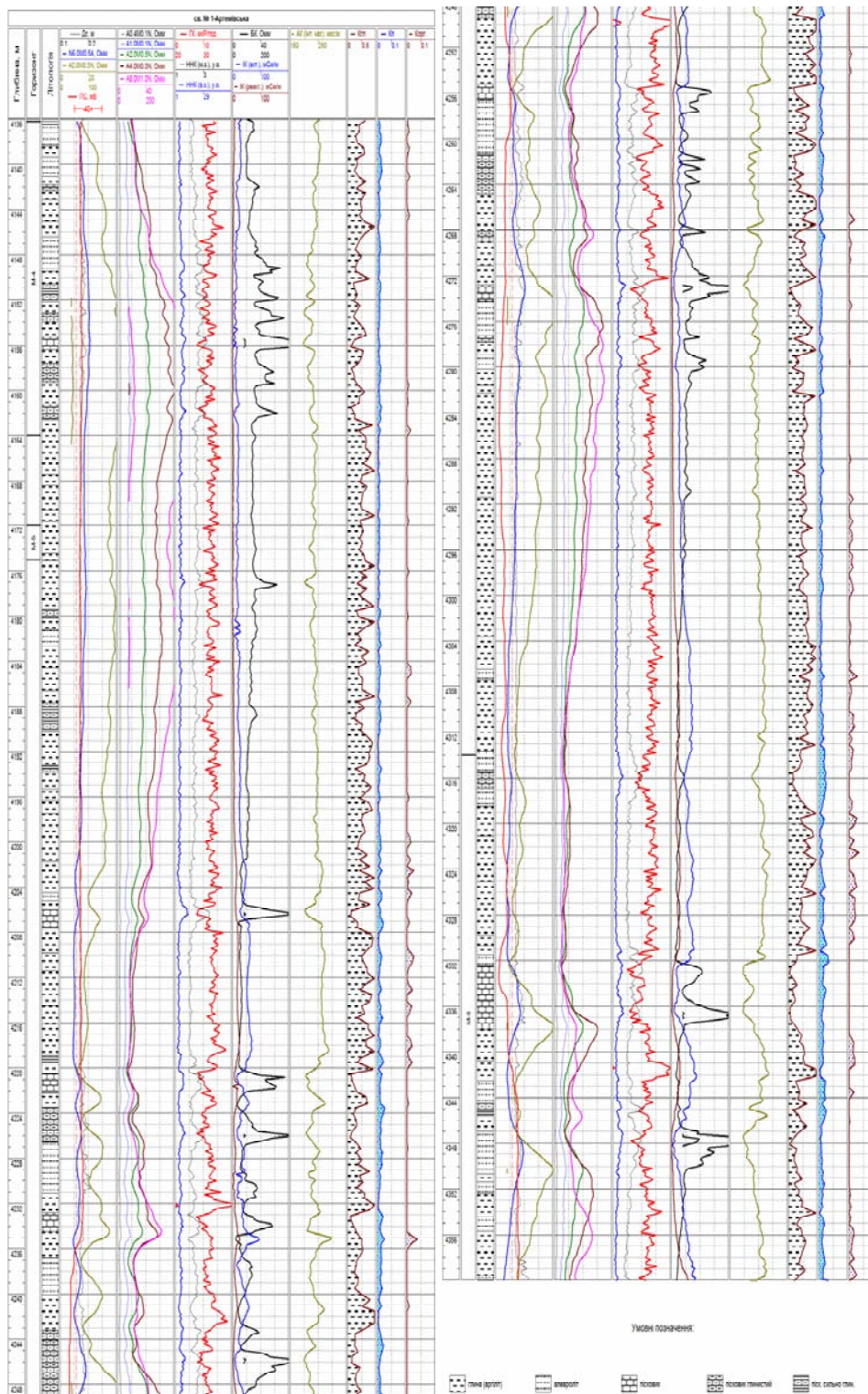


Рис. 12. Промислово-геофізична характеристика та результати кількісної інтерпретації даних ГДС у розрізі свердловини Артемівська-1

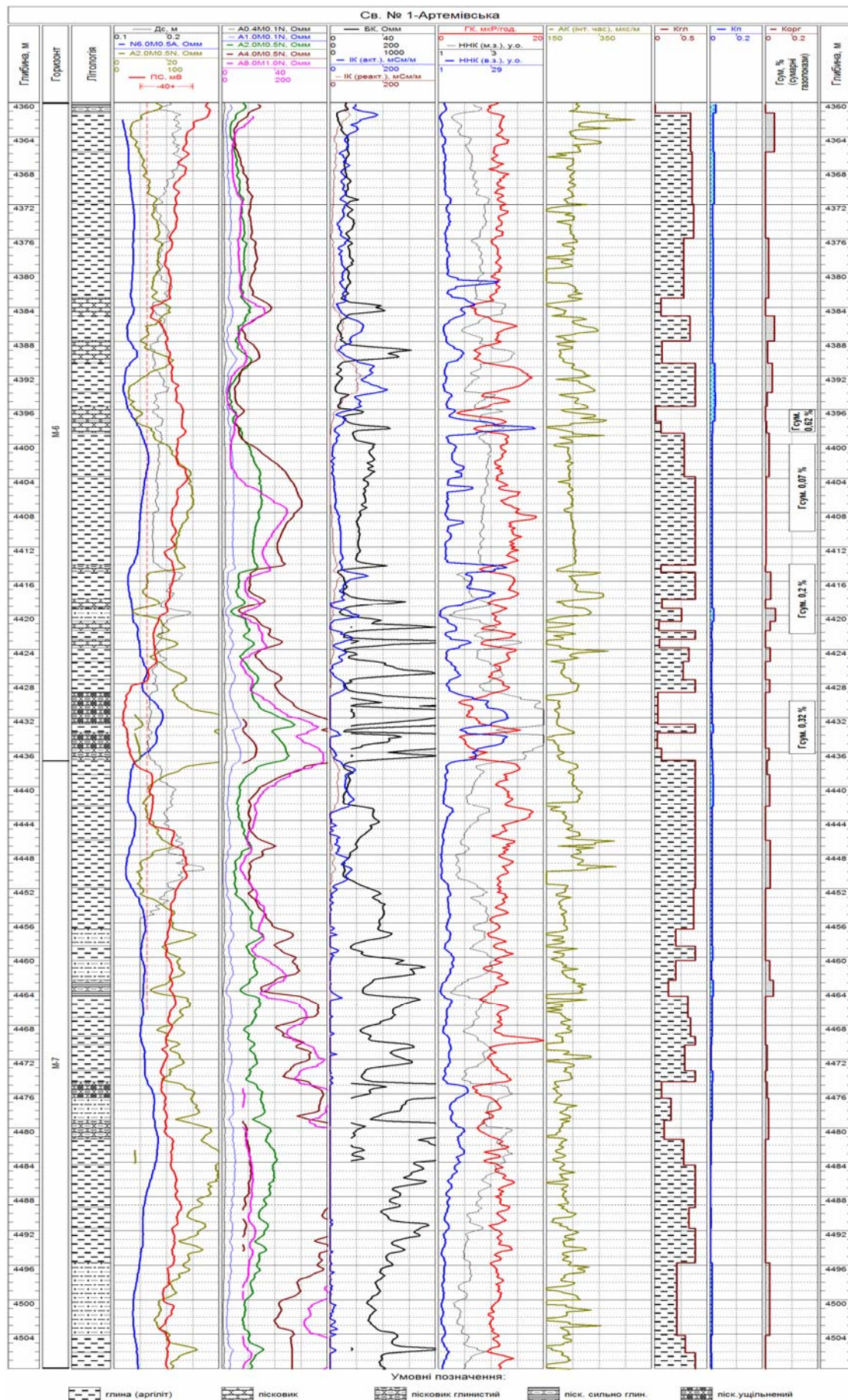


Рис. 13. Промислово-геофізична характеристика, результати кількісної інтерпретації даних ГДС і газового каротажу в розрізі свердловини Артемівська-1

Аргіліти, як правило, сірі алевритисті, містять прошарки (1–10 см) сірого алевроліту. Текстура пологохвилясто-шарувата, підкреслюється чергуванням листуватих і тонких прошарків аргіліту та алевроліту, а також вуглистою і слюдиною матеріалу, місцями зустрічаються лінзоподібні конкреції жовтуватого залізного карбонату.

Алевроліти – сірі до темно-сірих, зцементовані вапняково-глинистим цементом. Текстура шарувата, інколи косошарувата, підкреслюється листуватими тонкими (до 1–2 см) прошарками чорного вуглистою аргіліту. У пришліфовуваннях видно косу шаруватість з елементами перехресно-хвилястої. Місцями відзначаються відбитки рослин.

Пісковики щільні, сірі до світло-сірих, тонкозернисті, міцно зцементовані глинисто-вапняковим і глинистим цементом. Текстура шарувата, хвилясто-шарувата, підкреслюється листуватими прошарками, складеними чорним вуглисто-глинистим матеріалом; вони розповсюджені у верхній частині керна. Породи щільні, запах ВВ не відзначається.

По всьому досліджуваному розрізу в помітних кількостях зустрічаються залишки рослинного детритового матеріалу. За даними лабораторних досліджень значення пористості в породах московського ярусу коливаються в межах 0,9–3,6 % (аргіліти), 1,1–3,4 % (пісковики і алевроліти). Карбонатність змінюється від 0 до 5,8 % (аргіліти) і до 15,3 % (пісковики і алевроліти). Визначення коефіцієнта проникності зразків у лабораторних умовах часто супроводжувалося розтріскуванням, що унеможливило отримання достовірних результатів. Останнє свідчить про суттєву тріщинуватість або здатність утворювати тріщини в породах усіх літотипів московського ярусу середнього карбону Артемівської площі.

Результати інтерпретації кривих типового комплексу каротажу з урахуванням матеріалів лабораторних досліджень дозволяють зробити висновки про наявність потужних товщ з високим вмістом глинистого матеріалу в інтервалі досліджень. В інт. 4136–4508 м за результатами випробувань (пористість пісковиків за даними ГДС 4,5–6,6 %) припливу флюїдів не отримано. Відсутність водоносних пластів-колекторів за результатами інтерпретації даних ГДС і промислових випробувань дозволяє стверджувати про потенційну газонасиченість даної частини розрізу. За результатами комплексної інтерпретації даних ГДС і застосування методики CARBOLOG визначено значення глинистості, пористості, вмісту ОР по пластах безперервно по розрізу свердловини.

У досліджуваному інтервалі розрізу вміст ОР становить 0–7,6 %. Під час проведення газового каротажу спостерігались підвищені значення сумарних газопоказників ($\Gamma_{\text{сум}}$, %) у пластах, які за промислово-геофізичними характеристиками віднесені до неколекторів, на інтервалах 4397,0–4398,5 (0,62), 4400–4410 (0,1), 4414–4421 (0,2), 4429–4436 (0,32) м. Це свідчить про ймовірну наявність природного газу, що є одним з аргументів позитивної оцінки відкладів (що вивчаються) як потенційного джерела вуглеводнів.

Практично по всьому досліджуваному інтервалу розрізу відмічено вміст ОР від 0 до 7,6 %. Під час проведення газового каротажу спостерігались значно

підвищені показники $\Gamma_{\text{сум}}$ (сумарні газопоказники) напроти пластів, які за промислово-геофізичними характеристиками відмічені як неколектори:

Інтервал, м	$\Gamma_{\text{сум}}$, %
4397–4398,5	0,62
4400–4410	0,1
4414–4421	0,2
4429–4436	0,32

Наведені високі газопоказники свідчать про ймовірну наявність природного газу в пластах розрізу, що є одним з аргументів позитивної оцінки відкладів, що вивчаються, як потенційного джерела вуглеводнів.

Аналіз результатів лабораторних досліджень кернового матеріалу та описів шліфів, виконаних в УкрНДІгаз, результатів комплексної інтерпретації даних ГДС, газового каротажу та випробувань пластів дозволяє виділити в розрізі св. Артемівська-1 такі перспективні потенційно газонасичені інтервали з підвищеним вмістом органічної речовини, глинистої компоненти та помірними ємнісними характеристиками (табл. 8).

Таблиця 8. Рекомендовані інтервали в розрізі відкладів московського ярусу свердловини Артемівська-1 за результатами інтерпретації даних ГДС (інт. 4198–45040)

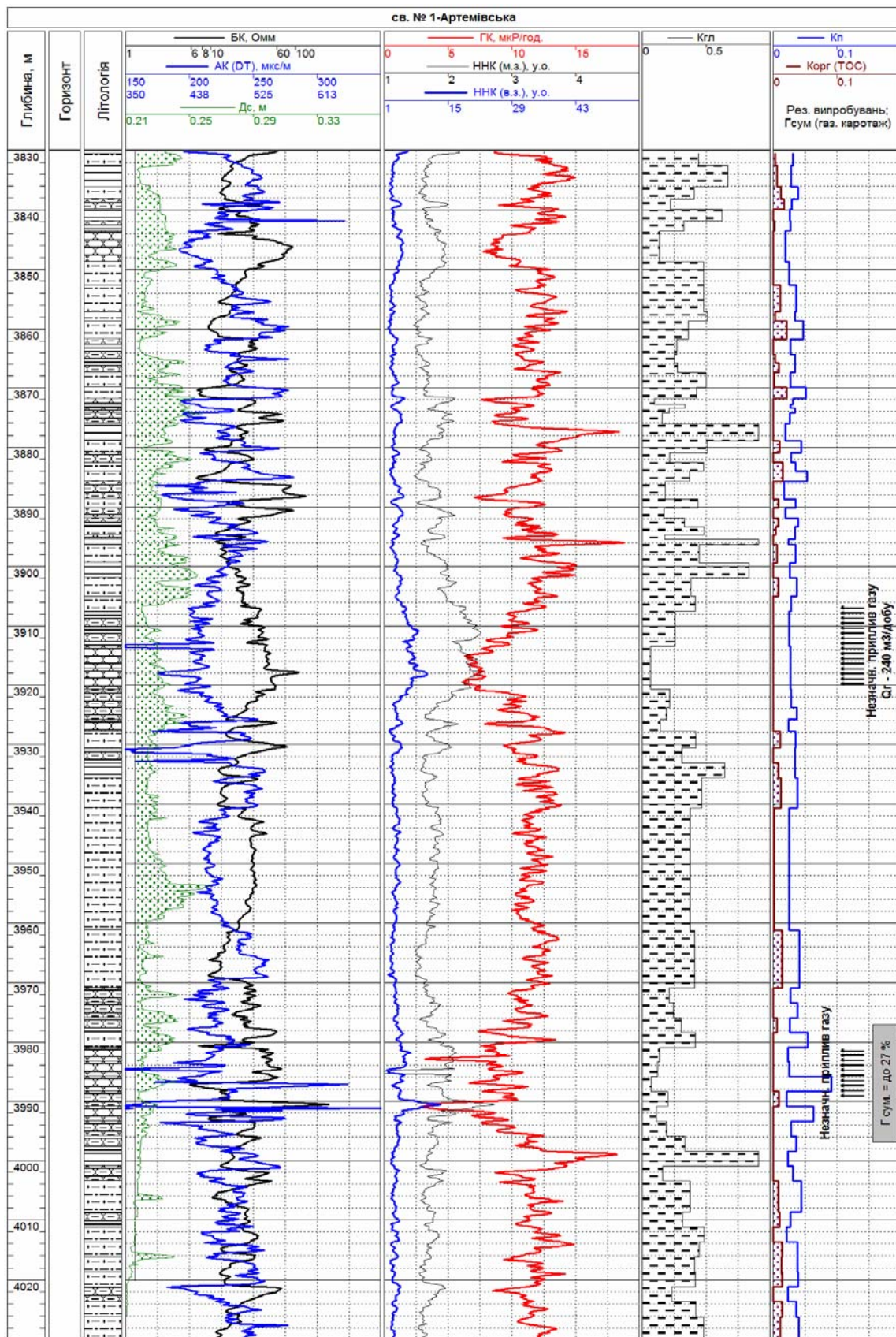
Інтервал, м	Товщина, м	$K_{\text{гл}}$	$K_{\text{п}}$	$K_{\text{орг.}}$	Породи
4198–4220	22	0,53	0,023	0,022	Аргіліт
4291–4331	40	0,54	0,025	0,021	—
4361–4366	5	0,67	0,024	0,062	—
4376–4383	7	0,55	0,023	0,024	—
4385–4388	3	0,67	0,024	0,066	—
4399–4404	5	0,55	0,017	0,029	—
4415–4422	7	0,37	0,018	0,042	Аргіліт–алевроліт
4496–4504	8	0,42	0,017	0,03	—

Слід відзначити, що в наведених інтервалах розрізу, рекомендованих як потенційні джерела сланцевого газу, геофізичні та літологічні характеристики значно диференційовані по вертикалі, що є додатковою позитивною ознакою здатності порід до утворення додаткової тріщинної проникності за сучасних технологій вилучення природного газу.

Вище по розрізу продовжується чергування піщано-алевритових і глинистих порід. Породи переважно низькопористі. Результати випробувань свідчать про відсутність традиційних порід-колекторів – припливи газу в інт. 2490–3990 м незначні (рис. 14–18).

Слід звернути увагу, що за даними випробувань пластів і за результатами інтерпретації даних ГДС у розрізі не виявлено водоносних пластів. Це свідчить про потенційну газонасиченість піщано-алевритових порід московського ярусу.

Комплексна інтерпретація даних геофізичних досліджень дає можливість оцінити ємнісні властивості порід і вміст органічної речовини ($K_{\text{орг.}}$) по розрізу свердловини в інт. 2490–3990 м. На рис. 19, 20 зображено розподіли пористості та вмісту органічної речовини (визначених за даними ГДС) за окремими літо-типами в досліджуваному інтервалі свердловини. Як видно, значення пористості доволі низькі й мало відмінні для різних літологічних різновидів порід. Вміст ОР переважно значний (більше 1 %) у глинистих породах і алевролітах.



Умовні позначення:

[Pattern] глина (аргіліт)	[Pattern] аргіліт	[Pattern] алевроліт	[Pattern] пісковик	[Pattern] пісковик глинистий	[Pattern] піск. сильно глин.
---------------------------	-------------------	---------------------	--------------------	------------------------------	------------------------------

Рис. 14. Результати кількісної інтерпретації даних ГДС і газового каротажу в розрізі свердловини Артемівська-1 (інт. 3830–4030 м)

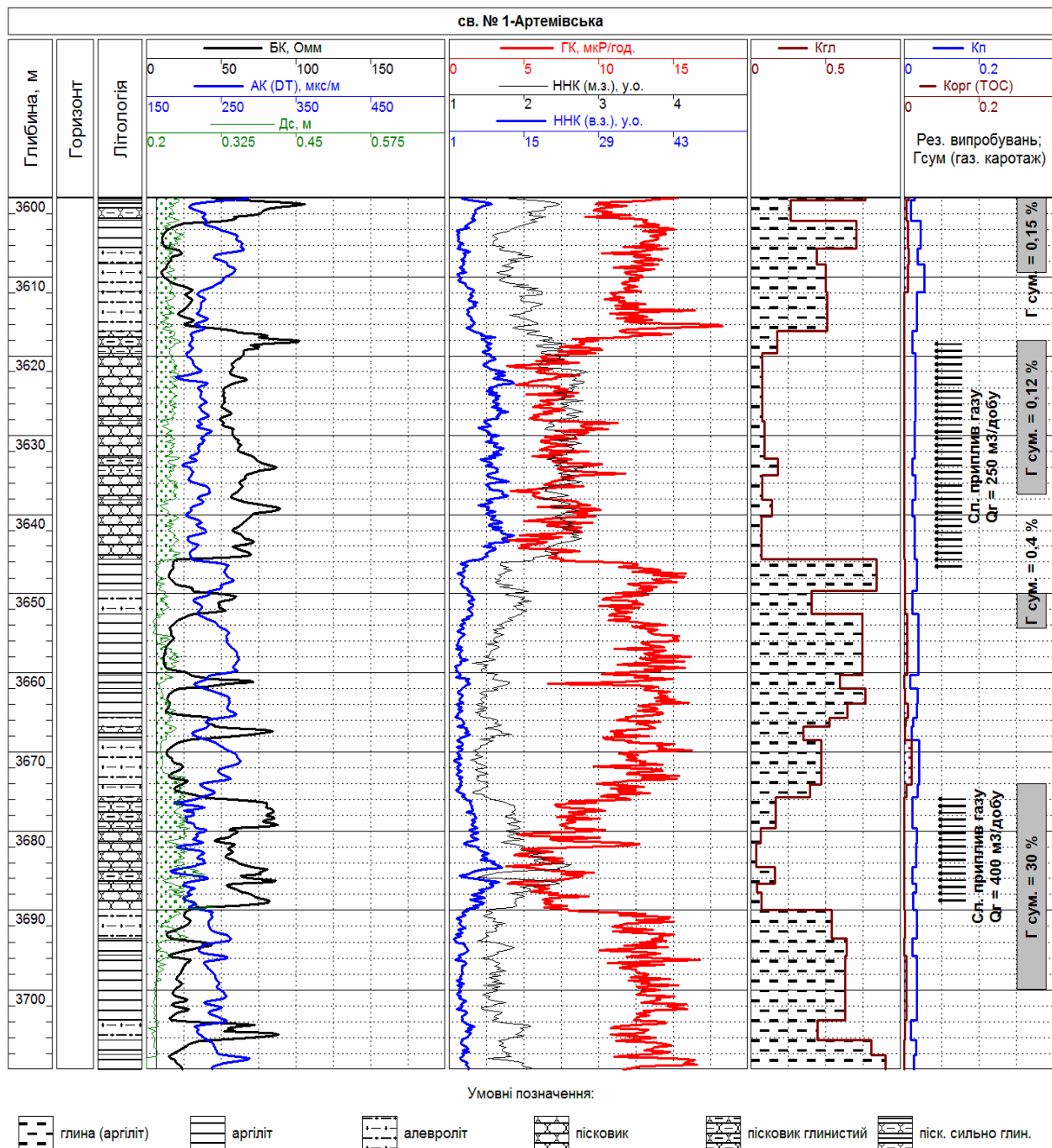


Рис. 15. Результати кількісної інтерпретації даних ГДС і газового каротажу в розрізі свердловини Артемівська-1 (інт. 3600–3710 м)

Аналіз розподілів пористості за літотипами не виявив суттєвих тенденцій зміни значень з глибиною залягання відкладів. У пісковиків спостерігається тренд закономірного зменшення величини коефіцієнта пористості із зростанням глибини, хоч і в нижній частині досліджуваного інтервалу зустрічаються поодинокі пласти з підвищеними відносно середніх значеннями пористості (рис. 21). У алевролітів, навпаки, зі збільшенням глибини залягання пластів спостерігається деяке зростання пористості (рис. 22). За результатами оцінки ємнісних властивостей виявлено найбільш перспективні ділянки для застосування технологій вилучення природного газу з низькопористих колекторів (табл. 9):

Таблиця 9. Перспективні інтервали в розрізі відкладів карбону свердловини Артемівська-1 (інт. 2530–4030 м) за результатами інтерпретації даних ГДС

Інтервал, м	Вік	Товщина, м	$K_{ГЛ.ср.}$	$K_{П.ср.}$	$K_{орг.ср.}$	Породи
2530–2570	C_3^2	40	0,426	0,032	0,015	Алевроліти, пісковики
2625–2700	C_3^2	75	0,407	0,023	0,008	Алевроліти, аргіліти, пісковики
2710–2840	C_3^2	130	0,404	0,025	0,013	—" —</td
3226–3370	C_3^2	144	0,401	0,027	0,005	Алевроліти, пісковики
3450–3600	C_3^1	50	0,419	0,027	0,006	Алевроліти, аргіліти, пісковики
3600–3710	C_3^1	110	0,398	0,029	0,003	Алевроліти, пісковики
3830–4030	C_2m	200	0,352	0,033	0,005	Алевроліти, аргіліти, пісковики

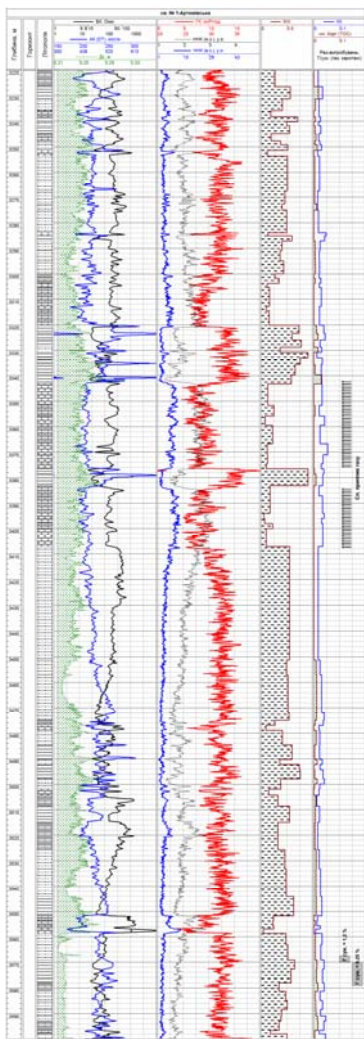


Рис. 16. Результати кількісної інтерпретації даних ГДС і газового каротажу в розрізі свердловини Артемівська-1 (інт. 3220–3600 м)

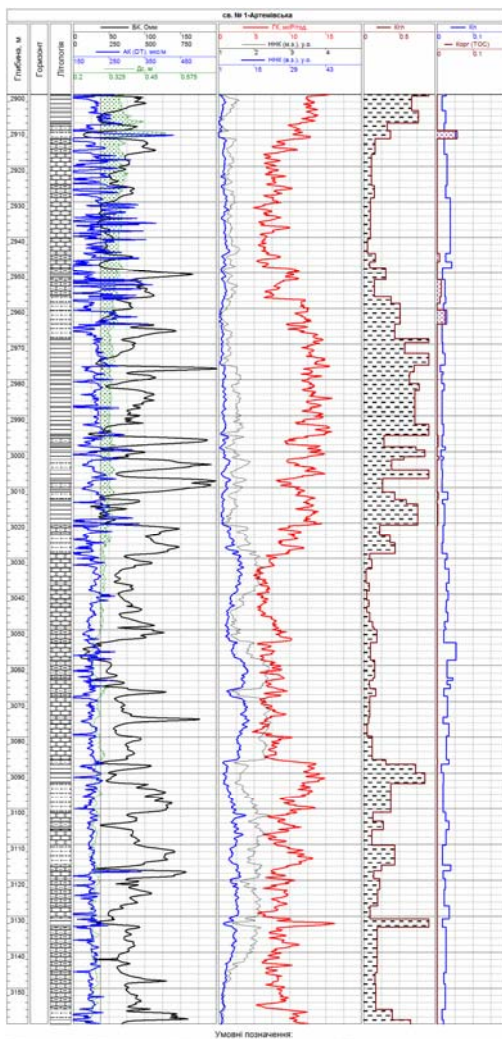


Рис. 17. Планшет каротажних діаграм і результати кількісної інтерпретації даних ГДС у розрізі свердловини Артемівська-1 (інт. 2900–3160 м)

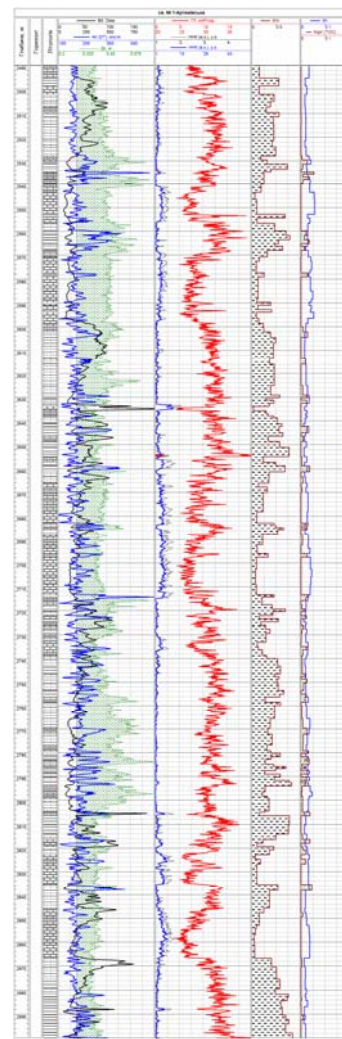


Рис. 18. Планшет каротажних діаграм і результати кількісної інтерпретації даних ГДС у розрізі свердловини Артемівська-1 (інт. 2490–2900 м)

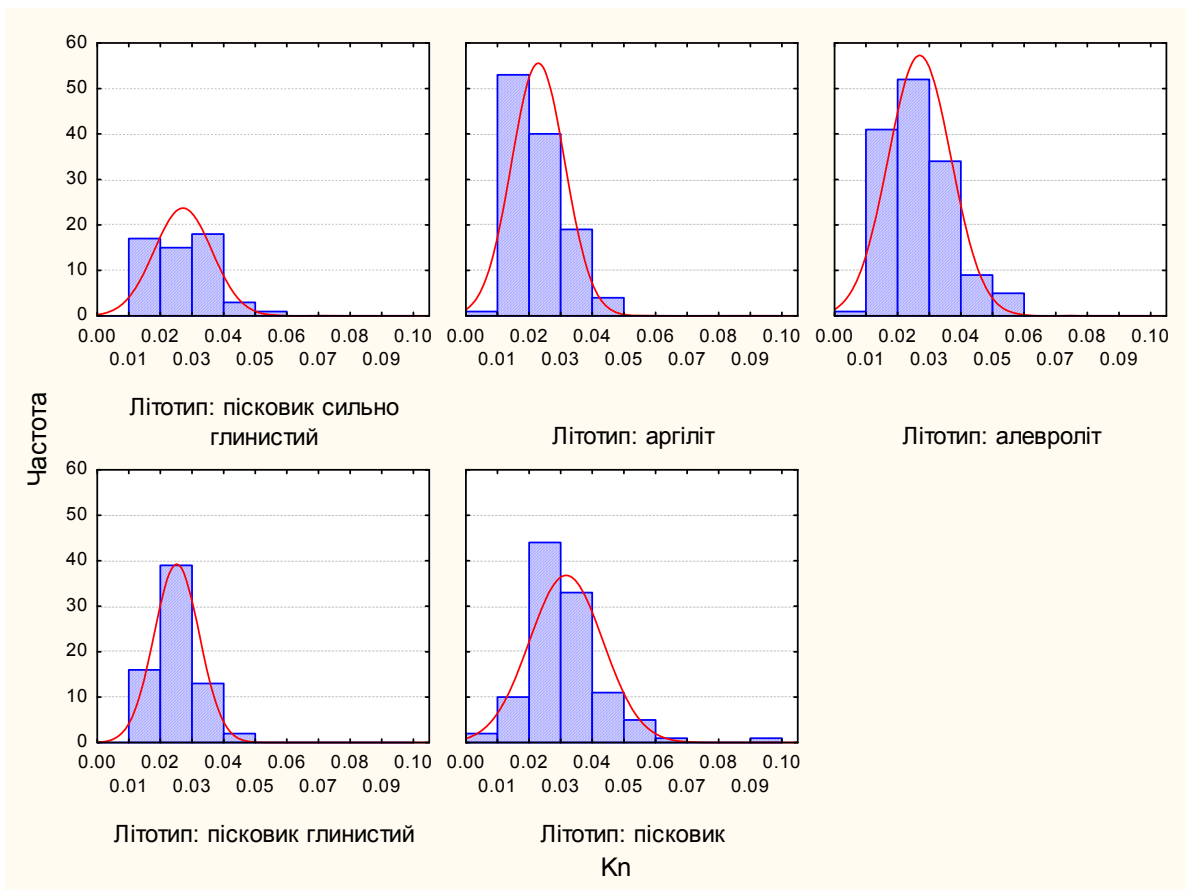


Рис. 19. Гістограми диференційних розподілів значень коефіцієнта пористості за окремими літотипами в інтервалі глибин 2490–3990 м розрізу свердловини Артемівська-1

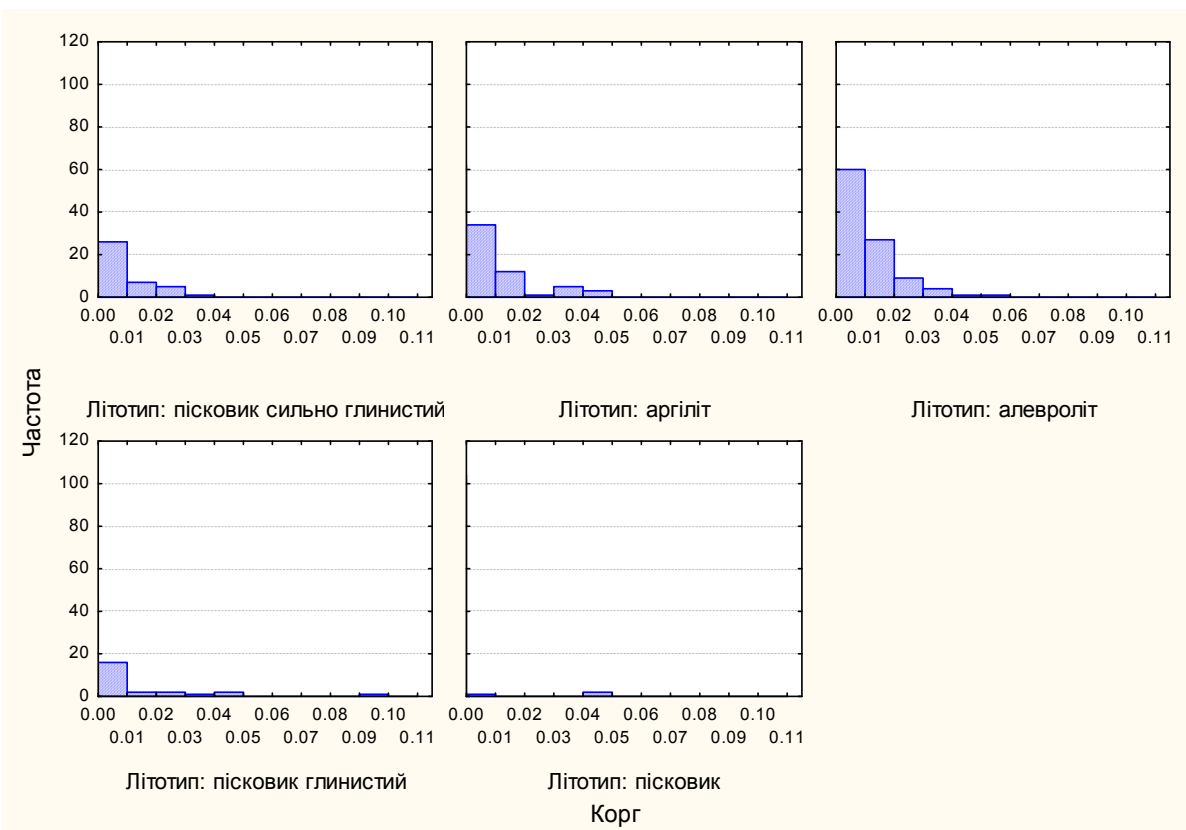


Рис. 20. Гістограми диференційних розподілів вмісту органічної речовини за окремими літотипами в інтервалі глибин 2490–3990 м розрізу свердловини Артемівська-1

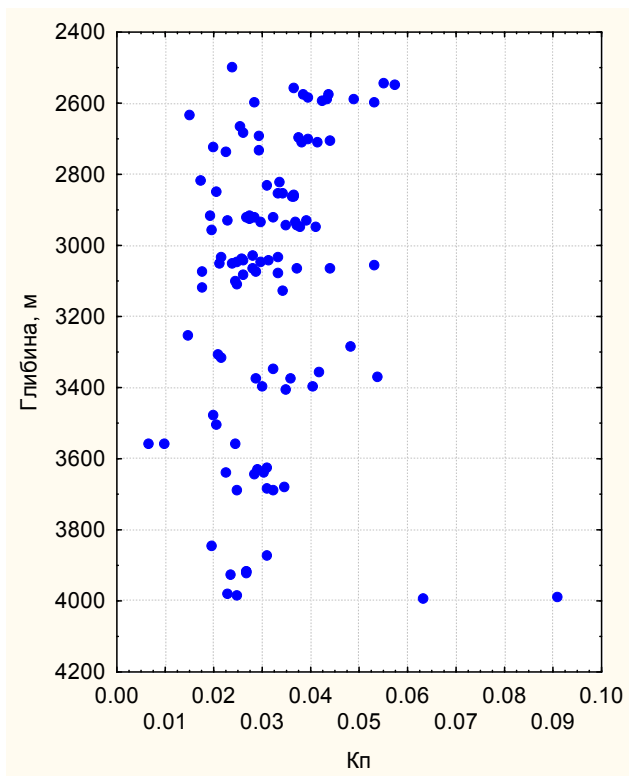


Рис. 21. Розподіл пористості по пластах пісковиків в інтервалі глибин 2490–3990 м розрізу свердловини 1-Артемівська

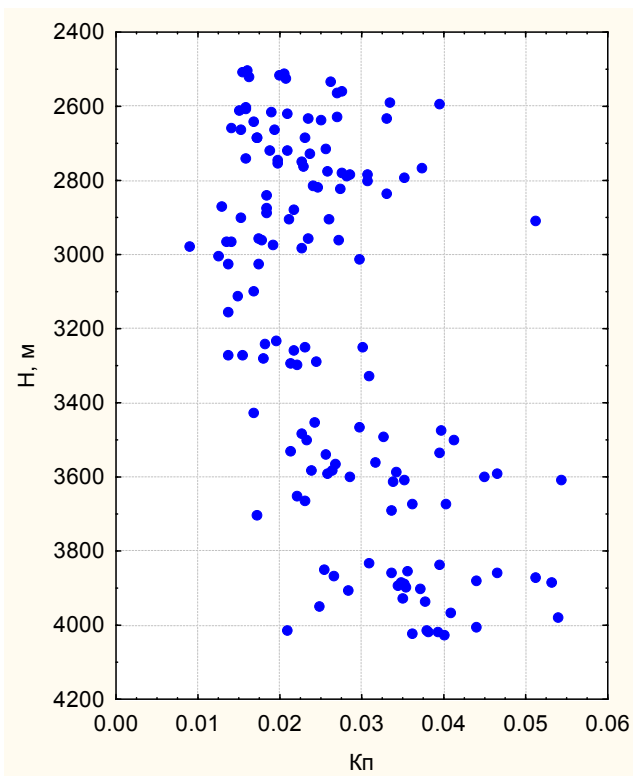


Рис. 22. Розподіл пористості по пластах алевролітів в інтервалі глибин 2490–3990 м розрізу свердловини Артемівська-1

Висновки. За результатами комплексного аналізу особливостей розрізу свердловини, літологічного складу порід, даних газового каротажу, ВСП, промислово-геофізичних досліджень, випробування свердловини, переінтерпретації промислово-геофізичних даних, проведеного нами за матеріалами попередників, у відкладах московського ярусу виділено такі перспективні інтервали, які можуть бути рекомендовані для подальшого вивчення (з урахуванням їхньої товщини і літологічного складу):

- 3600–3710 – пачка аргілітів і алевролітів товщиною 110 м
- 3830–4030 – пачка аргілітів і алевролітів товщиною 200 м.

Дробишівське родовище розташовано в зоні зчленування ДДЗ з Донецькою складчастою областю, приурочено до однойменної структури на східному закінченні Кам'янсько-Дробишівської горст-антиклінальної зони (рис. 23, 24). Тут пробурено ряд свердловин, з яких нами вивчено розрізи св. Дробишівська-4, 10, а також проаналізовано матеріал по свердловинах 11, 12 [142].

Розвідувальна свердловина Дробишівська-4 пробурена на Дробишівському родовищі в період з 18.08.2000 по 11.05.2002 з метою вивчення геологічної будови та оцінки нафтогазоносності Дробишівської структури. Вона розміщена в 1700 м на захід від св. № 1 і в 2050 м на захід від св. № 3. Проектна і фактична глибина свердловини – 4000 м, проектний і фактичний горизонт – C_{2b} (C_2^4). У свердловині виконано повний комплекс промислово-геофізичних досліджень (ГДС), який включав (м): стандартний каротаж (20–4000), кавернометрію, профілеметрію (0–4000), ГК (0–4000), НГК, БКЗ (1470–4000), БК, ПК (1480–4000), МК, БМК (1470–2300, 3000–3660), ДС, РК, АК (1470–4000).

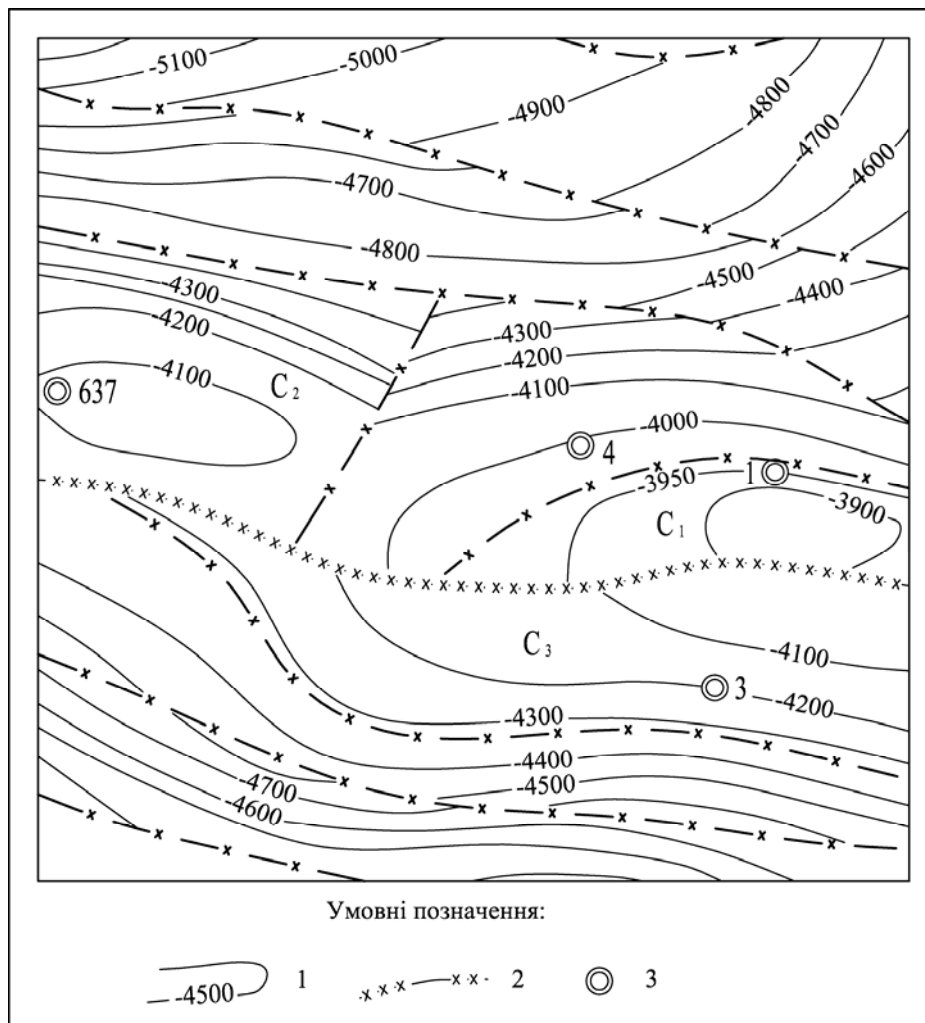


Рис. 23. Структурна карта Дробишівського родовища за відбивним горизонтом $V\delta_2$ (C_2m) [139]:

1 – ізогіпси відбивного горизонту $V\delta_2$ (C_1^B); 2 – тектонічні порушення за даними сейсмозвідки; 3 – розвідувальні свердловини

За наказом Голови правління НАК "Нафтогаз України" № 123 від 27 лютого 2004 р. св. Дробишівська-4 (балансова вартість 10 690 678 грн) ліквідована у зв'язку з тим, що виконала своє призначення, але виявилася пробуреною в несприятливих геологічних умовах, і в місці її розташування не відкрито промислових покладів нафти і газу. Вона розкрила такі відклади [139]:

- кайнозой (KZ) – 0–50 м;
- тріас (T) – 50–310 м;
- перм (P) – 310–1430 м;
- верхній карбон (C_3) – 1430–2356 м;
- середній карбон: московський ярус (C_2m) – 2356–3780 м;
 башкирський ярус (C_2b) – 3780–4000 м;

Розріз свердловини задовільно корелюється з розрізами св. Дробишівська-1, 3, 637. Буріння відбувалося без ускладнень до глибини 3350 м, але при бурінні інт. 3448–3449 м на буровому розчині питомої ваги 1,50 г/см³ свердловина протягом 3 год поглинула 39 м³ бурового розчину. Поглинання ліквідовано шляхом зменшення питомої ваги до 1,40 г/см³.

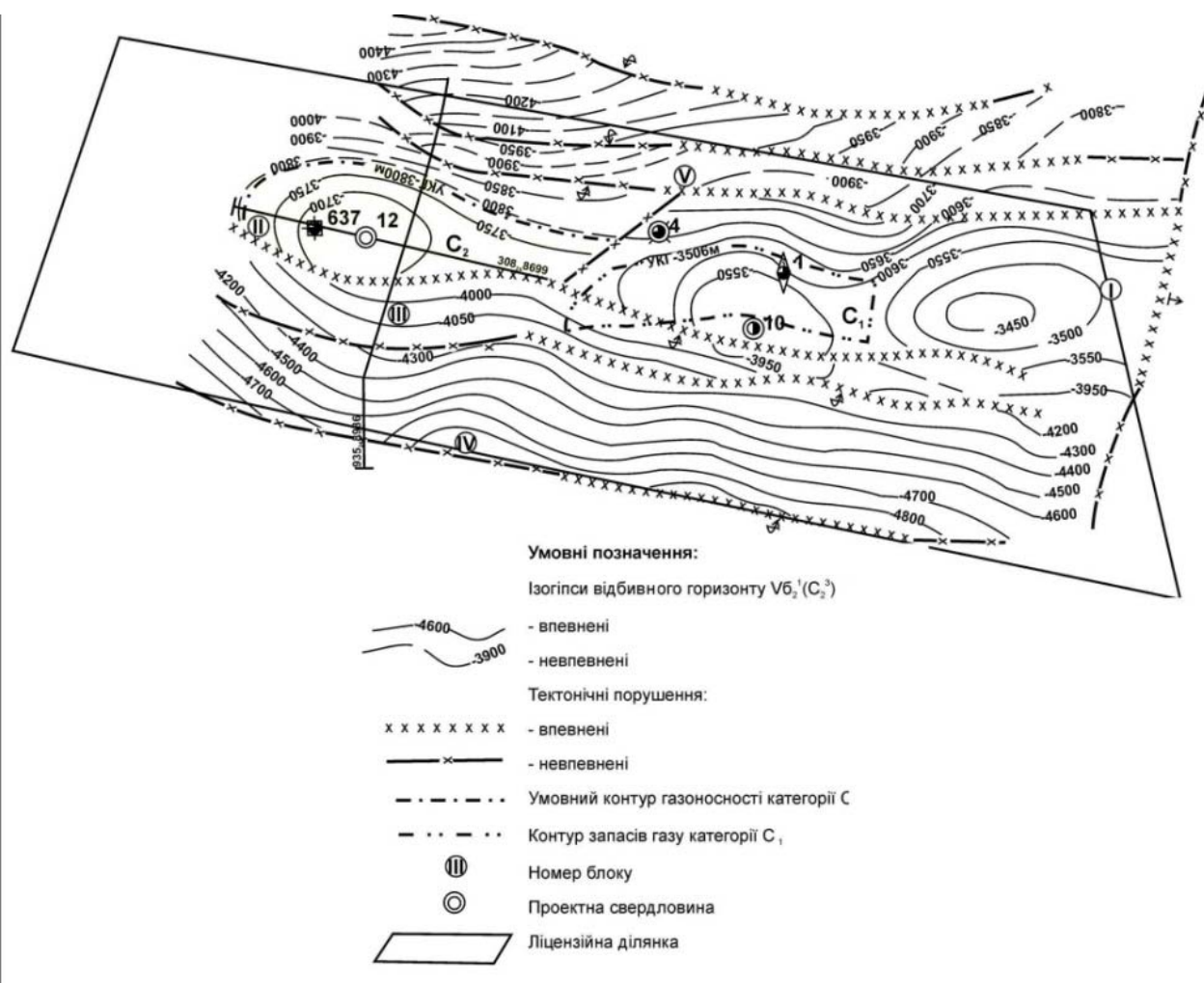


Рис. 24. Структурна карта Дробишівського родовища за відбивним горизонтом $Vb_2^1(C_3^2)$ [141]

З відбором ядра пробурено 39 м в інт. 3215–3223, 3729–3752, 3885–3893 м (C_{2m} , C_{2b}), вихід ядра становив 21,5 м чи 58,1 %. Ядро представлене переважно чорними аргілітами, збагаченими вуглистою речовиною із шарами і прошарками пісковиків світло-сірих дрібнозернистих і алевролітів сірих. На глибині 3780 м встановлено тектонічне порушення амплітудою до 200 м, по якому випадає частина горизонтів. Ядро в інт. 3215–3752 представлене (м) [155, 156]:

- 3215–3223 (C_{2m}) – чергування шарів (зверху): пісковіку сірого, дрібнотонкозернистого, з глинистим цементом з вуглистою речовиною – зр. 110 ДР (3222 м) (2,5 м), алевроліту сірого, з великою кількістю вуглефікованих залишків рослин і конкреціями сидериту (0,5 м), аргіліту темно-сірого, з дрібним вуглефікованим детритом і стягненнями піриту – зр. 111 ДР (3218 м) (3,0 м);
- 3729–3752 (C_{2m}), – аргіліт чорний з тонкими прошарками алевроліту, зрідка з вуглефікованим детритом – зр. 113 ДР (3737–3746 м);
- 3885–3893 (C_{2b}), – аргіліт темно-сірий до чорного, зі значною кількістю вуглефікованих рослинних залишків (зр. 112 ДР), знизу шар (0,6 м) пісковіку тонкозернистого до алевроліту.

За даними інтерпретації ГДС у розрізі виділено 57 пластів, із них 2 газонасичені, 2 з невизначеним характером насичення, 20 водоносних і водонасичених, 33 ущільнених. Колекторські властивості ядра показано в табл. 10.

Таблиця 10. Колекторські властивості порід свердловини Дробишівська-4 [139, 156]

Інтервал, м	Вік	Порода	CaCO ₃ , %	Проник- ність, а·10 ⁻¹⁵ м ²	Порис- тість, %	Щільність, а·10 ³ кг/м ³	
						об'єм- на	уявна міне- ралізація
3215–3223	C ₂ m	Пісковик	2,0	< 0,01	2,9	2,60	2,68
3215–3223	C ₂ m	–"	2,0	< 0,01	2,3	2,61	2,68
3215–3223	C ₂ m	–"	3,2	< 0,01	2,3	2,63	2,69
3215–3223	C ₂ m	–"	0,8	< 0,01	2,9	2,60	2,68
3215–3223	C ₂ m	–"	0,8	< 0,01	3,0	2,59	2,67
3215–3223	C ₂ m	–"	0,8	< 0,01	2,4	2,73	2,80
3215–3223	C ₂ m	–"	5,2	< 0,01	3,1	2,63	2,72
3215–3223	C ₂ m	Алевроліт	0,8	< 0,01	1,4	2,79	2,83
3215–3223	C ₂ m	Аргіліт	0,8	< 0,01	0,4	2,66	2,67
3729–3737	C ₂ m	Аргіліт, алевроліт	2,5	Зруйнована	3,7	2,60	2,70
3729–3737	C ₂ m	–"	2,1	–"	3,2	2,57	2,65
3737–3746	C ₂ m	Аргіліт	1,3	< 0,01	0,8	2,63	2,65
3737–3746	C ₂ m	–"	2,1	0,24	0,4	2,65	2,66
3746–3752	C ₂ m	–"	2,9	Зруйнована	0,8	2,67	2,69
3746–3752	C ₂ m	–"	3,7	–"	1,3	2,65	2,69
3885–3893	C ₂ b	–"	0,8	–"	0,4	2,72	2,73
3885–3893	C ₂ b	–"	1,7	–"	0,4	2,65	2,66
3885–3893	C ₂ b	–"	53,9	–"	1,1	2,67	2,70
3885–3893	C ₂ b	Пісковик	1,3	–"	2,1	2,62	2,68
3885–3893	C ₂ b	–"	2,1	< 0,01	1,8	2,63	2,68

У відкладах верхнього карбону виділено 26 пластів (№ 1–26), представлених пісковиками, алевролітами, вапняками. Пласти № 1–5, 7–17, 20, 21, 23, 24 характеризуються ПЕО 2,7–10,0 Ом·м, пористістю 7,5–14,0 %, є водонасиченими; пласти № 6, 18, 19, 22 з ПЕО 20–30 Ом·м, пористістю 2,0–6,5 % – ущільнені; № 26 (ПЕО 100 Ом·м, $K_{п}$ 0,01) – щільний вапняк.

У відкладах московського ярусу середнього карбону виділено пласти № 27–49. Пласти № 27, 34–37, 42, 44–47, 49 представлені пісковиками і алевролітами (ПЕО 40–180 Ом·м, пористість 5–7 %) – ущільнені; № 28, 32 (ПЕО 25–30 Ом·м, пористість 12,5 %) – газонасичені; пласти № 29–31, 33, 38, 43, 48 (ПЕО 100–2000 Ом·м, пористість 1,0 %) – щільні вапняки.

У відкладах башкирського ярусу середнього карбону виділено пласти № 50–57. Пласти № 50, 53 (ПЕО 500–1000 Ом·м, пористість 1 %) – щільні вапняки; № 51, 52 (ПЕО 90 Ом·м, пористість 4,5 %) – ущільнені аналоги продуктивних пластів № 57–60 св. Дробишівська-1; № 54, 55 (ПЕО 100 Ом·м, $K_{п}$ 4,5–5,0 %) – ущільнені алевроліти. В інт. 3946,0–3974,6 м виділено пласти № 56, 57 – пісковики (ПЕО 100–200 Ом·м, пористість 5–7 %), в яких відмічається збільшення швидкості буріння (№ 56) та збільшення газопоказників (№ 57). Ці пласти є аналогами пластів № 30–36 у св. Дробишівська-637, де при їхньому випробуванні у відкритому стволі було одержано приплив газу дебітом 19 тис. м³/добу.

Таким чином, газонасичені пласти залягають в інт. 2452,8–2463,0 м (пласт № 28) і 3011–3026 м (пласт № 32), представлені пластинами пісковиків московського ярусу. Невизначеними є пласти в інт. 3946–3953 м (пласт № 56) і 3964,0–3974,6 м (пласт № 57). За допомогою ВПТ у процесі буріння проведено випробування шести об'єктів у відкладах башкирського та московського ярусів, але припливу вуглеводнів з них не отримано (м):

- 2447–2464 – алевроліт (пористість 7 %) і пісвик (12,5 %): об'єкт непроникний;
- 3011–3020 – пісковики пористістю 12,5 %: об'єкт непроникний;
- 3168–3174 – пісковики та алевроліти з пористістю 7 %: об'єкт непроникний;
- 3464–3458 – пісковики пористістю 6 % (горизонт М-7): об'єкт непроникний;
- 3622–3627 і 3637–3645 – пласти пісковиків пористістю 3 %: об'єкт непроникний, припливу не одержано;
- 4000–3650 – пласти пісковиків, вапняків, алевролітів пористістю 1–7 % (горизонти Б-1, Б-4, Б-6): об'єкт непроникний, припливу пластового флюїду не одержано;

У шліфах описано такі різновиди порід (у дужках – номери зразків):

- алевроліт кварц-слюдисто-карбонатний (113 ДР) з алевроитовою структурою, тонкошаруватою лінзоподібно-шаруватою текстурою, складений уламками (0,01–0,025 мм) карбонатів (до 45 %), кварцу (20–30 %), польових шпатів, слюди (20–25 %), рослинного детриту (20–25 %); розвинена пошарувата і січна мікротріщинуватість;
- мергель (111 ДР, 112 ДР) з пелітоморфною структурою, текстурою змучування, складений гідрослудисто-глинисто-карбонатним матеріалом у вигляді згустків темно-бурого кольору, присутній дуже тонкий розсіяний детрит (0,5 %), розвинена хаотична тріщинуватість; іноді широко розвинена вкрапленість сочевицеподібних зерен сидериту (112 ДР);
- пісвик (110 ДР) із псамітовою дрібнозернистою структурою, шаруватою текстурою, обумовленою наявністю прошарків (0,5–0,7 мм) лейкократових і меланократових різновидів; складений кутастими, практично необкатаними уламками (90 %) регенерованих зерен кварцу (50 %), пелітизованих, серицитизованих і каолінітизованих польових шпатів (25 %), лейстами мусковіту і біотиту (10 %), вуглистих сланців (15 %) у плівковому глинисто-гідрослудистому і поровому каолінітовому цементі; акцесорні мінерали: апатит, циркон, анатаз, монацит, турмалін.

За результатами опису аншліфів породи представлені:

- пісвик (110 ДР) із крупно-середньозернистою структурою, шаруватою мікрохвилястою текстурою, обкатаними й напівобкатаними уламками кварцу в контактово-поровому цементі, тип мацерал – колодетриніт (подекуди антрацитовий) (рис. 25), коловітриніт, присутній гематит (0,1 %) і рутил (рис. 26);
- аргіліт (111 ДР) з пелітовою до алевроитовою структурою, нечіткошаруватою текстурою, тип мацерал – колодетриніт, присутній глобулярний пірит (0,1 %) (рис. 27);
- мергель (112 ДР) з органогенно-детритовою структурою, шаруватою і плямистою текстурою (плями зумовлені включеннями темного бітумінозного вапняку), тип мацерал – вітродетриніт, присутній глобулярний пірит (0,1 %) (рис. 28).

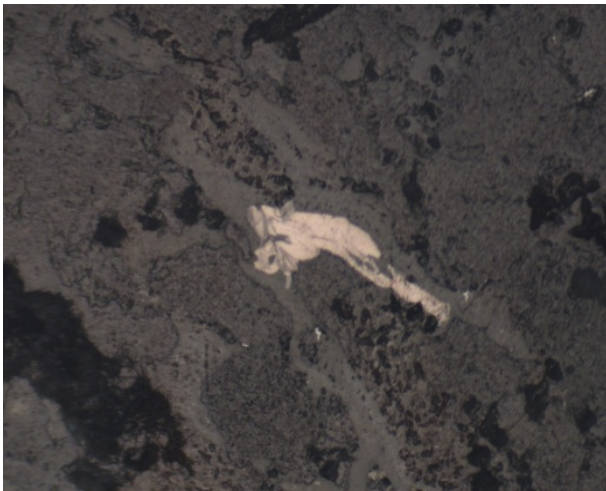


Рис. 25. Колодетриніт до антрациту.
Аншліф 110 ДР



Рис. 26. Рутил. Аншліф 110 ДР

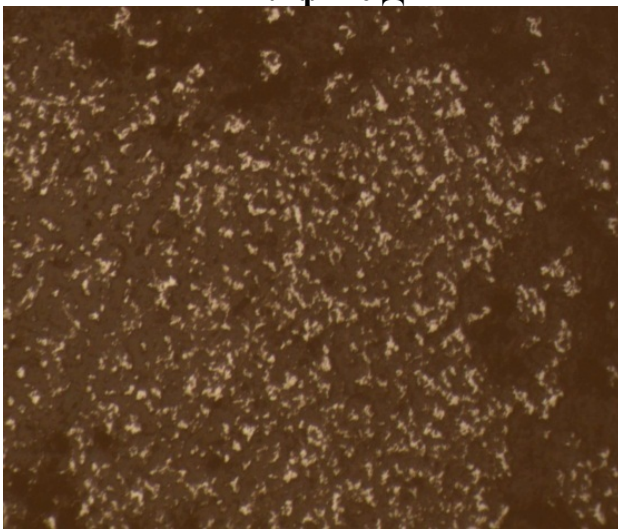


Рис. 27. Частина гнізда глобулярного
піриту. Аншліф 111 ДР

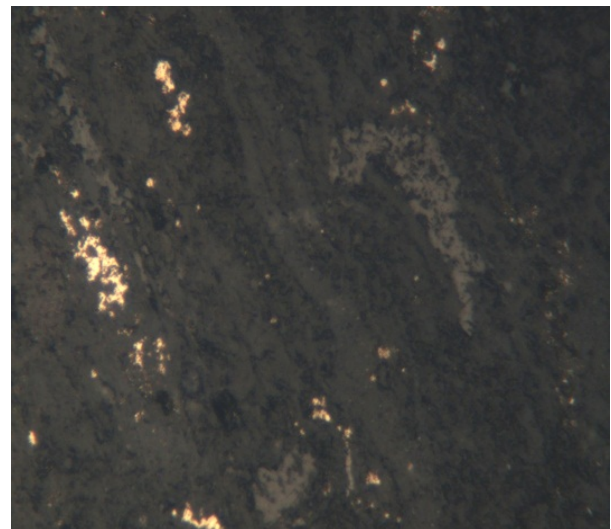


Рис. 28. Вітродетриніт і глобулярний
пірит по нашаруванню. Аншліф 112 ДР

Результати досліджень відібраних проб (термічний і хімічний аналізи, вивчення відбивної здатності вітриніту) наведено в табл. 11–13.

Таблиця 11. Результати термічного аналізу проб

№ проби	Інтервал, м	< 120 °С	120–300 °С	300–390 °С	390–550 °С	ТОС
111 ДР	3218	0,77585	0,20831	0,14736	2,85097	3,20664
110 ДР	3222	0,27160	0,03635	0,06056	1,68593	1,78284
113 ДР	3737–3746	0,48347	0,12805	0,08605	1,44373	1,65783
112 ДР	3885–3890	0,52356	0,28406	0,09814	0,78671	1,16891

**Таблиця 12. Результати визначення масових часток елементів у пробах,
відібраних із свердловини Дробишівська-4**

№ проби	Інтервал, м	Ярус	Порода	С _{орг.} , %	Н ₂ О ⁻ , %	U·10 ⁻⁴ , %	СО ₂ карб., %
111 ДР	3218	С ₂ м	Аргіліт	4,89	1,55	4,7	1,54
110 ДР	3222	С ₂ м	Пісковик	1,97	0,44	2,6	0,88
113 ДР	3737–3746	С ₂ м	Аргіліт	4,47	1,20	4,2	2,20
112 ДР	3885–3890	С ₂ б	—	3,48	1,55	2,7	1,43

Таблиця 13. Результати замірів відбивної здатності вітриніту

№ проби	Інтервал, м	Заміри	Кількість	Середнє
111 ДР	3218	1,00; дрібний	1	1,00
110 ДР	3222	1,00; 1,08; 1,12; 1,20; 1,30; 1,34; 1,35; 1,38; 1,38; 1,40; 1,42; 1,45; 1,50; 4,00; 4,10; 4,15; 4,50;	17	1,98
113 ДР	3737–3746	0,98; 1,05; 1,08; 1,18; 1,20; 1,25; 1,26; 1,28; 1,29; 1,52; 1,56; 1,58; 1,62; 1,66; 2,18; 2,22	16	1,43
112 ДР	3885–3890	1,08; 1,10; 1,15; 1,21; 1,28; 1,35; 1,35; 1,38; 1,38; 1,45; 1,46; 1,50; 1,72; 1,78; 1,80; 1,90	16	1,43

Аналіз промислово-геофізичних даних у розрізі московського ярусу середнього карбону св. Дробишівська-4 (рис. 29). Частина розрізу св. Дробишівська-4 (3200–3900 м), що була проаналізована за даними комплексу ГДС відносно наявності товщ порід, які можуть бути перспективними для вилучення сланцевого газу, представлена переважно теригенними породами московського ярусу середнього карбону. За допомогою стандартної методики якісної інтерпретації виділено переважно глинисті товщі й пласти (аргіліти, алевроліти, пісковики) та окремі (підпорядкованого розповсюдження) пласти вапняків.

У межах досліджуваного інтервалу проведена комплексна інтерпретація для визначення коефіцієнтів глинистості та відкритої пористості. Для цього використана інтерпретаційна модель Ларіонова (оцінка глинистості $K_{гн}$ за даними ГК) та середнього часу (оцінка пористості $K_{п}$ за даними АК з уведенням поправки на глинистість).

Для оцінки вагового вмісту органічного вуглецю (ТОС) використана найбільш популярна на сьогодні методика DlogR. Вона розроблена Квіном Пессі та іншими дослідниками в компанії EXXON/ESSO й апробована на родовищах сланцевого газу США, починаючи з 1979 р. З тих пір вона отримала широку популярність серед геофізиків-інтерпретаторів і успішно використовується на багатьох родовищах сланцевого газу по всьому світі, хоч інші методики і нові інструменти (напр., наведений гамма-спектральний метод) можуть запропонувати певні переваги в підрахунку вмісту органічного вуглецю і загального вмісту газу. Було встановлено, що методика, яка викладена нижче, працює адекватно і може надати доволі точну кількісну оцінку вмісту ТОС в породі.

Практична методика DlogR для визначення і розрахунку загального вмісту органічного вуглецю (ТОС, %) у багатих на ОР породах розроблена з використанням методів ГДС. Методика базується на накладанні кривої пористості (або кривої акустичного каротажу) на криву уявного електричного опору (переважно на криву БК). У випадку водонасиченої породи за відсутності органічних складових дві криві будуть паралельні одна одній; також можуть перекриватися (у глинах без органічної складової), оскільки обидві криві реагують на зміни літологічних характеристик породи. Проте вуглеводнево-насичені породи-колектори та багаті на ОР породи-неколектори виділятимуться збільшенням відстані між кривими. За допомогою використання даних гамма-каротажу інтервали з наявністю порід-колекторів можуть бути виявлені та виключені з аналізу.

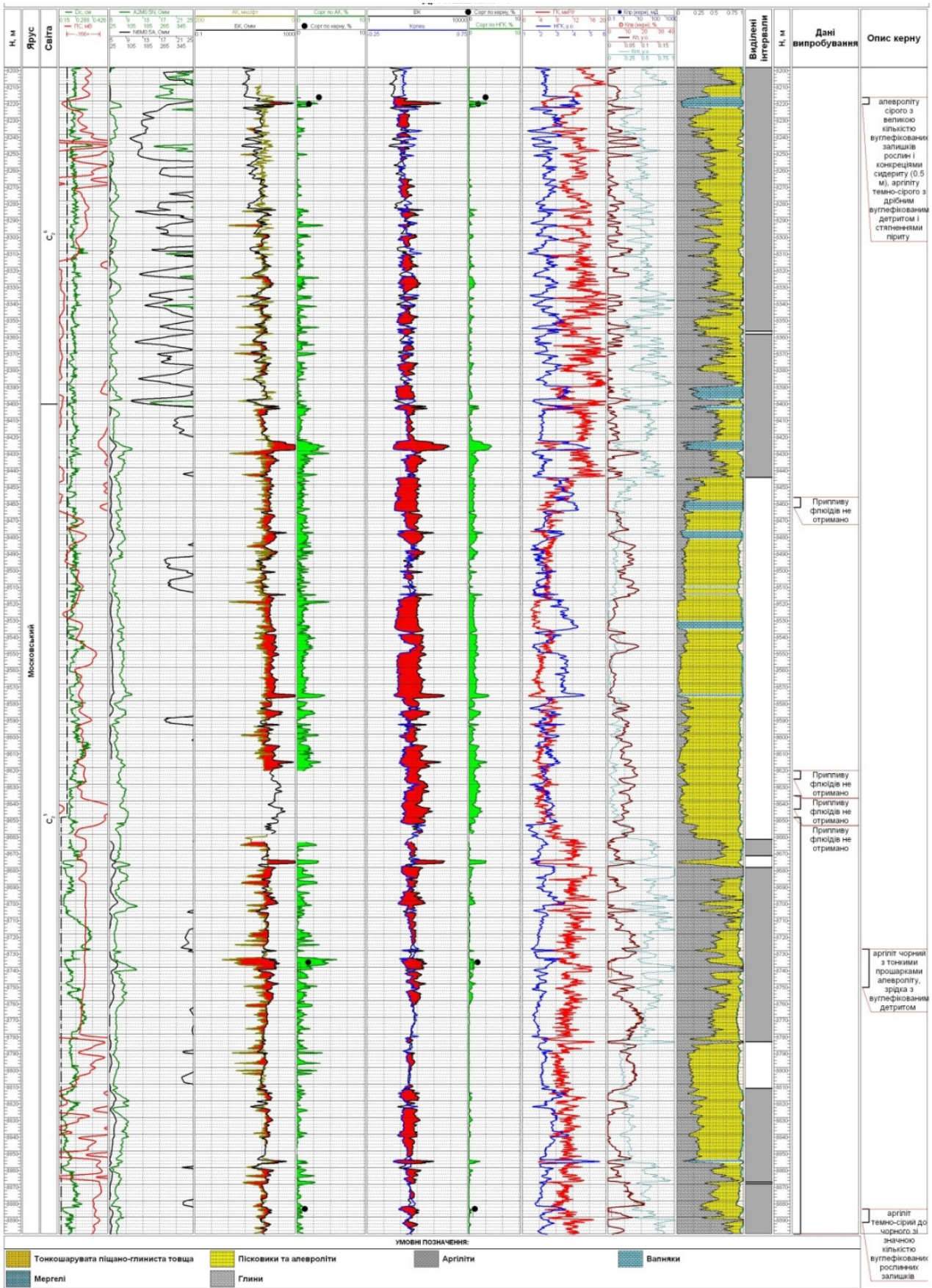


Рис. 29. Промислово-геофізична характеристика та результати кількісної інтерпретації даних ГДС у розрізі свердловини Дробишівська-4 (фрагмент)

Після кількісної інтерпретації даних ГДС у досліджуваному розрізі виділено чотири окремі товщі. Перша – у межах 3284–3446 м представлена перешаруванням пісковиків, алевролітів і аргілітів, причому вміст глинистих порід на окремих ділянках коливається в межах 30–65 %. Загалом породи характеризуються невеликою пористістю – 3–5 %, рідше до 7 %, тобто нижче граничних кондиційних значень для теригенних колекторів з міжзерновим типом пористості. Вміст ТОС дуже нерівномірний за даними двох модифікацій методики DlogR (АК-БК і НГК-БК). У середньому вміст ТОС ($C_{орг.}$) – 0,7–1,5 %, інколи в окремих пластах досягає 2,5–3,2 %. На нашу думку, збагачення органічною речовиною порід тут свідчить про невисоку ймовірність ефективного видобутку сланцевого газу з порід у межах 3284–3446 м.

Інт. 3446–3663 м представлений переважно породами псамітової та алевритової фракцій з підпорядкованим вмістом глинистих прошарків і пластів. Пористість порід також невисока, проте інколи досягає значень 8–9 %. Результати випробувань в інт. 3464–3458 м, 3622–3627, 3637–3645 м указують на відсутність традиційних колекторів. Вміст ОР доволі високий – у середньому 2,5 %, тобто тут потенціал пластів непоганий: інтервал розрізу може розглядатись як перспективний відносно наявності нетрадиційного вуглеводневого газу.

Наступний інтервал – 3663–3782 м є найбільш цікавим з точки зору перспектив вилучення сланцевого газу. Тут переважають аргіліти (понад 50 %) із прошарками алевролітів і пісковиків. Пористість пластів коливається від 0 до 10 %, у середньому 5–6 %; ваговий вміст органічного вуглецю 1,5–2,5 %. Нерівномірне перешарування порід створює також сприятливі умови для формування літогенетичної тріщинуватості та ефективного проведення гідророзривів пластів. Таким чином, інтервал глибин 3663–3782 м може вважатися перспективною ділянкою розрізу св. Дробишівська-4 за даними ГДС.

Породи нижнього інтервалу в межах 3855–3900 м представлені аргілітами з підпорядкованим вмістом алевролітів, рідше пісковиків. Коефіцієнт пористості порід – 5–6 % і нижче. Інтегрований вміст ТОС у породах невисокий – 1,0–1,5 % і нижче за результатами інтерпретації даних ГДС. Тому ця ділянка досліджуваного розрізу за даними інтерпретації ГДС може бути віднесена до категорії неперспективних відносно наявності та вилучення сланцевого газу. Однак це суперечить достатньо високому вмісту $C_{орг.}$ у зразках із цього інтервалу (зр. 112 ДР), де вміст $C_{орг.}$ сягає 3,48 %, ТОС – 1,17, а R_o – 1,43. Тому цей інтервал може розглядатися як умовно перспективний.

Таким чином, у результаті комплексного аналізу матеріалів буріння і вивчення керн св. Дробишівська-4 можна виділити такі перспективні інтервали у відкладах московського і башкирського ярусів середнього карбону:

- 3663–3782 (C_2m) – товща аргілітів (119 м), $C_{орг.}$ – 4,47 %, ТОС – 1,66, R_o – 1,43;
- 3855–3900 (C_2b) – товща аргілітів (45 м), $C_{орг.}$ – 3,48 %, ТОС – 1,17, R_o – 1,43.

Свердловина Дробишівська-10 пробурена на Дробишівській площі в зоні зчленування ДДЗ з північними окраїнами Донбасу з метою пошуку покладів вуглеводнів у кам'яновугільних покладах. Проектна глибина свердловини – 4500 м, фактична – 4518, вибій розташований у відкладах башкирського ярусу середнього карбону. Свердловиною розкриті відклади мезокайнозою, нижньої пермі, верх-

нього та середнього карбону. Її розріз добре корелюється з розрізом св. Дробишівська-1, задовільно – з розрізами св. Дробишівська-4, 637. Свердловиною на глибинах 2853 і 3670 м було розкрито два підкиди амплітудою відповідно до 200 і 140 м. У свердловині виконано повний комплекс ГДС, який включав (м): стандартний каротаж (150–4518), кавернометрію, профілетрію (150–4518), ГК (0–4518), НГК, БКЗ, БК, ІК, ДС, РК, АК (1360–4518), МК, БМК (1360–4336). За результатами ГДС у розрізі св. Дробишівська-10 виділено 3 газонасичені, 8 невизначених, 21 водоносний та водонасичений, 76 ущільнених і щільних пластів.

У відкладах верхнього карбону виділено пласти № 1–31, представлені пісковиками і алевролітами. Пласти № 1–5, 7–13, 15, 17–21, 24, 25 (ПЕО 2,5–10,0 Ом·м, пористість 9,0–14,5 %) є водоносними і водонасиченими пісковиками і алевролітами. Пласти № 6, 14, 16, 22, 23, 26–31 (ПЕО 15–50 Ом·м, пористість 2,5–8,0 %) – ущільнені пісковики та алевроліти.

У відкладах московського ярусу середнього карбону виділено пласти № 32–85, представлені пісковиками, алевролітами і вапняками. Пласти № 32, 33, 36–42, 47, 49–54, 56–58, 61–66, 68–71, 73, 77–79, 84 (ПЕО 18–200 Ом·м, пористість 2–7 %) – ущільнені пісковики і алевроліти; пласти № 34, 35, 43, 46, 48, 55, 59, 60, 67, 72, 76 (ПЕО 200–6000 Ом·м, пористість 1–4 %) – щільні вапняки. Заслужують на увагу пласти № 74, 75, 80, 81–83, 85, представлені пісковиками. Пласти № 74, 75, 80 (ПЕО 50–80 Ом·м, пористість 7–9 %) ідентифіковані як газонасичені, але малоперспективні в промисловому відношенні; пласти № 81–83 і 85 (ПЕО 15–110 Ом·м, пористість 6–10 %) – як невизначені.

У відкладах башкирського ярусу середнього карбону виділені пласти № 86–108 представлені пісковиками, алевролітами та вапняками. Пласти № 86, 88, 89, 91, 100, 101, 105–107 (ПЕО 30–150 Ом·м, пористість 3,5–7,2 %) – ущільнені пісковики та алевроліти; пласти № 90, 93, 95, 99, 100, 108 (ПЕО 80–500 Ом·м, пористість 1–3 %) – щільні вапняки; пласт № 87 (ПЕО 7 Ом·м, пористість до 10,7 %) – водонасичений; пласт № 92 – пісковик (ПЕО 60 Ом·м, пористість 4–10 %) – невизначений (його аналог у св. Дробишівська-1 є продуктивним); пласти № 102–104 – пісковики (ПЕО 40–45 Ом·м, пористість 5–15 %) – невизначений характер насиченості (при випробуванні аналогів цих пластів у св. Дробишівська-637 отримано приплив газу дебітом 20 тис. м³/добу).

Таким чином, газонасиченими є пласти в інтервалах (м):

- 3730,2–3734,6 – пласт № 74 (C₂m);
- 3735,0–3743,0 – пласт № 75 (C₂m);
- 3814,0–3820,0 – пласт № 80 (C₂m).

Невизначеними є пласти в інтервалах (м):

- 3840,0–3734,6 – пласти № 81–83 (C₂m);
- 3888,0–3912,0 – пласт № 85 (C₂m);
- 4149,0–4160,0 – пласт № 92 (C₂b);
- 4342,8–4369,0 – пласт № 102 (C₂b);
- 4390,0–4004,0 – пласт № 103 (C₂b);
- 4409,6–4438,0 – пласт № 104 (C₂b).

За даними газового каротажу в інт. 3917–3919 (пласт № 85) і 3924–3925 м спостерігалось підвищення газопоказників. Але, на жаль, випробування невизна-

чених і газонасичених пластів у св. № 10 у процесі буріння не проводилося. Разом із тим, на цій і прилеглих площах є багато прикладів газонасиченості порід.

Зокрема, відклади московського ярусу були випробувані у св. Артемівська-1, де в інт. 3980–3990 м (пласти № 88, 89 з пористістю 9 %) і 3620–3690 м (пласти № 80, 81 з пористістю 7–11 %) за даними газового каротажу відмічено підвищене значення газопоказників (до 8,0 % на фоні 0,1 %), хоч припливу вуглеводнів не було отримано.

Аналоги пласта № 92 св. Дробишівська-10 (з невизначеними властивостями – інт. 3618–3643 м) були випробувані у св. Дробишівська-1 (інт. 3618–3643 м, пласти № 57–60 з пористістю 9–11 %), де було отримано промисловий приплив газу дебітом близько 70 тис. м³/добу.

Відклади башкирського ярусу середнього карбону були випробувані у св. Дробишівська-637, де в інт. 3835–3940 м (пористість 8–9 %) отримано приплив газу дебітом 20 тис. м³/добу.

Слабкий приплив газу з відкладів середнього карбону було також отримано при випробуванні св. Камишевська-4.

Керн свердловини в інт. 3191–3910 м представлений відкладами московського ярусу, а в інт. 3910–4500 м – башкирського ярусу (м) [140, 159]:

- 3191–3197 – алевроліт сірий до світло-сірого;
- 3253–3266 – алевроліти темно-сірі із прошарками вуглистих аргілітів, шаром (2,3 м) пісковика світло-сірого, середньозернистого до дрібнозернистого;
- 3290–3306 – чергування шарів (1–2 м) пісковика світло-сірого, крупнозернистого, алевроліту сірого і перешарування (20–40 см) темно-сірого пісковика та алевроліту;
- 3345–3355 – зверху (2 м) алевроліт сірий до темно-сірого, глинистий, знизу (1,5 м) тонке перешарування пісковика тонкозернистого та алевроліту;
- 3450–3468 – пісковик сірий до світло-сірого, тонко-дрібнозернистий;
- 3560–3565 – алевроліт темно-сірий до сірого глинистий;
- 3575–3582 – аргіліт темно-сірий алевритистий;
- 3582–3589 – пісковик сірий до світло-сірого, дрібнозернистий з карбонатно-глинистим цементом;
- 3861–3871 – пісковик сірий, світло-сірий, дрібно-тонкозернистий – зр. 127 ДР;
- 3906–3916 – аргіліт темно-сірий – зр. 125 ДР;
- 3953–3967 – аргіліт темно-сірий, чорний до вуглистого аргіліту – зр. 128 ДР;
- 4034–4053 – чергування шарів (2–5 м) пісковика сірого до світло-сірого, дрібнозернистого, з вуглефікованими залишками рослин, тонкими прошарками алевролітів і аргілітів; алевролітів сірих з вуглефікованими залишками рослин і аргіліту чорного;
- 4149–4165 – аргіліт темно-сірий з вуглефікованим детритом – зр. 126 ДР;
- 4197–4212 – шари (1–5 м) аргілітів, алевролітів темно-сірих та їхнє перешарування із прошарками тонкозернистого пісковика;
- 4297–4305 – пісковик сірий, тонко-дрібнозернистий;
- 4408–4421 – аргіліт темно-сірий, алевритовий, іноді вапнистий;
- 4498–4500 – алевроліт сірий, з тонкими прошарками (1–5 см) пісковика тонко-дрібнозернистого.

Колекторські властивості порід свердловини наведено в табл. 14, 15.

Таблиця 14. Колекторські властивості порід свердловини Дробишівська-10 [159]

Інтервал, м	Вік	Порода	СаСО ₃ , %	Проникність, а·10 ⁻¹⁵ м ²	Пористість,%	Щільність, а·10 ³ кг/м ³	
						об'ємна	уявна мінералізація
3191–3197	C ₂ m/M-3	Алевроліт	0,8	Зруйнована	2,5	2,58	2,65
3253–3261	C ₂ m/M-3	–"–	2,6	46,45	1,7	2,62	2,67
3253–3261	C ₂ m/M-3	Пісковик	16,6	< 0,01	1,5	2,67	2,71
3253–3261	C ₂ m/M-3	–"–	1,3	< 0,01	1,6	2,61	2,65
3253–3261	C ₂ m/M-3	–"–	2,1	< 0,01	1,9	2,60	2,65
3253–3261	C ₂ m/M-3	–"–	6,0	< 0,01	2,4	2,59	2,65
3253–3261	C ₂ m/M-3	–"–	1,7	< 0,01	1,6	2,59	2,63
3261–3266	C ₂ m/M-3	Алевроліт	0,4	< 0,01	0,2	2,62	2,63
3290–3298	C ₂ m/M-3	Пісковик	0,8	< 0,01	2,7	2,51	2,58
3290–3298	C ₂ m/M-3	–"–	0,8	< 0,01	3,0	2,52	2,59
3298–3303	C ₂ m/M-3	Алевроліт	0,8	Зруйнована	1,3	2,81	2,84
3298–3303	C ₂ m/M-3	Пісковик	0,8	< 0,01	0,4	2,61	2,62
3298–3303	C ₂ m/M-3	–"–	0,8	< 0,01	0,6	2,62	2,63
3303–3306	C ₂ m/M-3	Алевроліт	1,7	Зруйнована	3,6	2,53	2,63
3345–3348	C ₂ m/M-3	–"–	0,4	< 0,01,	1,1	2,57	2,59
3345–3348	C ₂ m/M-3	–"–	1,3	< 0,01,	1,4	2,60	2,64
3348–3355	C ₂ m/M-3	Пісковик, алевроліт	1,7	Непроникна	1,2	2,63	2,66
3348–3355	C ₂ m/M-3	–"–	2,1	0,05	0,8	2,62	2,64
3348–3355	C ₂ m/M-3	Алевроліт	1,7	Непроникна	0,3	2,61	2,62
3550–3457	C ₂ m/M-4	Пісковик	0,8	< 0,01	0,8	2,61	2,63
3550–3457	C ₂ m/M-4	–"–	0,4	< 0,01	0,6	2,63	2,64
3550–3457	C ₂ m/M-4	–"–	0,4	0,11	1,0	2,61	2,64
3550–3457	C ₂ m/M-4	–"–	0,4	0,17	0,6	2,63	2,64
3550–3457	C ₂ m/M-4	–"–	9,3	4,11	1,4	2,68	2,72
3550–3457	C ₂ m/M-4	–"–	3,0	< 0,01	1,0	2,61	2,64
3457–3463	C ₂ m/M-4	–"–	10,2	< 0,01	1,1	2,64	2,67
3457–3463	C ₂ m/M-4	–"–	5,9	0,14	1,2	2,65	2,68
3457–3463	C ₂ m/M-4	–"–	3,4	< 0,01	0,9	2,63	2,65
3457–3463	C ₂ m/M-4	–"–	1,3	< 0,01	1,1	2,60	2,63
3457–3463	C ₂ m/M-4	–"–	1,7	< 0,01	1,4	2,60	2,63
3457–3463	C ₂ m/M-4	–"–	1,3	< 0,01	1,3	2,58	2,61
3463–3468	C ₂ m/M-5	–"–	0,8	0,19	1,1	2,59	2,62
3463–3468	C ₂ m/M-5	–"–	0,8	3,74	1,3	2,59	2,63
3463–3468	C ₂ m/M-5	–"–	0,8	< 0,01	1,0	2,58	2,61
3463–3468	C ₂ m/M-5	–"–	8,0	< 0,01	0,9	2,69	2,72
3463–3468	C ₂ m/M-5	–"–	2,5	< 0,01	0,8	2,61	2,63
3463–3468	C ₂ m/M-5	–"–	0,4	< 0,01	0,2	2,62	2,63
3560–3565	C ₂ m/M-5	Алевроліт	0,4	< 0,01	0,1	2,63	2,63
3560–3565	C ₂ m/M-5	–"–	0,8	Непроникна	0,5	2,65	2,66
3575–3582	C ₂ m/M-5	Аргіліт	0,8	Зруйнована	1,6	2,61	2,65
3582–3589	C ₂ m/M-6	Пісковик	5,9	< 0,01	1,1	2,60	2,63
3582–3589	C ₂ m/M-6	–"–	6,8	< 0,01	1,1	2,60	2,63

Таблиця 15. Колекторські властивості порід свердловини Дробишівська-10 [159]

Інтервал, м	Вік	Порода	СаСО ₃ ,%	Проникність, а·10 ⁻¹⁵ м ²	Пористість,%	Щільність, а·10 ³ кг/м ³	
						об'ємна	уявна мінералізація
3861–3871	C ₂ m/M-7	Пісковик	0,8	0,09	0,8	2,66	2,68
3861–3871	C ₂ m/M-7	–"	1,3	< 0,01	1,7	2,63	2,68
3861–3871	C ₂ m/M-7	–"	2,1	< 0,01	1,7	2,65	2,69
3861–3871	C ₂ m/M-7	–"	1,7	< 0,01	2,1	2,62	2,67
3861–3871	C ₂ m/M-7	–"	0,8	< 0,01	1,8	2,61	2,66
3861–3871	C ₂ m/M-7	–"	0,8	< 0,01	1,6	2,64	2,68
3861–3871	C ₂ m/M-7	–"	1,7	< 0,01	1,7	2,63	2,67
3906–3910	C ₂ m	Аргіліт	3,2	< 0,01	0,4	2,62	2,63
3910–3916	C ₂ b	–"	3,2	Непроникна	0,3	2,71	2,72
3910–3916	C ₂ b/Б-1	Пісковик	2,8	< 0,01	2,8	2,60	2,67
3953–3959	C ₂ b/Б-1	Аргіліт	4,8	Непроникна	0,2	2,68	2,69
3953–3959	C ₂ b/Б-1	–"	1,7	Зруйнована	0,5	2,65	2,66
3959–3967	C ₂ b/Б-1	–"	11,7	Зруйнована	0,1	2,71	2,71
4034–4039	C ₂ b/Б-1	Пісковик	1,3	< 0,01	2,6	2,60	2,68
4034–4039	C ₂ b/Б-1	–"	0,8	< 0,01	2,0	2,65	2,70
4034–4039	C ₂ b/Б-1	–"	0,8	< 0,01	2,1	2,62	2,68
4034–4039	C ₂ b/Б-1	–"	4,1	< 0,01	2,9	2,61	2,68
4034–4039	C ₂ b/Б-1	–"	8,3	< 0,01	2,2	2,67	2,73
4039–4046	C ₂ b/Б-1	–"	4,1	< 0,01	3,2	2,59	2,68
4039–4046	C ₂ b/Б-1	Алевроліт	20,3	Непроникна	1,0	2,72	2,74
4039–4046	C ₂ b/Б-1	–"	0,8	0,54	2,9	2,57	2,65
4039–4046	C ₂ b/Б-1	Аргіліт	2,5	1,78,	2,2	2,57	2,63
4046–4053	C ₂ b/Б-1	–"	11,2	0,26	0,3	2,72	2,72
4046–4053	C ₂ b/Б-1	Алевроліт	23,6	< 0,01	1,2	2,71	2,74
4046–4053	C ₂ b/Б-1	Пісковик	23,6	Зруйнована	1,0	2,69	2,72
4046–4053	C ₂ b/Б-1	–"	33,6	Непроникна	1,9	2,69	2,74
4149–4157	C ₂ b	Аргіліт	1,6	0,13	1,7	2,61	2,65
4149–4157	C ₂ b	Пісковик	5,3	Зруйнована	1,1	2,67	2,70
4157–4165	C ₂ b	Аргіліт	3,3	Непроникна	0,4	2,66	2,67
4197–4204	C ₂ b	–"	1,2	0,20	0,8	2,65	2,67
4204–4212	C ₂ b	Алевроліт	16,0	Непроникна	0,6	2,68	2,69
4204–4212	C ₂ b	–"	2,9	< 0,01	1,2	2,65	2,68
4204–4212	C ₂ b	Пісковик	1,2	< 0,01	0,6	2,66	2,68
4297–4305	C ₂ b	Пісковик	2,9	Непроникна	1,6	2,64	2,68
4297–4305	C ₂ b	–"	7,1	< 0,01	1,4	2,66	2,70
4297–4305	C ₂ b	–"	3,3	< 0,01	1,8	2,64	2,69
4297–4305	C ₂ b	–"	5,8	0,15	1,6	2,67	2,71
4297–4305	C ₂ b	–"	3,7	< 0,01	1,5	2,64	2,68
4297–4305	C ₂ b	–"	4,6	< 0,01	1,6	2,65	2,69
4297–4305	C ₂ b	–"	2,5	< 0,01	1,8	2,66	2,71
4297–4305	C ₂ b	–"	4,1	< 0,01	1,6	2,65	2,69
4408–4414	C ₂ b	Аргіліт	3,7	Зруйнована	0,5	2,68	2,70
4408–4414	C ₂ b	–"	3,7	< 0,01	0,2	2,68	2,69
4414–4421	C ₂ b	–"	2,9	0,08	0,2	2,69	2,70
4414–4421	C ₂ b	Мергель	57,7	< 0,01	0,4	2,69	2,70
4498–4500	C ₂ b	Пісковик	0,4	Непроникна	1,5	2,66	2,70

У шліфах описано такі різновиди порід (у дужках – номери зразків):

- аргіліт глинисто-гідрослюдий (126 ДР) із крупнопелітовою структурою (0,005–0,010 мм), шаруватою текстурою до мікролускатої.

За результатами опису аншліфів породи представлені:

- органічні сланці (125 ДР, 126 ДР) з пелітовою структурою до алевритистої, шаруватою текстурою, тип мацерал – детриніт, присутній глобулярний пірит (0,1 %);
- пісковики (127 ДР) із крупнозернистою структурою, рівномірно зернистою текстурою, уламками кварцу в контактному цементі, тип мацерал – детриніт і мелініт, присутні пірит (0,1 %) і безформні прожилкові та мікрівкраплені виділення гематиту;
- в аншліфі 128 ДР зафіксовано велике сидеритове стяжіння з тріщинами, виповненими кристалічним кальцитом.

Результати досліджень відібраних проб (термічний і хімічний аналізи, вивчення відбивної здатності вітриніту) наведено в табл. 16–18.

Таблиця 16. Результати термічного аналізу проб

№ проби	Інтервал, м	< 120 °С	120–300 °С	300–390 °С	390–550 °С	ТОС
127 ДР	3861–3871	0,10559	–0,05243	0,04089	0,39431	0,38277
125 ДР	3906–3910	0,86523	0,17933	0,14446	2,60770	2,93149
128 ДР	3959–3967	0,58897	0,12923	0,10002	5,55107	5,78032
126 ДР	4157–4165	0,47952	0,16027	0,10246	2,59120	2,85393

Таблиця 17. Результати визначення масових часток елементів у пробах із свердловини Дробишівська-10

№ проби	Інтервал, м	Ярус	Порода	С _{орг.} , %	H ₂ O ⁻ , %	U·10 ⁻⁴ %	CO ₂ карб., %
127 ДР	3861–3871	C _{2m}	Пісковик	0,61	0,20	1,4	0,77
125 ДР	3906–3910	C _{2m}	Аргіліт	3,99	1,13	4,9	1,21
128 ДР	3959–3967	C _{2b}	–"–	6,57	1,01	2,9	5,50
126 ДР	4157–4165	C _{2b}	–"–	5,36	0,92	3,5	2,31

Таблиця 18. Результати замірів відбивної здатності вітриніту

№ проби	Інтервал, м	Заміри	Кількість	Середнє
127 ДР	3861–3871	0,98; 1,05; 1,21; 1,25; 1,27; 1,28; 1,30; 1,35; 1,38; 1,40; 1,42; 1,45; 1,80;	13	1,32
125 ДР	3906–3910	Вітриніт дрібний	–	–
128 ДР	3959–3967	Сидеритові нодулі	–	–
126 ДР	4157–4165	1,16; 1,28; 1,42; 1,50; 1,65; 2,02; 2,30;	7	1,62

Аналіз промислово-геофізичних даних. Аналіз і результати кількісної інтерпретації даних ГДС у розрізі св. Дробишівська-10 наведено на рис. 30. У розрізі свердловини представлені відклади середнього карбону – московського ярусу в інт. 3191–3910 м і башкирського ярусу в інтервалі глибин 3910–4500 м. Взагалі розріз доволі перспективний щодо наявності сланцевого газу.

За результатами інтерпретації даних ГДС тут виділяються декілька інтервалів з певними значеннями геофізичних і літологічних параметрів. Установлено, що коливання значень вмісту органічного вуглецю слабо пов'язані з літотипами порід. У найбільш перспективних інтервалах пісковиків, де за даними ГДС має бути природний газ, значення С_{орг.} є найбільшими в розрізі. Так, в інт. 3731–3743 м С_{орг.} = 1,75 %. Вище, у товщі, представленій перешаруванням пісковиків і аргілітів (3704–3731 м), середній вміст С_{орг.} 2,2 %.

Перспективна товща відносно скупчень сланцевого газу (неоднорідна, представлена в основному частим чергуванням пісковиків і алевролітів) із середнім значенням глинистості 50 % виділяється в інт. 3743–3808 м. Тут $C_{орг.}$ коливається по вертикалі від 0,7 % до 3,5 %, у середньому становить 1,7 %. Неоднорідності літологічного характеру, імовірно, призводять до утворення літогенетичних тріщин, це є позитивним фактором, що сприяє ефективному застосуванню гідророзривів. Далі виділяються такі інтервали (м):

- 3808–3821 – пісковик, алевроліти з ознаками газонасичення; середнє значення $C_{орг.}$ – 1,73 %;
- 3821–3840 – чергування алевролітів і аргілітів, середній вміст $C_{орг.}$ – 1,9 %;
- 3840–3862 – пісковики і алевроліти; за даними ГДС породи газонасичені; вміст $C_{орг.}$ – 0,2–2,3 % (у середньому 1,93 %);
- 3862–3888 – чергування пластів алевролітів і аргілітів, середній вміст $C_{орг.}$ – 1,38 %; вірогідні добрі умови для ефективного застосування гідророзриву пласта;
- 3888–3972 – потужні пачки пісковиків і глинистих алевролітів, вміст $C_{орг.}$ у середньому 1,6 %;
- 3972–4148 – чергування алевролітів (переважають) і аргілітів, вміст $C_{орг.}$ у середньому 1,1 %;
- 4148–4162 – пісковик із середнім вмістом $C_{орг.}$ 1,52 %;
- 4162–4300 – перешарування аргілітів і алевролітів, товща дуже неоднорідна, що сприятиме ефективному проведенню гідророзривів; середній вміст $C_{орг.}$ – 0,9–1,1 %.

Таким чином, за даними ГДС найбільш перспективну товщу виявлено в інт. 3821–3940 м, де спостерігається чергування порід різних літотипів. Вміст $C_{орг.}$ у породах у межах указанного інтервалу в середньому становить 1,9 %. Таким чином, за результатами комплексної характеристики св. Дробишівська-10 розкриті такі інтервали, перспективні щодо газонасиченості (м):

- 3821–3972 (C_{2m} – C_{2b}) – аргіліти із прошарками пісковиків (151 м); ТОС – 2,93–5,78; $C_{орг.}$ – 3,99–6,57;
- 4149–4165 (C_{2b}) – аргіліти (> 16); ТОС – 2,85; $C_{орг.}$ – 5,36; R_0 – 1,62.

Свердловина Дробишівська-11 закладена в апікальній частині західного склепіння однойменної структури з метою встановлення промислової газонасиченості відкладів середнього карбону. Її буріння почалося 09.08.08, проектна глибина свердловини – 3800 м, проектний горизонт – C_{2b} [142].

В інт. 1235–1608 керн свердловини представлений (м):

- 1235–1242 – аргіліт темно-сірий, алевритистий, із прошарками (7–45 см) сірого алевроліту, знизу чорний, вуглистый, з вуглефікованим детритом;
- 1266–1274 – чергування шарів (0,46–2,16 м) аргілітів чорних, місцями вапнистих, інколи із прошарками темно-сірого глинистого вапняку; перешарування алевролітів і аргілітів; перешарування сірого тонкозернистого пісковика та алевроліту; пісковика сірого, тонко-дрібнозернистого;
- 1388–1396 – аргіліт темно-сірий;
- 1506–1514 – пісковик світло-сірий, від дрібно- до крупнозернистого, поліміктовий, аркозовий, із прошарками (до 0,5–1,0 см) вуглисто-слюдистого матеріалу і вугілля;
- 1600–1608 – пісковик світло-сірий, різнозернистий.

Колекторські властивості порід свердловини наведено в табл. 19.

Таблиця 19. Колекторські властивості порід свердловини Дробишівська-11 [142]

Інтервал, м	Вік	Порода	СаСО ₃ %	Проникність, а·10 ⁻¹⁵ м ²	Порис- тість, %	Щільність, а·10 ³ кг/м ³	
						об'ємна	уявна мінералізація
1235–1242	С ₃ ³ Г-10	Алевроліт	1,3	< 0,01	8,8	2,47	2,70
1235–1242	С ₃ ³ Г-10	–"–	0,8	0,10	7,0	2,50	2,69
1235–1242	С ₃ ³ Г-10	–"–	0,8	Зруйнована	7,3	2,52	2,72
1266–1274	С ₃ ³ Г-10	Аргіліт	0,8	–"–	6,5	2,55	2,73
1266–1274	С ₃ ³ Г-10	Вапняк	82,5	< 0,01	1,8	2,70	2,75
1266–1274	С ₃ ³ Г-10	Пісковик	10,6	< 0,01	3,9	2,64	2,75
1266–1274	С ₃ ³ Г-10	Пісковик	1,3	Зруйнована	9,1	2,44	2,68
1266–1274	С ₃ ³ Г-10	Алевроліт	2,5	< 0,01	6,6	2,51	2,68
1266–1274	С ₃ ³ Г-10	Аргіліт	0,8	Зруйнована	6,5	2,53	2,71
1388–1396	С ₃ ³ Г-12	–"–	2,1	–"–	2,0	2,60	2,65
1506–1514	С ₂ ³ /К-1	Пісковик	1,7	12,22	14,6	2,27	2,65
1506–1514	С ₂ ³ /К-1	–"–	1,3	7,13	9,6	2,41	2,66
1506–1514	С ₂ ³ /К-1	–"–	3,0	7,81	13,7	2,30	2,66
1506–1514	С ₂ ³ /К-1	–"–	1,7	12,08	14,5	2,26	2,65
1506–1514	С ₂ ³ /К-1	–"–	0,4	4,75	13,6	2,29	2,65
1506–1514	С ₂ ³ /К-1	–"–	5,5	9,06	13,6	2,31	2,67
1506–1514	С ₂ ³ /К-1	–"–	4,2	4,77	12,3	2,36	2,69
1506–1514	С ₂ ³ /К-1	–"–	2,1	20,65	14,2	2,28	2,66
1506–1514	С ₂ ³ /К-1	–"–	1,3	2,85	13,0	2,32	2,66
1506–1514	С ₂ ³ /К-1	–"–	1,3	37,76	14,5	2,27	2,66
1506–1514	С ₂ ³ /К-1	–"–	2,1	17,26	13,5	2,30	2,66
1506–1514	С ₂ ³ /К-1	–"–	0,8	20,94	14,3	2,27	2,66
1506–1514	С ₂ ³ /К-1	–"–	0,4	29,51	15,1	2,26	2,66
1506–1514	С ₂ ³ /К-1	–"–	0,4	32,63	15,0	2,25	2,65
1506–1514	С ₂ ³ /К-1	–"–	2,1	12,23	12,9	2,32	2,67
1506–1514	С ₂ ³ /К-1	–"–	0,4	42,68	14,5	2,27	2,66
1506–1514	С ₂ ³ /К-1	–"–	0,4	42,24	15,5	2,24	2,65
1506–1514	С ₂ ³ /К-1	–"–	0,4	45,40	15,5	2,24	2,65
1600–1608	С ₂ ³ /К-1	–"–	1,3	7,29	13,4	2,30	2,66
1600–1608	С ₂ ³ /К-1	–"–	5,1	12,07	12,7	2,33	2,67
1600–1608	С ₂ ³ /К-1	–"–	0,8	24,77	15,2	2,25	2,66
1600–1608	С ₂ ³ /К-1	–"–	0,8	8,64	14,3	2,28	2,65
1600–1608	С ₂ ³ /К-1	–"–	0,8	3,45	13,0	2,31	2,66
1600–1608	С ₂ ³ /К-1	–"–	0,4	1,24	11,8	2,35	2,66
1600–1608	С ₂ ³ /К-1	–"–	0,4	2,13	12,2	2,34	2,66
1600–1608	С ₂ ³ /К-1	–"–	0,4	0,68	10,8	2,38	2,66
1600–1608	С ₂ ³ /К-1	–"–	0,4	0,99	11,4	2,36	2,67
1600–1608	С ₂ ³ /К-1	–"–	0,4	0,30	10,1	2,40	2,67
1600–1608	С ₂ ³ /К-1	–"–	0,4	0,16	9,8	2,41	2,68
1600–1608	С ₂ ³ /К-1	–"–	0,4	0,09	8,8	2,45	2,68
1600–1608	С ₂ ³ /К-1	–"–	0,4	8,23	14,6	2,27	2,65
1600–1608	С ₂ ³ /К-1	–"–	0,4	8,46	12,6	2,33	2,66
1600–1608	С ₂ ³ /К-1	–"–	0,4	0,83	11,2	2,37	2,67
1600–1608	С ₂ ³ /К-1	–"–	0,4	1,48	11,8	2,35	2,66
1600–1608	С ₂ ³ /К-1	–"–	0,8	1,03	11,4	2,36	2,66
1600–1608	С ₂ ³ /К-1	–"–	1,3	0,59	10,6	2,39	2,67
1600–1608	С ₂ ³ /К-1	–"–	0,8	0,59	10,4	2,39	2,67
1600–1608	С ₂ ³ /К-1	–"–	1,3	1,39	11,2	2,37	2,67
1600–1608	С ₂ ³ /К-1	–"–	3,4	1,02	10,8	2,39	2,68

Аналіз промислово-геофізичних даних. На рис. 31 наведено інт. 2500–3740 м св. Дробишівська-11. Розріз в основному представлений чергуванням аргілітів і алевролітів. У декількох інтервалах переважають пісковики.

Слід відмітити, що визначення $C_{орг.}$ за методикою К. Пассі з використанням даних різних методів каротажу (комплекси АК-БК і НГК-БК) дещо відрізняється за результатами. Це пов'язано з особливостями методики та недостатньою петрографічною вивченістю розрізу.

За даними ГДС виявлено та проаналізовано декілька інтервалів (м):

- 2500–2446 – аргіліти, в інт. 2534–2547 м – пісковики і алевроліти; $C_{орг.}$ характеризується невисокими значеннями, лише в інт. 2594–2850 м середнє значення сягає майже 1,8 %;
- 2672–2812 – товща аргілітів з підпорядкованим перешаруванням алевролітів і пісковиків; середнє значення $C_{орг.}$ 2,0 %;
- 2860–3093 – часте перешарування аргілітів і алевролітів; імовірна наявність тріщинуватості та літогенетичних тріщин; $C_{орг.}$ – 1,2–2,5 %; інтервал є цікавим для проведення гідророзриву з подальшим вилученням вуглеводнів;
- 3560–3790 – перешарування аргілітів і алевролітів, імовірна наявність літологічної тріщинуватості, проте літологічна диференціація розрізу тут нижче, ніж у попередньому інтервалі; вміст $C_{орг.}$ – від 2,2 до 2,4 % (і вище); за даними ГДС це – найбільш перспективний об'єкт відносно випробування на наявність сланцевого газу.

Свердловина Дробишівська-12 пробурена в апікальній частині західного склепіння однойменної структури в період 16.08.06–12.09.07 з метою встановлення промислової газоносності горизонтів Б-1–Б-3 башкирського ярусу та горизонту М-7 московського ярусу середнього карбону й оцінки перспектив нафтогазоносності продуктивних горизонтів Б-5, Б-6. Проектна і фактична глибина свердловини – 4200 м, вибій розташований в горизонті Б-4. У ході буріння свердловина перетнула підкид з амплітудою близько 190 м, завдяки чому продуктивні горизонти були розкриті двічі: Б-1 – 3621–3731 і 3870–3904 м; Б-2 – 3746–3870 і 3941–4088 м. Горизонти Б-5 і Б-6 не розкриті. З глибини 3488 м (C_2m) у ході буріння спостерігалось поглинання розчину, а з глибини 3640 м – зростання фонових газопоказників. По газовому каротажу виділено два інтервали: 3720–3940 м (газопоказники 2–4 %) і 4080–4200 м (7–9 %). За даними ГДС газонасичені пласти виділено в інтервалах (м):

- 3726,0–3731,0 (Б-1);
- 3851,0–3857,0 (Б-2);
- 3876,4–3877,8 (Б-1);
- 3879,6–3882,2 (Б-1);
- 3884,2–3887,2 (Б-1);
- 4178,8–4183,2 (Б-4).

Пласти з невизначеним насиченням виділено в інтервалах (м):

- 3771,4–3779,4 (Б-2);
- 3857,4–3862,0 (Б-2);
- 3943,6–3958,0 (Б-2);
- 4163,2–4172 (Б-3).

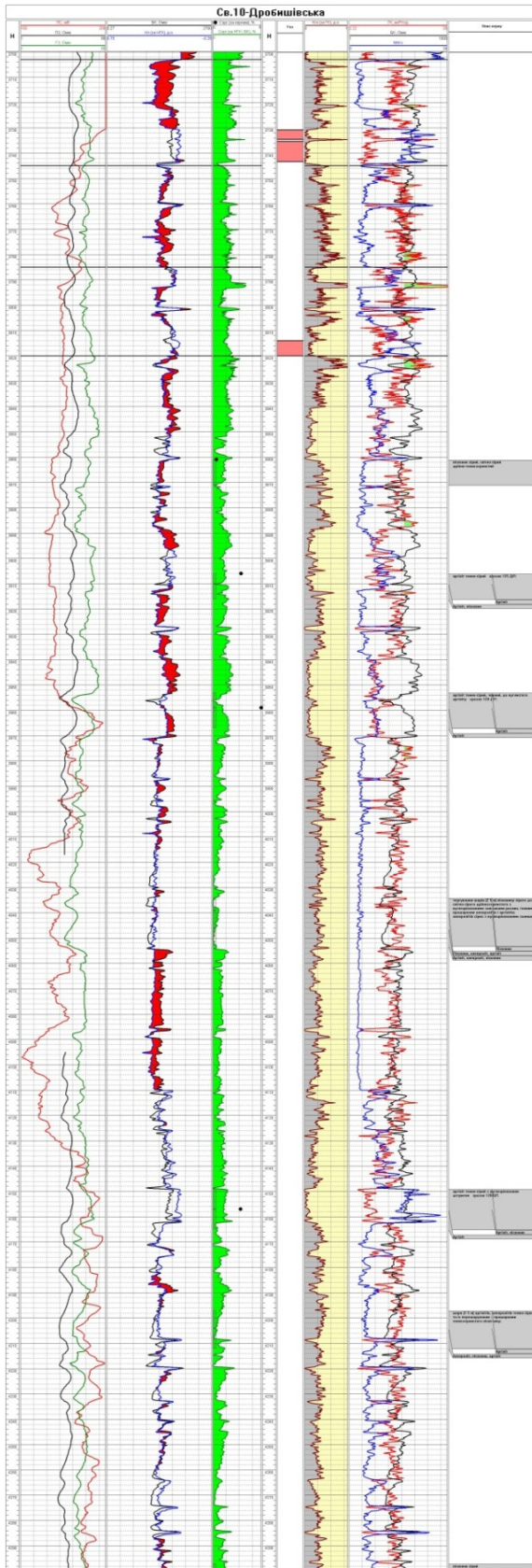


Рис. 30. Промислово-геофізична характеристика та результати кількісної інтерпретації даних ГДС у розрізі свердловини Дробишівська-10 (фрагмент)

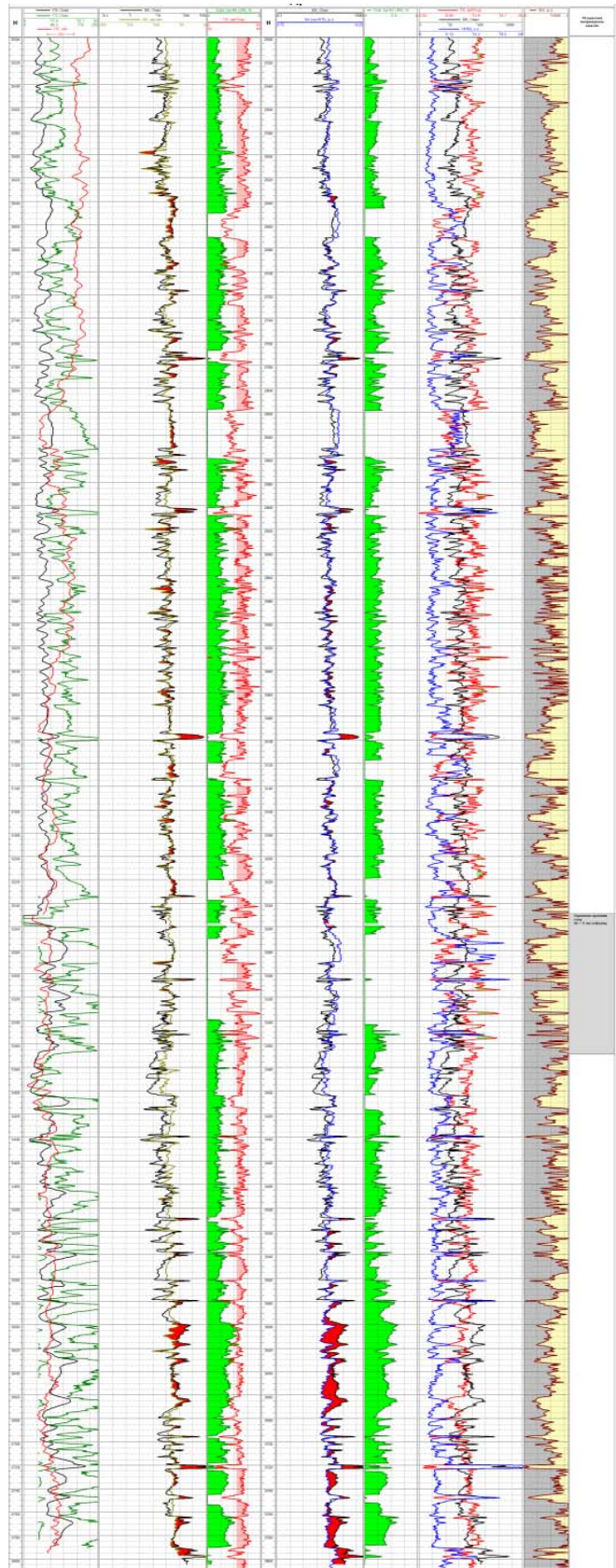


Рис. 31. Промислово-геофізична характеристика та результати кількісної інтерпретації даних ГДС у розрізі свердловини Дробишівська-11 (фрагмент)

При випробуванні восьми об'єктів три з них дали приплив газу в інтервалах (м): 1280–1339 – 5,8 тис. м³/добу; 2872–2892 – 0,17 тис. м³/добу; 4055–4200 – 1,2 тис. м³/добу. Керн свердловини в інт. 3494–3597 становить відклади московського, а в інт. 3719–4200 – башкирського ярусу середнього карбону (м) [142]:

- 3494–3510 – алевроліт сірий до темно-сірого, глинистий, у верхній частині – мергель;
- 3584–3597 – пісковик світло-сірий, різнозернистий на глинистому і карбонатно-глинистому цементі;
- 3719–3728 – грубе перешарування (1,0–1,3 м) пісковиків сірих, тонкозернистих з доломіто-глинистим цементом, алевролітів сірих і темно-сірих і аргілітів чорних;
- 3752–3761 – аргіліт чорний, місцями слюдистий, іноді з вуглефікованим детритом;
- 3842–3850 – аргіліт чорний, з горизонтальною шаруватістю;
- 3871–3878 – аргіліт чорний, з прошарками алевроліту, з дрібним рослинним детритом;
- 3916–3924 – аргіліт чорний, з прошарками алевроліту;
- 4048–4063 – аргіліт чорний, місцями вапнистий, з невиразною горизонтально-шаруватою текстурою, тріщинуватий;
- 4083–4099 – аргіліт чорний, вапнистий, місцями до глинистого мергелю, тріщинуватий;
- 4192–4200 – аргіліт чорний, вапнистий.

Колекторські властивості порід свердловини наведено в табл. 20 і 21. Дослідження керна св. Дробишівська-12 і переінтерпретація ГДС не проводилися.

Таблиця 20. Колекторські властивості порід свердловини Дробишівська-12 [141]

Інтервал, м	Вік	Порода	СаСО ₃ , %	Проникність, а·10 ⁻¹⁵ м ²	Пористість,%	Щільність, а·10 ³ кг/м ³	
						об'ємна	уявна мінералізація
3494–3503	C ₂ m	Мергель	73,1	Зруйнована	0,2	2,74	2,75
3494–3503	C ₂ m	Алевроліт	1,6	2,25	1,1	2,74	2,77
3503–3510	C ₂ m	–"	0,8	0,37	0,8	2,70	2,72
3503–3510	C ₂ m	–"	15,5	<0,01	0,9	2,83	2,85
3584–3592	C ₂ m	Пісковик	0,8	0,05	3,7	2,59	2,69
3584–3592	C ₂ m	–"	2,0	0,07	3,8	2,59	2,69
3584–3592	C ₂ m	–"	2,0	0,09	3,7	2,60	2,70
3584–3592	C ₂ m	–"	13,1	1,29	3,3	2,63	2,72
3584–3592	C ₂ m	–"	1,6	0,09	3,5	2,60	2,70
3584–3592	C ₂ m	–"	2,5	0,07	3,6	2,59	2,68
3584–3592	C ₂ m	–"	2,9	0,20	3,7	2,58	2,67
3584–3592	C ₂ m	–"	4,1	0,36	3,8	2,57	2,67
3592–3597	C ₂ m	–"	3,3	< 0,01	3,5	2,60	2,69
3592–3597	C ₂ m	–"	2,0	< 0,01	3,4	2,60	2,69
3592–3597	C ₂ m	–"	2,0	< 0,01	2,8	2,64	2,71
3592–3597	C ₂ m	–"	7,4	< 0,01	2,1	2,73	2,79
3592–3597	C ₂ m	–"	1,2	< 0,01	2,4	2,64	2,71
3592–3597	C ₂ m	–"	3,3	< 0,01	3,5	2,59	2,69
3592–3597	C ₂ m	–"	0,4	< 0,01	2,8	2,63	2,70
3592–3597	C ₂ m	–"	3,3	0,06	2,5	2,65	2,72
3592–3597	C ₂ m	–"	2,9	0,06	3,9	2,59	2,69
3592–3597	C ₂ m	–"	2,5	0,08	3,2	2,61	2,70
3592–3597	C ₂ m	–"	2,0	0,07	3,9	2,58	2,68
3592–3597	C ₂ m	–"	1,6	Зруйнована	3,8	2,57	2,68
3592–3597	C ₂ m	–"	2,0	0,09	3,8	2,57	2,68

Таблиця 21. Колекторські властивості порід свердловини Дробишівська-12 [142]

Інтервал, м	Вік	Порода	СаСО ₃ , %	Проникність, а·10 ⁻¹⁵ м ²	Порис- тість, %	Щільність, а·10 ³ кг/м ³	
						об'ємна	уявна мінералізація
3719–3728	C ₂ b	Пісковик	20,0	Зруйнована	2,0	2,74	2,80
3719–3728	C ₂ b	–"–	6,7	–"–	2,9	2,65	2,73
3719–3728	C ₂ b	Аргіліт	2,9	–"–	2,2	2,66	2,72
3719–3728	C ₂ b	Пісковик	32,1	< 0,01	2,6	2,73	2,81
3719–3728	C ₂ b	Аргіліт	0,8	< 0,01	2,8	2,67	2,74
3719–3728	C ₂ b	Алевроліт	5,8	Зруйнована	3,2	2,65	2,74
3719–3728	C ₂ b	–"–	0,8	0,04	2,6	2,66	2,73
3719–3728	C ₂ b	–"–	0,8	0,04	2,4	2,67	2,74
3719–3728	C ₂ b	Пісковик	0,4	< 0,01	2,9	2,63	2,71
3719–3728	C ₂ b	–"–	1,2	< 0,01	2,8	2,65	2,73
3752–3761	C ₂ b	Аргіліт	1,2	< 0,01	2,6	2,65	2,72
3752–3761	C ₂ b	–"–	10,4	0,41	3,4	2,66	2,76
3842–3850	C ₂ b	–"–	0,4	Зруйнована	0,5	2,71	2,73
3842–3850	C ₂ b	–"–	0,4	–"–	0,5	2,67	2,69
3871–3878	C ₂ b	–"–	0,4	–"–	0,7	2,70	2,72
3871–3878	C ₂ b	–"–	0,4	–"–	0,3	2,70	2,71
3916–3924	C ₂ b	–"–	2,9	–"–	0,4	2,70	2,71
4048–4055	C ₂ b	–"–	4,6	–"–	0,6	2,69	2,71
4048–4055	C ₂ b	–"–	0,8	< 0,01	0,3	2,70	2,71
4055–4063	C ₂ b	Мергель	32,6	0,12	0,1	2,71	2,71
4055–4063	C ₂ b	Аргіліт	2,9	< 0,01	0,2	2,71	2,71
4083–4091	C ₂ b	–"–	23,5	Зруйнована	0,3	2,72	2,73
4083–4091	C ₂ b	–"–	9,5	–"–	0,3	2,70	2,71
4083–4091	C ₂ b	Мергель	30,5	0,29	0,3	2,72	2,72
4091–4099	C ₂ b	Аргіліт	9,1	Непроникна	0,6	2,70	2,72
4091–4099	C ₂ b	–"–	4,9	–"–	0,6	2,69	2,71
4192–4200	C ₂ b	–"–	7,4	–"–	0,3	2,72	2,73

Пошукова свердловина Святогірська-10 пробурена в західній присклепінній частині Святогірської структури з метою вивчення геологічної будови площі та пошуків покладів вуглеводнів у відкладах микитівської, картамиської світ нижньої пермі, араукаритової та авіловської світ верхнього карбону і відкладах московського ярусу [142]. Проектна і фактична глибина свердловини – 4150 м, її вибій розташований у відкладах середнього карбону.

Свердловиною розкриті відклади (м):

- юра – 150–459;
- тріас – 459–1054;
- перм, нижній відділ: слов'янська світа – 1054–1312;
микитівська світа – 1312–1574;
картамиська світа – 1574–1864;
- карбон: верхній відділ – 1864–3776;
середній відділ, московський ярус – 3776–4150.

Під час буріння свердловини були ускладнення. При глибині вибою 4082 м виник газопрояв, який було ліквідовано шляхом обважнення бурового розчину.

В інт. 1502–4012 м керн свердловини представлений відкладами верхнього карбону (1502–3769) і московського ярусу середнього карбону (3848–4012) (м) [142]:

- 1502–1508 – ущільнені глини, темно-сірі, вапнисті до мергелів сірих вапнистих із шаром (1,55 м) вапняку сірого, глинистого, афанітового, з прошарками глин і мергелів;
- 1530–1538 – ущільнені глини, темно-сірі до бурих, із шарами пісковика бурого із зеленувато-сірими плямами (0,4 м) і вапняку темно-сірого, глинистого (0,6 м);
- 1662–1670 – чергування шарів (зверху): пісковика сірого і бурого із зеленуватими плямами від середньо- до тонкозернистого (1,2 м); алевроліту бурого із зеленувато-сірими плямами (2,8 м); глини ущільненої бурої із зеленуватими плямами (2,0 м);
- 1710–1718 – глина ущільнена бура із зеленуватими плямами;
- 1800–1808 – алевроліт бурий із зеленуватими плямами;
- 2756–2760 – аргіліт темно-сірий, місцями алевролитистий, з тонкими (0,1–0,2 м) прошарками пісковика;
- 2784–2800 – аргіліт темно-сірий, місцями алевролитистий;
- 3050–3058 – пісковик світло-сірий, дрібнозернистий до середньозернистого, зрідка з конкреціями (до 1 см) піриту;
- 3751–3759 – аргіліт з вертикальною тріщиною – зр. 118 СВ;
- 3767–3769 – аргіліт – зр. 117 СВ;
- 3848–3856 – пісковик – зр. 115 СВ;
- 3988–3996 – аргіліт – зр. 116 СВ;
- 4004–4012 – аргіліт – зр. 114 СВ.

Колекторські властивості порід свердловини наведено в табл. 22.

Таблиця 22. Колекторські властивості порід свердловини Святогірська-10 [142]

Інтервал, м	Вік	Порода	CaCO ₃ , %	Проник- ність, а·10 ⁻¹⁵ м ²	Порис- тість, %	Щільність, а·10 ³ кг/м ³	
						об'ємна	уявна мінералізація
1502–1508	P ₁ nk/A-5	Аргіліт	4,9	Зруйнована	13,0	2,35	2,71
1502–1508	P ₁ nk/A-5	Мергель	48,8	–"	7,8	2,52	2,73
1502–1508	P ₁ nk/A-5	Вапняк	83,3	< 0,01	4,5	2,59	2,71
1502–1508	P ₁ nk/A-5	–"	83,3	Непроникна	5,1	2,57	2,71
1502–1508	P ₁ nk/A-5	–"	87,1	–"	4,4	2,60	2,72
1502–1508	P ₁ nk/A-5	Мергель	70,8	Зруйнована	5,8	2,56	2,72
1502–1508	P ₁ nk/A-5	Вапняк	74,8	< 0,01	5,8	2,58	2,74
1502–1508	P ₁ nk/A-5	Аргіліт	4,1	Зруйнована	11,6	2,36	2,67
1530–1538	P ₁ nk/A-5	Пісковик	1,6	21,92	17,9	2,21	2,69
1530–1538	P ₁ nk/A-5	Аргіліт	0,8	Зруйнована	15,8	2,32	2,75
1530–1538	P ₁ nk/A-5	Вапняк	87,1	< 0,01	4,1	2,64	2,75
1530–1538	P ₁ nk/A-5	–"	89,5	< 0,01	4,8	2,62	2,76
1530–1538	P ₁ nk/A-5	Аргіліт	0,8	Зруйнована	17,1	2,29	2,76
1530–1538	P ₁ nk/A-5	–"	0,8	–"	13,5	2,33	2,69
1662–1670	P ₁ kt/A-6	Пісковик	0,8	–"	14,1	2,28	2,65
1662–1670	P ₁ kt/A-6	–"	1,2	12,49	16,8	2,21	2,66
1662–1670	P ₁ kt/A-6	–"	1,2	Зруйнована	17,0	2,22	2,67
1662–1670	P ₁ kt/A-6	–"	1,6	0,37	14,1	2,33	2,71

Інтервал, м	Вік	Порода	СаСО ₃ , %	Проник- ність, а·10 ⁻¹⁵ м ²	Порис- тість, %	Щільність, а·10 ³ кг/м ³	
						об'ємна	уявна мінералізація
1662–1670	P ₁ kt/A-6	Алевроліт	1,6	0,06	12,1	2,41	2,74
1662–1670	P ₁ kt/A-6	—"	1,6	0,22	14,5	2,32	2,71
1662–1670	P ₁ kt/A-6	—"	1,2	0,13	13,4	2,35	2,71
1662–1670	P ₁ kt/A-6	—"	1,2	0,07	13,0	2,36	2,71
1662–1670	P ₁ kt/A-6	—"	0,8	0,24	10,3	2,42	2,70
1662–1670	P ₁ kt/A-6	Аргіліт	0,8	Зруйнована	11,9	2,42	2,75
1662–1670	P ₁ kt/A-6	—"	0,8	—"	13,1	2,40	2,76
1710–1718	P ₁ kt/A-6	—"	9,4	0,37	10,1	2,48	2,75
1710–1718	P ₁ kt/A-6	Пісковик	1,2	3,93	16,0	2,24	2,67
1710–1718	P ₁ kt/A-6	Аргіліт	0,8	Зруйнована	11,2	2,43	2,73
1710–1718	P ₁ kt/A-6	—"	0,4	—"	9,8	2,48	2,75
1800–1808	P ₁ kt/A-8	Алевроліт	0,8	0,11	11,8	2,38	2,70
1800–1808	P ₁ kt/A-8	—"	0,8	0,32	11,5	2,39	2,70
1800–1808	P ₁ kt/A-8	—"	0,8	0,30	9,8	2,45	2,71
1800–1808	P ₁ kt/A-8	—"	0,4	0,20	8,7	2,49	2,73
1800–1808	P ₁ kt/A-8	—"	0,8	0,15	11,5	2,37	2,68
1800–1808	P ₁ kt/A-8	—"	0,8	0,07	8,1	2,51	2,73
1800–1808	P ₁ kt/A-8	Пісковик	0,8	0,62	14,2	2,30	2,69
1800–1808	P ₁ kt/A-8	Алевроліт	0,4	Зруйнована	7,2	2,48	2,68
2756–2760		Пісковик	0,8	2,44	5,5	2,58	2,73
2756–2760		Аргіліт	0,8	Зруйнована	6,7	2,59	2,78
2756–2760		Пісковик	2,9	0,05	2,4	2,70	2,77
2756–2760		Аргіліт	0,8	Зруйнована	3,0	2,65	2,73
2784–2792		—"	1,2	—"	2,3	2,63	2,69
2792–2800		—"	2,4	—"	2,5	2,65	2,72
3050–3058		Пісковик	1,2	0,17	5,7	2,55	2,70
3050–3058		—"	0,8	0,34	7,6	2,50	2,71
3050–3058		—"	1,2	0,08	6,1	2,55	2,72
3050–3058		—"	1,2	0,12	6,2	2,54	2,71
3050–3058		—"	0,8	0,07	5,9	2,56	2,72
3050–3058		—"	1,2	0,04	3,2	2,64	2,73
3050–3058		—"	0,8	0,09	5,6	2,57	2,72
3050–3058		—"	0,8	0,05	5,4	2,57	2,72
3050–3058		—"	0,8	0,27	6,6	2,53	2,71
3050–3058		—"	1,2	0,24	6,3	2,53	2,70
3050–3058		—"	0,8	0,12	5,7	2,56	2,71
3050–3058		—"	0,8	0,04	3,2	2,63	2,72
3050–3058		—"	0,8	0,39	6,9	2,51	2,70
3050–3058		—"	0,8	0,50	7,1	2,50	2,69
3050–3058		—"	0,8	0,33	6,2	2,53	2,70
3050–3058		—"	1,2	0,86	8,2	2,47	2,70
3050–3058		—"	1,2	0,33	7,0	2,52	2,70
3050–3058		—"	4,1	0,41	6,7	2,52	2,71

У шліфах описано такі різновиди порід (у дужках – номери зразків):

- аргіліт глинисто-гідрослюдистий (116 СВ, 118 СВ), з пелітовою структурою, масивною і лінзоподібно-шаруватою текстурою, складений кременисто-глинисто-гідрослюдистим матеріалом, присутній рівномірно розсіяний дрібний детрит;
- мергель (114 СВ) з пелітовою структурою, нечітко-сланцюватою текстурою, складений гідрослюдисто-карбонатним матеріалом, частково каолінітизованим; розвинена інтенсивна мікротріщинуватість із сланцюватості, а також пористість (0,1–1,5 мм);
- пісковик (115 СВ, 117 СВ) із псамітовою середньозернистою структурою (0,25–0,8 мм), масивною текстурою, складений уламками (90–95 %) регенованого і деформованого кварцу (50 %), політизованих, серицитизованих і каолінітизованих кислого плагіоклазу і мікрокліну (30 %), мусковіту і біотиту з голчастими включеннями рутилу (5 %), глинисто-гідрослюдистих сланців, фельзитів, дацитів, вапняків, хлорит-кварцових сланців, андезибазальтів (20 %) у поровому кварц-гідрослюдистому цементі; акцесорні мінерали: апатит, циркон, монацит, лейкоксен, анатаз.

За результатами опису аншліфів породи представлені:

- аргіліт вапнистий (114 СВ) з пелітовою структурою, шаруватою текстурою;
- мергель (117 СВ) з пелітовою структурою, масивною текстурою, тип мацерал – колодетриніт (рис. 32) і вітродетриніт (рис. 33), присутній глобулярний пірит (0,1 %);
- доломітовий мергель (118 СВ) з пелітовою і порфіроподібною структурою, нечіткошаруватою текстурою, глобулярним піритом (0,5–1 %);
- алевритистий мергель (116 СВ) з алевритистою структурою, нечіткошаруватою текстурою, тип мацерал – колодетриніт, присутній пірит (0,1 %);
- пісковик (115 СВ) з нерівномірно-зернистою структурою, масивною текстурою, обкатаними і кутастими уламками кварцу в базальному до контактвого цементі, присутній пірит (0,1 %).

Результати досліджень відібраних проб (термічний і хімічний аналізи, вивчення відбивної здатності вітриніту) наведено в табл. 23–25.



Рис. 32. Колодетриніт. Аншліф 117 СВ



Рис. 33. Вітродетриніт. Аншліф 117 СВ

Таблиця 23. Результати термічного аналізу проб

№ проби	Інтервал, м	< 120 °С	120–300 °С	300–390 °С	390–550 °С	ТОС
118 СВ	3751–3759	0,56839	0,16541	0,12725	1,97423	2,26689
117 СВ	3767–3769	0,59192	0,1231	0,23444	3,11232	3,46986
115 СВ	3848–3856	0,20234	0,01234	0,07099	0,84329	0,92662
116 СВ	3988–3996	0,70293	0,17789	0,16353	2,57893	2,92035
114 СВ	4004–4012	0,77324	0,22153	0,13676	1,80584	2,16413

Таблиця 24. Результати визначення масових часток елементів у пробах із свердловини Святогірська-10

№ проби	Інтервал, м	Ярус	Порода	С _{орг.} , %	Н ₂ О, %	U·10 ⁻⁴ %	СО ₂ карб., %
118 СВ	3751–3759	С ₃	Аргіліт	3,64	1,31	3,1	0,94
117 СВ	3767–3769		–"–	4,54	1,52	3,3	1,65
115 СВ	3848–3856	С ₂ м	Пісковик	0,76	0,64	1,5	0,11
116 СВ	3988–3996		Аргіліт	4,15	1,58	3,7	0,33
114 СВ	4004–4012		–"–	2,84	1,84	2,6	11,82

Таблиця 25. Результати замірів відбивної здатності вітриніту

№ проби	Інтервал, м	Заміри	Кількість	Середнє
118 СВ	3751–3759	1,20	1	1,20
117 СВ	3767–3769	0,64; 0,89; 0,92; 0,98; 1,05; 1,09; 1,10; 1,20; 1,38;	9	1,02
115 СВ	3848–3856	1,00; 1,05; 1,08; 1,12; 1,15; 1,15; 1,20; 1,24;	8	1,12
116 СВ	3988–3996	1,34; 1,48; 1,60	3	1,47
114 СВ	4004–4012	Дуже дрібний вітриніт	-	-

Аналіз промислово-геофізичних даних. На рис. 34 наведено фрагмент розрізу св. Святогірська-10 у межах 3750–4020 м. Розріз складений теригенними відкладами середнього та верхнього карбону. Породи представлені в основному аргілітами, глинистими алевролітами, в інт. 3837–3880 м розвинені товщі пісковиків із прошарками глинистих порід. За результатами інтерпретації даних ГДС у розрізі вміст С_{орг.} достатньо високий.

За комплексом даних АК-БК і НГК-БК виділяються перспективні інтервали:

- 3770–3800 м, де середнє значення С_{орг.} становить 0,9–1,6 %;
- 3837–3880 м, з високим вмістом ТОС, проте цей факт слід вважати суперечливим, на що вказують автори методики (зокрема К. Пассі).

На цих глибинах були відібрані зразки керна; лабораторні аналізи збігаються з результатами визначення вмісту С_{орг.} за даними ГДС (приблизно 1,2 % на глибині 3848 м). Нижче, у межах 3880–3918 м спостерігаються аномалії вмісту С_{орг.} у середньому на рівні 1,0 %. Взагалі в досліджуваних відкладах в межах інтервалу глибин дослідження перспективи наявності кондиційного вмісту сланцевого газу не визначені.

Таким чином, за результатом комплексного аналізу керна і переінтерпретації ГДС у розрізі св. Святогірська-10 виділено перспективні інтервали:

- 3751–3800 (С₂м) – товща аргілітів (49 м), С_{орг.} – 3,64–4,54 %, ТОС – 2,27–3,47, R₀ – 1,02–1,20;
- 3837–3880 (С₂м) – товща перешарування аргілітів, алевролітів і пісковиків (43 м), (але в шарах пісковиків зафіксовано невисокі показання С_{орг.} – 0,76 %, ТОС – 0,92, R₀ – 1,12);
- 3988–4012 (С₂м) – товща аргілітів (> 24 м), С_{орг.} – 1,58–2,84 %, ТОС – 1,58–2,84, R₀ – 1,47

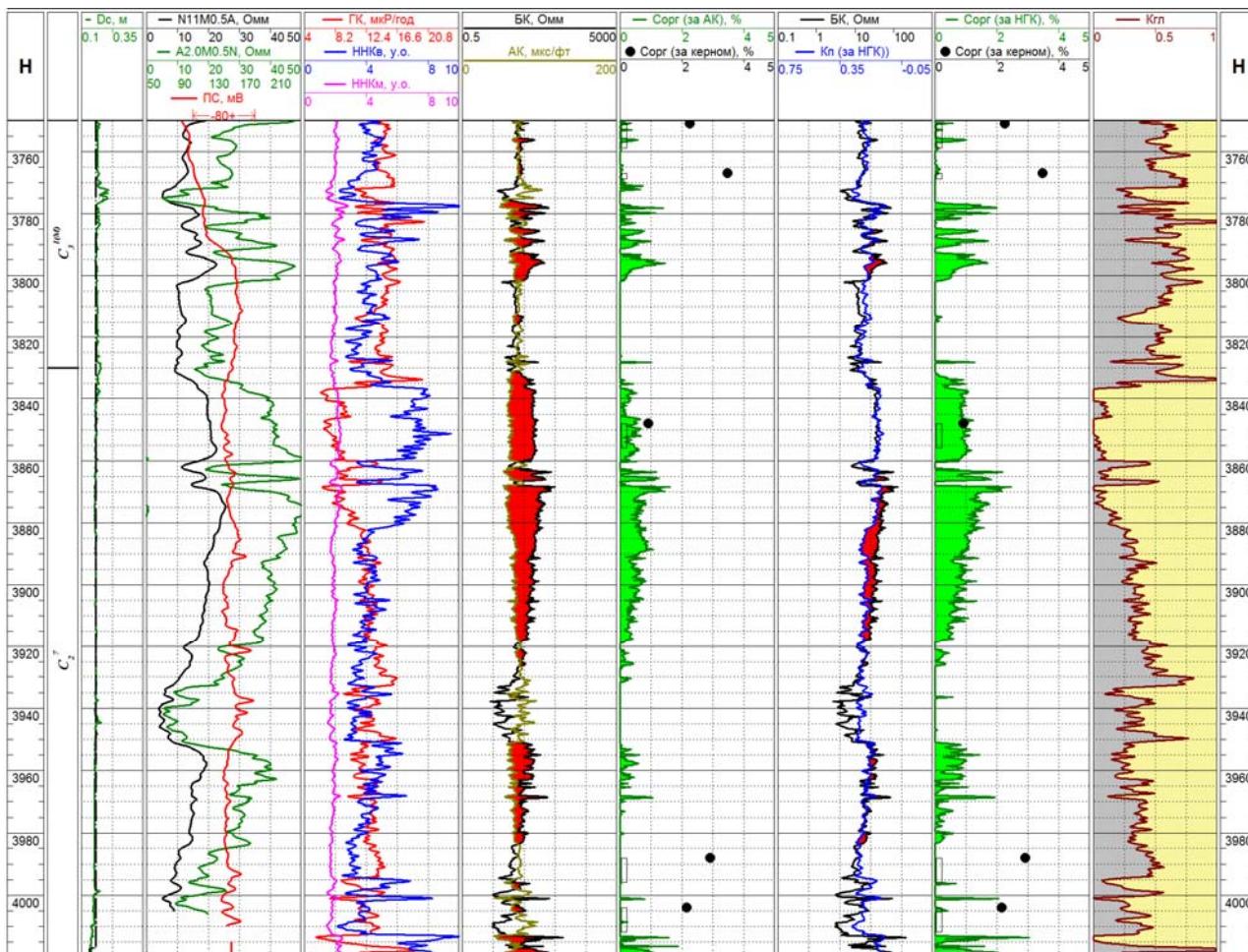


Рис. 34. Промислово-геофізична характеристика та результати кількісної інтерпретації даних ГДС у розрізі свердловини Святогірська-10 (фрагмент)

Висновки. На Артемівській площі у відкидах верхнього і середнього карбону зафіксовано потужні (до 100–150 м) товщі ущільнених порід-колекторів (аргілітів, алевролітів, пісковиків), перспективних на виявлення газових покладів (рис. 35).

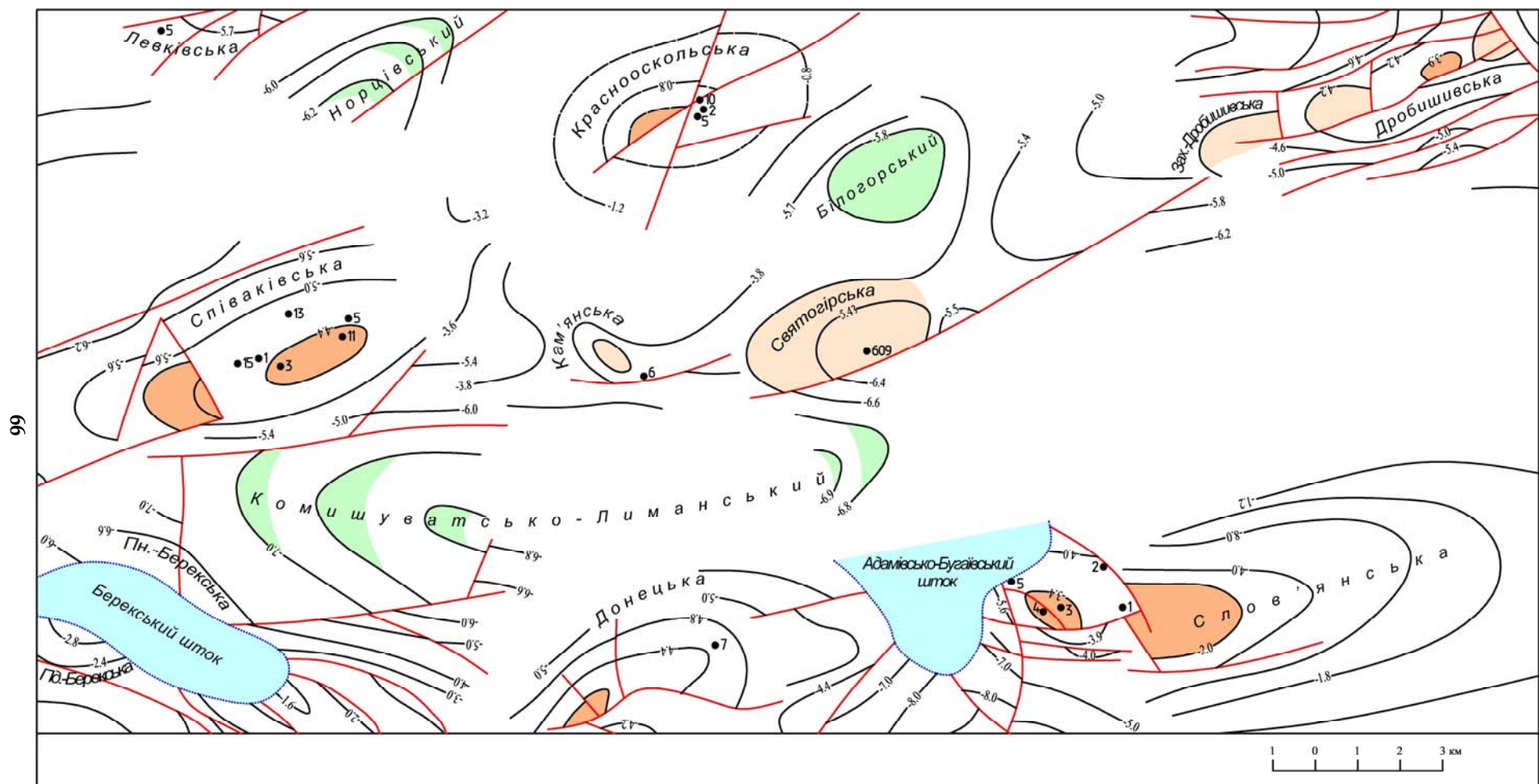


Рис. 35. Структурна карта Дробишівської, Святогірської й Світаківської площ

2.2. Північний борт

2.2.1. Аннівська площа

Аннівська площа розміщена в межах північного борту ДДЗ, практично на схилах Воронезького масиву, на границі Вовчанського, Великобурлуцького і Печенізького районів Харківської області. Площа ділянки 404,9 км². Ліцензія № 2506 на пошуково-розвідувальні роботи видана ДК "Укргазвидобування" 22.07.04, термін її дії – 10 років. Площа достатньою мірою вивчена комплексом геологічних і геолого-геофізичних досліджень. Тут проведені [129]:

- профільне структурно-пошукове буріння (Г. М. Купріянов, 1958 р.);
- профільні дослідження МВХ (1956);
- електророзвідувальні дослідження методом ВЕЗ (Б. А. Гаман, 1958);
- комплексна геологічна зйомка м-бу 1:200 000 (Г. Є. Горбаткіна та ін., 1960);
- буріння свердловин за профілем Таранівка–Муром (М. Й. Дмитровський, 1961);
- пошуково-ревізійні роботи на йодобромні води (І. М. Шевченко, 1962);
- структурно-пошукове буріння в районі Шевченкове–Куп'янськ (1961–1964);
- розвідувальне буріння на кам'яне вугілля (Х. А. Слонім, Г. П. Адамович, 1970);
- буріння дев'яти параметричних свердловин уздовж профілю Шевченкове–Близнюки;
- гравімагніторозвідувальні роботи (О. К. Малиновський);
- аеромагнітна зйомка (Г. М. Федюкова, 1986–1987);
- гравімагнітоелектророзвідка (В. Г. Шемет; В. В. Омельченко);
- тематичні роботи [146]; (І. В. Височанський та ін., 1987, 1995, 1999; В. В. Бабасєв та ін., 2001),
- побудовано структурно-геологічну карту північного борту ДДЗ (В. А. Волков, 1989);
- пройдено зональний профіль МСГТ Шевченкове–Вовчанськ (1992);
- побудовано структурну схему фундаменту ДДЗ (В. А. Колосовська, 1993);
- пройдено регіональний сейсмопрофіль "Рогань–Ясні Зорі" (В. П. Межуєв, 2001);
- складено Державну геологічну карту м-бу 1:200 000 (Д. В. Зайченко, М. Г. Гудей, 2000);
- складено схему тектоно-геохімічного районування ДДЗ (А. В. Полівцев та ін., 2002);
- пробурено параметричну св. Аннівська-674 [129].

Нами проведено вивчення керна св. № 674.

Параметрична свердловина 674 пробурена в апікальній частині магнітної аномалії в межах Молодовсько-Куп'янської ділянки прогнозного Аннівського структурного валу з метою вивчення геологічної будови та оцінки колекторських і флюїдоупорних властивостей палеозойських покладів, виявлення зон розщільнення в породах докембрію та оцінки нафтогазоперспективності розкритого розрізу. Альтитуда устя свердловини: земля – 182,22 м, ротор – 186,92 м. Географічні координати свердловини: лист М-37-ХІV, 50°02'36" пн. ш., 37°09'08" сх. д. Буріння проведено в період 10.09.03–06.04.04, фактична глибина свердловини 1600 м. Вона розкрила такі відклади [133]:

- кайнозой (KZ) – 0–49 м;
- крейда (K) – 49–398 м;
- юра (J) – 398–660 м;
- середній карбон, московський ярус (C_{2m}) – 660–809 м;
- середній карбон, башкирський ярус (C_{2b}) – 809–999 м;
- нижній карбон, серпуховський ярус (C_{1s}) – 999–1098 м;
- нижній карбон, візейський ярус (C_{1v}) – 1098–1182 м;
- докембрій (РЄ) – 1182–1600 м.

З відбором ядра пробурено 334 м, вихід ядра становив 92,4 м чи 27,7 %:

- 520–536 (J) – глина світло-зеленувато-сіра, зі стягненнями піриту;
- 740–760 (C_{2m}) – вапняк світло-сірий, з дрібним органічним детритом;
- 795–810 (C_{2b}) – перешарування пісковиків зеленувато-сірих, дрібно-тонкозернистих; з глинистим і карбонатно-глинистим цементом (0,3–2,0 м), аргілітів вапнистих, зеленувато-сірих (0,4–2,85 м), із прошарками глинистих алевролітів;
- 850–865 (C_{2b}) – аргіліти та алевроліти темно-зеленувато-сірі, слюдисті, інколи з вуглефікованими залишками рослин, із шаром (0,3 м) вапняку коричнювато-сірого;
- 931–950 (C_{2b}) – вапняки світло-бежеві, масивні органогенно-детритові, з крупними включеннями кальциту (до 2 мм) у мікро- і тонкозернистій кальцитовій основній масі, пористі (15–20 %), в основі шару – вапнякові гравеліти з уламками вапняків (0,2–5,0 мм) у мікрозернистому кальцитовому цементі (40 %), відзначаються мікростилолітові шви зі скупченнями бітумінозної речовини;
- 970–977 (C_{2b}) – пісковик коричнювато-сірий, тонкозернистий, бітумінозний, з розсіяним тонкокристалічним піритом (1,2 м) – зр. 1 АН, підстеляється алевролітом зеленувато-сірим, слюдистим з вуглефікованими залишками рослин (1,6 м) – зр. 2 АН (рис. 36), знизу – аргіліт темно-сірий, з вуглефікованими залишками рослин (1,6 м) – зр. 3 АН;
- 977–990 (C_{2b}) – аргіліти темно-сірі – зр. 4 АН, 5 АН, 6 АН (рис. 37);
- 1030–1050 (C_{2v}) – вапняк світло-сірий, дрібно-тонкозернистий;
- 1158–1170 (C_{2v}) – вапняк світло-сірий до бежевого, дрібно-тонкозернистий до афанітового, інколи з брекчієподібною текстурою, бітумінозний; знизу – аргіліти темно-сірі до чорних з піритизованими рослинними залишками;
- 1185–1199 (РЄ) – кора вивітрювання слюдистих сланців;
- 1230–1245, 1260–1275, 1290–1318, 1335–1350, 1378–1399, 1445–1465, 1490–1495, 1530–1550, 1590–1600 (РЄ) – слюдисті й гранат-слюдисті кристалічні сланці сірі, світло- і темно-сірі, смугасті; гранітогнейси.

За даними технологічного випробування розріз свердловини вміщує пласти-колектори з хорошими фільтраційно-ємнісними властивостями:

- 874–950 м (C_{1s}) – одержано приплив пластової води дебітом 36 м³/добу; пластовий тиск на глибині 878 м – 83 кгс/см², об'єкт водоносний;
- 1020–1150 (C_{1s}–C_{1v}) – одержано приплив пластової води дебітом 149 м³/добу з розчиненим газом; пластовий тиск на глибині 1024 м – 98 кгс/см², об'єкт водоносний;
- 1139–1199 (C_{1v}– РЄ) – одержано приплив пластової води дебітом 38 м³/добу; пластовий тиск на глибині 1144 м – 107 кгс/см², об'єкт водоносний.

За результатами геофізичних досліджень насичених вуглеводнями об'єктів не виявлено за винятком інт. 693,4–719,8 м, складеного алевролітом піщанистим з пористістю 17 % та K_r 0,55, з критичним характером насичення (КУГР).

За даними газового каротажу концентрація газу в розчині при бурінні свердловини була в основному фоновою (0,002–0,004 %) за винятком інт. 1158–1160 м (0,03 %). За результатами випробування дванадцяти об'єктів в експлуатаційній колоні три з них виявилися непроничні (660–670; 1290–1330; 1470–1490 і 1536–1550), решта – водоносні (400–415; 535–545; 690–720; 825–850; 880–890; 940–977; 1010–1050; 1157–1180; 1200–1220 і 1230–1250). Приплив пластової води становив від 0,13 (1200–1220 і 1230–1250 м) до 46,4 м³/добу (820–825 м), інколи був присутній розчинний газ (1200–1220 і 1230–1250 м). Результати випробувань наведено в табл. 26.



Рис. 36. Аннівська площа, С-674, інтервал 970–977 м, зр. 2 АН – аргіліт темно-сірий, з вуглефікованими залишками рослин; С₂б



Рис. 37. Аннівська площа, С-674, інтервал 977–990 м, зр. 5 АН – аргіліт темно-сірий; С₂б

Таблиця 26. Результати випробувань свердловини С-674 [129]

Інтервал випробування, м	Вік порід	Глибина, м	Пластовий тиск, МПа	t °С	Результати випробування
1550–1536, 1490–1470	РЄ	1500	1,53	53	"Сухо"
1330–1290	РЄ	1320	0,95	51	Пластова вода
1250–1230, 1220–1200	РЄ	1160	11,53	48	Пластова вода з розчиненим газом; $Q_v = 0,13 \text{ м}^3/\text{добу}$
1180–1157	С ₁ в	1100	10,49	47	Пластова вода
1050–1030, 1025–1010	С ₁ с	990	9,58	–	–"
977–970, 960–940	С ₂ б	920	8,94	53	–" $Q_v = 0,08\text{--}3,67 \text{ м}^3/\text{добу}$
890–880	С ₂ б	850	3,63	39	Пластова вода $Q_v = 2,72\text{--}2,9 \text{ м}^3/\text{добу}$
850–825	С ₂ б	800	7,8	37	Пластова вода $Q_v = 0,3\text{--}46,4 \text{ м}^3/\text{добу}$
720–690	С ₂ м	670	6,45	33	Пластова вода
670–660	С ₂ м	650	–	–	"Сухо"
545–535	Ј	400	3,91	21	Пластова вода

Звертає увагу, що один з водоносних об'єктів, а саме інт. 1200–1220 і 1230–1250 м, приурочений до відкладів раннього докембрю, де отримано приплив пластової води густиною 1,054 г/см³ дебітом 13 м³/добу при середньодинамічному рівні 690 м. Проба рідини, що піднята з глибини 1160 м, представлена пластовою водою густиною 1,054 г/см³ з домішкою Са–Mg вмісної рідини з мінералізацією 82,306 г/л. У результаті дегазації проби газовий фактор становив 0,18 м³/м³. Керн з означеного інтервалу відсутній. Компонентний склад газу наведено в табл. 27. Колекторські властивості порід показано в табл. 28.

Таблиця 27. Компонентний склад газу (%) [129]

Газ	Кількість, %	Газ	Кількість, %	Газ	Кількість, %
Метан	64,105	Н-бутан	0,004	Азот	28,597
Етан	0,238	Ізопентан	0,001	Діоксид вуглецю	1,423
Пропан	0,038	Н-пентан	0,001	Гелій	0,86
Ізобутан	0,003	Гексани+вищі	0,001	Водень	4,729

Таблиця 28. Колекторські властивості порід інтервалу 970–990 м свердловини Аннівська 674 [129]

Порода	СаСО ₃ , %	Проникність, а·10 ⁻¹⁵ м ²	Пористість, %	Щільність, а·10 ³ кг/м ³	
				об'ємна	умовна мінералізація
Пісковик	4,4	0,14	8,4	2,43	2,59
Алевроліт	3,1	–	18,4	2,12	2,60
Пісковик	2,5	2,80	16,3	2,19	2,81
Алевроліт	1,8	–	19,5	2,14	2,64
Пісковик	1,6	1,10	14,1	2,23	2,59
Вапняк	97,7	Непроникна	5,0	2,54	2,67
Глина	2,1	–	20,3	2,12	2,67
Пісковик	2,3	–	18,4	2,12	2,59
Мергель	66,5	–	5,4	2,61	2,76
Глина	0,3	–	23,2	2,03	2,64
Вапняк	99,3	Непроникна	5,8	2,64	1,73
Вапняк	99,4	"	3,9	2,59	2,70
Вапняк	99,3	"	1,3	2,65	2,69
Глина	8,4	"	16,9	2,22	2,69
Глина	6,9	–	14,2	2,29	2,67

За результатами геофізичних досліджень і випробування продуктивних пластів у розрізі свердловини не виявлено.

За результатами опису шліфів зафіксовано такі різновиди порід:

- аргіліти глинисто-слюдисті й вапняково-слюдисті (1 АН, 4 АН), характеризуються пелітовою структурою, масивною і тонкошаруватою текстурою, утворені перешаруванням світлих прошарків (0,25–0,5 мм), збагачених мікролусками світлої слюди, кварцу (до 20 %), кальциту (5 %), рослинного детриту (1 %) і темних прошарків (0,6–1 мм), збагачених оксидами заліза, вочевидь, по карбонатній основній масі, а також рослинним детритом (2–3 %); глинистий матеріал слабо анізотропний, присутні широкі скибки слюди (до 0,02 мм), карбонатний детрит, зокрема уламки форамініфер (0,5–2,5 мм), тріщинуватість

представлена тонкими (0,02 мм) звивистими мікротріщинками і пустотами в карбонатному детриті;

- алевроаргіліти слюдисто-карбонатно-глинисті (5 АН) з масивною текстурою, уламками карбонатного детриту (спікули губок, форамініфери, корали) (рис. 38), рослинний детрит практично відсутній;
- алевроліти (2 АН) з алевритовою дрібнозернистою структурою (0,01–0,03 мм), шаруватою текстурою, обумовленою субпаралельною орієнтацією лусок слюди в глинисто-гідрослюдистій основній масі, можливо, з домішкою кремнезему; присутній дуже дрібний рослинний детрит, сліди життєдіяльності організмів у вигляді скупчень темної, тонкозернистої, глинистої речовини овальної форми з розмитими краями; розвинені тонкі (0,01–0,03 мм) мікротріщинки, часто з окисненими краями (рис. 39);
- мергелі (3 АН) характеризуються пелітовою структурою, лінзоподібно-шаруватою текстурою, складені глинисто-слюдисто-карбонатним тонкозернистим матеріалом з домішкою тонкозернистого рослинного детриту;
- пісковики вапнисті, (6 АН) з уламково-детритовою структурою, масивною текстурою, складені уламками (60 %) спікул губок, форамініфер, дрібнозернистими агрегатами карбонатної речовини округлої форми тощо, часто з тонкою облямівкою з мікрозернистого піриту, чи повністю піритизовані.



Рис. 38. Спікули губок у шліфі 5 АН (×4)

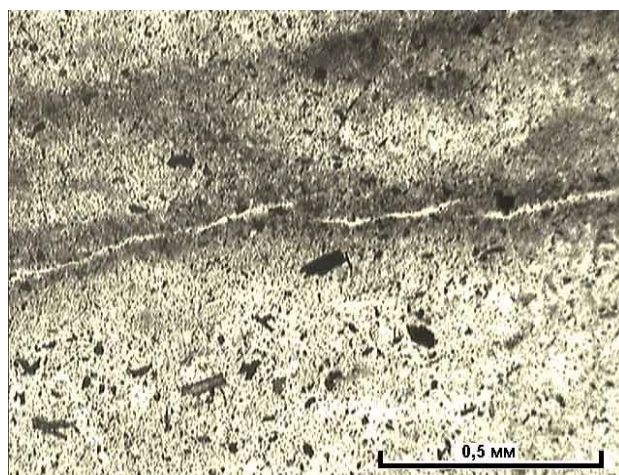


Рис. 39. Мікротріщини і залишки рослинного детриту у шліфі 2 АН (×4)

В аншліфах породи представлені аргілітами (2 АН, 4 АН) з пелітовою структурою (іноді розкристалізованою, з масою діагенетичних кристаликів доломіту), шаруватою текстурою; тип мацерал – колодетриніт, присутній глобулярний пірит (0,5 %). За даними термічного аналізу проб встановлено значні вмісти ОР (ТОС 2,0–3,8) і підвищено значення вмісту вільних вуглеводнів (до 1,2) (табл. 29).

Таблиця 29. Результати термічного аналізу проб

№ проби	< 120 °С	120–300 °С	300–390 °С	390–550 °С	ТОС
1 АН	0,59544	0,47777	0,30179	2,62374	3,4033
3 АН	0,71485	1,16307	0,23191	2,39543	3,79041
6 АН	0,08207	0,08905	0,91937	1,00828	2,0167

За даними рентгеноструктурного аналізу зразків св. Аннівська 674 (інт. 970–990 м) у складі аргілітів переважають такі мінерали [129]: глинисті – діоктаедрична гідрослюда 2 M₁ (часто гідратована), хлорит, каолінит моноклінний; інші – кварц, польовий шпат (ортоклаз), інколи сидерит, кальцит, анкерит, пірит. Геохімічні особливості порід вивчалися на основі спектрального аналізу, проведеного як попередниками (табл. 30), так і на основі відібраних нами зразків.

У результаті палінологічного вивчення POR [129] в аргілітах інт. 970–990 м встановлено споро-пилкові комплекси ранньобашкірського віку, характерні для світи C₁⁵ Західного Донбасу. Вихідний тип рослинної ОР – гумусовий, група кутиново-вуглиста. Органомацерат характеризується вуглефікованими частками рослинного детриту у вигляді уламків неправильної форми різного розміру (до десятків мікрон), великої кількості шматочків рослинних тканин, масою спор і пилку доброї збереженості. Фаціальний тип керогену екзинитово-кутиново-вуглистий, похований в умовах, близьких до прибережно-морських. Катагенетичне перетворення ОР невелике і відповідає кінцевій стадії протокатагенезу. Речовина екзини мікроспор має такі характеристики: R₀ – 0,33–0,45 %; V₁^B (вихід летких) – 53–45 %; C (вміст вуглецю) – 73–75%. Таким чином, ОР зазнала перетворень за t 80–100 °C і перебуває на стадії катагенетичних змін, які характеризують вугілля марки Б (бурі) за ступенем метаморфізму.

Проведені нами дослідження відбивної здатності вітриніту підтверджують незначний ступінь термальної переробки порід (табл. 31).

Висновки. Ураховуючи низький ступінь термічної переробки порід, а також майже суцільну обводненість розрізу свердловини, Аннівська площа не може розглядатися як перспективний об'єкт на пошуки сланцевого газу.

Таблиця 30. Результати спектрального аналізу зразків свердловини Аннівська 674 (інт. 970–990 м) (у %, * – n×10⁻³ %) [129]

Порода	Al	Fe	Ca	Co*	Si	Mg	Mn*	Cu*	Mo*	Na	Ni*	Pb*	Ti*	Cr*	Zn*	Sr*
Аргіліт	5–7	5	0,15	2	15–20	1	15	1,5	≤ 0,1	0,7	5	< 0,7	500	7	< 10	< 10
Аргіліт	7	4	0,5	1,5	20	1	15	1	< 0,1	0,7	3	< 0,7	700	7	< 10	< 10
Аргіліт	5–7	3	2	≤ 0,5	25	0,7	30	0,7	< 0,1	0,3	0,7	< 0,7	700	7	< 10	< 10
Вапняк	1,5	5	5–7	2	3	0,7	1 %	5	1,5	0,5	10	2	10	2	< 10	< 10
Вугілля	2	2	0,3	< 0,5	3	0,5	2	0,7	< 0,1	0,1	1	≤ 0,7	150	0,1	< 10	< 10
Вапняк	0,1	3	> 40	< 0,5	0,2	2	500	2	< 0,1	0,07	0,7	≤ 0,7	2	0,1	< 10	50
Аргіліт	3	3	0,7	1	10	0,7	70	2	0,1	0,15	1,5	< 0,7	500	3	< 10	< 10
Аргіліт	7–10	5	1	1	15	1,5	150	1,5	0,1	0,15	1,5	< 0,7	500	5	< 10	< 10
Вапняк	0,15	5	> 30	1,5	0,1	2	500	1,5	< 0,1	0,1	3	1	5	0,1	< 10	50
Аргіліт	2	2	≈ 10	≤ 0,5	7	0,7	30	0,3	< 0,1	0,1	0,5	≤ 0,7	300	0,3	< 10	10
Вапняк	0,7	3	15	3	3	1	700	3	0,15	0,5	20	0,7	10	0,3	20	50
Вапняк	1,5	5	2	30	15	1	150	5	≤ 0,1	0,7	150	1	300	7	≤ 10	< 10
Вапняк	0,3	5	> 30	0,7	3	> 3	1 %	2	< 0,1	0,1	2	0,7	7	0,15	< 10	30
Вапняк	3	4	≈ 30	2	15	1,5	300	3	< 0,1	0,3	10	< 0,7	300	2	< 10	20
Вапняк	0,7	1,5	10	< 0,5	2	0,5	70	0,5	< 0,1	0,05	0,3	< 0,7	50	0,1	< 10	≤ 10
Вапняк	7	4	30	2	10–15	2	20	2	< 0,1	0,5	15	0,7	200	1,5	< 10	20
Гріщина	0,2	5	2	20	3	1	> 1%	20	0,3	0,1	10	1	7	0,5	200	< 10
Вапняк	2	4	15	3	10–15	1	50	2	< 0,1	0,5	5	< 0,7	200	2	< 10	15
Вапняк	10	5	0,7	2	10	1	50	1,5	≤ 0,1	0,2	3	≤ 0,7	700	7	< 10	< 10

Таблиця 31. Результати виміру відбивної здатності вітриніту

№ проби	Заміри	Кількість замірів	Середнє
2 АН	0,28; 0,34; 0,35; 0,38; 0,40; 0,40; 0,42; 0,46; 0,47; 0,50; 0,51; 0,89; 1,21	13	0,59
4 АН	0,23; 0,64; 0,72; 0,8	4	0,60
6 АН	0,48; 0,50; 0,51; 0,53; 0,54	5	0,51
Усього		22	0,57

2.2.2. Гашинівська площа

Гашинівська ділянка Коробочкинсько-Максальської зони розміщена в межах північного борту ДДЗ, у Чугуївському районі Харківської області (рис. 40–42). Площа ділянки 636,3 км². Ліцензія № 2460 на геологічне вивчення видана ДК "Укргазвидобування" 15.12.03, термін її дії – 10 років.

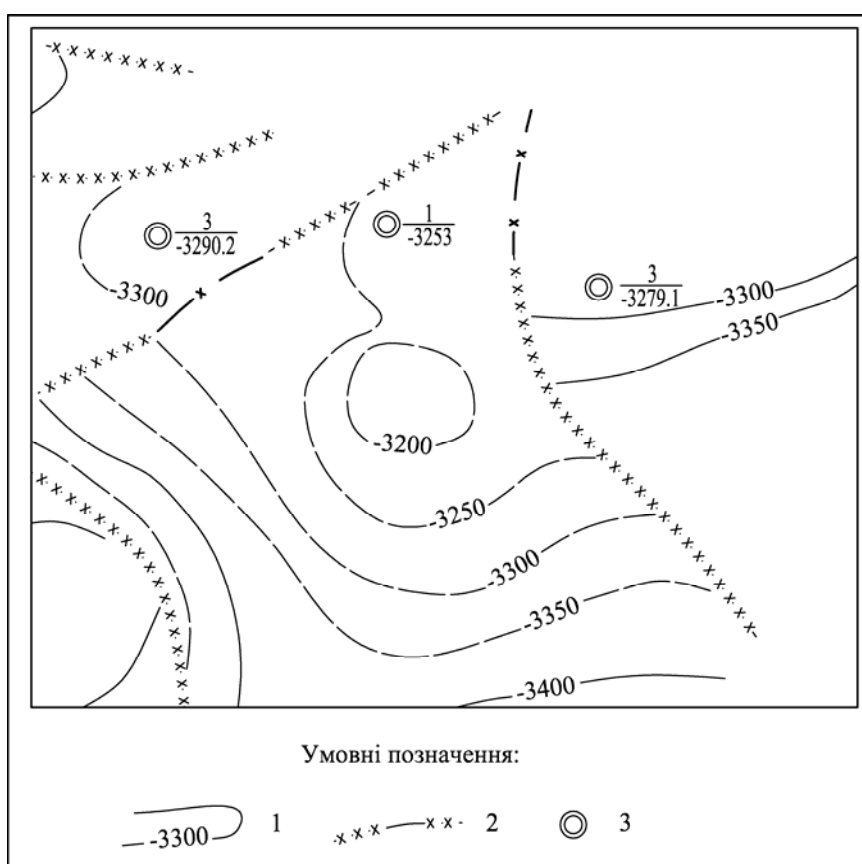


Рис. 40. Структурна карта Гашинівської площі по відбивному горизонту C_{1v} [138]:
 1 – ізогіпси відбивного горизонту $Vb^2 (C_{1v})$; 2 – тектонічні порушення за даними сейсморозвідки; 3 – розвідувальні свердловини

Гашинівська перспективна площа розташована в межах північного борту ДДЗ (рис. 43). На основі аналізу кернового матеріалу, каротажних діаграм, поодиноких відібраних зразків керна, результатів ГДС тут установлено два інтервали розвитку сланцевих товщ, збагачених органічною речовиною ($TOC = 2,1\%$), з високим ступенем термічної переробки порід ($R_o = 1,3$):

- 3385–3475 – сланці турнейського і візейського ярусів загальною товщиною 90 м;
- 3544–3615 – сланці верхнього девону (франський ярус) товщиною 71 м.

Ці товщі є перспективними на виявлення покладів сланцевого газу і можуть бути рекомендовані для подальшого вивчення. Прогнозні ресурси площі оцінені нами за категорією D_2 у 128 млрд m^3 . Для надійнішої оцінки площі необхідні детальні дослідження, зокрема додатковий відбір і аналіз зразків керн.

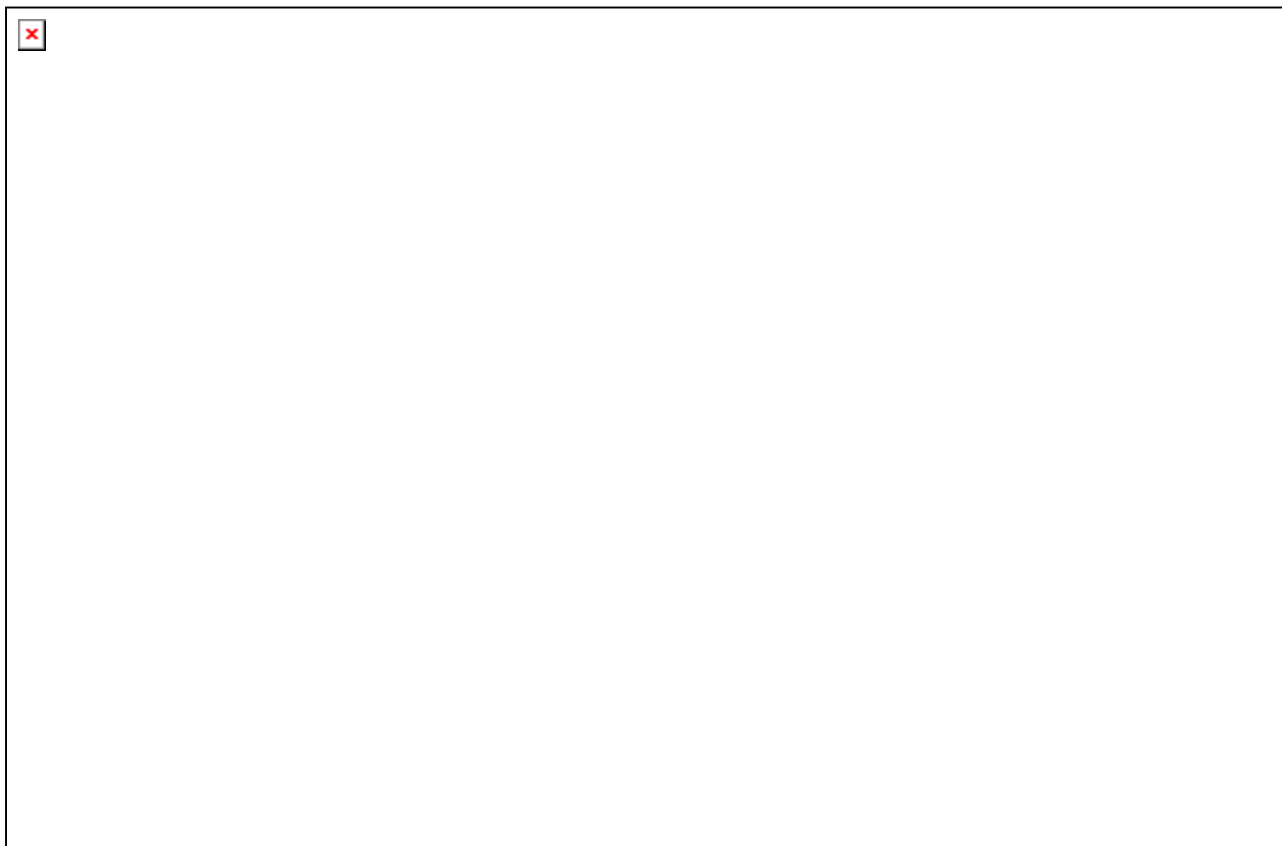


Рис. 41. Структурна карта Гашинівського родовища по відбивному горизонті C_{1V2}

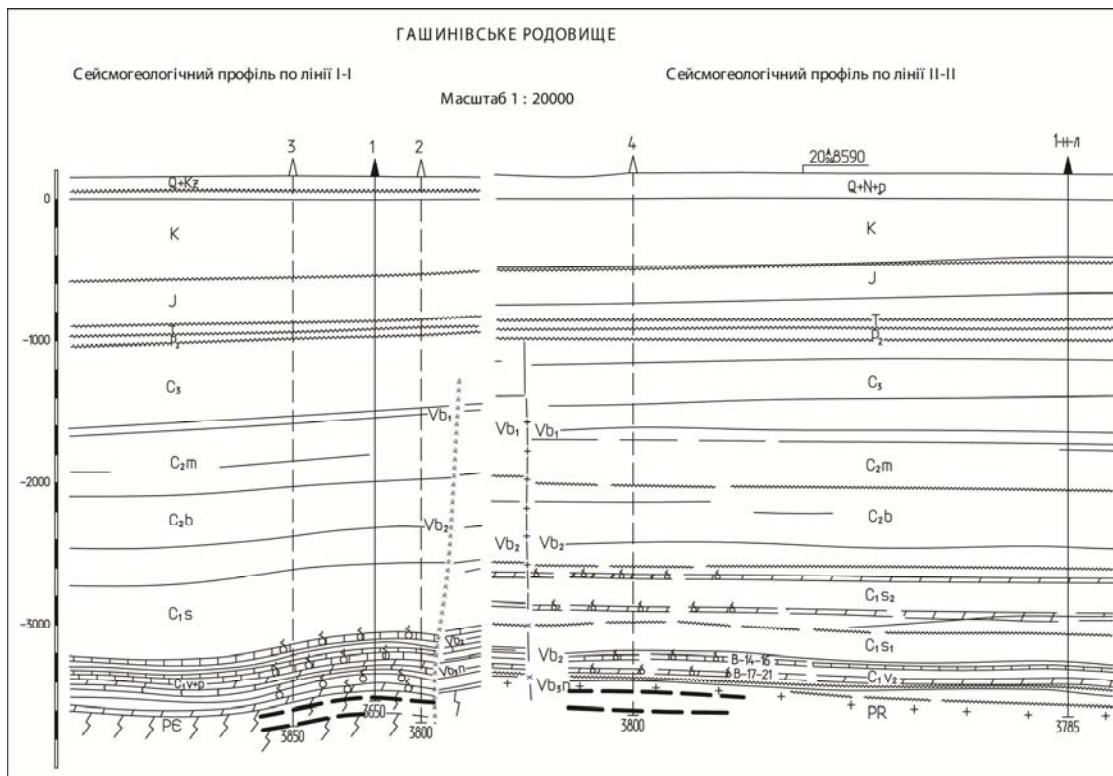


Рис. 42. Розрізи Гашинівського родовища (сейсмогеологічні профілі I-I і II-II)

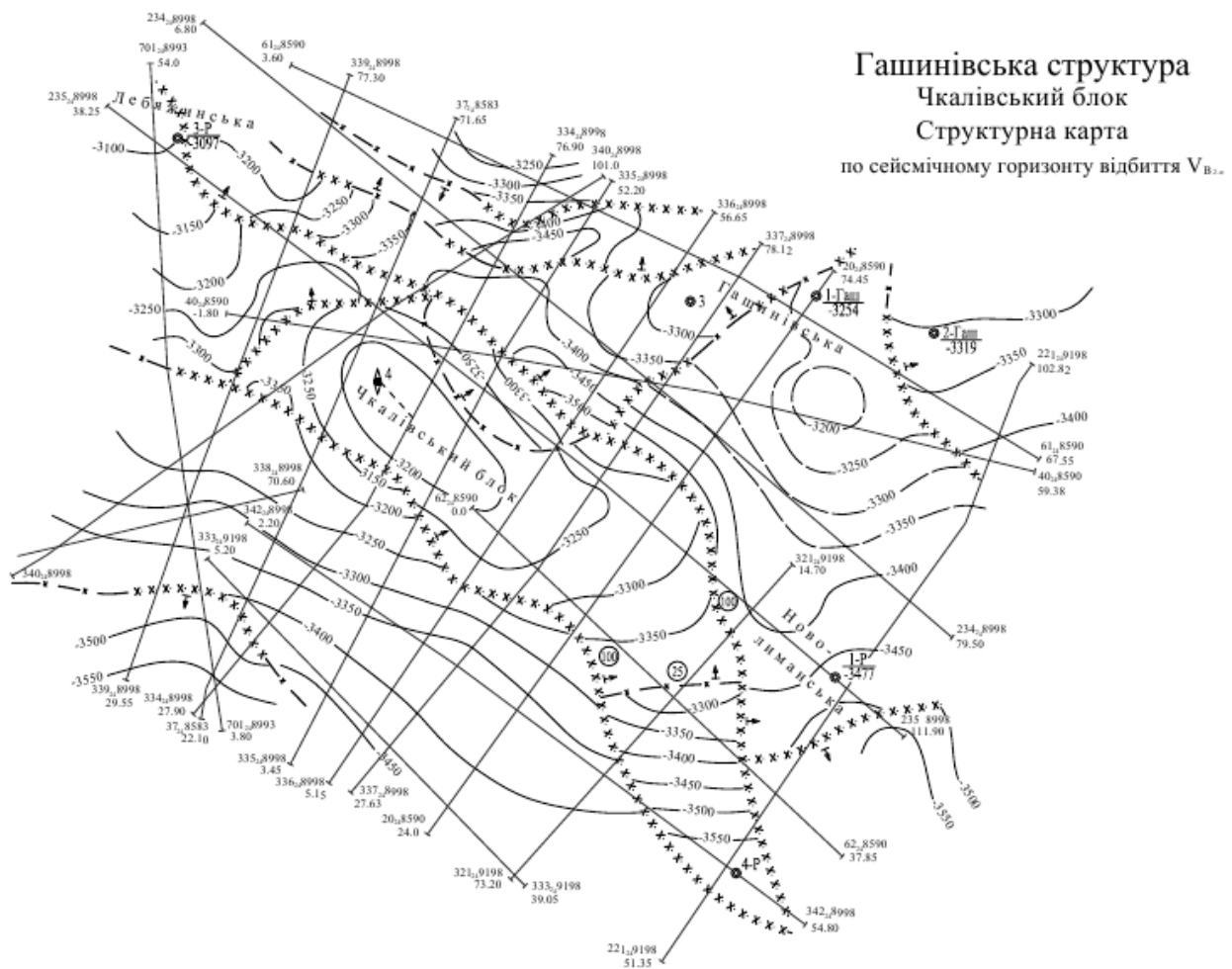


Рис. 43. Структурна схема Гашинівської площі

Проведено вивчення ядра св. № 3, а також проаналізовано за фондовими матеріалами розрізи св. Гашинівська-1, 2, 3, 4 [141, 154–156].

Пошукова свердловина Гашинівська-1 закладена в склепінній частині Гашинівського підняття з метою оцінки перспектив газонасності відкладів візейського ярусу нижнього карбону, девону і кори вивітрювання протерозою [154]. З проходкою ядра було пройдено 127,3 м: 1650–1660, 1740–1750 (C_2^7); 1920–1929, 2130–2140, 2140–2150 (C_2^5); 2561,8–2568,0, 2572,9–2575,0 (C_1v_2); 2805–2815, 3125–3133, 3150–3160, 3185–3193, 3354–3361, 3400–3405, (C_1v_1); 3540–3560, 3648–3650 (PR). Ядро в інт. 3540–3650 представлений (м) [154]:

- 3540–3550 – зверху аргіліт темно-сірий, знизу алевроліт;
- 3550–3560 – пісковик польвошпат-кварцовий, різнозернистий, переважно середньо-дрібнозернистий із вапняно-доломіто-глинистим цементом, зустрічаються гнізда і поодинокі кристали піриту (до 1 мм);
- 3648–3650 – зверху кварцит світло-сірий, крупнозернистий, слабосмугастий (0,8 м), знизу – сланець гранат-кварц-біотитовий крупнокристалічний, смугастий (1,2 м).

Починаючи з глибини 3560 м, у шламі з'являються уламки лейкократового гнейсу, а з 3605 м разом із ним – уламки кварциту. У шлагограмі в інт. 3615–3648 м виділена кора вивітрювання, але жодних реальних доказів цього немає. В інт. 3630–3648 м встановлено підвищені газопоказники, але характер шламу

залишається незмінним. Таким чином, аналіз шламу свідчить про те, що в інт. 3560–3648 м існує зона дезінтеграції порід кристалічного фундаменту.

Колекторські властивості порід наведено в табл. 32.

Таблиця 32. Колекторські властивості порід свердловини Гашинівська-1 [154]

Інтервал, м	Порода	Вік	CaCO ₃ , %	Проникність, а·10 ⁻¹⁵ м ²	Пористість, %	Щільність, а·10 ³ кг/м ³	
						об'ємна	уявна мінералізація
3540–3550	Алевроліт	C _{1v}	0,4	0,86	3,7	2,58	2,68
3550–3560	Пісковик	PR	22,7	0,24	3,6	2,61	2,71
3648–3650	Кварцит		0,4	< 0,01	0,4	2,60	2,61
	Сланець		–	< 0,01	0,3	2,69	2,71
	–"–		0,8	Непроникна	0,1	2,66	2,66
	–"–		0,4	–"–	0,3	2,78	2,79
	–"–		–	< 0,01	0,4	2,63	2,65

Розвідувальна свердловина Гашинівська-2 закладена у східній частині Гашинівської структури на відстані 800 м від св. Гашинівська-1 з метою розвідки покладів нафти в розущільнених породах докембрію. Буріння почато 22.03.2000, проектна глибина свердловини – 3800 м, фактична – 3870 м, вибій розташований в породах фундаменту.

За даними ГДС на наступних інтервалах виділяються (м):

- 3510–3518 – ущільнені пісковики і вапняки (пористість 5,4 %, проникність $6,66 \times 10^{-15}$ м², K_p 1–3 %);
- 3672–3678 – ущільнені вапняки (пористість 1 %);
- 3678–3687 – не визначено ні характер насиченості, ні тип колектора.

При випробуванні припливів нафти і газу отримано не було, свердловина ліквідована. В інт. 3400–3730 м свердловиною розкрито розріз франського ярусу верхнього девону, а на інтервалі 3730–3833 – докембрію (м) [156]:

- 3400–3417 – аргіліт зеленувато-сірий, знизу – мергель (1,7 м);
- 3510–3518 – аргіліт темно-сірий до чорного, з численним вуглефікованим детритом, часто піритизованим, знизу переходить у мергель (0,1 м) і пісковик сірий середньозернистий з вапнистим цементом;
- 3590–3607 – аргіліт темно-сірий, вапнистий, із прошарками (0,1–0,2 м) мергелю темно-сірого, глинистого і вапняку світло-сірого;
- 3615–3653 – мергель темно-сірий, глинистий, із прошарками (2–5 см) аргіліту, знизу – шаром (0,2 м) пісковіку сірого, крупно-середньозернистого, кварцового;
- 3653–3672 – чергування шарів (0,4–1,8 м) аргіліту зеленувато-сірого, вапнистого і мергелю зеленувато-сірого, знизу прошарок (5 см) конглобрекції, складеної кутастими й округлими уламками алевроліту в алевролітовому цементі;
- 3672–3698 – аргіліт зеленувато-сірий і вишнево-бурий із шарами алевроліту вишнево-бурого (0,4 м), пісковіку зеленувато-сірого, різнозернистого і вишнево-бурого, дрібнозернистого (0,1–1,7 м), зрідка туфопісковіку вишнево-бурого;
- 3698–3717 – зверху (1,5 м) і знизу (3,0) конгломератобрекції, складені уламками бурого аргіліту, зцементованими зеленувато-сірою глинистою речовиною; переважають туфопісковіки вишнево-бурі та сірі дрібно-

середньозернисті, з поодинокую галькою м'ясо-рожевих мікроклінів, із шарами туфоалевролітів, плямисто забарвленими в зеленувато-сірий колір (0,4 м) і алевролітів вишнево-бурих (0,5 м);

- 3717–3736 – аргіліт зеленувато-сірий і вишнево-бурий;
- 3730–3740; 3750–3833 – гнейс світло-сірий, кварц-біотит-плагіоклазовий.

Колекторські властивості порід наведено в табл. 33.

Таблиця 33. Колекторські властивості порід свердловини Гашинівська-2 [155, 156]

Інтервал, м	Вік	Порода	СаСО ₃ , %	Проникність, а·10 ⁻¹⁵ м ²	Пористість, %	Щільність, а·10 ³ кг/м ³	
						об'ємна	уявна мінералізація
3400–3409	D ₃	Аргіліт	2,1	< 0,01	5,8	2,54	2,70
3400–3409	D ₃	–"	3,0	Зруйнована	7,3	2,52	2,71
3409–3417	D ₃	Мергель	25,3	< 0,01	1,59	2,68	2,73
3409–3417	D ₃	–"	48,6	< 0,01	2,8	2,65	2,73
3409–3417	D ₃	–"	36,3	< 0,01	1,8	2,67	2,72
3510–3518	D ₃	Аргіліт	9,7	Зруйнована	1,6	2,63	2,68
3510–3518	D ₃	Мергель	70,1	< 0,01	2,3	2,69	2,75
3510–3518	D ₃	Пісковик	27,5	6,66	5,4	2,54	2,69
3590–3599	D ₃	Аргіліт	3,0	Зруйнована	3,5	2,56	2,66
3590–3599	D ₃	–"	3,8	1,82	2,1	2,65	2,71
3590–3599	D ₃	–"	3,4	Зруйнована	6,4	2,56	2,73
3590–3599	D ₃	–"	2,1	–"	5,7	2,54	2,69
3590–3599	D ₃	–"	1,2	–"	4,4	2,53	2,65
3590–3599	D ₃	Мергель	64,0	Непроникна	2,9	2,67	2,75
3590–3599	D ₃	Аргіліт	3,7	< 0,01	4,01	2,56	2,66
3590–3599	D ₃	–"	3,7	< 0,01	3,23	2,61	2,70
3590–3599	D ₃	Вапняк	72,3	< 0,01	3,99	2,56	2,67
3599–3607	D ₃	Аргіліт	13,8	0,16	1,71	2,64	2,69
3599–3607	D ₃	–"	2,9	< 0,01	2,20	2,59	2,65
3615–3626	D ₃ fm	Мергель	35,1	Зруйнована	1,1	2,66	2,68
3615–3626	D ₃ fm	–"	68,6	0,73	1,0	2,66	2,69
3615–3626	D ₃ fm	–"	43,5	Зруйнована	1,53	2,66	2,70
3615–3626	D ₃ fm	–"	43,0	–"	2,5	2,63	2,70
3626–3638	D ₃ fm	–"	69,9	–"	2,2	2,65	2,71
3626–3638	D ₃ fm	–"	43,0	–"	5,1	2,58	2,72
3626–3638	D ₃ fm	Вапняк	76,6	–"	1,5	2,66	2,70
3638–3650	D ₃ fm	Аргіліт	7,6	–"	2,6	2,66	2,73
3638–3650	D ₃ fm	Мергель	59,0	–"	3,7	2,64	2,74
3638–3650	D ₃ fm	–"	48,8	–"	3,0	2,65	2,73
3650–3658	D ₃ fm	–"	44,6	–"	3,2	2,65	2,74
3650–3658	D ₃ fm	Пісковик	35,4	<0,01	2,8	2,58	2,66
3650–3658	D ₃ fm	Мергель	69,9	Зруйнована	1,2	2,67	2,70
3650–3658	D ₃ fm	–"	60,6	< 0,01	2,2	2,64	2,70
3650–3658	D ₃ fm	Аргіліт	14,3	Зруйнована	5,3	2,56	2,70
3650–3658	D ₃ fm	Мергель	34,5	Непроникна	0,2	2,71	2,72
3650–3658	D ₃ fm	–"	34,5	Зруйнована	2,3	2,66	2,72
3650–3658	D ₃ fm	Аргіліт	12,6	–"	6,7	2,55	2,73

Інтервал, м	Вік	Порода	СаСО ₃ , %	Проникність, а·10 ⁻¹⁵ м ²	Пористість, %	Щільність, а·10 ³ кг/м ³	
						об'ємна	уявна мінералізація
3658–3664	D ₃ fm	–"–	24,3	< 0,01	4,4	2,63	2,76
3658–3664	D ₃ fm	Мергель	37,7	Зруйнована	2,7	2,66	2,74
3658–3664	D ₃ fm	Аргіліт	20,9	–"–	4,1	2,64	2,75
3658–3664	D ₃ fm	Мергель	55,4	<0,01	0,0	1,42	1,42
3658–3664	D ₃ fm	–"–	58,8	<0,01	0,4	2,70	2,71
3658–3664	D ₃ fm	Аргіліт	21	Зруйнована	3,9	2,64	2,75
3658–3664	D ₃ fm	–"–	11,7	–"–	3,9	2,64	2,75
3664–3782	D ₃ fm	Мергель	37,3	–"–	2,3	2,67	2,73
3664–3782	D ₃ fm	–"–	36,0	< 0,01	2,6	2,66	2,73
3664–3782	D ₃ fm	–"–	52,7	Зруйнована	1,20	2,71	2,75
3664–3782	D ₃ fm	Конглобрекція	15,4	< 0,01	5,9	2,50	2,66
3672–3678	D ₃ fm	Аргіліт	11,6	Зруйнована	1,6	2,81	2,86
3672–3678	D ₃ fm	–"–	2,1	Непроникна	2,2	2,84	2,91
3672–3678	D ₃ fm	–"–	3,9	Зруйнована	2,9	2,79	2,87
3672–3678	D ₃ fm	Алевроліт	2,6	< 0,01	6,3	2,80	2,99
3672–3678	D ₃ fm	–"–	3,4	0,30	6,3	2,85	3,04
3672–3678	D ₃ fm	Аргіліт	4,3	Зруйнована	5,5	2,75	2,91
3672–3678	D ₃ fm	–"–	3,9	–"–	4,0	2,83	2,95
3678–3687	D ₃ fm	–"–	2,1	–"–	7,5	2,83	3,05
3678–3687	D ₃ fm	Пісковик	4,7	Непроникна	0,1	2,75	2,75
3678–3687	D ₃ fm	–"–	3,4	< 0,01	4,7	2,73	2,86
3678–3687	D ₃ fm	–"–	22,8	Непроникна	0,4	2,76	2,78
3678–3687	D ₃ fm	–"–	3,4	<0,01	0,4	2,83	2,85
3678–3687	D ₃ fm	Пісковик	3,0	<0,01	4,0	3,05	3,18
3678–3687	D ₃ fm	Аргіліт	0,9	Зруйнована	7,0	2,76	2,97
3678–3687	D ₃ fm	Алевроліт	1,3	–"–	9,9	2,83	3,14
3678–3687	D ₃ fm	–"–	0,9	0,23	8,2	2,81	3,06
3678–3687	D ₃ fm	Пісковик	42,0	Непроникна	2,7	3,10	3,18
3678–3687	D ₃ fm	–"–	3,4	Зруйнована	7,9	2,84	3,08
3678–3687	D ₃ fm	–"–	8,1	–"–	7,3	2,81	3,03
3678–3687	D ₃ fm	–"–	4,3	–"–	8,2	2,80	3,05
3678–3687	D ₃ fm	–"–	2,1	–"–	6,6	2,83	3,03
3678–3687	D ₃ fm	–"–	5,1	Непроникна	6,0	3,14	3,34
3678–3687	D ₃ fm	–"–	3,4	–"–	4,8	2,90	3,04
3678–3687	D ₃ fm	–"–	10,2	< 0,01	2,4	2,75	2,82
3687–3698	D ₃ fm	Аргіліт	1,7	Зруйнована	7,9	2,63	2,86
3687–3698	D ₃ fm	–"–	0,8	–"–	5,1	2,72	2,87
3687–3698	D ₃ fm	Пісковик	1,3	–"–	8,7	2,62	2,87
3687–3698	D ₃ fm	–"–	2,1	Непроникна	3,2	2,58	2,67
3687–3698	D ₃ fm	–"–	1,7	< 0,01	1,7	2,75	2,80
3687–3698	D ₃ fm	Пісковик	1,7	Непроникна	0,8	2,77	2,79
3687–3698	D ₃ fm	–"–	0,8	Непроникна	1,5	2,77	2,81
3687–3698	D ₃ fm	–"–	1,7	–"–	2,6	2,71	2,79

Інтервал, м	Вік	Порода	СаСО ₃ , %	Проникність, а·10 ⁻¹⁵ м ²	Пористість, %	Щільність, а·10 ³ кг/м ³	
						об'ємна	уявна мінералізація
3687–3698	D ₃ fm	Аргіліт	1,3	Зруйнована	8,8	2,84	3,11
3687–3698	D ₃ fm	Пісковик	1,3	–"	10,6	2,66	2,97
3687–3698	D ₃ fm	–"	1,3	–"	9,4	2,79	3,08
3687–3698	D ₃ fm	Брекчія	1,3	–"	Зруйнована при насиченні		
3687–3698	D ₃ fm	–"	2,1	–"	9,7	2,85	3,15
3687–3698	D ₃ fm	–"	2,1	–"	10,5	2,90	3,23
3687–3698	D ₃ fm	Алевроліт	1,7	–"	10,5	2,75	3,08
3687–3698	D ₃ fm	–"	1,7	–"	5,5	2,85	3,02
3687–3698	D ₃ fm	Пісковик	1,3	–"	6,4	2,81	3,00
3687–3698	D ₃ fm	Алевроліт	0,8	Непроникна	6,0	3,04	3,24
3687–3698	D ₃ fm	Пісковик	0,9	Зруйнована	6,5	2,93	3,14
3687–3698	D ₃ fm	–"	1,3	0,23	4,5	2,91	3,05
3687–3698	D ₃ fm	–"	2,6	< 0,01	7,5	2,73	2,96
3687–3698	D ₃ fm	–"	8,2	< 0,01	2,9	2,68	2,76
3687–3698	D ₃ fm	–"	7,7	< 0,01	3,2	2,69	2,78
3687–3698	D ₃ fm	Гравеліт	3,4	Непроникна	3,3	2,63	2,72
3687–3698	D ₃ fm	Пісковик	7,3	< 0,01	4,4	2,65	2,77
3687–3698	D ₃ fm	–"	6,5	Непроникна	3,4	2,76	2,86
3707–3717	D ₃ fm	Брекчія	3,4	< 0,01	9,5	2,95	3,26
3707–3717	D ₃ fm	–"	3,4	Зруйнована	10,8	2,84	3,19
3707–3717	D ₃ fm	–"	3,8	–"	13,3	2,95	3,40
3717–3726	D ₃ fm	Аргіліт	1,7	–"	7,4	2,76	2,98
3717–3726	D ₃ fm	–"	2,1	–"	4,3	2,74	2,86
3717–3726	D ₃ fm	–"	1,7	–"	5,5	2,68	2,83
3717–3726	D ₃ fm	–"	1,3	–"	1,7	2,79	2,84
3717–3726	D ₃ fm	–"	1,7	Непроникна	1,7	2,71	2,76
3726–3736	D ₃ fm	Аргіліт	2,5	–"	8,4	2,64	2,88
3726–3736	РЄ	Гнейс	2,5	< 0,01	0,2	2,58	2,59
3736–3740	РЄ	–"	2,5	< 0,01	0,3	2,59	2,60
3750–3760	РЄ	Плагіогнейс	3,3	Непроникна	3,1	2,55	2,64
3750–3760	РЄ	–"	2,5	< 0,01	3,5	2,57	2,66
3750–3760	РЄ	–"	6,7	< 0,01	1,0	2,61	2,63
3750–3760	РЄ	Гнейс	5,8	Непроникна	0,4	2,61	2,62
3750–3760	РЄ	–"	21,7	< 0,01 тр.	2,0	2,59	2,64
3767–3776	РЄ	Плагіогнейс	2,1	Непроникна	0,4	2,64	2,65
3767–3776	РЄ	–"	2,1	–"	0,1	2,63	2,64
3776–3785	РЄ	Гнейс	1,6	< 0,01	0,3	2,63	2,64
3776–3785	РЄ	–"	2,1	Непроникна	0,2	2,66	2,67
3776–3785	РЄ	–"	2,1	< 0,01	0,4	2,65	2,67
3776–3785	РЄ	–"	1,6	< 0,01	0,2	2,62	2,63
3785–3795	РЄ	–"	2,1	Непроникна	0,2	2,66	2,67
3785–3795	РЄ	–"	2,1	–"	0,3	2,69	2,70
3785–3795	РЄ	–"	2,9	–"	0,1	2,78	2,79

Інтервал, м	Вік	Порода	СаСО ₃ , %	Проникність, а·10 ⁻¹⁵ м ²	Пористість, %	Щільність, а·10 ³ кг/м ³	
						об'ємна	уявна мінералізація
3785–3795	РЄ	–"–	2,9	0,18	0,2	2,70	2,70
3785–3795	РЄ	–"–	3,3	Зруйнована	0,5	2,62	2,63
3800–3807	РЄ	–"–	6,2	Непроникна	0,3	2,64	2,65
3807–3814	РЄ	–"–	2,5	–"–	0,5	2,62	2,63
3807–3814	РЄ	–"–	3,7	< 0,01	0,7	2,72	2,73
3814–3818	РЄ	–"–	2,1	2,57	0,4	2,58	2,58
3814–3818	РЄ	–"–	3,3	< 0,01	0,5	2,68	2,69
3818–3825	РЄ	–"–	2,9	Непроникна	0,5	2,71	2,72
3818–3825	РЄ	–"–	2,5	Зруйнована	0,4	2,59	2,61
3825–3830	РЄ	–"–	2,9	Непроникна	0,4	2,75	2,76
3825–3830	РЄ	–"–	2,9	Зруйнована	0,5	2,61	2,62
3830–3833	РЄ	–"–	10,8	Непроникна	0,3	2,74	2,75
3830–3833	РЄ	–"–	4,5	–"–	0,3	2,62	2,62

Розвідувальна свердловина Гашинівська-3 пройдена в західній частині однойменної структури в 1750 м на захід від св. № 2 з метою розвідки продуктивних горизонтів візейського ярусу, верхнього девону і порід кристалічного фундаменту. Проектна і фактична глибина свердловини 3800 м, проектний горизонт і вибій – докембрій [156]. Вона розкрила такий розріз (м):

- кайнозой – 0–98;
- крейду – 98–664;
- юру – 64–1034;
- триас – 1034–1146;
- верхній карбон – 1146–1704;
- середній карбон: московський ярус – 1704–2119;
- башкирський ярус – 2119–2728;
- нижній карбон: серпуховський ярус – 2728–3235;
- візейський ярус – 3235–3455;
- турнейський ярус – 3455–3500;
- девон – 3500–3616;
- докембрій – 3616–3800.

З відбором керна пройдено 87 м, сумарний винос керна становить 24,6 м (28,3 %). За результатами дослідження керового матеріалу у свердловині порідколекторів не виявлено. За результатами ГДС в інт. 3453,8–3456,0 і 3459–3461 м виділено газонасичені й невизначеного характеру насичення алевроліти з пористістю 7,5–8,0 %, однак керна із цього інтервалу (3451–3460 м) представлені ангідритом. При випробуванні на бурильних трубах інт. 3549–3726 і 3665–3800 м породи "сухі", з інт. 3347–3510 м отриманий слабкий газ (700 м³/добу). Свердловина ліквідована у зв'язку з відсутністю в розрізі продуктивних горизонтів.

Керн свердловини (загальна глибина 3800 м) представлений:

- 3355–3359 (С_{1v}) – аргіліт чорний, піритизований, алевроліт світло-сірий, інколи з рослинним детритом;

- 3398–3404 (C_{1v}) – алевроліт світло-сірий, кварцитоподібний;
- 3451–3460 (C_{1v-t}) – ангідрит світло-сірий, дрібнозернистий;
- 3537–3544 (C_{1v-t}) – алевроліт сірий до темно-сірого, шаруватий, з численними дзеркалами ковзання і тріщинами, виповненими білим дрібнокристалічним кальцитом, місцями піритизований;
- 3544–3553 (D_{3fr}) – аргіліт темно-сірий до чорного, мергелистий, з вуглефікованими залишками рослин – зр. 7 ГА, 7-1 ГА (рис. 44);
- 3355–3359 – аргіліт чорний до чорного сланцю, з виділеннями тонкокристалічного піриту – зр. 135 ГШ, із прошарками мергелів (5 см) і алевролітів (до 30 см);
- 3398–3404 – пісковик кварцовий, тонкозернистий, з детритом – зр. 136 ГШ;
- 3595–3604 (D_{3fr}) – аргіліт зеленувато-сірий, знизу до мергелю з органомгенним детритом (членики криноїдей, черепашки брахіоподи);
- 3625–3685; 3692–3703; 3785–3800 (РЄ) – гнейси сірі, світло-сірі, біотит-кварц-плагіоклазові, смугасті, іноді (3694–3703) тріщинуваті, з бітумінозною речовиною на поверхні тріщин; знизу (3785–3800) рожево-сірі, біотит-кварц-мікроклінові.

Колекторські властивості порід свердловини наведено в табл. 34.



Рис. 44. Гашинівська площа, С-3, інтервал 3544–3553 м, зр. 7 ГА – чорний сланець, D_{3fr}

За результатами геофізичних досліджень виділено 4 газонасичені, 13 водоносних, 1 можливо водоносний, 4 невизначені й 36 ущільнених пластів.

У відкладах серпуховського ярусу виділено водоносні або ущільнені пласти, лише в інт. 2950–2955 м виділено пласт пісковика з ПЕО 11 Ом·м, $K_{п} = 14\%$, характер насиченості якого не визначено. При його випробуванні отримано приплив пластової води. Газонасичені пласти виділені у візейських відкладах в інт. 3370,0–3372,6, 3410,2–3413,0, 3433,0–3438,6 м, у них же виділено пласт пісковика з пористістю 8% і $K_{пр} = 0,45–0,5$ з невизначеним характером насичення. Ці пласти були випробувані випробувачем на бурильних трубах в інт. 3347–3510 м. За 60 хв від-

критого періоду отримано слабкий приплив газу з дебітом 700 м³/добу. За висновком ГДС ці пласти малоперспективні в промисловому відношенні.

У відкладах девону виділені пласти представлені ущільненими алевролітами та пісковиками з пористістю до 5 %. Вони, а також відклади докембрію, були випробувані в інт. 3549–3726 м і 3665–3800 м. Припливу вуглеводнів не отримано, за висновком ГДС ці породи безперспективні в нафтогазовому відношенні.

Таблиця 34. Колекторські властивості порід свердловини Гашинівська-3 [156]

Інтервал, м	Вік	Порода	СаСО ₃ , %	Проникність, а·10 ⁻¹⁵ м ²	Пористість, %	Щільність, а·10 ³ кг/м ³	
						об'ємна	уявна мінералізація
3355–3359		Мергель	72,7	Зруйнована	0,2	2,67	2,68
3355–3359		Аргіліт	0,4	–"	1,2	2,56	2,59
3355–3359		–"	1,3	–"	1,6	2,55	2,59
3355–3359		Алевроліт	0,8	< 0,01	3,3	2,56	2,65
3398–3404		–"	2,5	< 0,01	3,9	2,52	2,62
3398–3404		–"	1,7	< 0,01	4,0	2,52	2,62
3451–3460	D ₃ fm ₂	Ангідрит	4,7	< 0,01	0,3	2,91	2,92
3451–3460	D ₃ fm ₂	–"	17,3	Зруйнована	0,9	2,86	2,89
3537–3544	D ₃ fm ₂	Алевроліт	10,6	–"	1,2	2,62	2,66
3537–3544	D ₃ fm ₂	–"	21,1	–"	5,4	2,64	2,79
3537–3544	D ₃ fm ₂	Аргіліт	1,3	–"	8,7	2,61	2,86
3544–3553	D ₃ fm	–"	25,9	–"	1,1	2,65	2,68
3544–3553	D ₃ fm	Мергель	80,7	0,34	1,8	2,70	2,75
3544–3553	D ₃ fm	Алевроліт	36,4	Зруйнована	3,4	2,71	2,80
3544–3553	D ₃ fm	Мергель	39,6	–"	1,3	2,65	2,69
3595–3604	D ₃ fm	Аргіліт	2,5–24,7	–"	12,7	2,44	2,79
3595–3604	D ₃ fm	Мергель	29,3	1,91	3,4	2,65	2,75
3595–3604	D ₃ fm	Аргіліт	25,9	Зруйнована	3,9	2,64	2,74
3595–3604	D ₃ fm	Мергель	43,5	–"	1,9	2,69	2,74
3625–3633	РЄ	Гнейс	2,1	0,27	0,0	2,64	2,64
3676–3685	РЄ	–"	27,4	Зруйнована	6,8	2,50	2,68
3676–3685	РЄ	–"	0,8	–"	0,2	2,62	2,63
3676–3685	РЄ	–"	6,3	< 0,01	3,0	2,63	2,71
3692–3694	РЄ	–"	0,8	< 0,01	0,3	2,61	2,62
3692–3694	РЄ	–"	4,2	< 0,01	3,8	2,58	2,68
3694–3703	РЄ	Брекчія	12	Зруйнована	2,0	2,64	2,69
3694–3703	РЄ	Гнейс	1,3	–"	0,5	2,63	2,65
3694–3703	РЄ	–"	2,9	–"	1,1	2,59	2,62
3785–3792	РЄ	–"	1,7	4,77	0,6	2,61	2,63
3785–3792	РЄ	–"	1,3	< 0,01	0,5	2,72	2,73
3792–3800	РЄ	–"	1,7	< 0,01	0,3	2,64	2,64
3792–3800	РЄ	–"	2,5	< 0,01	0,8	2,68	2,70

Таким чином, продуктивні пласти при бурінні св. № 3 не виявлені, протоколом № 28/2002 засідання комісії НАК "Нафтогаз України" комісія ліквідована у зв'язку з тим, що вона виконала своє призначення, але виявилася пробуре-

ною в несприятливих геологічних умовах і в місці її розташування не відкрито промислових покладів нафти і газу.

За результатами опису аншліфів породи представлені:

- мергель (135 ГШ) з пелітовою структурою, нечіткошаруватою текстурою, тип мацерал – дрібний колодетриніт, присутній глобулярний пірит, який нерідко інкрустує черепашки (0,5 %);
- вапняк (136 ГШ) з органогенною структурою, масивною текстурою, присутній глобулярний пірит (0,1 %);
- алевритистий аргіліт (7-1 ГА) з пілітовою структурою, шаруватою текстурою, тип мацерал – вітриніт.

Результати досліджень відібраних проб (термічний і хімічний аналізи, вивчення відбивної здатності вітриніту) наведені в табл. 35–37. Установлено високий вміст органічної речовини і порівняно високий вміст вільних вуглеводнів. Це корегується з результатами вивчення шліфів, де вміст детриту сягає 3–4 % (рис. 45). Вивчення відбивної здатності вітриніту дозволило встановити достатньо високий ступінь термальної переробки порід (R_o 1,3–2,1).

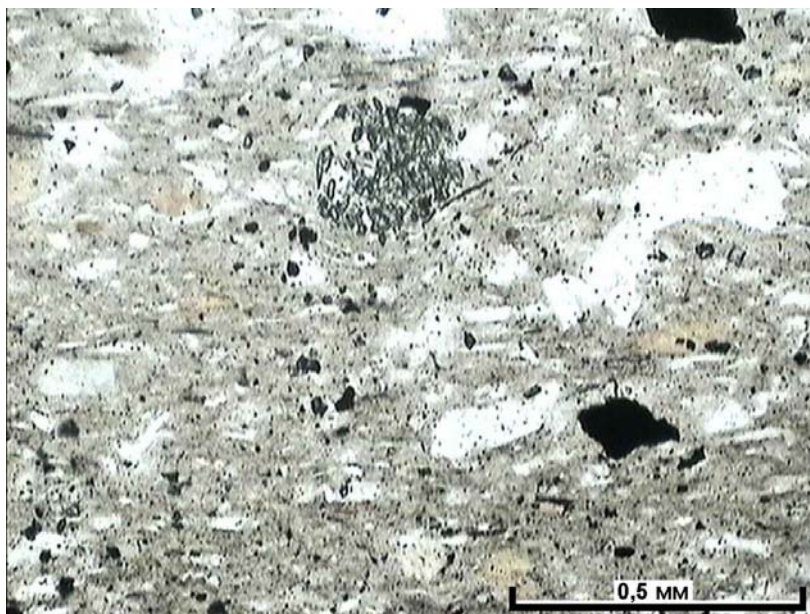


Рис. 45. Залишки рослинного детриту і мікрофауни у шліфі 7-1ГА

Таблиця 35. Результати термічного аналізу проб

№ проби	Інтервал, м	< 120 °С	120–300 °С	300–390 °С	390–550 °С	ТОС
135 ГШ	3355–3359	0,89146	0,32870	0,22112	2,01557	2,56539
136 ГШ	3398–3404	0,07334	–0,01976	0,01685	0,14109	0,13818
7-1 ГА	3544–3553	1,06615	0,56376	0,15200	1,68085	2,39661
7 ГА	3544–3553	1,30485	0,58595	0,22187	2,27124	3,07906
7-1 ГА	3544–3553	0,79198	0,59624	0,12336	1,41018	2,12978

Таблиця 36. Результати визначення масових часток елементів у пробах із свердловини Гашинівська-3

№ проби	Інтервал, м	Ярус	Порода	$S_{орг.}$, %	H_2O^- , %	$U \cdot 10^{-4}$ %	$CO_{2карб.}$, %
135 ГШ	3355–3359	D ₃ fr	Сланець	6,27	1,94	4,4	0,77
136 ГШ	3398–3404		Пісковик	0,16	0,22	0,6	0,55

Таблиця 37. Результати замірів відбивної здатності вітриніту

№ проби	Інтервал, м	Заміри	Кількість	Середнє
135 ГШ	3355–3359	Дрібний коловітриніт	–	–
136 ГШ	3398–3404	2,1	1	2,1
7-1 ГА		0,85; 0,85; 0,89; 0,95; 0,95; 1,08; 1,15; 1,23; 1,24; 1,28; 1,35; 1,40; 1,53; 1,69; 1,69; 2,60	16	1,30

У результаті аналізу промислово-геофізичних даних по св. Гашинівська-3 ми дійшли таких висновків. Досліджуваний розріз представлений чергуванням теригенних і карбонатно-хемогенних порід девону та нижнього карбону (2940–3620 м). Породи залягають на відкладах докембрію, представлених переважно гнейсами. За результатами досліджень кернавого матеріалу у свердловині порід-колекторів не виявлено. В інт. 3453,8–3456 і 3459–3461 м за ГДС виділено газонасичені й невизначеного характеру насичення алевроліти з пористістю 7,5–8 %, однак керна 3 (3451–3460 м), інтервал якого частково збігається з цими інтервалами, представлений ангідритом (дані УкрНДІГазу).

При випробуванні на бурильних трубах в інт. 3549–3726, 3665–3800 м породи "сухі" з інт. 3347–3510 м отримано природний газ з дебітом 7 тис. м³/добу.

Аналіз кривих стандартного каротажу з попереднім ув'язуванням з лабораторними даними дозволяє зробити висновки про наявність потужних товщ з високим вмістом глинистого матеріалу в інтервалі досліджень. Відсутність водоносних пластів-колекторів за результатами інтерпретації даних ГДС і промислових випробувань дозволяє стверджувати про потенційну газонасиченість даної частини розрізу. У наведених в табл. 38 глинистих товщах, імовірно, є умови для генерації та збереження газоподібних вуглеводнів.

Таблиця 38. Розподіл глинистих товщ у розрізі свердловини Гашинівська-3 за даними ГДС

№	Вік порід	Літотип	Інтервал, м	Товщина, м
1	Серпуховський ярус	Аргіліт	2938–2944	6,0
2	–"	–"	2972–2984	12,0
3	–"	–"	2992–2996	4,0
4	–"	–"	3011–3041	30,0
5	–"	–"	3056–3296	40,0
6	Візейський ярус	–"	3298–3305	7,0
7	–"	–"	3387–3403	16,0
8	–"	–"	3405–3410	5,0
9	–"	–"	3415–3419	4,0
10	–"	–"	3428–3432	4,0
11	–"	–"	3438–3456	18,0
12	Турнейський ярус	–"	3460–3475	15,0
13	Девон	–"	3510–3518	8,0
14	–"	–"	3528–3534,5	6,5
15	–"	–"	3566–3615	49,0

Детальніше вивчено ємнісні характеристики гірських порід за даними промислової геофізики та лабораторних досліджень кернавого матеріалу в межах інт. 3490–3560 м. За результатами комплексної інтерпретації даних ГДС і

застосуванням методики CARBOLOG установлено значення глинистості, пористості, вмісту ОР по пластах безперервно по розрізу свердловини (рис. 46, 47; табл. 39). З інт. 3544–3553 м досліджено зразок темно-сірого аргіліту (відповідає пласту № 30 табл. 39 згідно з інтерпретацією даних ГДС). За даними лабораторних досліджень пористість становить (за двома зразками) 0,027 і 0,062, за даними ГДС – 0,045; вміст ОР (ТОС) – 0,0213 (керн) і 0,0169 (ГДС); коефіцієнт залишкового водонасичення – 0,58 (керн); вміст глинистої компоненти у пласті 0,46 – за даними ГДС. Наведені результати свідчать про потенційні продуктивні можливості даного пласта як нетрадиційного джерела природного газу. Аналогічні можливості відповідають пластам № 2, 4, 8, 20, 21, 22 л.

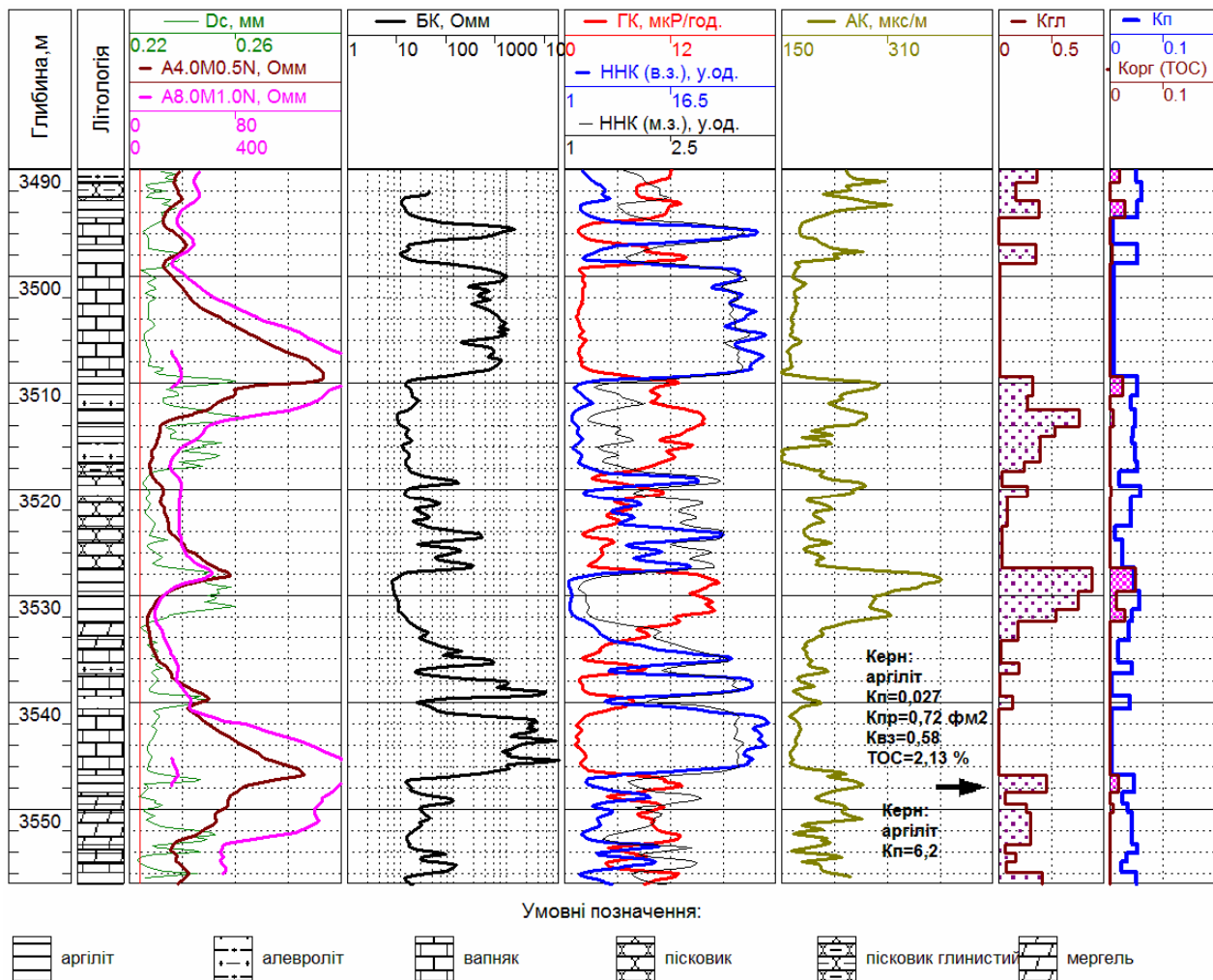


Рис. 46. Промислово-геофізична характеристика та результати кількісної інтерпретації даних ГДС у розрізі свердловини Гашинівська-3 (фрагмент)

На рис. 48 представлено фрагмент розрізу св. Гашинівська-3 в інтервалі глибин 3200–3700 м. За результатами кількісної інтерпретації даних ГДС виділяються такі перспективні інтервали:

- 3360–3395 м (C_1) – товща аргілітів з окремими пластами пісковиків і ангідритів; вміст $C_{орг.}$ за даними інтерпретації ГДС коливається від 1,6 до 4,0 %, у середньому – 2,3 %; за даними аналізів ТОС – 2,56, $C_{орг.}$ – 6,27;
- 3548–3600 м (D_{3f_m}) – товща аргілітів, середній вміст органічного вуглецю за даними інтерпретації ГДС – 2,2–2,3 %; за даними аналізів ТОС – 2,13–3,08, R_o – 1,30.

Перспективність цих інтервалів на сланцевий газ обґрунтовується високим вмістом $S_{орг.}$, достатньою глибиною для формування катагенетично зрілого керогену, переважно глинистим складом порід із частим чергуванням пластів і прошарків, відсутністю припливів пластової води при випробовуваннях.

Таблиця 39. Результати кількісної інтерпретації даних ГДС в інтервалі 3487–3558 м свердловини Гашинівська-3

№	$H_{кр.}, м$	$H_{під.}, м$	$h, м$	$K_{гд}$	$K_{п}$	$K_{орг.}$	Літотип
1	3487,8	3488,9	1,1	0,167	0,059		Пісковик глинистий
2	3488,9	3491,2	2,3	0,357	0,05	0,0169	Алевроліт
3	3491,2	3492,9	1,7	0,161	0,06		Пісковик глинистий
4	3492,9	3494,5	1,6	0,378	0,052	0,0273	Аргіліт
5	3494,5	3497,0	2,5	0	0,006		Вапняк
6	3497,0	3498,8	1,8	0,349	0,053	0,0039	Аргіліт
7	3498,8	3509,4	10,6	0,006	0,008		Вапняк
8	3509,4	3511,2	1,8	0,323	0,052	0,0234	Аргіліт
9	3511,2	3512,5	1,3	0,265	0,04		Алевроліт
10	3512,5	3514,1	1,6	0,76	0,048	0,0065	Аргіліт
11	3514,1	3515,0	0,9	0,527	0,044		—"
12	3515,0	3515,7	0,7	0,388	0,042		—"
13	3515,7	3517,4	1,7	0,388	0,048		Алевроліт
14	3517,4	3518,3	0,9	0,24	0,052		Пісковик глинистий
15	3518,3	3519,7	1,4	0,026	0,019		Пісковик
16	3519,7	3520,7	1,0	0,27	0,058	0,0026	Алевроліт
17	3520,7	3523,5	2,8	0,082	0,041		Пісковик
18	3523,5	3524,8	1,3	0,033	0,011		—"
19	3524,8	3527,4	2,6	0,033	0,023		—"
20	3527,4	3529,6	2,2	0,882	0,045	0,0481	Аргіліт
21	3529,6	3531,3	1,7	0,748	0,056	0,0117	—"
22	3531,3	3532,4	1,1	0,544	0,042	0,0286	—"
23	3532,4	3534,2	1,8	0,176	0,035		Мергель
24	3534,2	3535,0	0,8	0,016	0,017		—"
25	3535,0	3536,3	1,3	0,016	0,017		Вапняк
26	3536,3	3537,3	1,0	0,194	0,043		Алевроліт
27	3537,3	3539,4	2,1	0,006	0,004		Вапняк
28	3539,4	3540,6	1,2	0,133	0,038		Алевроліт
29	3540,6	3546,8	6,2	0,004	0,003		Вапняк
30	3546,8	3548,4	1,6	0,455	0,045	0,0169	Аргіліт
31	3548,4	3549,5	1,1	0,064	0,024		Мергель
32	3549,5	3550,3	0,8	0,257	0,034	0,0065	—"
33	3550,3	3553,3	3,0	0,303	0,043		—"
34	3553,3	3554,1	0,8	0,057	0,052		Вапняк
35	3554,1	3554,9	0,8	0,157	0,032		Мергель
36	3554,9	3555,9	1,0	0,068	0,021		Вапняк
37	3555,9	3557,4	1,5	0,405	0,05		Аргіліт

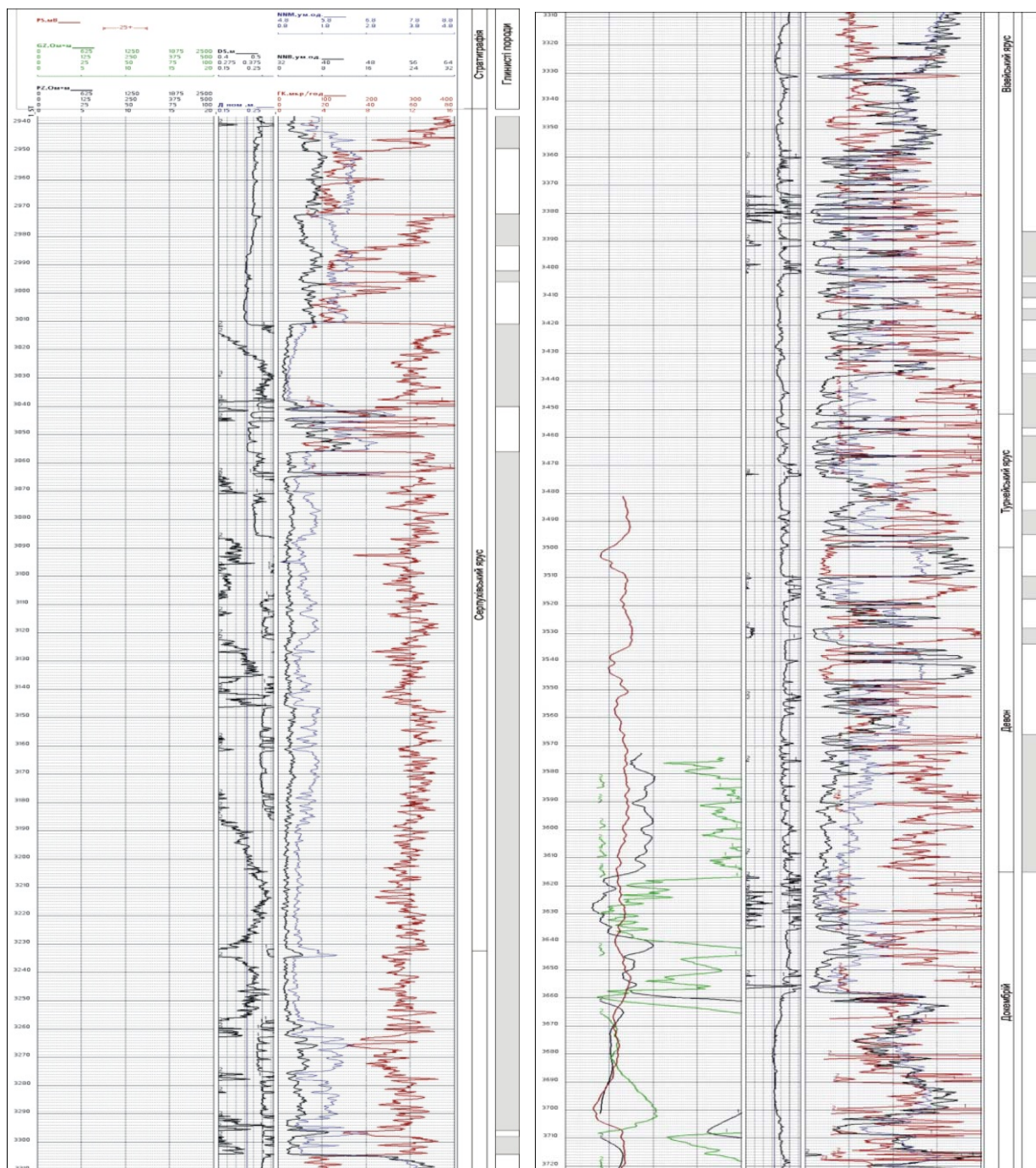


Рис. 47. Промислово-геофізична характеристика та результати виділення глинистих товщ у розрізі свердловини Гашинівська-3

Висновки. У розрізі св. Гашинівська-3 виділяються два інтервали розвитку суттєво глинистих (сланцевих) товщ, збагачених (як свідчать результати аналізів дуже обмеженої кількості відібраних нами проб керна) органічною речовиною (ТОС = 2,1 %) з відносно високим ступенем термічної переробки порід ($R_o = 1,3$):

- 3385–3475 – сланці загальною товщиною 90 м;
- 3544–3615 – сланці (зр. 7 ГА і 7-1 ГА) загальною товщиною 71 м.

Ці товщі є перспективними на виявлення покладів сланцевого газу і можуть бути рекомендовані для подальшого вивчення.

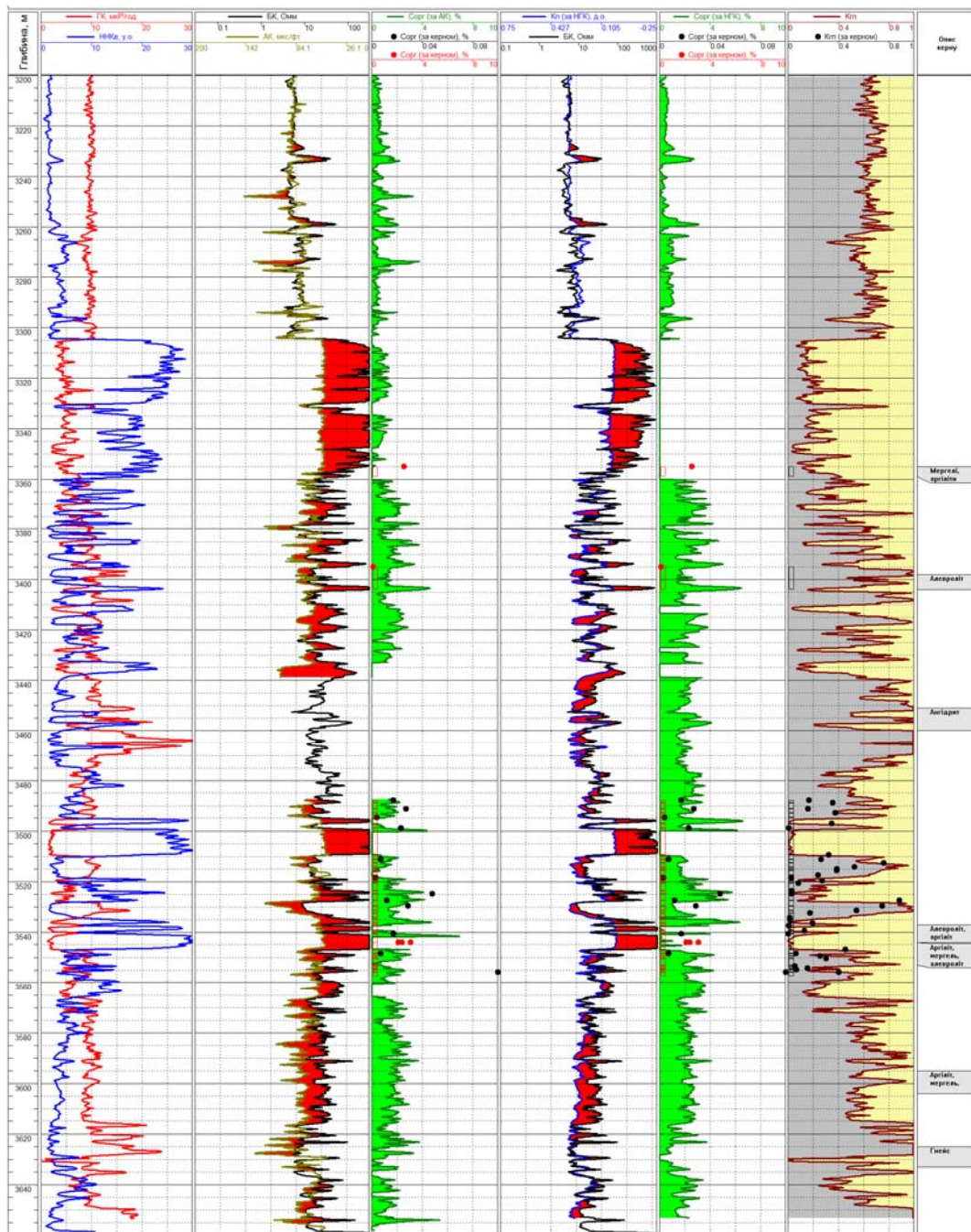


Рис. 48. Промислово-геофізична характеристика та результати кількісної інтерпретації даних ГДС у розрізі свердловини Гашинівська-3 (фрагмент)

Розвідувальна свердловина Гашинівська-4 пробурена 15.09.06 у центральній частині однойменного склепінного підняття (рис. 49) з проектною глибиною 3700 м, фактичною – 3850 м, проектним і фактичним горизонтом – докембрій [141].

Свердловиною в інт. 3283–3850 розкрито такий розріз, як (м):

- кам'яновугільна система, валанжинський ярус: верхній під'ярус (C_{1v2}) – 3283–3384;
нижній під'ярус (C_{1v1}) – 3480–3658;
- девонська система, франський ярус (D_{3fr}) – 3658–3754;
- докембрій (РЄ) – 3788–3850.

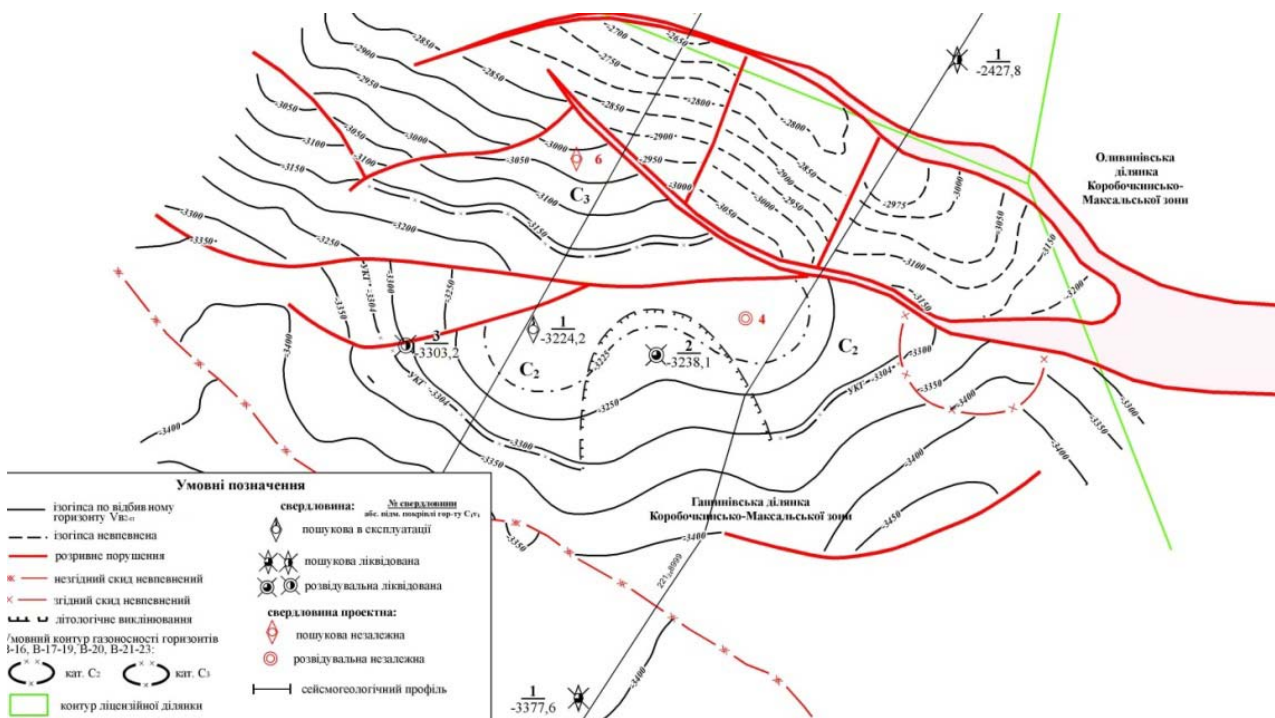


Рис. 49. Структурна карта Гашинівської площі по поверхні відбивного горизонту Vb_{2-II} [141]

Керн свердловини в інт. 3283–3850 представляють породи (м):

- 3283–3295 – нерівномірне перешарування (5–10 см) пісковика світло-сірого, тонкозернистого, з алевролітом темно-сірим, глинистим і мергелю темно-сірого, глинистого;
- 3345–3352 – пісковик сірий, темно-сірий, дрібнозернистий, ділянками з великою кількістю вуглефікованого матеріалу, дрібними стягненнями піриту; знизу шар (0,8 м) алевроліту сірого з коричневим відтінком;
- 3355–3363 – пісковик сірий із зеленуватим і коричнюватим відтінком, різнозернистий нечіткошаруватий; знизу шар алевроліту темно-сірого, глинистого;
- 3368–3384 – пісковик світло-сірий, середньо-грубозернистий, інколи глинистий;
- 3480–3501 – аргіліти темно-сірі, вапнисті до мергелів, у верхній частині прошарок (0,4 м) пісковика сірого до світло-сірого, різнозернистого;
- 3529–3552 – аргіліт темно-сірий, вапнистий до мергелю глинистого;
- 3570–3594 – мергель темно-сірий, глинистий до аргіліту темно-сірого, вапнистого;
- 3610–3658 – аргіліт зеленувато-сірий із прошарками алевроліту до мергелю темно-сірого, глинистого;
- 3658–3674 – мергель темно-сірий, місцями глинистий із залишками фауни;
- 3692–3700 – алевроліт зеленувато-сірий і коричнювато-сірий із прошарками бурого туфопісковика;
- 3745–3754 – хлідоліт темно-зеленувато-сірий, гравелістий;
- 3788–3790, 3798–3804, 3817,5–3822, 3842–3850 – гнейси і гранітогнейси рожево-сірі, біотит-кварц-плагіоклазові, смугасті, з ділянками, збагаченими біотитом.

Колекторські властивості порід наведено в табл. 40.

Таблиця 40. Колекторські властивості порід свердловини Гашинівська-4 [141]

Інтервал, м	Вік	Порода	СаСО ₃ , %	Проник- ність, а·10 ⁻¹⁵ м ²	Пори- стість, %	Щільність, а·10 ³ кг/м ³	
						об'ємна	Уявна мінералізація
3283–3289	C _{1v2} /XI	Алевроліт	0,4	Непроникна	2,4	2,57	2,64
3283–3289	C _{1v2} /XI	Пісковик	0,4	< 0,01	5,1	2,50	2,63
3289–3295	C _{1v2} /XII	Мергель	41,1	0,06	0,7	2,66	2,68
3289–3295	C _{1v2} /XII	Пісковик	0,4	< 0,01	2,6	2,56	2,62
3289–3295	C _{1v2} /XII	Алевроліт	27,4	Зруйнована	2,5	2,60	2,67
3345–3352	C _{1v2} /B-20	Пісковик	0,4	1,90,	0,6	2,67	2,69
3345–3352	C _{1v2} /B-20	—"	0,4	< 0,01	7,9	2,44	2,65
3345–3352	C _{1v2} /B-20	—"	0,4	< 0,01	8,1	2,41	2,63
3345–3352	C _{1v2} /B-20	—"	0,4	< 0,01	5,0	2,50	2,64
3345–3352	C _{1v2} /B-20	—"	0,4	0,06	0,4	2,67	2,68
3345–3352	C _{1v2} /B-20	—"	0,4	< 0,01	6,5	2,45	2,62
3345–3352	C _{1v2} /B-20	—"	0,4	0,76	6,8	2,44	2,62
3345–3352	C _{1v2} /B-20	—"	0,8	< 0,01	5,1	2,51	2,64
3345–3352	C _{1v2} /B-20	Алевроліт	0,4	Зруйнована	0,3	2,57	2,57
3355–3363	C _{1v}	Пісковик	17,7	0,68	3,8	2,59	2,69
3355–3363	C _{1v}	—"	15,2	< 0,01	2,6	2,67	2,74
3355–3363	C _{1v}	—"	0,4	0,06	4,6	2,57	2,69
3355–3363	C _{1v}	—"	0,4	Зруйнована	4,0	2,72	2,83
3355–3363	C _{1v}	—"	0,8	< 0,01	1,9	2,62	2,68
3355–3363	C _{1v}	—"	13,0	Зруйнована	3,1	2,80	2,89
3355–3363	C _{1v}	—"	3,4	—"	1,5	2,97	3,02
3355–3363	C _{1v}	Алевроліт	0,8	—"	4,0	2,47	2,58
3368–3376	C _{1v}	Пісковик	0,4	1,00	13,3	2,28	2,63
3368–3376	C _{1v}	Алевроліт	0,4	Зруйнована	2,9	2,65	2,73
3368–3376	C _{1v}	Пісковик	0,4	0,28	11,0	2,34	2,63
3368–3376	C _{1v}	—"	0,8	0,25	10,7	2,35	2,63
3368–3376	C _{1v}	—"	1,6	0,08	7,5	2,63	2,85
3368–3376	C _{1v}	—"	0,4	0,26	11,3	2,38	2,68
3368–3376	C _{1v}	—"	0,8	0,40	13,0	2,29	2,63
3368–3376	C _{1v}	—"	0,8	0,27	12,7	2,31	2,65
3368–3376	C _{1v}	—"	1,6	1,01	13,4	2,28	2,63
3368–3376	C _{1v}	—"	1,6	Зруйнована	12,8	2,29	2,63
3368–3376	C _{1v}	—"	0,4	0,23	9,3	2,41	2,66
3368–3376	C _{1v}	—"	0,4	0,24	11,8	2,33	2,64
3368–3376	C _{1v}	—"	0,4	0,21	10,7	2,36	2,64
3368–3376	C _{1v}	—"	0,4	Зруйнована	15,1	2,23	2,62
3368–3376	C _{1v}	—"	0,4	0,10	12,4	2,31	2,63
3368–3376	C _{1v}	—"	0,8	0,91	9,2	2,40	2,64
3368–3376	C _{1v}	—"	0,4	0,30	8,7	2,41	2,64
3368–3376	C _{1v}	—"	0,4	1,52	12,5	2,31	2,64
3376–3384	C _{1v}	—"	0,4	0,23	12,2	2,32	2,64
3376–3384	C _{1v}	—"	0,4	0,35	9,0	2,42	2,66
3376–3384	C _{1v}	—"	0,8	0,04	8,1	2,43	2,65
3376–3384	C _{1v}	—"	0,8	0,07	2,3	2,64	2,70
3376–3384	C _{1v}	—"	0,4	0,26	1,7	2,64	2,69

Інтервал, м	Вік	Порода	СаСО ₃ , %	Проник- ність, а·10 ⁻¹⁵ м ²	Пори- стість, %	Щільність, а·10 ³ кг/м ³	
						об'ємна	Уявна мінералізація
3376–3384	C _{1v}	Алевроліт	0,4	Зруйнована	3,0	2,71	2,80
3376–3384	C _{1v}	Пісковик	1,7	<0,01	5,8	2,51	2,66
3376–3384	C _{1v}	–"–	0,8	< 0,01	6,4	2,52	2,69
3376–3384	C _{1v}	–"–	0,8	< 0,01	3,7	2,64	2,74
3376–3384	C _{1v}	–"–	0,4	Зруйнована	6,7	2,50	2,68
3376–3384	C _{1v}	–"–	2,9	0,08	4,0	2,54	2,64
3376–3384	C _{1v}	–"–	0,4	< 0,01	2,3	2,66	2,72
3376–3384	C _{1v}	–"–	0,4	12,68	6,0	2,53	2,69
3376–3384	C _{1v}	–"–	0,4	< 0,01	5,1	2,55	2,69
3376–3384	C _{1v}	–"–	0,4	< 0,01	5,1	2,55	2,69
3480–3486	C _{1v}	Аргіліт	6,6	< 0,01	0,5	2,88	2,90
3480–3486	C _{1v}	Пісковик	5,8	< 0,01	0,5	2,75	2,76
3480–3486	C _{1v}	Мергель	25,8	0,21	0,9	2,73	2,75
3486–3495	C _{1v}	Аргіліт	11,6	Зруйнована	0,7	2,84	2,86
3486–3495	C _{1v}	Мергель	27,8	–"–	3,5	2,65	2,74
3486–3495	C _{1v}	Аргіліт	22,0	–"–	3,0	2,68	2,76
3493–3501	C _{1v}	–"–	7,5	< 0,01	1,0	2,76	2,79
3493–3501	C _{1v}	–"–	4,1	0,08	1,0	2,80	2,82
3529–3537	C _{1v}	Мергель	37,8	0,24	2,5	2,79	2,87
3529–3537	C _{1v}	–"–	61,9	Непроникна	0,6	2,74	2,76
3537–3544	C _{1v}	Аргіліт	24,5	Зруйнована	1,8	2,63	2,68
3545–3552	C _{1v}	Пісковик	24,5	Непроникна	0,1	2,75	2,75
3545–3552	C _{1v}	Мергель	28,7	0,26	1,0	2,60	2,62
3570–3578	C _{1v}	–"–	35,3	Зруйнована	3,0	2,56	2,64
3578–3586	C _{1v}	–"–	34,1	0,12	0,6	2,63	2,65
3586–3594	C _{1v}	Аргіліт	11,6	Непроникна	0,8	2,66	2,69
3610–3618	D _{3fm}	–"–	1,2	Зруйнована	3,0	2,61	2,69
3610–3618	D _{3fm}	Алевроліт	2,8	–"–	6,4	2,56	2,73
3610–3618	D _{3fm}	Мергель	50,6	< 0,01	2,5	2,61	2,68
3618–3626	D _{3fm}	Алевроліт	5,3	Зруйнована	5,9	2,58	2,74
3618–3626	D _{3fm}	Аргіліт	0,4	–"–	4,8	2,58	2,71
3626–3634	D _{3fm}	Мергель	32,6	–"–	0,5	2,73	2,75
3626–3634	D _{3fm}	–"–	41,5	–"–	0,7	2,73	2,75
3626–3634	D _{3fm}	Аргіліт	1,6	–"–	4,8	2,61	2,74
3650–3658	D _{3fm}	Мергель	35,8	0,20	0,5	2,71	2,72
3650–3658	D _{3fm}	Аргіліт	1,2	Зруйнована	4,2	2,59	2,70
3658–3666	D _{3fr}	Мергель	73,5	6,74	1,3	2,69	2,73
3658–3666	D _{3fr}	–"–	48,2	Зруйнована	0,6	2,74	2,76
3658–3666	D _{3fr}	–"–	31,0	–"–	2,8	2,70	2,78
3666–3674	D _{3fr}	–"–	52,3	< 0,01	0,1	2,73	2,73
3666–3674	D _{3fr}	–"–	43,3	Зруйнована	2,7	2,72	2,80
3666–3674	D _{3fr}	–"–	70,2	< 0,01	0,1	2,73	2,74
3692–3700	D _{3fr}	Алевроліт	10,2	< 0,01	0,0	2,82	2,82
3692–3700	D _{3fr}	–"–	12,2	Непроникна	0,0	2,78	2,78

Інтервал, м	Вік	Порода	СаСО ₃ , %	Проник- ність, а·10 ⁻¹⁵ м ²	Пори- стість, %	Щільність, а·10 ³ кг/м ³	
						об'ємна	Уявна мінералізація
3692–3700	D ₃ fr	Туфопісковик	2,8	0,18	3,5	3,18	3,29
3692–3700	D ₃ fr	Алевроліт	0,8	Зруйнована	5,6	2,96	3,13
3692–3700	D ₃ fr	Туфопісковик	2,0	–"	3,1	3,21	3,32
3692–3700	D ₃ fr	Алевроліт	2,0	–"	5,4	3,04	3,22
3692–3700	D ₃ fr	–"	1,6	–"	6,8	2,86	3,07
3692–3700	D ₃ fr	Туфопісковик	4,0	Непроникна	0,9	3,00	3,03
3745–3750	D ₃ fr	Хлидоліт	7,3	Зруйнована	5,5	2,57	2,72
3745–3750	D ₃ fr	Гравеліт	10,1	7,91	4,7	2,60	2,73
3745–3750	D ₃ fr	–"	10,9	Зруйнована	5,1	2,61	2,75
3745–3750	D ₃ fr	Хлидоліт	3,2	–"	5,5	2,57	2,72
3745–3750	D ₃ fr	–"	13,4	–"	4,2	2,60	2,71
3745–3750	D ₃ fr	–"	10,5	–"	4,1	2,60	2,71
3750–3754	D ₃ fr	–"	5,3	0,06	0,6	2,68	2,69
3750–3754	D ₃ fr	–"	2,8	1,61	2,5	2,66	2,73
3750–3754	D ₃ fr	–"	3,6	Зруйнована	5,0	2,59	2,73
3750–3754	D ₃ fr	Гравеліт	6,1	2,96	3,4	2,62	2,71
3788–3790	РЄ	Гранітогнейс	0,8	1,52	0,5	2,62	2,63
3798–3804	РЄ	–"	0,4	Зруйнована	0,5	2,55	2,56
3817,5–3822	РЄ	–"	1,2	Непроникна	0,3	2,69	2,70
3817,5–3822	РЄ	–"	0,4	–"	0,2	2,86	2,86
3842–3850	РЄ	–"	0,8	< 0,01	0,2	2,60	2,61

Аналіз промислово-геофізичних даних по св. Гашинівська-4. На рис. 50 представлено досліджений інт. 2500–3800 м. За результатами кількісної інтерпретації даних ГДС визначено декілька перспективних ділянок розрізу, породи яких можуть служити потенційним джерелом сланцевого газу (за умови зрілості ОР). За значеннями величини глинистості й С_{орг.} упевнено виділяються такі інтервали, в яких є підвищений вміст глинистих пластів, збагачених ОР:

- 2625–2770 м – чергування пластів і прошарків аргілітів і алевролітів, середній вміст С_{орг.} дорівнює 2,24 %;
- 2988–3185 м – розріз за літологічною характеристикою, аналогічний попередньому – чергування аргілітів та алевролітів, імовірна значна вертикальна анізотропія, викликана потенційною літогенетичною тріщинуватістю; глинистість у середньому 44 %; вміст С_{орг.} дорівнює 2,3 %;
- 3290–3365 м – нерівномірне чергування алевролітових, аргілітових пачок і пластів пісковика зі значною кількістю вуглефікованого матеріалу; вміст С_{орг.} достатньо високий, у середньому (за даними різних методів ГДС) дорівнює 2,0–2,45 %.

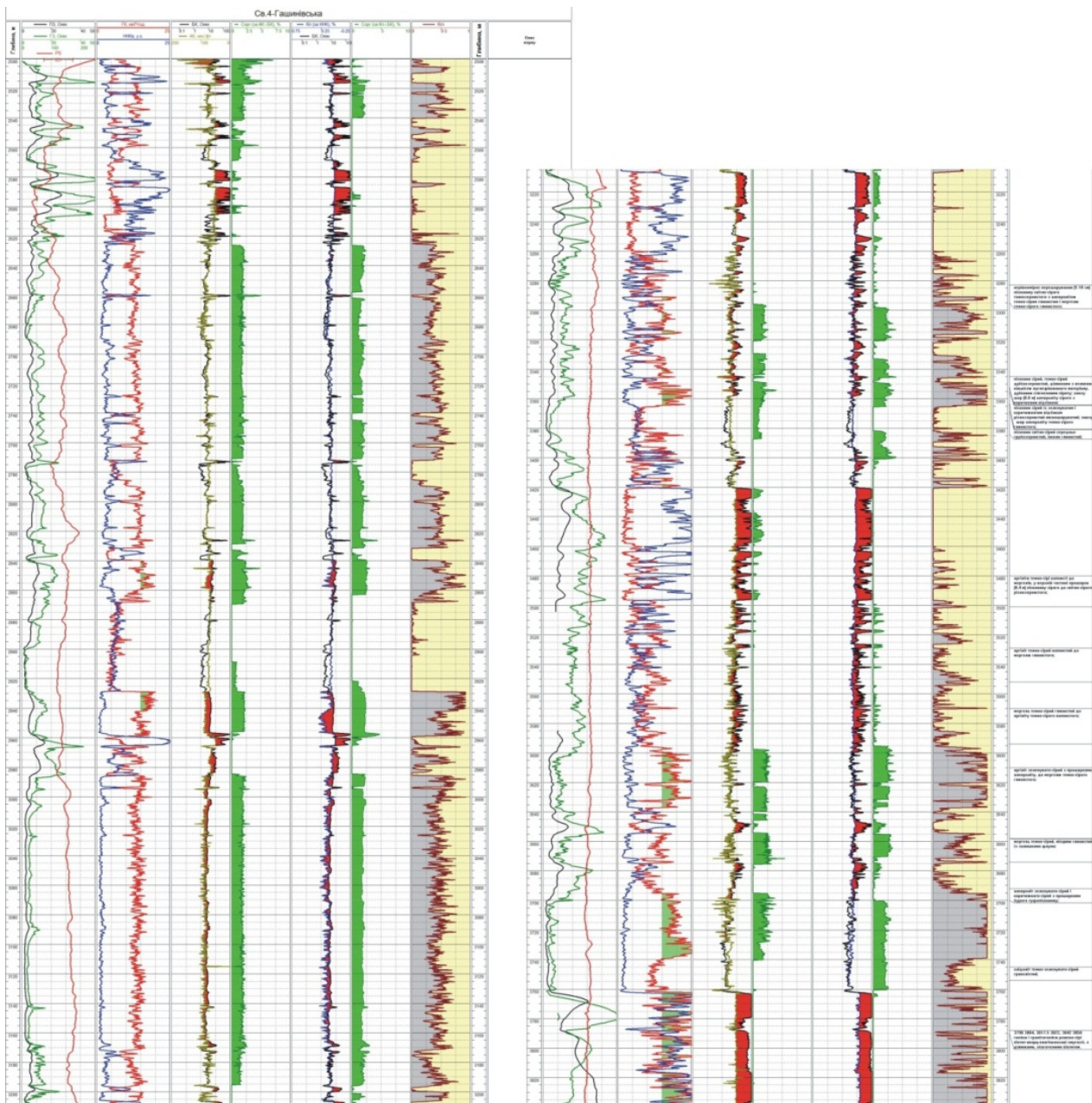


Рис. 50. Промислово-геофізична характеристика та результати кількісної інтерпретації даних ГДС у розрізі свердловини Гашинівська-4 (фрагмент)

2.2.3. Євгенівська площа

Євгенівська площа розміщується на західному продовженні Північних окраїн Донбасу в межах північного борту ДДЗ, що відповідає південно-західному крилу Воронежської антеклізи. Загалом південне крило Воронежської антеклізи є типовою платформною структурою, у геологічній будові якої беруть участь паралічні товщі серпухова – середнього карбону, та переважно морські відклади нижнього карбону. Серед останніх виявлені кременисто-карбонатні відклади середини візе (шептуховська світа), подібні до доманікоїдних утворень стильської світи південного Донбасу. У районі розміщення перспективної ділянки виявлено три родовища вуглеводнів – Євгенівське, Зайцівське і Дружелюбівське.

На Євгенівському родовищі газоносні пласти пов'язані із серпуховськими та середньокам'яновугільними горизонтами, а поклади Зайцівського і Дружелюбівського родовищ приурочені до середньокам'яновугільних відкладів.

У розрізі площі виділено три перспективні горизонти, сприятливі для формування покладів сланцевого газу (інт. по св. № 1) [163]:

- 2200–2367 м – сланці серпуховського ярусу товщиною 167 м зі значним вмістом ОР (ТОС – 3,04 %), $C_{\text{орг.}}$ – 4,87–6,08 %, задовільним ступенем термічної переробки ($R_o = 1,09–1,30$), пористістю 5,1–10,8, проникністю 0,016–11,187; вміст ОР за даними ГДС – 1,5–1,9 %, пористість – близько 8 %; водоносні горизонти відсутні;
- 2370–2515 м – сланці візейського ярусу товщиною 145 м, водоносні горизонти відсутні; вміст ОР за даними ГДС – 1,8–2,4 %, пористість – 5–7 %;
- 2676–2684 – сланці візейського ярусу товщиною понад 8 м характеризуються значним вмістом ОР (ТОС = 1,45 %), $C_{\text{орг.}}$ – 2,72–8,18 %, із задовільним рівнем термічної переробки (R_o 1,04), пористістю 4,0, проникністю 3,175.

Прогнозні ресурси площі оцінюються за категорією D_2 у 320 млрд м³.

Геологічна будова й особливості потенційної газоносності ущільнених порід Євгенівської площі вивчалися на прикладі керн св. Євгенівська-1, 6, 8.

Євгенівське родовище розміщено в межах північно-східного борту ДДЗ, практично на схилах Воронежського масиву, у Кременському районі Луганської області. Площа ділянки – 26,3 км².

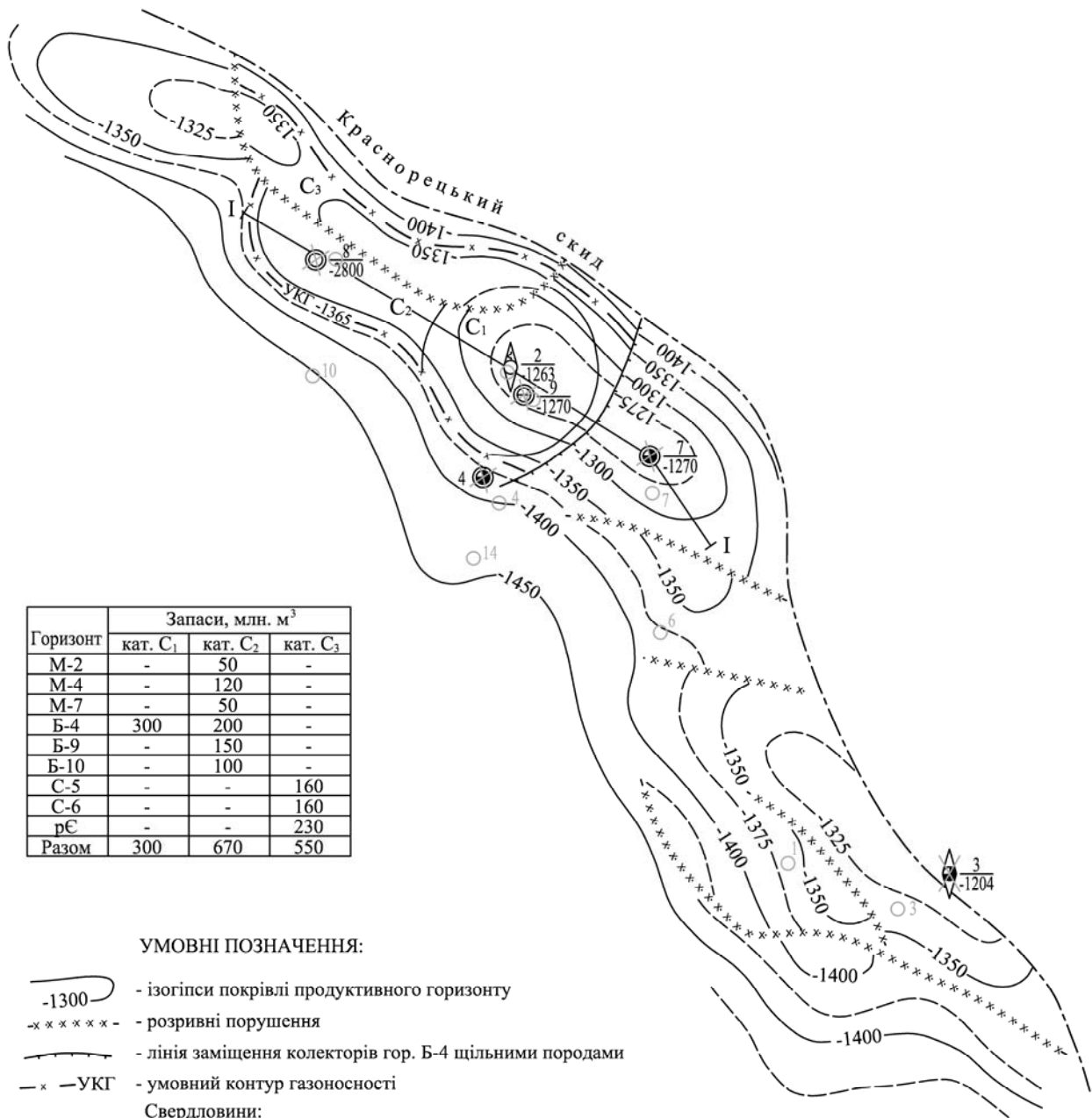
На Євгенівському газовому родовищі газоносні пласти пов'язані із серпуховськими та середньокам'яновугільними горизонтами. Поклади вуглеводнів Зайцівського і Дружелюбівського газоконденсатних родовищ приурочені до середньокам'яновугільних (башкирських і московських) пісковиків. Загалом усі зазначені родовища пов'язані з пастками антиклінального типу і традиційними високопористими піщаними колекторами. Одночасно більша частина ущільнених і глинистих порід до випробування не рекомендувалися й їхні колекторські властивості залишаються недостатньо вивченими. До таких на території ділянки можна віднести ущільнені та глинисті породи візейського віку. На відміну від серпуховсько-московських продуктивних інтервалів, складених частим перешаруванням порід різного складу, що утворилися внаслідок частих змін обстановок седиментації, візейські інтервали більш однорідні за літологічним складом і витримані за простяганням, оскільки сформувались у відносно стійких шельфових обстановках. Так, глибокі горизонти Євгенівського родовища, що віднесені до візейського ярусу в його дещо редукованому об'ємі, за даними ГДС складені ущільненими пісковиками і вапняками. Їхня пористість за цими ж даними коливається в межах $K_{\text{п}} = 5–10$ %. При випробуванні таких інтервалів отримано припливи пластової води. І лише з інтервалу В-25–26 у св. Євгенівська-3 з інт. 2648–2660 м ($K_{\text{п}} = 10–12,5$ %, $\rho_{\text{п}} = 43–275$ Ом·м) отримано приплив пластової води із плівкою нафти та слідами газу.

Особливості геологічної будови родовища показано на рис. 51–53. На родовищі газоносні пласти пов'язані із серпуховським і середньокам'яновугільними горизонтами. Результати випробування показано в табл. 41.

Таблиця 41. Результати випробувань свердловин Євгенівської площі [127]

Свердловина	Горизонт	Інтервал, м	Перфорація	Рекомендації	Порода	$K_{\text{п}}$, $K_{\text{нт}}$, $h_{\text{еф}}$, характер насиченості	Результати
2001 р.							
8	РЄ	2598–2607	ЗП-1-67-150 12 отв/м	Рекомендовано випробувати з метою визначення характеру насичення та ФЕВ	Кора вивітрювання	$K_{\text{п}} = 4 \%$. Характер насиченості невизначений	Припливу не одержано
	C _{1v} B-25	2555–2573	ПКС-80 12 отв/м	Рекомендовано випробувати на приплив газу	Вапняк	$K_{\text{п}} = 6-8 \%$. $K_{\text{нт}} = 75-84 \%$. $h_{\text{еф}} = 11,4$ м. Газонасичений	Припливу не одержано
	B-16	2530–2543	ПКС-89 10 отв/м	Рекомендовано випробувати з метою визначення характеру насичення та ФЕВ	—	$K_{\text{п}} = 4-6 \%$. Характер насиченості невизначений	Припливу не одержано
2002 р.							
8	B-16	2530–2543	ПКС-89 9 отв/м	Рекомендовано випробувати для визначення характеру насичення та ФСВ	—	$K_{\text{п}} = 4-6 \%$. Характер насиченості невизначений	Після інтенсифікації одержано приплив пластової води $Q_{\text{в}} = 0,54$ м ³ /добу
	B-14	2437–2440	ПКО-89 9 отв/м	Рекомендовано випробувати з метою визначення ФСВ та характеру насичення	Пісковик	$K_{\text{п}} = 13 \%$. Характер насиченості невизначений	Припливу не одержано
	C-8	2346–2352	ПРК-42 10 отв/м	Рекомендовано випробувати на приплив газу	—	$K_{\text{п}} = 9-10 \%$. $K_{\text{нт}} = 78-80 \%$. $H_{\text{еф}} = 4$ м. Газонасичений	Промисловий приплив газу. $Q_{\text{г}}^{2\text{мм}} = 5,6$ тис. м ³ /добу
	C-7	2308–2314	ПКО-89 12 отв/м	До випробування не рекомендовано	Пісковик	$K_{\text{п}} = 11 \%$. Водонасичений	Приплив пластової води. $Q_{\text{в}} = 350$ л/добу
	C-6	2225–2228	ПКО-89 12 отв/м	Рекомендовано випробувати для визначення кондиційності припливу	Вапняк	$K_{\text{п}} = 5 \%$. Слабогазонасичений	Приплив пластової води. $Q_{\text{в}} = 0,3$ м ³ /добу
	C-5	2130–2147	ПКО-89 12 отв/м	—	—	$K_{\text{п}} = 3-4 \%$. Слабогазонасичений	Припливу не одержано
	C-5	2091–2098	ПКО-89 12 отв/м	—	—	$K_{\text{п}} = 3-4 \%$. Слабогазонасичений	Приплив пластової води. $Q_{\text{в}} = 0,2$ м ³ /добу
	C-3	1975–1983	ПРК-42С 12 отв/м	Рекомендовано випробувати з метою визначення характеру насичення та ФСВ	Пісковик, алевроліт	$K_{\text{п}} = 12 \%$. $\rho_{\text{п}}^{\text{БКЗ}} = 17$ Ом·м. Характер насиченості невизначений	Припливу не одержано

	Б-13-14	1945–1950	ПР-42 12 отв/м	Рекомендовано випробувати з метою визначення кондиційності припливу	Вапняк	$K_{\Pi} = 5 \%$, $\rho_{\Pi} = 50$ Ом·м. Слабогазонасичений	–"
	Б-11	1764–1776	ПР-42 10 отв/м	Рекомендовано випробувати з метою визначення кондиційності припливу	Вапняк	$K_{\Pi} = 3-5 \%$, $\rho^{BK} = 30-40$ Ом·м. Слабогазонасичений	Припливу не одержано
	Б-9	1655–1664	ПР-42 10 отв/м	Рекомендовано випробувати з метою визначення кондиційності припливу	Вапняк	$K_{\Pi} = 6-7,5 \%$, $\rho^{BK} = 30-55$ Ом·м. Слабогазонасичений	Приплив пластової води. $Q_{\text{в}} = 2,5 \text{ м}^3/\text{д}$
2003 р.							
1	РЄ	2724–2900		До випробування не рекомендовано	Гнейс	$K_{\Pi} = 2-3 \%$. Щільні	Припливу не одержано
	В-25-26	2665–2724		–"	Вапняк Пісковик	$K_{\Pi} = 4-8,5 \%$. Ущільнені $K_{\Pi} = 10-12 \%$. Водонасичений	Приплив пластової води. $Q_{\text{в}} = 60 \text{ м}^3/\text{д}$
	С-6	2074–2090		–"	Вапняк	$K_{\Pi} = 6 \%$. Водонасичений	Приплив пластової води. $Q_{\text{в}} = 7,5 \text{ м}^3/\text{д}$
	С-5	1964–2000		–"	Вапняк, Пісковик	$K_{\Pi} = 5-11 \%$. Водонасичений	Приплив пластової води. $Q_{\text{в}} = 47,3 \text{ м}^3/\text{д}$
6	С-6	2228–2238	ЗП-1-6712 отв/м	–"	Вапняк	$K_{\Pi} = 7 \%$. Слабогазонасичений	Слабкий приплив газу
	С-5	2171–2177 2179–2194	ПКО-89 12 отв/м	–"	–"	$K_{\Pi} = 3 \%$. Ущільнений	Приплив пластової води. $Q_{\text{в}} = 1,5 \text{ м}^3/\text{д}$
	С-5	2117–2125	ПКО-89 12 отв/м	–"	–"	$K_{\Pi} = 3,5 \%$. Ущільнений	Приплив пластової води. $Q_{\text{в}} = 0,5 \text{ м}^3/\text{д}$
	Б-13	1946–1962	ПКО-89 12 отв/м	–"	Пісковик	$\rho_{\Pi} = 6$ Ом·м. $K_{\Pi} = 14 \%$. Водонесний	Приплив пластової води. $Q_{\text{в}} = 4 \text{ м}^3/\text{д}$
	Б-10	1760–1764	ПКО-89 12 отв/м	–"	–"	$\rho_{\Pi} = 3,8$ Ом·м. $K_{\Pi} = 12 \%$. Водонасичений	Приплив пластової води. $Q_{\text{в}} = 4,5 \text{ м}^3/\text{д}$
	Б-9	1708–1716	ПКО-89 12 отв/м	–"	–"	$\rho_{\Pi} = 5$ Ом·м. $K_{\Pi} = 9 \%$. Водонасичений	Приплив пластової води. $Q_{\text{в}} = 1,2 \text{ м}^3/\text{д}$
	Б-4	1435–1445	ПКО-89 12 отв/м	–"	–"	$\rho_{\Pi} = 5$ Ом·м. $K_{\Pi} = 12-19 \%$. $K_{\Gamma} = 50 \%$. Невизначений	Приплив пластової води. $Q_{\text{в}} = 4,2 \text{ м}^3/\text{д}$
	Б-2	1254–1262	ПКО-89 12 отв/м	–"	–"	$\rho_{\Pi} = 1,7$ Ом·м. $K_{\Pi} = 17 \%$. Водонесний	Приплив пластової води. $Q_{\text{в}} = 4,9 \text{ м}^3/\text{д}$
8	Б-9	1682–1688	ПКО-89 10 отв/м	–"	–"	$K_{\Pi} = 17 \%$. $\rho_{\Pi} = 2,5$ Ом·м. Водонасичений	Приплив пластової води. $Q_{\text{в}} = 2,5 \text{ м}^3/\text{д}$

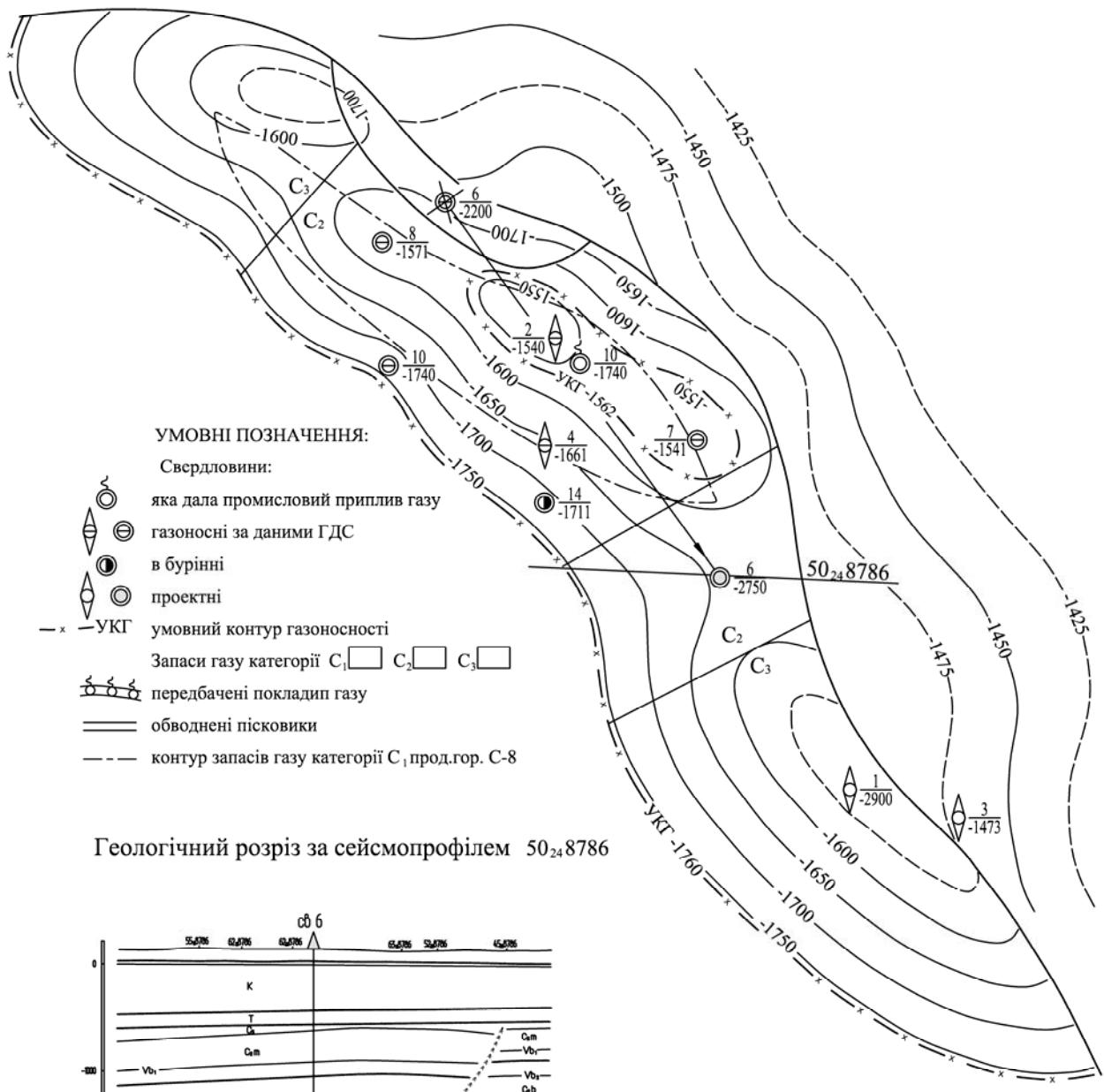


Горизонт	Запаси, млн. м ³		
	кат. С ₁	кат. С ₂	кат. С ₃
М-2	-	50	-
М-4	-	120	-
М-7	-	50	-
Б-4	300	200	-
Б-9	-	150	-
Б-10	-	100	-
С-5	-	-	160
С-6	-	-	160
рЄ	-	-	230
Разом	300	670	550

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:

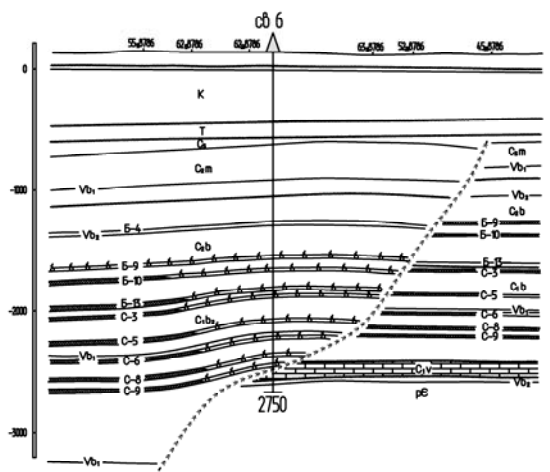
- 1300 - ізогіпси покрівлі продуктивного горизонту
 - розривні порушення
 - лінія заміщення колекторів гор. Б-4 щільними породами
 - УКГ - умовний контур газоносності
- Свердловини:
- пошукові
 - розвідувальні
 - з промисловим припливом газу
 - продуктивні за даними ГДС
 - у випробуванні
 - проектна розвідувальна
 - категорії запасів газу

Рис. 51. Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту Б-4 Євгенівської площі [127]



- УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:
- Свердловини:
 - ⊕ яка дала промисловий приплив газу
 - ⊗ газоносні за даними ГДС
 - ⊙ в бурінні
 - ⊖ проектні
 - x- УКГ умовний контур газоносності
 - Запаси газу категорії C₁ □ C₂ □ C₃ □
 - ⊕ ⊗ ⊙ передбачені поклади газу
 - ==== обводнені пісковики
 - контур запасів газу категорії C₁ прод.гор. C-8

Геологічний розріз за сейсмопрофілем 50₂₄8786



Оцінка запасів газу, млн. м³

Гори-зонти	Загальна оцінка площі			Св. №6
	кат. C ₁	кат. C ₂	кат. C ₃	
М-2	-	150	170	-
М-5	-	217	265	-
М-7	-	300	280	-
Б-4	282	337	420	-
Б-9	196	960	1235	112
Б-10	-	185	315	56
Б-13	-	240	290	88
С-3	-	630	865	238
С-5	-	366	460	127
С-6	16	250	295	55
С-8	382	245	275	122
С-9	-	140	170	37
Разом	876	4020	5040	835

Рис. 52. Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту Б-9 Євгенівської площі [127]

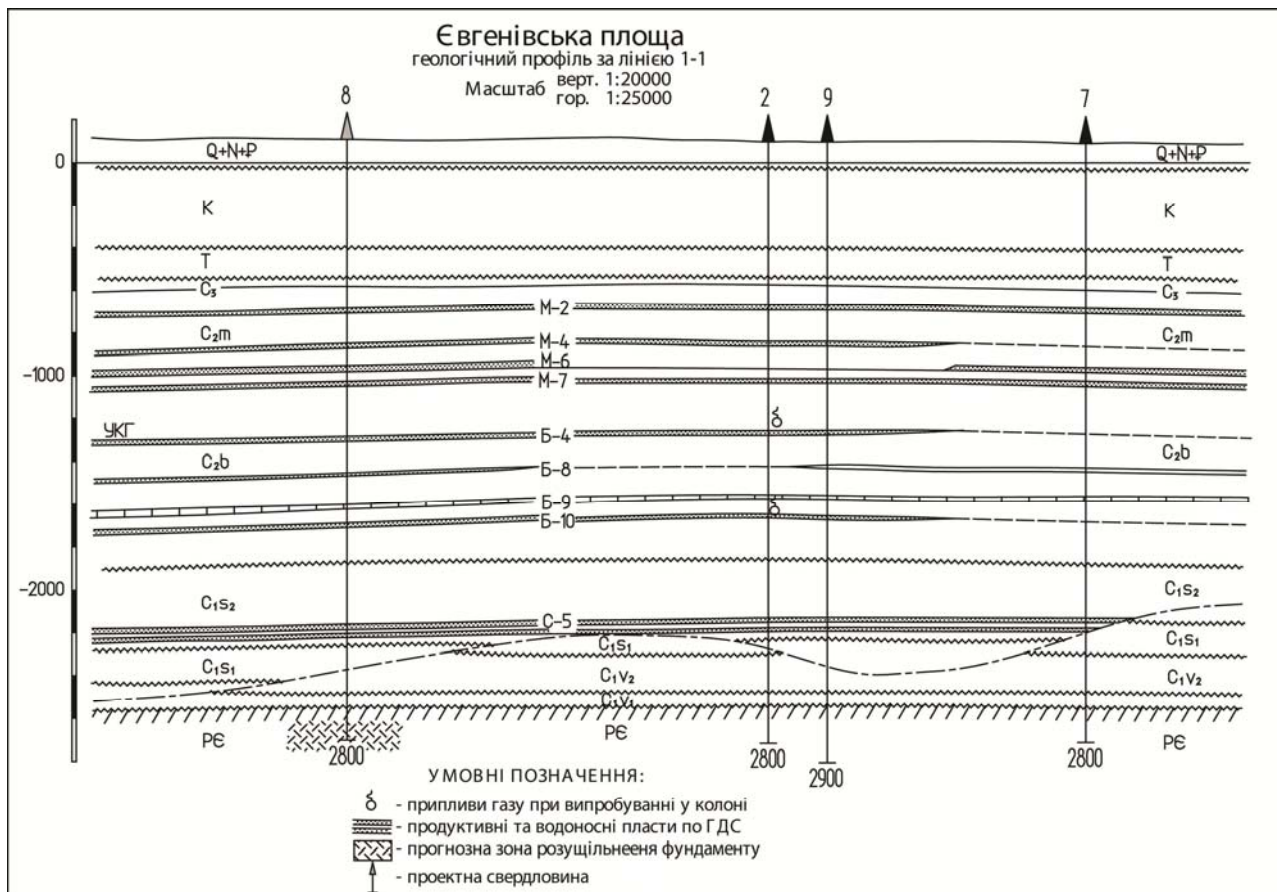


Рис. 53. Розріз Євгенівської площі [127]

Серпуховські відклади. Горизонт С-17 у св. Євгенівська-14 випробуваний в інт. 2710–2715 м, який складений пісковиками і алевролітами ($K_{\Pi} = 11\%$, $K_{\Gamma} = 56\%$, $\rho_{\Pi} = 9$ Ом·м, $K_{\Pi} = 16\%$, $\gamma = 58\%$, $h_{\text{еф}} = 1$ м). Отримано промисловий приплив газу $Q_{\Gamma}^4 = 20$ тис. м³/добу.

Горизонт С-8 випробувано у св. Євгенівська-8. З пісковиків інт. 2346–2352 м ($K_{\Pi} = 9\text{--}10\%$, $K_{\text{нГ}} = 78\text{--}80\%$, $h_{\text{еф}} = 4$ м) отримано промисловий приплив газу $Q_{\Gamma}^2 = 5,6$ тис. м³/добу.

Горизонт С-6 випробувано у св. Євгенівська-7, де з інт. 2189–2196 м одержано непромисловий приплив газу.

При випробуванні горизонту С-5 у св. Євгенівська-7 в інт. 2074–2077, 2085–2088 м отримано промисловий приплив газу $Q_{\Gamma}^3 = 10$ тис. м³/добу ($K_{\Pi} = 7\text{--}15\%$).

Башкирські відклади. У св. № 9 з об'єкта, простріляного в інт. 1650–1660 м (горизонт Б-9), отримано приплив газу з дебітом 49,3 тис. м³/добу на шайбі 6,1. Горизонт Б-9 випробувано в цій же свердловині в інт. 1650–1660 м ($K_{\Pi} = 7\text{--}9\%$, $\rho_{\text{к}}^{\text{БК}} = 40\text{--}50$ Ом·м, $\rho_{\text{к}}^{\text{ІК}} = 14\text{--}17$ Ом·м). Отримано промисловий приплив газу $Q_{\Gamma}^5 = 41$ тис. м³/добу.

При випробуванні горизонту Б-4 у св. № 2 в інт. 1355–1363 м ($\rho_{\text{к}}^{\text{БК}} = 15$ Ом·м, $\rho_{\text{к}}^{\text{ІК}} = 7,5$ Ом·м, $K_{\Pi} = 22\%$, $K_{\Gamma} = 72\%$, $h_{\text{еф}} = 4,4$ м) отримано промисловий приплив газу $Q_{\Gamma}^8 = 80,7$ тис. м³/добу.

Відклади *московського ярусу* випробувані у свердловині Євгенівська-24. З деяких інтервалів отримано промислові припливи газу (м):

- 1115–1118 (горизонт М-7) – пісковик карбонатний ($\rho_{\text{п}} = 9 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $\rho_{\text{г}} = 16 \%$, $\rho_{\text{р}} = 58 \%$, $h_{\text{эф}} = 2,6 \text{ м}$) $Q_{\text{г}}^4 = 19,6 \text{ тис. м}^3/\text{добу}$;
- 1054–1059 (горизонт М-6) – пісковик карбонатний ($\rho^{\text{ІК}} = 16 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $K_{\text{п}} = 14 \%$, $K_{\text{г}} = 68 \%$, $h_{\text{эф}} = 1,6 \text{ м}$) $Q_{\text{г}}^4 = 22,5 \text{ тис. м}^3/\text{добу}$;
- 1089–1092 (горизонт М-6) – вапняк ($\rho^{\text{ІК}} = 6 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $K_{\text{п}} = 9 \%$), приплив газу $Q_{\text{г}}^3 = 11,8 \text{ тис. м}^3/\text{добу}$.

Нами проведено вивчення керн св. Євгенівська-1, 4, 6–8, 20, Дружелюбівська-104.

Розвідувальна свердловина Євгенівська-1 пройдена в межах південно-східного склепіння Євгенівської структури. Керн св. № 1 (загальна глибина 2900 м) представлений такими породами, як:

- 920–928 (C_{2m}) – аргіліт сірий шаруватий, лінзоподібний, з вуглефікованим рослинним детритом, прошарками (2–14 см) залізистого доломіту і пісковіку світло-сірого;
- 1100–1108 (C_{2b}) – аргіліт зеленувато-сірий з прошарками алевролітів, іноді з детритом черепашок і вуглефікованими залишками рослин;
- 1231–1239 (C_{2b}) – перешарування світло-сірого, дрібнозернистого пісковіку та сірих аргілітів (2 : 1), текстура шарувата до лінзоподібної, іноді із прошарками пісковіку, збагачені дрібними (1–2 мм) конкреціями залізистого доломіту-сидериту; місцями проявлена тріщинуватість, тріщини заповнені білим кальцитом; у нижній частині шару – прошарки аргілітів темно-сірих (0,8–1 м);
- 1411–1419 (C_{2b}) – алевроліт сірий до темно-сірого – зр. 8 ЄВ;
- 1435–1443 (C_{2b}) – перешарування світло-сірих алевролітів і темно-сірих аргілітів, знизу – прошарок (1,4 м) вапняку сірувато-коричневого, масивного;
- 1775–1783 (C_{2b}) – тонке перешарування світло-сірого, тонкозернистого пісковіку і темно-сірого аргіліту (2 : 1), відмічаються дзеркала ковзання і конкреції коричневого залізистого карбонату (рис. 54);
- 2224–2232 (C_{1s}) – аргіліт темно-сірий до чорного – зр. 9 ЄВ, 10 ЄВ;
- 2232–2240 (C_{1s}) – аргіліт чорний, аналогічний інт. 2224–2232 – зр. 130 ЄВ;
- 2676–2684 (C_{1v1}) – аргіліт чорний, вуглистый – зр. 11 ЄВ, 129 ЄВ;
- 2725–2733; 2892–2900 (РЄ) – гранітогнейси сірі, рожеві, крупнокристалічні, масивні та смугасті.

Колекторські властивості порід св. Євгенівська-1 наведено в табл. 42.

У шліфах описано такі різновиди порід:

- вапняк доломітизований (129 ЄВ) з гранобластовою, дрібно-середньозернистою структурою (0,15–0,5 мм), органогенно-детритовою масивною текстурою, із слідами шаруватості, складений дрібнозернистим доломітом з уламками форамініфер і остракод;
- мергель (130 ЄВ) з пелітовою структурою (0,005–0,01 мм), шаруватою текстурою, складений тонким змішаним карбонатно-глинистим матеріалом з окремими уламками каолініту; спостерігається рослинний детрит (0,1 %), мікротріщинуватість і пористість уздовж шаруватості.

В аншліфах визначено такі породи:

- мергель (129 ЄВ) і алевритистий мергель (130 ЄВ) з органогенно-детритовою структурою, нечіткошаруватою текстурою, тип мацерал – колодетриніт (рис. 55), присутній численний глобулярний пірит (1–3 %), зрідка **рутил**;

Результати досліджень відібраних проб (термічний і хімічний аналізи, вивчення відбивної здатності вітриніту) наведено в табл. 43–46.



Рис. 54. Тонке перешарування чорних аргілітів і пісковиків (св. Євгенівська-1, інт. 1775–1783 м)



Рис. 55. Колодетриніт асоціює з глобулярним піритом. Аншліф 129 ЄВ

Таблиця 42. Колекторські властивості порід свердловини Євгенівська-1 [157]

Інтервал, м	Вік	Порода	CaCO ₃ , %	Проникність, а·10 ⁻¹⁵ м ²	Пористість, %	Щільність, а·10 ³ кг/м ³	
						об'ємна	уявна мінералізація
920–928	C ₂ m/C ₂ ⁶	Аргіліт	1,7	Зруйнована	17,4	2,20	2,67
920–928	C ₂ m/C ₂ ⁶	–"–	1,3	–"–	17,4	2,22	2,68
920–928	C ₂ m/C ₂ ⁶	Пісковик	10,5	0,29	13,2	2,35	2,71
1100–1108	C ₂ b	Аргіліт	2,5	Зруйнована	15,2	2,34	2,76
1100–1108	C ₂ b	Доломіт	64,0	0,02	9,9	2,55	2,83
1100–1108	C ₂ b	Аргіліт	4,2	Зруйнована	6,2	2,33	2,49
1100–1108	C ₂ b	Алевроліт	2,5	–"–	18,3	2,19	2,68
1231–1239	C ₂ b/Б-3	Пісковик	7,5	0,28	16,0	2,26	2,69
1231–1239	C ₂ b/Б-3	Аргіліт	2,5	0,13	14,5	2,28	2,66
1231–1239	C ₂ b/Б-3	Пісковик	13,7	0,78	15,8	2,25	2,68
1231–1239	C ₂ b/Б-3	–"–	3,3	1,13	15,0	2,29	2,69
1231–1239	C ₂ b/Б-3	–"–	16,6	0,11	10,7	2,40	2,69
1231–1239	C ₂ b/Б-3	–"–	17,0	0,47	12,1	2,49	2,83
1231–1239	C ₂ b/Б-3	–"–	12,8	0,50	15,2	2,31	2,72
1231–1239	C ₂ b/Б-3	–"–	17,8	0,59	15,3	2,36	2,78
1231–1239	C ₂ b/Б-3	–"–	17,4	0,66	14,8	2,28	2,67
1231–1239	C ₂ b/Б-3	Аргіліт	1,7	Зруйнована	18,5	2,01	2,46
1231–1239	C ₂ b/Б-3	Пісковик	15,2	0,42	14,3	2,33	2,72
1231–1239	C ₂ b/Б-3	Вапняк	76,1	< 0,01	3,9	2,60	2,71
1435–1443	C ₂ b/Б-4	Алевроліт	2,5	0,09	12,0	2,31	2,62
1435–1443	C ₂ b/Б-4	Алевроліт, аргіліт	3,0	Зруйнована	6,5	2,53	2,71
1435–1443	C ₂ b/Б-4	Вапняк	91,9	< 0,01	5,3	2,54	2,68
1435–1443	C ₂ b/Б-4	–"–	91,9	Зруйнована	3,7	2,58	2,68
1775–1783	C ₂ b	Пісковик, аргіліт	4,2	–"–	6,4	2,54	2,72
	C ₂ b	Пісковик	6,3	< 0,01	6,1	2,60	2,77
	C ₂ b	–"–	14,4	0,08	5,4	2,60	2,75
	C ₂ b	–"–	13,9	0,81	6,3	2,58	2,76
2224–2232	C ₁ s ₂	Аргіліт	4,6	Зруйнована	7,5	2,48	2,68
2224–2232	C ₁ s ₂	Мергель	30,6	–"–	5,6	2,52	2,67
2232–2240	C ₁ s ₁	Аргіліт	3,7	–"–	6,6	2,50	2,67
2232–2240	C ₁ s ₁	–"–	3,7	–"–	9,4	2,41	2,66
2676–2684	C ₁ v ₁	Мергель	60,9	–"–	2,4	2,72	2,79
2725–2733	РЄ	Гранітогнейс	2,5	< 0,01	0,2	2,73	2,73
	РЄ	–"–	2,1	0,40	0,3	2,63	2,64
2895–2900	РЄ	–"–	1,3	< 0,01	0,2	2,88	2,88
	РЄ	–"–	1,3	< 0,01	0,2	2,76	2,76

Таблиця 43. Результати термічного аналізу проб

№ проби	Інтервал, м	< 120 °С	120–300 °С	300–390 °С	390–550 °С	ТОС
8 ЄВ	1411–1419	1,47070	2,18903	0,20342	2,02603	4,41848
9 ЄВ	2224–2232	0,99403	0,28366	0,20705	3,93349	4,42420
10 ЄВ	2224–2232	0,15130	0,30083	0,18440	2,55442	3,03965
130 ЄВ	2232–2240	0,91882	0,32140	0,21831	3,37918	3,91889
129 ЄВ	2676–2684	0,79308	0,29220	0,17232	2,38840	2,85292
11 ЄВ	2676–2684	0,92109	0,17875	0,06343	1,21087	1,45305

Таблиця 44. Результати визначення масових часток елементів у пробах із свердловини Євгенівська-1

№ проби	Інтервал, м	Ярус	Порода	С _{орг.} , %	H ₂ O ⁻ , %	U·10 ⁻⁴ %	CO ₂ карб., %
8 ЄВ	1411–1419	C _{2b}	Алевроліт	3,14	0,51	н/в	7,48
130 ЄВ	2232–2240	C _{1s}	Сланець	4,43	1,63	3,8	3,52
129 ЄВ	2676–2684	C _{1v1}	—	6,91	1,70	4,6	6,05

Таблиця 45. Результати хімічного аналізу проб

№ проби	SiO ₂	Al ₂ O ₃	FeO	Fe ₂ O ₃	TiO ₂	MnO	P ₂ O ₅	CaO	MgO
8 ЄВ	56,42	13,65	3,52	1,47	0,78	0,08	0,11	5,80	2,30

Продовження табл. 45

№ проби	K ₂ O	Na ₂ O	SO ₃ сул.	S _{нір}	ВМП	Сума	CO ₂ карб.	H ₂ O ⁻	С _{орг.}
8 ЄВ	2,13	1,53	<0,1	0,50	11,52	99,62	7,48	0,51	3,14

Таблиця 46. Результати замірів відбивної здатності вітриніту

№ проби	Інтервал, м	Заміри	Кількість	Середнє
8 ЄВ	1411–1419	0,55; 0,60; 0,63; 0,64; 0,68; 0,69; 0,70; 0,71; 0,72; 0,72; 0,78; 0,84; 0,92; 0,95; 1,19; 1,22; 1,28; 1,30; 1,40; 1,45	20	0,85
9 ЄВ	2224–2232	1,20; 1,29; 1,38; 1,39; 1,42; 1,42; 1,45; 1,47; 1,58; 1,78; 1,98	11	1,49
10 ЄВ	2224–2232	0,68; 0,70; 0,74; 0,75; 0,75; 0,76; 0,76; 0,76; 0,77; 0,78; 0,78; 0,79; 0,79; 0,81; 0,81; 0,82; 0,86; 0,88; 0,90; 0,92; 0,99; 1,00; 1,01; 2,05; 2,12	25	0,92
130 ЄВ	2232–2240	0,68; 0,72; 0,75; 0,82; 0,84; 0,86; 0,92; 0,95; 0,95; 0,96; 0,98; 1,02; 1,05; 1,08; 1,15; 1,21; 1,31; 1,50; 1,60		
129 ЄВ	2676–2684	0,60; 0,65; 0,66; 0,69; 0,72; 0,72; 0,74; 0,75; 0,76; 0,80; 0,82; 0,84; 0,84; 0,92; 1,24; 1,25; 1,32		
11 ЄВ	2676–2684	0,89; 0,95; 0,95; 0,96; 0,99; 1,02; 1,04; 1,04; 1,05; 1,08; 1,10; 1,15; 1,15; 1,20	14	1,04

Результати промислово-геофізичних досліджень. Св. Євгенівська-1 пробурена з метою пошуків вуглеводнів у відкладах нижнього та середнього карбону і в породах кристалічного фундаменту. В інтервалах досліджень (рис. 56–59) наводяться геолого-геофізичні характеристики розрізу свердловини та результатів інтерпретації даних ГДС у перспективних у газонафтоносному відношенні відкладах башкирського, серпуховського, візейського ярусів і протерозою. Відклади протерозою у св. Євгенівська-1 розкриті на глибинах з 2722,6 до 2900,0 м (вибій) як породи кристалічного фундаменту. Породи фундаменту щільні. Зони розушільнення не виділяються.

За даними описів та аналізів ядерного матеріалу, результатів ГДС встановлено, що породи осадової частини розрізу представлені переважно теригенними (аргіліти, алевроліти, пісковики), а також карбонатними (вапняки, доломіти, мергелі) породами. Породи по-різному ушільнені, в основному значення пористості в межах 2–15 %, причому наведені значення є характерними як для піщано-алевритових порід, так і для аргілітів.

За результатами статистичного аналізу даних про ємнісні властивості гірських порід різних літотипів на прикладі св. Євгенівська-1 встановлено такі закономірності (табл. 47). Пористість аргілітів і піщано-алевритових порід відрізняється за середніми значеннями у відкладах візейського, серпуховського і баш-

кирського ярусів (4,1, 8,4, 10,0 % відповідно). Вміст органічної речовини $K_{\text{орг}}$ максимальний в глинистих породах башкирського і серпуховського ярусів (у середньому 1,5 і 1,7 % відповідно), дещо менше в аргілітах візе (1,0 %). Закономірно зменшується вміст $K_{\text{орг}}$ у піщано-алевритових породах (0,8 і 0,7 % відповідно), значно менше – в уламкових породах башкирського ярусу (менше 0,04 %). Загалом слід зазначити, що середні значення вмісту ОР по окремих стратиграфічних підрозділах або навіть пластах певних літотипів відображають лише загальну просторову картину розподілу $K_{\text{орг}}$ по розрізі. Для окремих пластів глинистих і піщано-глинистих порід вміст цієї речовини суттєво різниться за значеннями – від 0 до 3,4 % (башкирський ярус) або від 0 до 5,9 % (серпуховський ярус).

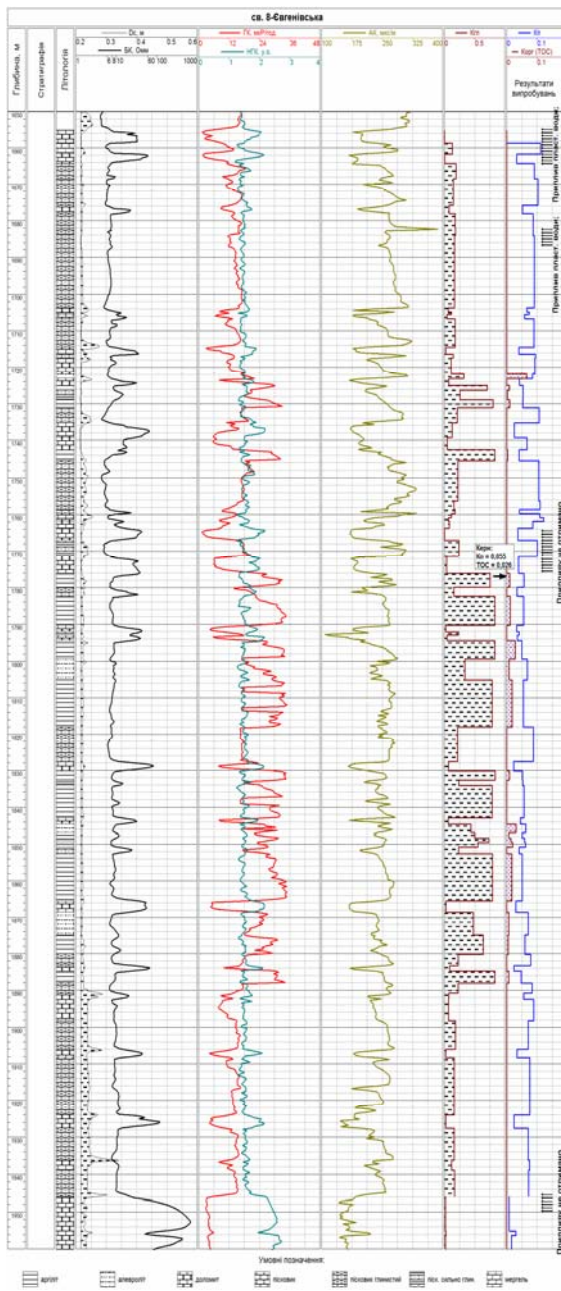


Рис. 56. Промислово-геофізична характеристика, результати кількісної інтерпретації даних ГДС у розрізі свердловини Євгенівська-8 (інт. 1650–1960 м)

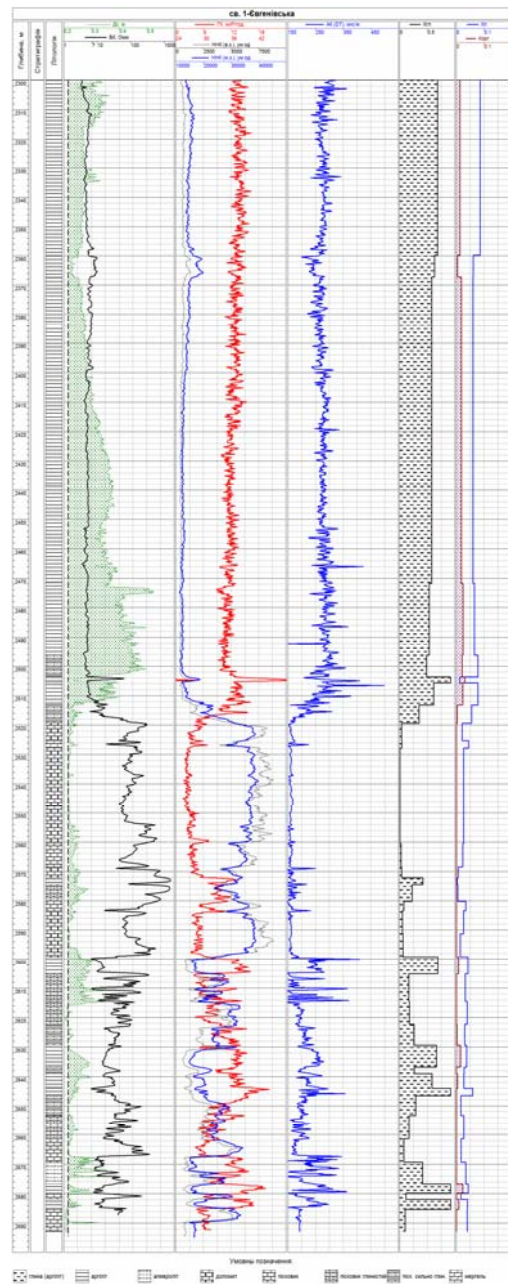


Рис. 57. Промислово-геофізична характеристика, результати кількісної інтерпретації даних ГДС у розрізі свердловини Євгенівська-1 (інт. 2300–2650 м)

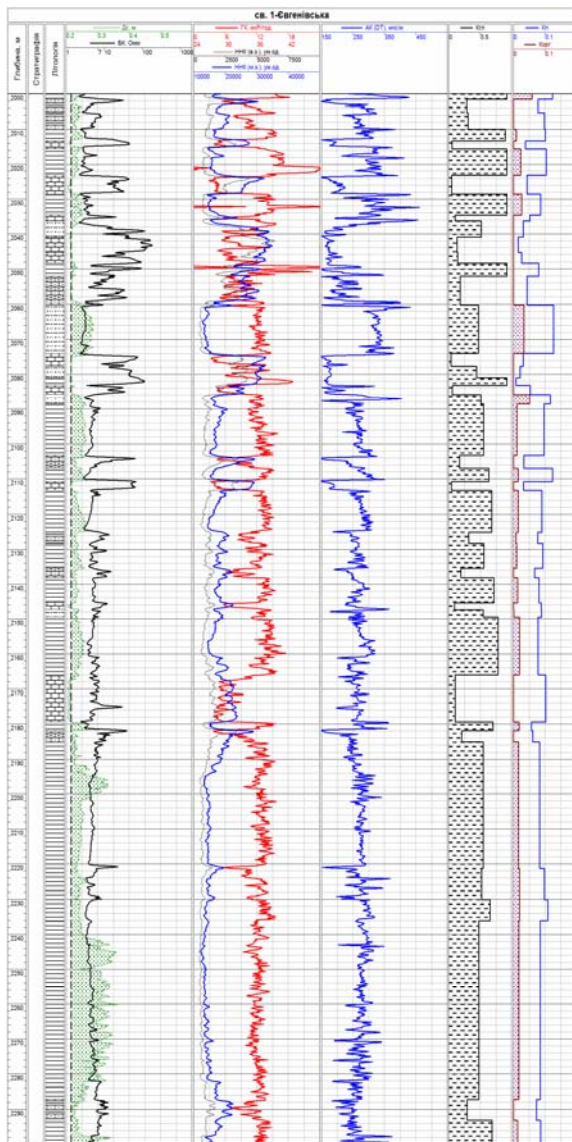


Рис. 58. Промислово-геофізична характеристика, результати кількісної інтерпретації даних ГДС у розрізі свердловини Євгенівська-1 (інт. 2000–2300 м)

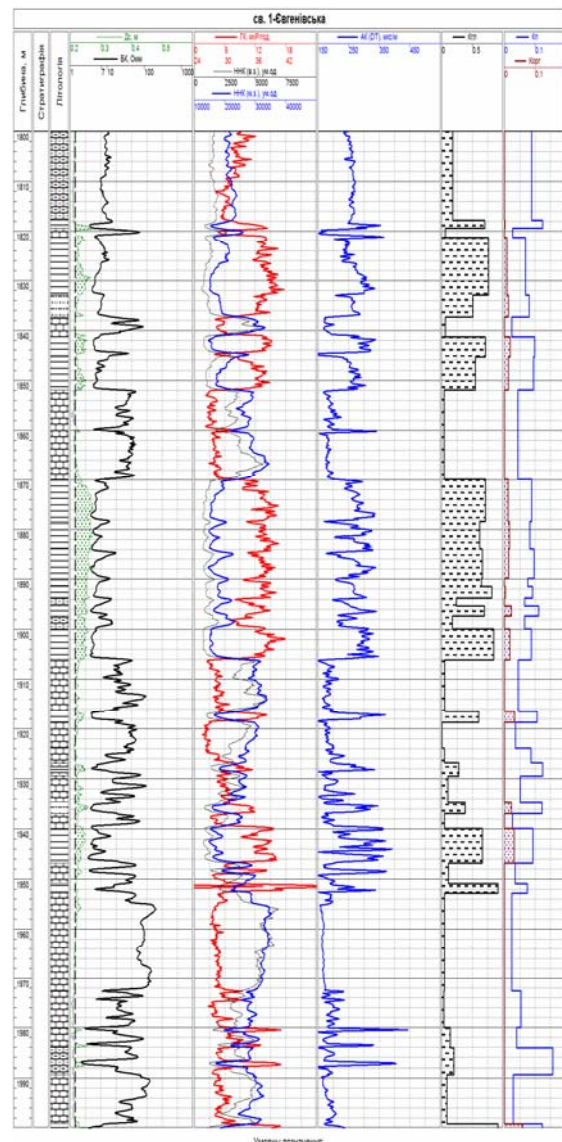


Рис. 59. Промислово-геофізична характеристика, результати кількісної інтерпретації даних ГДС у розрізі свердловини Євгенівська-1 (інт. 1650–2000 м)

Таблиця 47. Середні значення глинистості, пористості та вмісту органічної речовини в теригенних породах розрізу свердловини Євгенівська-1

Ярус	Породи	$\Sigma h, \text{ м}$	$K_{\text{гл.}}$	$K_{\text{п.}}$	$K_{\text{орг.}}$
Башкирський	Аргіліти	147,6	0,71	0,1	0,015
	Алевроліти, пісковики	67,0	0,38	0,103	0,008
	Щільні пісковики	36,5	0,06	0,04	0
Серпуховський	Аргіліти	438,3	0,71	0,084	0,017
	Алевроліти, пісковики	89,7	0,33	0,079	0,007
	Щільні пісковики	113,0	0,07	0,045	0
Візейський	Аргіліти	27,2	0,78	0,041	0,01
	Алевроліти, пісковики	48,7	0,25	0,029	0,004
	Щільні пісковики	17,6	0,096	0,024	0

Результати лабораторних досліджень також свідчать про високий вміст органічної речовини і в породах візейського ярусу. Таким чином, можна стверджувати, що в піщано-глинистих породах розрізу є всі ємнісні передумови для збереження або накопичення сланцевого газу. Контролюючим фактором, який дозволяє оцінювати перспективи наявності природного газу в теригенних відкладах розрізу, має бути наявність газопроявів під час буріння, а також позитивні результати випробувань проникних пластів-колекторів.

Ураховуючи результати випробувань пластів, лабораторних аналізів керна нового матеріалу, інтерпретації даних ГДС по св. Євгенівська-1 та після порівняння її геологічного розрізу з іншими свердловинами родовища, виділено такі інтервали, перспективні щодо скупчень сланцевого газу:

- 2200–2367 м (гор. С-9, С-17, С-19-20 серпуховського ярусу) – товща загальною товщиною 167 м представлена переважно глинистими породами з підпорядкованими пластами ущільнених алевролітів; її можлива газонасиченість обґрунтовується позитивними результатами випробування пласта пісковика у св. Євгенівська-14 (інт. 2710–2715 м, $K_{\text{п}} = 10 \%$, $K_{\text{нт}} = 56 \%$, $Q_{\text{г}} = 20$ тис. м³/добу) (рис. 60); розрізи св. Євгенівська-1 і 14 в цьому інтервалі добре корелюються; результати випробувань пластів цієї товщі у св. Євгенівська-1 та висновки за даними ГДС (див. нижче) свідчать про відсутність водоносних горизонтів; вміст ОР, визначений за даними ГДС з використанням методики Carbolog, коливається в середньому від 1,5 до 1,9 %, пористість – у середньому 8 %.
- 2370–2515 м (гор. В-14-15 візейського ярусу) – загальною товщиною 145 м, складений в основному глинистими породами, меншою мірою – алевролітами і пісковиками; результати інтерпретації каротажних матеріалів свідчать про відсутність водоносних пластів у цьому інтервалі; вміст органічної речовини за даними ГДС тут становить у середньому 1,8–2,4 %, пористість пластів – 5–7 %.

За результатами інтерпретації даних ГДС у розрізі св. Євгенівська-1 в горизонті С-7 виділяються такі інтервали:

- 2124,8–2127,6 м – алевроліт водонасичений ($K_{\text{п}} = 9 \%$, $\rho_{\text{к}}^{\text{БК}} = 4\text{--}9$ Ом·м, $\rho_{\text{к}}^{\text{ІК}} = 2,2\text{--}3$ Ом·м);
- 2129,4–2130,8 м – алевроліт ($\rho_{\text{к}}^{\text{БК}} = 7\text{--}12$ Ом·м, $\rho_{\text{к}}^{\text{ІК}} = 4,5$ Ом·м);
- 2135,6–2138,0 м – пісковик глинистий, алевроліт ($K_{\text{п}} = 8\text{--}9 \%$, $\rho_{\text{к}}^{\text{БК}} = 12\text{--}15$ Ом·м, $\rho_{\text{к}}^{\text{ІК}} = 4\text{--}5$ Ом·м);
- 2145,2–2147,0 м – пісковик водонасичений ($K_{\text{п}} = 9 \%$, $\rho_{\text{к}}^{\text{БК}} = 9\text{--}12$ Ом·м, $\rho_{\text{к}}^{\text{ІК}} = 3,5$ Ом·м);
- 2167,4–2179,0 м – пісковики водоносні ($K_{\text{п}} = 18\text{--}19 \%$, $\rho_{\text{к}}^{\text{БК}} = 4\text{--}7$ Ом·м, $\rho_{\text{к}}^{\text{ІК}} = 1,3\text{--}1,6$ Ом·м).

При випробуванні горизонту С-7 у св. Євгенівська-3 в інт. 2147–2159 м ($K_{\text{п}} = 9\text{--}20 \%$, $\rho_{\text{к}}^{\text{БК}} = 8\text{--}35$ Ом·м, $\rho_{\text{к}}^{\text{ІК}} = 1,0\text{--}3,6$ Ом·м) отримано приплив пластової води; у св. Євгенівська-9 в інт. 2325–2331 м ($K_{\text{п}} = 12 \%$, $\rho_{\text{к}}^{\text{БК}} = 14$ Ом·м, $\rho_{\text{к}}^{\text{ІК}} = 6$ Ом·м) – приплив пластової води; у св. Євгенівська-2 в інт. 2214–2250 м ($K_{\text{п}} = 6,7\text{--}11,0 \%$, $\rho_{\text{к}}^{\text{БК}} = 40\text{--}200$ Ом·м, $\rho_{\text{к}}^{\text{ІК}} = 9\text{--}15$ Ом·м) – приплив води; у св. Євгенівська-10 в інт. 2548–2554 м ($K_{\text{п}} = 13 \%$, $\rho_{\text{к}}^{\text{БК}} = 8,5\text{--}19,0$ Ом·м, $\rho_{\text{к}}^{\text{ІК}} = 4,8$ Ом·м) припливу не одержано.

Інші горизонти представлені:

- С-8 – 2181,4–2182,4 м – вапняки щільні;
- С-9 – 2220,4–2221,2 м – алевроліти щільні;
- С-17 – 2287,6–2292,0 м – алевроліти щільні;
- С-19-20 – 2360–2367 м – алевроліти щільні;
- В-14-15 – 2511,6–2515,4 м – глинисто-карбонатні пісковики та алевроліти щільні;
- В-16 – 2516,4–2526,4 м – вапняки в покрівлі глинисті, ущільнені ($K_{п} = 1-4 \%$, $\rho_{к}^{БК} = 60-300 \text{ Ом}\cdot\text{м}$), можливо слабоводонасичені.

Крім цього, перспективною може бути товща аргілітів чорних вуглистих, збагачених детритом морської фауни, що розкрита св. Євгенівська-1 на глибині 2676–2684 м. Морське походження аргіліту, підвищені значення вмісту ОР (ТОС 1,45 %, $C_{орг.}$ 2,72 %), достатній ступінь термічної переробки (R_o 1,04), значення пористості 4,0 %, проникність $3,175 \text{ м}^2$ – усі ці ознаки роблять його привабливим для пошуків сланцевого газу. Досліджений інтервал за промислово-геофізичними даними відповідає ПГ В-25–26. Глибина залягання аргілітів поступово зменшується в північно-східному напрямку. Їхня сумарна товщина за промислово-геофізичними даними становить 80 м.

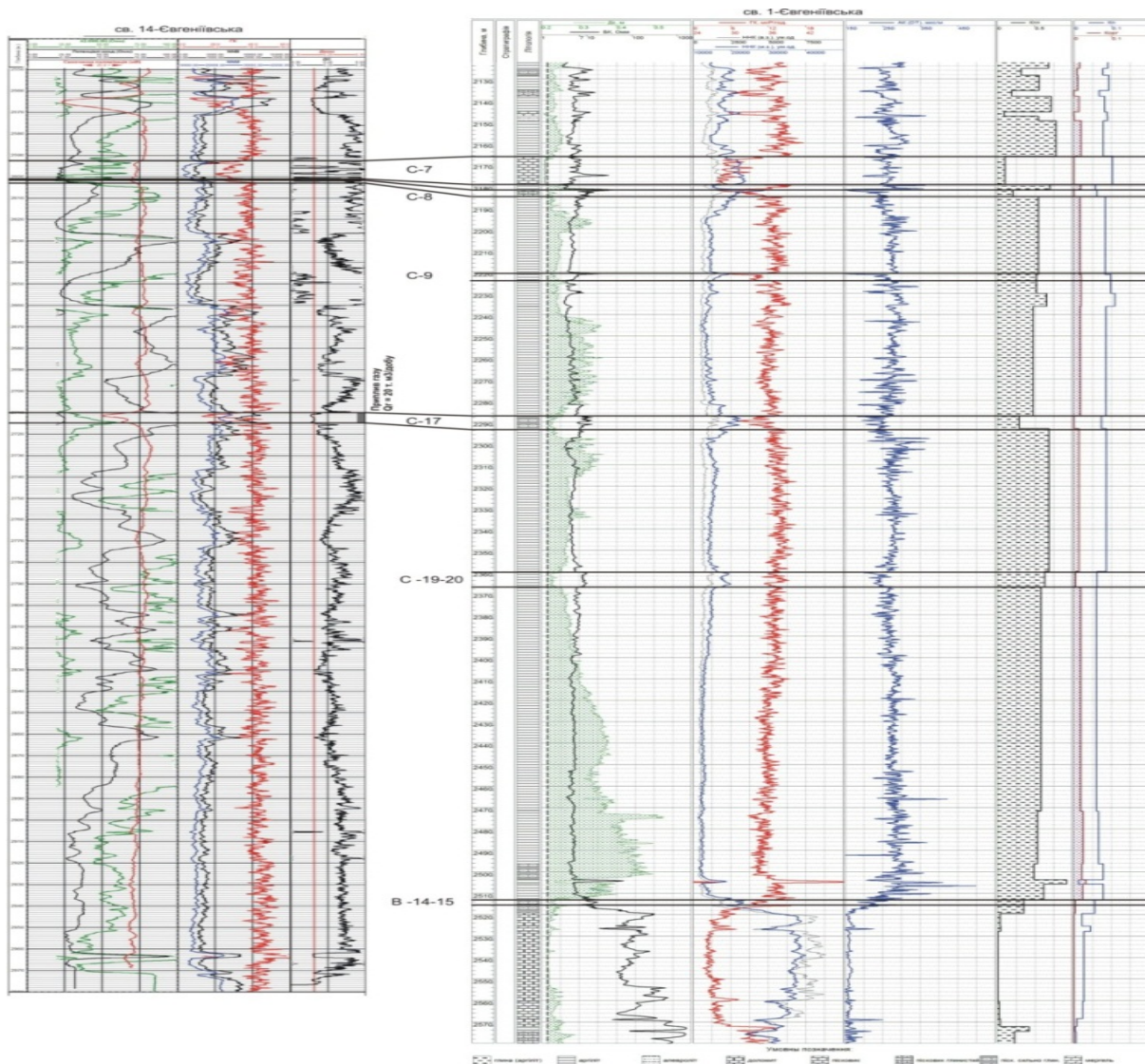


Рис. 60. Схема кореляції перспективних відкладів візейського та серпуховського ярусів карбону в розрізах свердловини Євгенівська-1, 14

Таким чином, ураховуючи відносно високий вміст ОР і достатній ступінь термічної переробки порід у чорносланцевих товщах вивчених розрізів свердловин, за результатами інтерпретації матеріалів ГДС можна рекомендувати (незважаючи на обводненість значної частини розрізу) для подальшого вивчення як сприятливі для формування покладів сланцевого газу інтервали (по св. № 1):

- 2200–2367 м – сланці серпуховського ярусу товщиною 167 м (зр. 9 ЄВ, 10 ЄВ, 13 ЄВ, 17 ЄВ) характеризуються значним вмістом ОР (ТОС – 3,04 %, $C_{орг.}$ – 4,87–6,08), задовільним ступенем термічної переробки (R_o 1,09–1,30), пористістю 5,1–10,8, проникністю 0,016–11,187; вміст ОР за даними ГДС 1,5–1,9 %, пористість близько 8 %; водоносні горизонти відсутні;
- 2370–2515 м – сланці візейського ярусу товщиною 145 м, водоносні горизонти відсутні; вміст ОР за даними ГДС 1,8–2,4 %, пористість 5–7 %;
- 2676–2684 – сланці візейського ярусу товщиною понад 8 м (зр. 11 ЄВ, 14 ЄВ) характеризуються значним вмістом ОР (ТОС 1,45, $C_{орг.}$ 2,72–8,18), задовільним рівнем термічної переробки (R_o 1,04), пористістю 4,0, проникністю 3,175.

Була проведена переінтерпретація ГДС св. Євгенівська-1 за методикою К. Пассі (рис. 61). За результатами зіставлення розрізів приблизно на одному гіпсометричному рівні у св. Євгенівська-14 з горизонту С-17 (2710–2715 м) отримано приплив газу 20 тис. м³/добу. Цей приплив газу відповідає пласту пісковика в розрізі св. Євгенівська-1 в інт. 2287,5–2293,0 м. Тобто товща порід у наведеній частині розрізу може розглядатися як потенційно газонасичена. Аналіз отриманої інформації за методикою К. Пассі свідчить, що більша частина досліджуваного розрізу (1410–2690 м) має відносно невисокі значення $C_{орг.}$. Загалом картина відносно перспектив наявності сланцевого газу виглядає так:

- 1410–1488 м – перешарування аргілітів та алевролітів; відкрита пористість – від 0 до 0,06; $C_{орг.}$ – від 0 до 2,8 %;
- 1546–1798 м – глинисто-алевритова товща із включенням поодиноких пластів пісковиків; $K_{п.}$ – від 0 до 16 %, у середньому 6–8 %; підвищені значення пористості спостерігаються у пісковиків; дуже неоднорідно розподілені значення $C_{орг.}$ по розрізу; різко диференційована крива параметра – від 0 до 4,5 %, у середньому 2,0–2,1 %;
- 2000–2165 м – аргіліто-алевролітова товща, суттєво неоднорідна за літологічним складом по вертикалі; пористість тут не перевищує 5–6 %, інколи менше; вміст $C_{орг.}$ незначний – 1,3 %, перспективи невисокі;
- 2180–2515 м – переважно глиниста товща (аргіліти), пористість 5–6 %; за даними ГДС $C_{орг.}$ становить 0–1,3 %, максимум 4,3 %; загалом вміст органічного вуглецю низький, відповідно перспективи відносно сланцевого газу невисокі;
- 2600–2690 м – неоднорідний розріз – піщано-алевролітові різновиди та аргіліти; розвинута літогенетична тріщинуватість, пористість не перевищує 5 %, вміст $C_{орг.}$ за даними кількісної інтерпретації даних ГДС високий, до 4,5 %, у середньому 2,3–3,2 %. Цей інтервал можна вважати найбільш перспективним відносно наявності сланцевого газу.

Таким чином, св. Євгенівська-1 розкрила перспективні інтервали:

- 2200–2367 (C_{1s}) – товща аргілітів, $C_{орг.}$ – 4,43 %, ТОС – 3,04–4,42, R_o – 0,92–1,49;
- 2370–2515 (C_{1v}) – товща аргілітів, характеристики порід не визначено;
- 2600–2690 (C_{1v}) – чорні сланці, $C_{орг.}$ – 6,91 %, ТОС – 1,45–2,85, R_o – 1,02–1,04.

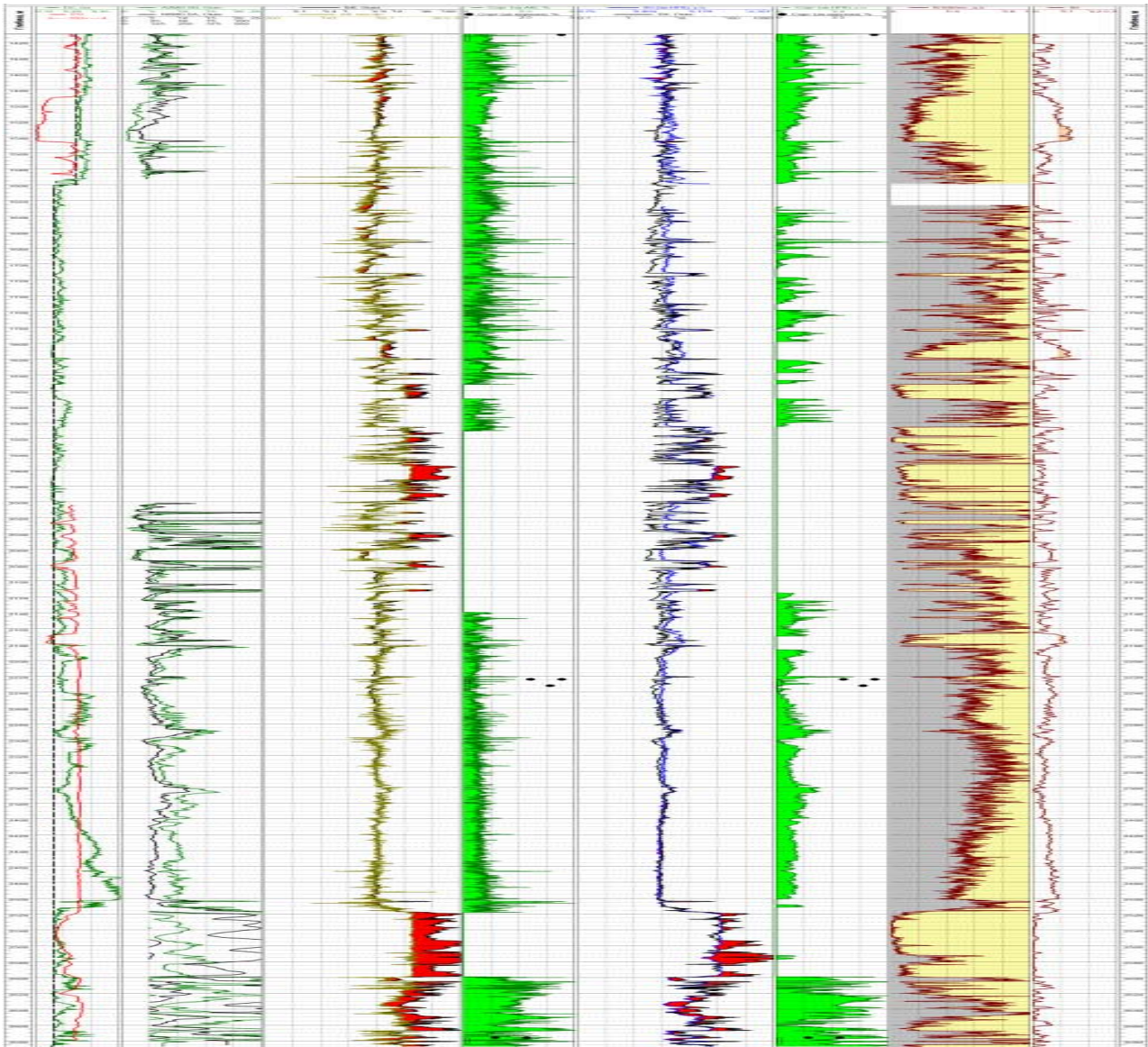


Рис. 61. Промислово-геофізична характеристика та результати кількісної інтерпретації даних ГДС у розрізі свердловини Євгенівська-1 (фрагмент)

Пошукова свердловина Євгенівська-2 пробурена на Євгенівському родовищі з метою пошуків покладів вуглеводнів у відкладах карбону та в породах кристалічного фундаменту. Її характеристика надається за фондовими матеріалами [142]. У свердловині була запланована проходка з відбором керн в обсязі 225 м, фактична проходка становила 75 м, виніс керн – 41,9 м (55,9 %). Керном охарактеризовані відклади башкирського ярусу середнього карбону (інт. 1200–1898 м) і серпуховського ярусу нижнього карбону (2330–2337 м), а також кристалічний фундамент (2760–2796 м). Керн являє собою:

- 1200–1216 – грубе перешарування аргілітів зеленувато-сірих, інколи глиноподібних (2,6–4,3 м) і пісковиків світло-сірих, дрібнозернистих ;
- 1320–1327 – пісковик світло-сірий, середньозернистий;
- 1327–1336 – аргіліт до аргілітоподібної глини з вуглефікованим детритом;
- 1530–1538 – тонке перешарування аргіліту темно-сірого, вуглистого, алевроліту світло-зеленувато-сірого і пісковіку світло-сірого, дрібнозернистого;
- 1860–1868 – аргіліт темно-сірий до чорного, зверху вапняк сірий, глинистий (1 м);

- 1885–1898 – пісковик світло-сірий, дрібнозернистий з рослинним детритом, із прошарками вуглистого аргіліту (до 10 см);
- 2330–2337 – аргіліт сірий до чорного, з вуглефікованим рослинним детритом;
- 2760–2761, 2790–2796 – граніт м'ясо-червоний і сірий.

Колекторські властивості порід наведено в табл. 48. Керн свердловини не вивчався, переінтерпретація ГДС не проводилася.

Таблиця 48. Колекторські властивості порід свердловини Євгенівська-2 [142]

Інтервал, м	Вік	Порода	СаСО ₃ , %	Проникність, а·10 ⁻¹⁵ м ²	Порис- тість,%	Щільність, а·10 ³ кг/м ³	
						об'ємна	уявна мінералізація
1200–1208	C ₂ b/Б-1	Пісковик	18,5	1,56	17,7	2,29	2,79
1200–1208	C ₂ b/Б-1	–"	11,3	0,40	15,7	2,26	2,68
1200–1208	C ₂ b/Б-1	Аргіліт	2,5	0,14	11,2	2,38	2,68
1200–1208	C ₂ b/Б-1	Пісковик	24,8	0,03	7,2	2,83	3,05
1208–1216	C ₂ b/Б-1	–"	19,7	4,03	14,5	2,30	2,69
1208–1216	C ₂ b/Б-1	–"	15,9	13,35	16,6	2,25	2,69
1208–1216	C ₂ b/Б-1	–"	13,4	29,62	19,5	2,16	2,68
1208–1216	C ₂ b/Б-1	–"	17,6	0,52	13,3	2,35	2,71
1208–1216	C ₂ b/Б-1	–"	9,2	3,88	17,8	2,20	2,68
1208–1216	C ₂ b/Б-1	–"	9,6	3,84	17,2	2,23	2,69
1208–1216	C ₂ b/Б-1	–"	8,8	46,88	21,7	2,08	2,66
1208–1216	C ₂ b/Б-1	Аргіліт	21,7	Зруйнована	13,6	2,31	2,67
1320–1328	C ₂ b/Б-2-3	Пісковик	19,3	59,51	23,7	2,05	2,69
1320–1328	C ₂ b/Б-2-3	–"	10,9	73,39	21,3	2,11	2,68
1320–1328	C ₂ b/Б-2-3	–"	29,8	21,87	17,8	2,23	2,72
1320–1328	C ₂ b/Б-2-3	–"	13,4	24,23	18,3	2,22	2,71
1320–1328	C ₂ b/Б-2-3	–"	11,7	62,11	20,7	2,11	2,67
1320–1328	C ₂ b/Б-2-3	–"	13,8	73,64	21,1	2,11	2,68
1320–1328	C ₂ b/Б-2-3	–"	9,6	53,71	22,0	2,08	2,67
1320–1328	C ₂ b/Б-2-3	–"	21,4	28,94	19,2	2,20	2,72
1320–1328	C ₂ b/Б-2-3	–"	15,5	66,09	20,5	2,13	2,67
1320–1328	C ₂ b/Б-2-3	–"	6,7	74,21	22,3	2,06	2,65
1320–1328	C ₂ b/Б-2-3	Аргіліт	1,3	Зруйнована	11,9	2,32	2,63
1328–1336	C ₂ b	–"	2,1	Зруйнована	11,9	2,37	2,69
1530–1538	C ₂ b/Б-8	Пісковик	35,3	0,02	4,4	2,81	2,94
1530–1538	C ₂ b/Б-8	–"	19,1	< 0,01	5,3	2,60	2,75
1530–1538	C ₂ b/Б-8	Аргіліт	0,4	Зруйнована	10,6	2,41	2,69
1530–1538	C ₂ b/Б-8	Пісковик	7,1	0,68	12,7	2,37	2,71
1530–1538	C ₂ b/Б-8	–"	3,3	0,24	11,0	2,44	2,74
1860–1868	C ₂ b	Вапняк	93,1	< 0,01	2,5	2,68	2,75
1860–1868	C ₂ b	–"	88,1	0,12	1,8	2,65	2,70
1860–1868	C ₂ b	Аргіліт	6,2	Зруйнована	6,1	2,57	2,73
1885–1891	C ₂ b/Б-12	Пісковик	18,7	< 0,01	3,4	2,70	2,80
1885–1891	C ₂ b/Б-12	–"	26,6	< 0,01	4,0	2,64	2,75
1885–1891	C ₂ b/Б-12	–"	0,4	Зруйнована	3,7	2,57	2,67
1885–1891	C ₂ b/Б-12	–"	7,1	6,73	6,6	2,43	2,60
1885–1891	C ₂ b/Б-12	–"	2,9	0,92	6,9	2,45	2,63
1885–1891	C ₂ b/Б-12	–"	2,1	0,52	5,8	2,51	2,66

Інтервал, м	Вік	Порода	CaCO ₃ , %	Проникність, а·10 ⁻¹⁵ м ²	Пористість,%	Щільність, а·10 ³ кг/м ³	
						об'ємна	уявна мінералізація
1885–1891	C ₂ b/Б-12	–"–	0,8	30,42	19,5	2,12	2,64
1891–1898	C ₂ b/Б-12	–"–	3,3	0,10	8,0	2,55	2,77
1891–1898	C ₂ b/Б-12	–"–	0,8	0,03	8,3	2,46	2,69
1891–1898	C ₂ b/Б-12	–"–	2,9	0,04	7,3	2,49	2,69
1891–1898	C ₂ b/Б-12	–"–	1,3	< 0,01	6,6	2,53	2,71
1891–1898	C ₂ b/Б-12	–"–	4,1	0,06	7,3	2,54	2,74
1891–1898	C ₂ b/Б-12	–"–	1,7	0,05	7,5	2,52	2,73
1891–1898	C ₂ b/Б-12	–"–	2,9	0,38	8,2	2,48	2,70
1891–1898	C ₂ b/Б-12	–"–	0,4	Зруйнована	7,0	2,52	2,71
2330–2337	C ₁ S ₂	Аргіліт	0,8	Зруйнована	2,8	2,56	2,64
2760–2761	РЄ	Граніт	0,4	< 0,01	0,2	2,63	2,64
2790–2796	РЄ	–"–	0,4	< 0,01	0,3	2,67	2,68
2790–2796	РЄ	–"–	0,4	< 0,01	0,3	2,65	2,66

Пошукова свердловина Євгенівська-3 була закладена в апікальній частині південно-східного склепіння структури з метою пошуків покладів газу в нижньо-середньокам'яновугільних відкладах. Проектна глибина свердловини 3000 м, фактична – 2012 м, вибій розташований в породах кристалічного фундаменту. З відбором керн пройдено 60 м, виніс керн 36 м (60 %). Керн свердловини в інт. 1600–2976 представлений (м) [155]:

- 1600–1607 (C₂², Б-9) – пісковик світло-сірий, тонкозернистий, з глинистим і глинисто-карбонатним цементом, інколи з вуглефікованим детритом; зверху шар перешарування алевроліту та аргіліту (1 м), знизу аргіліт темно-сірий до чорного, з нечисленним рослинним детритом;
- 1700–1703 (C₁⁵, Б-10) – вапняк сірий, глинистий, афанітовий, з тонкими прошарками чорного мергелю і чорної органічної речовини;
- 1751–1758 (C₁⁵) – перешарування аргіліту темно-сірого до чорного та алевроліту сірого, з тонкими прошарками пісковіку і поодиноким прошарком (1,5 см) вугілля; зверху пісковик світло-сірий, дрібнозернистий (0,55 м);
- 2075–2081 (C₁S₂) – перешарування світло-сірого, тонкозернистого пісковіку з вапнисто-глинистим цементом і аргіліту темно-сірого;
- 2270–2277 (C₁S₁) – аргіліт чорний;
- 2400–2408 (C₁S₁) – аргіліт чорний;
- 2560–2568 (C₁V₂) – зверху вапняк темно-сірий до чорного (0,12 м) і мергель вапняковий (0,18 м); знизу аргіліт темно-сірий до чорного;
- 2836–2841, 2910–2913, 2970–2976 (РЄ) – гранітогнейс сірий і рожевий, біотит-кварц-польовошпатовий.

Серед порід, представлених керном, відносно хороші колекторські властивості мають лише тонко-дрібнозернисті пісковики інт. 1600–1607 (Б-9) (пористість 8,7–18,3 %, проникність – до $18,68 \times 10^{-15}$ м²), але вони не мають ознак присутності ВВ.

Згідно з ГДС газонасичені та можливо газонасичені пласти було виділено на інтервалах (м): 1631–1636, 1683,6–1685,8, 1690–1694, 1698,4–1701,0 (Б-10);

1854,4–1861,4 (Б-13); 2036,2–2040,0, 2063–2068 (С-4). Із цих інтервалів керном охарактеризований тільки інт. 1698,4–1701,0 (Б-10), складений вапняком (пористість 8,4–11,8 %, газопроникність $0,01-0,19 \times 10^{-15} \text{ м}^2$), який при випробуванні виявився непроникним. Випробувано такі об'єкти (м):

- 1683–1701 – непродуктивний;
- 1806–1818 – приплив води;
- 1855–1869 (Б-13) – "сухо";
- 1978–1988 – приплив пластової води;
- 2063–2068 – "сухо";
- 2147–2159 – приплив мінералізованої води;
- 2488–2506, 2537–2552, 2562–2572 – "сухо";
- 2648–2660 – приплив пластової води з нафтовою плівкою;
- 2705–2772, 2765–2774, 2794–2803, 2816–2819, 2834–2844, 2882–2903, 2920–2947, 2963–2970 (РЄ) – "сухо".

Колекторські властивості порід наведено в табл. 49. Керн свердловини не вивчався, переінтерпретація ГДС не проводилася.

Таблиця 49. Колекторські властивості порід свердловини Євгенівська-3 [155]:

Інтервал відбору керна, м	Вік	Порода	СаСО ₃ , %	Проникність, $\text{а} \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$	Пористість, %	Щільність, $\text{а} \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$	
						об'ємна	уявна мінералізація
1600–1607	С ₂ ² /Б-9	Алевроліт	4,5	Зруйнована	13,8	2,27	2,64
1600–1607	С ₂ ² /Б-9	–"	4,1	0,91	9,3	2,41	2,66
1600–1607	С ₂ ² /Б-9	–"	3,3	< 0,01	12,6	2,33	2,67
1600–1607	С ₂ ² /Б-9	–"	2,9	0,22	9,8	2,35	2,61
1600–1607	С ₂ ² /Б-9	–"	4,1	< 0,01	12,5	2,36	2,69
1600–1607	С ₂ ² /Б-9	–"	2,9	3,35	17,3	2,19	2,65
1600–1607	С ₂ ² /Б-9	–"	6,6	17,60	17,9	2,17	2,64
1600–1607	С ₂ ² /Б-9	–"	8,2	14,72	17,1	2,20	2,65
1600–1607	С ₂ ² /Б-9	–"	6,6	18,68	18,3	2,16	2,65
1600–1607	С ₂ ² /Б-9	–"	2,1	0,18	8,7	2,42	2,65
1600–1607	С ₂ ² /Б-9	Аргіліт	2,9	2,10	9,0	2,41	2,65
1600–1607	С ₂ ² /Б-9	–"	2,9	Зруйнована	10,3	2,38	2,66
1700–1703	С ₁ ⁵ /Б-10	Вапняк	72,5	< 0,01	8,4	2,47	2,70
1700–1703	С ₁ ⁵ /Б-10	–"	76,2	0,19	11,8	2,44	2,76
1751–1758	С ₁ ⁵	Пісковик	12,7	0,27	8,0	2,48	2,69
1751–1758	С ₁ ⁵	–"	9,4	0,42	12,6	2,34	2,68
1751–1758	С ₁ ⁵	Аргіліт	3,7	< 0,01	9,3	2,49	2,75
1751–1758	С ₁ ⁵	Алевроліт	4,5	Зруйнована	12,8	2,35	2,70
1751–1758	С ₁ ⁵	Алевроліт	3,3	0,35	9,5	2,45	2,71
2075–2081	С ₁ С ₂	Пісковик	8,2	0,07	5,6	2,51	2,66
2075–2081	С ₁ С ₂	Пісковик	2,9	Непроникна	7,9	2,48	2,69
2270–2277	С ₁ С ₁	Аргіліт	2,9	Зруйнована	5,8	2,54	2,70
2400–2408	С ₁ С ₁	–"	4,1	"	4,5	2,62	–
2560–2568	С ₁ С ₂	Вапняк	99,5	"	0,4	2,66	2,67
2560–2568	С ₁ С ₂	Мергель	44,9	Зруйнована			
2836–2841	РЄ	Гранітогнейс	3,3	< 0,01	0,1	2,68	2,68

Інтервал відбору керн, м	Вік	Порода	CaCO ₃ , %	Проникність, а*10 ⁻¹⁵ м ²	Пористість, %	Щільність, а*10 ³ кг/м ³	
						об'ємна	уявна мінералізація
2836–2841	РЄ	–"–	3,3	Непроникна	0,1	2,69	2,69
2836–2841	РЄ	–"–	3,3	0,33	0,2	2,74	2,75
2910–2913	РЄ	–"–	7,4	Непроникна	0,5	2,68	2,69
2970–2976	РЄ	Мілоніт	20,3	Зуйнована	0,2	2,68	2,68
2970–2976	РЄ	Гранітогнейс	4,1	Непроникна	0,1	2,60	2,61
2970–2976	РЄ	–"–	2,9	"	0,1	2,63	2,63
2970–2976	РЄ	–"–	2,5	"	0,1	2,63	2,63

Пошукова свердловина Євгенівська-4 проектною глибиною 3500 м пробурена на Євгенівській площі з метою пошуків вуглеводнів у відкладах нижнього і середнього карбону і в породах кристалічного фундаменту. Вибій свердловини розташований на глибині 3212 м у породах фундаменту. Свердловина пробурена без технічних ускладнень, її розріз задовільно корелюється з розрізами св. Євгенівська-2, 9. Свердловиною розкрито такі стратиграфічні одиниці (м):

- кайнозой (Q + N) – 0–157;
- крейда (K) – 157–530;
- тріас (N) – 530–679 м;
- карбон:
 - верхній відділ (C₃) – 679–733.
 - середній відділ: світа C₂⁷ – 733–966;
 - світа C₂⁶ – 966–1104;
 - світа C₂⁵ – 1104–1275;
 - світа C₂⁴ – 1275–1324;
 - світа C₂³ – 1324–1633;
 - світа C₂² – 1633–1820;
 - світа C₂¹ – 1820–2100.

нижній відділ, серпуховський ярус:

верхній під'ярус – 2100–2527;

нижній під'ярус – 2527–2865;

візейський ярус,

верхній під'ярус – 2865–3040;

нижній під'ярус – 3040–3105;

- докембрій – 3105–3212

Фактична сумарна проходка з відбором керн становила 116 м, винос керн на 49,3 м (42,5 %). Керн свердловини представлений (м) [155]:

- 840–845 (C₂⁷) – аргіліт глиноподібний блакитнувато-сірий із шарами (0,65–0,7 м) вапняку і вапнякової брекчії;
- 1188–1196 (C₂⁵) – аргіліт темно-сірий;
- 1464–1471 (C₂³) – аргіліт сірий і темно-сірий, у верхній частині із прошарками і шаром (0,6 м) пісковіку світло-сірого, тонкозернистого, з глинистим цементом;
- 1556–1564 (C₂³) – тонке перешарування аргіліту та алевроліту сірого, зрідка – пісковіку світло-сірого, тонкозернистого (0,1–0,3 м);

- 1701–1708 (C₂³) – аргіліт чорний, вапнистий і мергель темно-сірий, глинистий, зверху і знизу шари (до 0,7 м) вапняку глинистого, темно-сірого, афанітового;
- 2020–2028 (C₂¹) – шари (зверху): вапняку темно-сірого, глинистого (0,25 м), аргіліту блакитнувато-сірого (1,2 м), пісковіку світло-сірого, тонко-дрібнозернистого (2,55 м);
- 2450–2458 (C_{1S2}) – аргіліт чорний;
- 2482–2490 (C_{1S2}) – аргіліт чорний – зр. 122 ЄВ – із прошарками алевроліту темно-сірого (рис. 62);
- 2815–2823 (C_{1S2}) – аргіліт чорний – зр. 123 ЄВ;
- 3056–3070 (C_{1V1}) – перешарування (0,25–1,60 м) алевроліту темно-сірого до чорного вуглистого, мергелю чорного, аргіліту чорного до вуглистого сланцю – зразок 124 ЄВ, знизу шар (0,35 м) пісковіку сірого, дрібнозернистого;
- 3110–3119 (РЄ) – темно-сіра, дрібнокристалічна, інтрузивна порода, знизу гранітогнейс;
- 3200–3211 (РЄ) – гранітогнейс.

За даними інтерпретації ГДС у розрізі свердловини виділено 213 пластів, із них 18 газонасичених, 5 слабогазонасичених, 13 невизначених, інші – водоносні або щільні (табл. 50). Як видно з таблиці, хороші колекторські властивості мають лише тонкозернисті пісковіки інт. 1464–1471 м (пористість 13,4–15,7 %, проникність $0,64\text{--}0,75 \times 10^{-15} \text{ м}^2$), але вони не мають ознак нафтогазоносності. Тонко-дрібнозернисті пісковіки інт. 2020–2028 м мають пористість 9,0–12,7 %, але їхня проникність дуже низька (до $0,01 \times 10^{-15} \text{ м}^2$).

Відклади тріасу представлені водонасиченими пісковіками і вапняками (пласти № 1–4). У відкладах верхнього відділу карбону пласти колектори теж водонасичені (пласт № 6).



Рис. 62. Чорні аргіліти (кern св. Євгенівська-4, інт. 2482–2490)

Таблиця 50. Колекторські властивості порід свердловини Євгенівська-4 [155]:

Інтервал, м	Вік	Порода	СаСО ₃ , %	Проник- ність, а*10 ⁻¹⁵ м ²	Пори- стість, %	Щільність, а*10 ³ кг/м ³	
						об'ємна	уявна мі- нералізація
840–845	C ₂ ⁷	Брекчія вапняку	96,7	Зруйнована	1,5	2,60	2,64
840–845	C ₂ ⁷	Аргіліт	1,7	–"	22,4	2,09	2,69
840–845	C ₂ ⁷	Вапняк	97,7	Непроникна	6,9	2,49	2,67
840–845	C ₂ ⁷	Аргіліт	2,9	Зруйнована	17,7	2,21	2,68
1188–1196	C ₂ ⁵	–"	2,9	< 0,01	14,2	2,31	2,69
1188–1196	C ₂ ⁵	–"	21,9	0,23	13,2	2,38	2,74
1464–1471	C ₂ ³	Пісковик	3,7	0,64	15,7	2,28	2,70
1464–1471	C ₂ ³	–"	5,4	0,75	13,4	2,30	2,66
1464–1471	C ₂ ³	Аргіліт	3,7	Зруйнована	13,1	2,31	2,66
1464–1471	C ₂ ³	–"	3,3	–"	12,2	2,37	2,69
1464–1471	C ₂ ³	–"	0,8	–"	12,2	2,36	2,68
1556–1564	C ₂ ³	Аргіліт, алевроліт	1,2	0,34	11,5	2,36	2,67
1556–1564	C ₂ ³	Пісковик	5,8	1,05	15,1	2,25	2,65
1701–1708	C ₂ ³	Вапняк	86,9	Непроникна	2,8	2,60	2,68
1701–1708	C ₂ ³	Мергель	25,7	Зруйнована	8,6	2,48	2,71
1701–1708	C ₂ ³	Аргіліт	17,0	–"	8,3	2,47	2,69
1841–1849	C ₂ ¹	–"	5,0	–"	9,9	2,43	2,70
1841–1849	C ₂ ¹	Вапняк	74,5	Непроникна	4,4	2,61	2,73
2020–2028	C ₂ ¹	–"	79,5	< 0,01	2,5	2,44	2,51
2020–2028	C ₂ ¹	Аргіліт	2,9	Зруйнована	9,6	2,43	2,68
2020–2028	C ₂ ¹	Пісковик	2,9	–"	9,0	2,44	2,68
2020–2028	C ₂ ¹	–"	10,8	< 0,01	11,0	2,38	2,68
2020–2028	C ₂ ¹	–"	5,4	< 0,01	10,4	2,40	2,68
2020–2028	C ₂ ¹	–"	13,7	Зруйнована	9,1	2,44	2,68
2020–2028	C ₂ ¹	–"	9,1	0,23	10,0	2,42	2,69
2020–2028	C ₂ ¹	–"	1,6	Зруйнована	12,7	2,33	2,67
2377–2384	C _{1S2} /C-5	–"	2,5	0,17	2,6	2,65	2,72
2377–2384	C _{1S2} /C-5	–"	8,7*	< 0,01	2,0	2,62	2,67
2377–2384	C _{1S2} /C-5	–"	1,3	Зруйнована	2,8	2,62	2,70
2450–2458	C _{1S2}	Аргіліт	2,5	–"	4,2	2,56	2,67
2482–2490	C _{1S2} /C-6	Аргіліт, алевроліт	4,1	Непроникна	2,6	2,62	2,69
2482–2490	C _{1S2} /C-6	Аргіліт	2,1	Зруйнована	2,4	2,61	2,67
2815–2823	C _{1S1}	–"	2,9	–"			
3056–30662	C _{1V1} /B-25	Алевроліт	2,1	< 0,01	3,5	2,56	2,65
3056–30662	C _{1V1} /B-25	Мергель	45,3	Зруйнована	2,7	2,69	2,77
3056–30662	C _{1V1} /B-25	Алевроліт	26,6	< 0,01	1,2	2,63	2,66
3062–3070	C _{1V1}	–"	0,8	< 0,01	3,4	2,61	2,70
3062–3070	C _{1V1}	Аргіліт	0,8	Зруйнована	0,6	2,60	2,61
3062–3070	C _{1V1}	Пісковик	1,2	< 0,01	1,0	2,59	2,62
3110–3116	РЄ	Інрузивна порода	0,8	Непроникна	0,1	2,81	2,81
3116–3119	РЄ	–"	1,2	–"	0,1	2,82	2,82
3116–3119	РЄ	Гранітогнейс	0,8	–"	0,1	2,72	2,73
3200–3205	РЄ	–"	1,6	< 0,01	0,1	2,74	2,74
3205–3211	РЄ	–"	3,3	< 0,01	0,1	2,73	2,73

У московському ярусі виділяються світи C_2^5 , C_2^6 , C_2^7 . Розріз світ C_2^7 (733–966 м) (пласти № 8, 9, 11, 13, 17, 18, 19, 23–25, 28–30); C_2^6 (966–1104 м) і C_2^5 (1104–1275 м) (пласти № 33, 34, 37, 40, 42, 43, 45, 47, 50, 53, 56, 58, 59) водонасичений.

У башкирському ярусі виділяються світи C_2^4 , C_2^3 , C_2^2 , C_2^1 . Розріз світ C_2^4 (1275–1324 м) і C_2^3 (1324–1633 м) водонасичений (пласти № 66, 69–71, 73–80, 82, 85, 86, 88–90). Верхня частина розрізу світи C_2^2 (1633–1820 м) теж водонасичена (пласти № 91–95, 97), але в підшві світи розвинені вапняки (пласти № 100, 101) (ПЕО 65–70 Ом·м, K_p 5 %), які оцінюються як можливо газонасичені, а пласт № 102 (K_p 16 %, K_{nr} 52 %) – як газонасичений. Відклади світи C_2^1 (1820–2110 м) в інт. 1869–1921 м оцінюються як продуктивні, вони представлені вапняками (пласти № 105–107, 112, 113) (K_p 5–10 %, K_r 77 %), пісковиками і алевролітами (пласти № 108–111) (K_p 12–15 %, K_r 50–57 %), за винятком пласта № 110, який характеризується високою глинистістю і зниженим питомим опором (3 Ом·м) і є невизначеним; в інт. 1925–2087 м розвинені щільні вапняки та алевроліти, а в підшві світи залягає потужний пласт пісковіку (№ 123) (K_p 17 %), який оцінюється як газонасичений.

До верхньої частини серпуховського ярусу приурочений потужний газонасичений пласт пісковіку (№ 126) (K_p 15 %, K_r 54 %); в інт. 2137–2250 м розвинені щільні вапняки (пласти № 127–136); в інт. 2250–2275 м – водонасичені пісковіки (№ 140) і вапняки (№ 138); інт. 2305–2321 і 2382–2390 м представлені пачками слабогазонасичених вапняків (K_p 3–5 %); в інт. 2390–2500 м розвинені водонасичені пласти-колектори (пласти № 156, 159); в інт. 2520–2583 м – газонасичені пісковіки (пласти № 161, 163) (пористість 11–14 %); з аналога пласта № 161 у св. Євгенівська-2 був отриманий приплив води з газом; інт. 2583–2865 м є безперспективним відносно промислової газонасиченості.

У відкладах верхнього під'ярусу візейського ярусу виділяються два горизонти. Горизонт XI представлений карбонатною товщею з такими інтервалами: 2893–2927 м (пласти № 172–174) (ПЕО 120–130 Ом·м, K_p 1–2 %); 2927–2939 м (пласти № 175, 176) (ПЕО 60–70 Ом·м, K_p 3–4 %); 2945–2958 м (пласти № 178, 179) (ПЕО 50–55 Ом·м, K_p 7,5–10,0 %). Усі вони належать до невизначених, загалом горизонт характеризується підвищеними значеннями газопоказань. Горизонт XII (інт. 2980–3040 м) представлений перешаруванням вапняків і аргілітів, інтересу щодо газонасиченості не має.

У відкладах нижнього під'ярусу візейського ярусу (інт. 3040–3105) нафтогазонасиченими є пласти № 191–193 і 197 (K_p 4–10 %), водонасиченим – пласт № 193. Інт. 3040–3105 м відмічається підвищеними значеннями газопоказань.

Гранітоїди кристалічного фундаменту характеризуються питомим опором 200–800 Ом·м, тут в інт. 3105–3123, 3134–3146 і 3191–3212 м виділяються ділянки розущільнених порід.

Таким чином, практично по всьому розрізу нижнього і середнього карбону в інт. 1788,0–3094,4 м існують ознаки газоносності. Виділяються інтервали суцільної чи майже суцільної газоносності: 1788,0–1797,0 (9 м), 1868,8–1920,8 (52 м), 2307,0–2315,0 (8 м), 2383,2–2388,8 (5,6 м), 2892,4–2939,0 (46,6 м), 3040,0–3057,6

(17,6 м), 3087,6–3094,4 (6,8 м). Це свідчить про своєрідний "великооб'ємний" характер газонасиченості цієї частини розрізу, тим більше, що його головна складова – аргіліти (що впливає з аналізу наявного керна) взагалі не випробувалася.

Крім того, ознаки газоносності спостерігаються і в гранітоїдах кристалічного фундаменту, де в інт. 3107–3123 (16 м) встановлена зона розуцільнення. Характер насиченості пластів наведено в табл. 51.

Таблиця 51. Характер насиченості пластів

Інтервал, м	№ пласта	Вік	Характер насиченості	K_n	K_r	$h_{\text{эф.}}$	Порода
1788,0–1792,0	100	C_2^2	Невизначений	5			Вапняк
1794,0–1797,0	101	C_2^2	–" –</td <td>5</td> <td></td> <td></td> <td>–"<!--–</td--> </td>	5			–" –</td
1815,6–1820,0	102	C_2^2	Газонасичений	16	52	3,6	Пісковик
1868,8–1873,0	105	C_2^1	–" –</td <td>5</td> <td>67</td> <td>2,0</td> <td>Вапняк</td>	5	67	2,0	Вапняк
1873,0–1875,2	106	C_2^1	–" –</td <td>10</td> <td>52</td> <td>2,2</td> <td>–"<!--–</td--> </td>	10	52	2,2	–" –</td
1875,2–1877,0	107	C_2^1	–" –</td <td>4</td> <td>–</td> <td>1,8</td> <td>–"<!--–</td--> </td>	4	–	1,8	–" –</td
1898,4–1900,0	109	C_2^1	–" –</td <td>12</td> <td>52</td> <td>1,2</td> <td>Алевроліт</td>	12	52	1,2	Алевроліт
1900,0–1904,0	110	C_2^1	–" –</td <td>12</td> <td>50</td> <td>2,8</td> <td>–"<!--–</td--> </td>	12	50	2,8	–" –</td
1904,0–1907,0	111	C_2^1	–" –</td <td>15</td> <td>57</td> <td>2,0</td> <td>Пісковик</td>	15	57	2,0	Пісковик
1907,6–1911,0	112	C_2^1	–" –</td <td>5</td> <td>77</td> <td>3,2</td> <td>Вапняк</td>	5	77	3,2	Вапняк
1916,0–1920,8	113	C_2^1	–" –</td <td>5</td> <td>77</td> <td>4,2</td> <td>–"<!--–</td--> </td>	5	77	4,2	–" –</td
2087,6–2095,6	123	C_2^1	–" –</td <td>17</td> <td>56</td> <td>6,0</td> <td>Пісковик</td>	17	56	6,0	Пісковик
2125,0–2136,0	126	C_{1s}	–" –</td <td>15</td> <td>54</td> <td>6,8</td> <td>–"<!--–</td--> </td>	15	54	6,8	–" –</td
2307,0–2309,0	143	C_{1s}	Слабогазоносний				Вапняк
2309,0–2312,0	144	C_{1s}	–" –</td <td></td> <td></td> <td></td> <td>–"<!--–</td--> </td>				–" –</td
2312,0–2315,0	145	C_{1s}	–" –</td <td></td> <td></td> <td></td> <td>–"<!--–</td--> </td>				–" –</td
2383,2–2386,8	147	C_{1s}	–" –</td <td>5</td> <td></td> <td></td> <td>–"<!--–</td--> </td>	5			–" –</td
2387,0–2388,8	148	C_{1s}	–" –</td <td>3</td> <td></td> <td></td> <td>–"<!--–</td--> </td>	3			–" –</td
2523,6–2526,0	161	C_{1s}	Газонасичений	11	78	1,8	Пісковик
2577,6–2582,0	163	C_{1s}	–" –</td <td>14</td> <td>89</td> <td>2,4</td> <td>–"<!--–</td--> </td>	14	89	2,4	–" –</td
2892,4–2898,4	172	C_{1s}	Невизначений	1			Вапняк
2902,0–2913,0	173	C_{1s}	–" –</td <td>1</td> <td></td> <td></td> <td>–"<!--–</td--> </td>	1			–" –</td
2913,0–2927,0	174	C_{1s}	–" –</td <td>2</td> <td></td> <td></td> <td>–"<!--–</td--> </td>	2			–" –</td
2927,0–2931,0	175	C_{1s}	–" –</td <td>3</td> <td></td> <td></td> <td>–"<!--–</td--> </td>	3			–" –</td
2932,8–2939,0	176	C_{1s}	–" –</td <td>4</td> <td></td> <td></td> <td>–"<!--–</td--> </td>	4			–" –</td
3040,0–3042,4	191	C_{1s}	Газонасичений	8,5	69	2,0	–" –</td
3042,4–3047,0	192	C_{1v}	–" –</td <td>6,5</td> <td>82</td> <td>3,8</td> <td>–"<!--–</td--> </td>	6,5	82	3,8	–" –</td
3050,0–3057,6	193	C_{1v}	–" –</td <td>4</td> <td>74</td> <td>7,0</td> <td>–"<!--–</td--> </td>	4	74	7,0	–" –</td
3087,6–3090,0	197	C_{1v}	–" –</td <td>10</td> <td>80</td> <td>1,4</td> <td>–"<!--–</td--> </td>	10	80	1,4	–" –</td
3090,0–3094,4	198	C_{1v}	–" –</td <td>5</td> <td>72</td> <td>3,8</td> <td>–"<!--–</td--> </td>	5	72	3,8	–" –</td
3107,0–3111,0	201	$p\epsilon$	Зона розуцільнення	2			Граніт
3111,0–3118,4	202	$p\epsilon$	–" –</td <td>3</td> <td></td> <td></td> <td>–"<!--–</td--> </td>	3			–" –</td
3118,4–3123,0	203	$p\epsilon$	–" –</td <td>3</td> <td></td> <td></td> <td>–"<!--–</td--> </td>	3			–" –</td

Було проведено випробування інт. 3107–3123, 3136–3146, 3189–3200 м (зона розуцільнення кристалічного фундаменту), де отримано факел довжиною 2,5 м. Після дострілу в інт. 3200–3207 м було отримано приплив газу з дебітом 67,9 тис. м³/добу на шайбі 5 мм. Але в ході подальших робіт було з'ясовано, що газ у свердловині надходить не крізь діри перфорації, а через ушкодження колони на глибині 2555 м. Після ізоляції двох перших об'єктів було випробувано

інт. 3040–3050 і 3087–3095 м (В-25–26) шляхом перфорації ПКС-80. На цьому об'єкті було отримано приплив пластової води. Після встановлення цементного мосту було випробувано інт. 2523–2527, 2547–2554, 2577–2583 м (С-8), де отримано приплив газу з дебітом 150 тис. м³/добу на шайбі 9 мм, джерело якого не викликало сумнівів. Свердловина передана до експлуатації.

У шліфах описано такі різновиди порід (у дужках – номери зразків):

- вапняк органічно-детритовий (129 ЄВ) з дрібнозернистою структурою (0,05–0,15 мм), шаруватою текстурою.

За результатами опису аншліфів породи представлені:

- аргіліти (122 ЄВ, 123 ЄВ) з пелітовою структурою, шаруватою, лінзоподібною текстурою, тип мацерал – коловітриніт, колодетриніт (рис. 63, 64), зустрічається глобулярний пірит (0,1 %);
- мергель (124 ЄВ) з органічно-детритовою структурою, шаруватою до сланцюватої текстурою, тип мацерал – вітродетриніт, розвинений глобулярний пірит (1,5 %) (рис. 65, 66).



Рис. 63. Колодетриніт. Аншліф 122 ЄВ

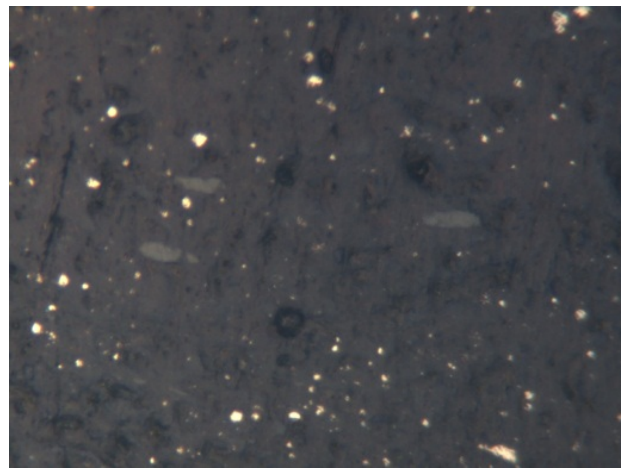


Рис. 64. Коловітриніт з глобулярним піритом. Аншліф 124 ЄВ

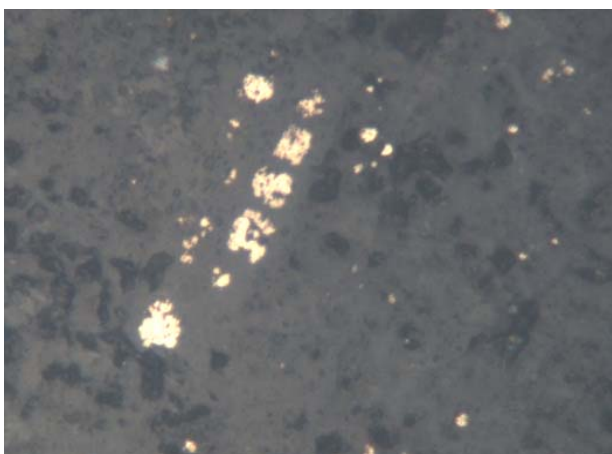


Рис. 65. Пірит інкрустує клітинкові комірки водорості. Аншліф 124 ЄВ

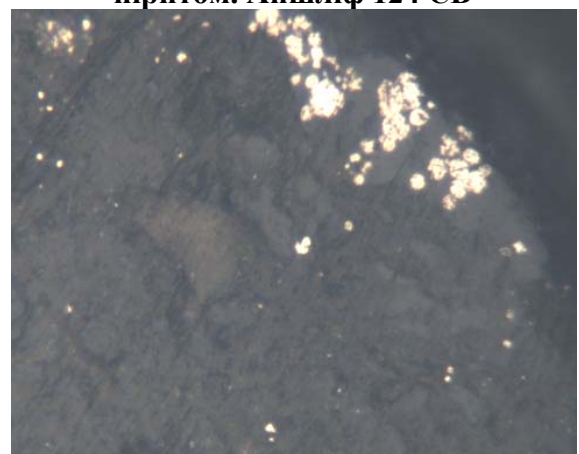


Рис. 66. Пірит глобулярний у кальцифікованій органічній решітці. Аншліф 124 ЄВ

Результати досліджень відібраних проб (термічний і хімічний аналізи, вивчення відбивної здатності вітриніту) наведено в табл. 52–54.

Таблиця 52. Результати термічного аналізу проб

№ проби	Інтервал, м	< 120 °С	120–300 °С	300–390 °С	390–550 °С	ТОС
122 ЄВ	2482–2490	0,61572	0,13134	0,18882	4,20670	4,52686
123 ЄВ	2815–2823	0,90433	0,27886	0,23928	3,76140	4,27954
124 ЄВ	3056–3062	0,63342	0,04630	0,09195	1,11931	1,25756

Таблиця 53. Результати визначення масових часток елементів у пробах із свердловини Євгенівська-4

№ проби	Інтервал, м	Ярус	Порода	С _{орг.} , %	Н ₂ О ⁻ , %	U·10 ⁻⁴ %	СО _{2карб.} , %
122 ЄВ	2482–2490	С ₁ С ₂	Аргіліт	6,24	1,10	5,4	2,53
123 ЄВ	2815–2823	С ₁ С ₂	–"–	5,90	1,50	3,3	1,65
124 ЄВ	3056–3062	С ₁ У ₁	Сланець	3,19	1,04	3,9	8,47

Таблиця 54. Результати замірів відбивної здатності вітриніту

№ проби	Інтервал, м	Заміри	Кількість	Середнє
122 ЄВ	2482–2490	0,88; 0,89; 0,94; 0,95; 0,99; 1,05; 1,05; 1,15; 1,15; 1,21; 1,26; 1,30; 1,38; 1,40; 1,40; 1,42; 1,50; 1,54; 1,58; 2,18;	20	1,26
123 ЄВ	2815–2823	Дуже дрібний детриніт	–	–
124 ЄВ	3056–3062	0,98; 1,05; 1,20	3	1,08

Аналіз промислово-геофізичних даних св. Євгенівська-4 (рис. 67) у межах інтервалу розрізу 2520–2640 м свідчить про таке.

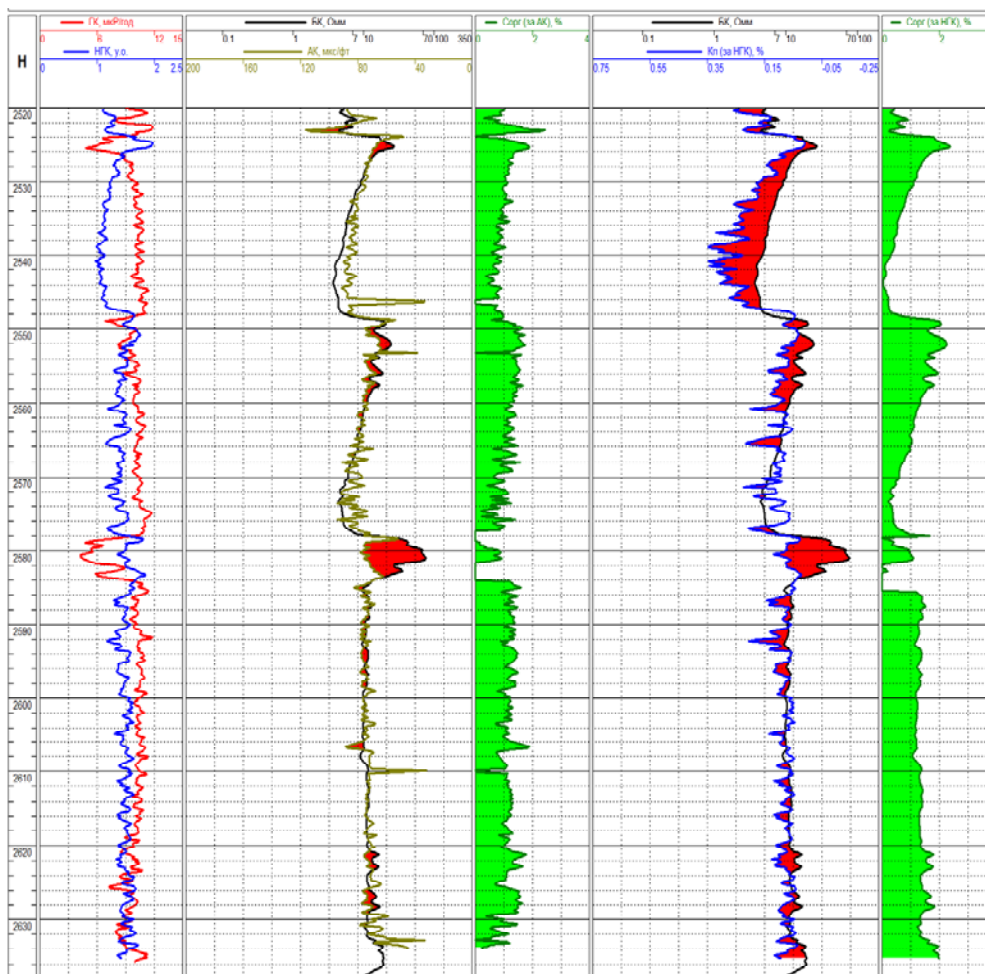


Рис. 67. Промислово-геофізична характеристика та результати кількісної інтерпретації даних ГДС у розрізі свердловини Євгенівська-4 (фрагмент)

Породи представлені двома пластами пісковиків у межах інтервалу глибин 2524–2526 і 2578–2584 м. Інші ділянки розрізу виповнені товщами аргілітів із середнім вмістом $C_{\text{орг.}}$ 2,2 %. Унаслідок достатньо однорідної за літологічним складом товщі (відсутність анізотропії властивостей порід по вертикалі) і середнім вмістом органічного вуглецю породи слід вважати як середньоперспективні відносно промислових скупчень сланцевого газу.

Таким чином, св. Євгенівська-4 розкрила перспективні інтервали:

- 2450–2490 (C_{1s2}) – товща аргілітів, $C_{\text{орг.}}$ – 6,24 %, ТОС – 4,53, R_o – 1,26;
- 2520–2640 (C_{1s2}) – товща аргілітів, характеристики порід не визначено;
- 2815–2823 (C_{1s2}) – товща аргілітів (> 8 м), $C_{\text{орг.}}$ – 5,90 %, ТОС – 4,28;
- 3056–3070 (C_{1v1}) – перешарування (> 14 м), $C_{\text{орг.}}$ – 3,19 %, ТОС – 1,26, R_o – 1,08;
- 3107–3123 (рСт) – зона розущільнення (16 м) в гранітогнейсах фундаменту.

Розвідувальна свердловина Євгенівська-6 закладена в 2,5 км на південний схід від св. Євгенівська-4 у межах перикліналі центрального склепіння з метою розвідки продуктивних горизонтів нижнього карбону і протерозою, розширення і оконтурювання газових покладів горизонтів серпуховського і башкирського ярусів. Буріння почато 23.05.03, проектна глибина 2750 м, проектний горизонт – кристалічний фундамент. Фактична глибина свердловини 2750 м. Вона розкрила такі стратиграфічні підрозділи:

- крейда (К) – 150–543 м;
- тріас (Т) – 543–703 м;
- верхній карбон (C_3) – 703–749 м;
- середній карбон, московський ярус (C_{2m}) – 749–1234 м;
- середній карбон, башкирський ярус (C_{2b}) – 1234–1998 м;
- нижній карбон, серпуховський ярус, верхній під'ярус (C_{1s2}) – 1998–2264 м;
- нижній карбон, серпуховський ярус, нижній під'ярус (C_{1s1}) – 2264–2484 м;
- нижній карбон, візейський ярус, верхній під'ярус (C_{1v2}) – 2484–2650 м;
- нижній карбон, візейський ярус, нижній під'ярус (C_{1v1}) – 2650–2680 м;
- докембрій (РЄ) – 2680–2750 м.

Керн **свердловини 6** являє собою:

- 1707–1715 (C_{2b}) – перешарування аргілітів темно-сірих до чорних – зр. 12 ЄВ, мергелів сірих до темно-сірих, вапняків світло-сірих, пісковиків світло-сірих;
- 1784–1792 (C_{2b}) – тонке перешарування пісковиків світло-сірих, тонкозернистих і чорних аргілітів, відмічаються дзеркала ковзання, прошарки і лінзи (до 2–3 см) коричневого залізного доломіту;
- 1950–1958 (C_{2b}) – пісковик світло-сірий, дрібнозернистий до середньозернистого, з листуватими прошарками чорного слюдисто-вуглистого матеріалу;
- 2005–2012 (C_{1s2}) – перешарування (0,6–1,4 м) пісковиків сірих, тонкозернистих, з листуватими прошарками вуглисто-слюдистого матеріалу і аргілітів;
- 2042–2049 (C_{1s2}) – перешарування пісковиків світло-сірих, тонкозернистих і чорних аргілітів – зр. 13 ЄВ;
- 2224–2232 (C_{1s2}) – аргіліти темно-сірі до чорних – зр. 9 ЄВ (рис. 68);
- 2239–2247 (C_{1s2}) – вапняк коричнеювато-сірий, глинистий до мергелю;
- 2676–2684 (C_{1v1}) – перешарування чорних аргілітів з численним рослинним детритом – зр. 14 ЄВ (рис. 69) і пісковиків світло-сірих, тонкозернистих до дрібнозернистих з рослинним детритом;

- 2684–2692 (C_{1v1}) – аргіліт чорний, з тонкими прошарками пісковиків і мергелів;
- 2711–2712; 2742–2750 (РЄ) – гранітогнейси сірі, світло-сірі, біотит-кварц-плагіоклазові, інколи кварц-плагіоклаз-біотит-амфіболові.



Рис. 68. Євгенівська площа, С-1, інтервал 2224–2232 м, зр. 9 ЄВ – аргіліт темно-сірий до чорного



Рис. 69. Євгенівська площа, С-6, інтервал 2676–2684 м, зр. 14 ЄВ – аргіліт темно-сірий до чорного з рослинним детритом

Колекторські властивості порід наведено в табл. 55. Відбивна здатність вітриніту, за даними нечисленних замірів зр. 12 ЄВ, коливається від 1,05 до 1,25 (середнє 1,16). Результати термічного аналізу проб наведено в табл. 56. За аналогією з розрізом св. Євгенівська-1, 4 у св. Євгенівська-6 як перспективні можуть бути виділені такі інтервали (м):

- 1707–1715 (C_{2b}) – перешарування аргілітів темно-сірих до чорних, мергелів сірих до темно-сірих, вапняків світло-сірих, пісковиків світло-сірих;
- 2042–2049 (C_{1s2}) – перешарування пісковиків світло-сірих, темно-зернистих і чорних аргілітів;
- 2676–2692 (C_{1v1}) – перешарування чорних аргілітів з численним рослинним детритом – зр. 14 ЄВ і пісковиків світло-сірих, тонкозернистих до дрібнозернистих з рослинним детритом.

Розвідувальна свердловина Євгенівська-7 закладена в межах східної перикліналі центрального склепіння структури з метою розвідки та розширення контурів продуктивності виявлених покладів. Проектна глибина свердловини 2800 м, фактична – 2788 м, вибій розташований в породах кристалічного фундаменту. Відбір керн проведено в інт. 2351–2358, 2746–2747 і 2750,0–2751,5 м. Сумарна проходка з відбором керн становить 9,5 м, винос керн 7,4 м (77,9 %). В інт. 2746,0–2751,5 м керн складений [155]:

- 2746–2747; 2750,0–2651,5 – гранітогнейсом червоним, біотит-кварц-польовошпатовим.

За результатами ГДС виділено газонасичені та можливо газонасичені пласти в інтервалах (м): 2245–2247, 2224–2229, 2134–2140, 2169,6–2196,0, 1655–1659, 1649,6–1654,0, 1496,0–1500,8, 1124,0–1126,4, 1060–1066, 1016–1020. Ці інтервали керном не охарактеризовані.

Випробувано такі інтервали (м):

- 2734–2742 (породи кристалічного фундаменту) – "сухо";
- 2641–2645, 2684–2706 (породи фундаменту) – "сухо";
- 2542–2551, 2554–2564 (C₁v₂) – "сухо";
- 2515–2539 (C₁v₂) – отримано приплив пластової води;
- 2484–2496 (C₁v₂) – "сухо";
- 2244–2248 (C₁s₂, C-7) – отримано газ з водою;
- 2221–2229 (C₁s) – "сухо";
- 2190–2196 (C₁s, C-6) – отримано непромисловий приплив газу;
- 2134–2140 (C₁s, C-4) – отримано непромисловий приплив газу (після соляно-кислотної обробки – 8,2 тис. м³/добу на шайбі 3 мм);
- 2070–2074, 2085–2088 (C₁s, C-4) – отримано непромисловий приплив газу.

Після солянокислотної обробки сумарний дебіт газу із трьох об'єктів становив близько 17 тис. м³/добу. Методом термометрії встановлено, що головним працюючим є інт. 2190–2196 м (C₁s, C-6). Жодний з об'єктів випробування керном не охарактеризований. Свердловина передана до експлуатації [155].

Колекторські властивості порід наведено в табл. 57.

Таблиця 55. Колекторські властивості порід свердловини Євгенівська-6 [157]

Інтервал, м	Вік	Порода	СаСО ₃ , %	Проник- ність, а·10 ⁻¹⁵ м ²	Порис- тість, %	Щільність, а·10 ³ кг/м ³	
						об'єм- на	уявна міне- ралізація
1707–1715	С ₂ б/Б-9	Аргіліт	3,4	Зруйнована	7,6	2,47	2,67
		Мергель	51,2	0,11	4,6	2,57	2,70
		Вапняк	58,0	< 0,01	4,5	2,55	2,67
		–"	94,1	< 0,01	4,6	2,55	2,67
		Пісковик	38,2	Зруйнована	4,5	2,60	2,72
		–"	8,4	1,53	14,1	2,25	2,63
1784–1792	С ₂ б/Б-10	Аргіліт	3,8	Зруйнована	6,3	2,47	2,64
		Пісковик	9,2	–"	8,0	2,46	2,67
		–"	3,4	–"	6,8	2,50	2,68
		–"	6,3	–"	7,4	2,49	2,69
1950–1958	С ₂ б/Б-13	Пісковик	13,4	1,48	6,1	2,55	2,71
		–"	8,8	1,20	9,8	2,36	2,62
		–"	6,3	1,72	10,3	2,34	2,61
		–"	6,6	2,23	10,1	2,33	2,59
		–"	7,9	0,67	9,1	2,40	2,64
		–"	3,7	20,03	10,0	2,38	2,65
		–"	4,6	1,04	10,6	2,36	2,64
		–"	5,4	1,08	10,6	2,36	2,64
		–"	6,2	0,73	10,1	2,37	2,64
		–"	4,6	0,79	11,0	2,35	2,64
1950–1958	С ₂ б/Б-13	–"	12,9	12,44	9,5	2,39	2,65
		–"	26,2	0,11	8,8	2,75	3,01
		–"	12,0	5,96	8,1	2,44	2,65
		–"	4,6	1,06	11,0	2,34	2,63
		–"	3,8	0,50	10,1	2,37	2,64
		–"	6,3	0,42	9,0	2,41	2,65
		–"	11,8	0,26	8,3	2,43	2,65

Інтервал, м	Вік	Порода	СаСО ₃ , %	Проникність, а·10 ⁻¹⁵ м ²	Пористість, %	Щільність, а·10 ³ кг/м ³	
						об'ємна	уявна мінералізація
		—"	2,9	0,40	9,1	2,41	2,65
		—"	8,8	0,33	8,4	2,43	2,65
		—"	11,8	2,20	8,8	2,37	2,60
		—"	4,6	0,37	8,3	2,42	2,64
		—"	9,2	1,69	10,6	2,34	2,62
		—"	3,3	0,79	8,7	2,37	2,60
		—"	6,2	1,20	10,8	2,34	2,62
		—"	5,0	2,95	11,1	2,30	2,59
2005–2012	C ₁ S ₂	—"	1,2	0,10	7,5	2,46	2,66
		—"	8,3	0,54	6,8	2,49	2,67
		Аргіліт	4,6	Зруйнована	6,8	2,55	2,74
		Пісковик	10,4	0,05	4,3	2,56	2,68
2042–2049	C ₁ S ₂ /C-4	Алевроліт	5,4	Зруйнована	3,8	2,56	2,66
		Пісковик	10,8	0,08	6,1	2,51	2,67
		Алевроліт	6,2	1,22	4,5	2,56	2,68
		Мергель	33,2	< 0,01	1,2	2,66	2,69
		Аргіліт	1,7	Зруйнована	7,4	2,47	2,67
		Пісковик	1,7	—"	5,7	2,51	2,66
2239–2247	C ₁ S ₂ /C-6	Мергель	47,4	< 0,01	4,1	2,62	2,73
		Вапняк	89,7	< 0,01	4,7	2,65	2,78
		—"	85,6	< 0,01	3,9	2,60	2,70
		Мергель	59,0	Зруйнована	5,7	2,57	2,73
2676–2684	C ₁ V ₁ /B-25-26	Пісковик	1,60	0,17	5,8	2,49	2,64
2676–2684	C ₁ V ₁ /B-25-26	Мергель	65,20	Зруйнована	1,3	2,63	2,67
2676–2684	C ₁ V ₁ /B-25-26	Пісковик	1,60	0,1	3,7	2,53	2,62
2676–2684	C ₁ V ₁ /B-25-26	—"	1,60	0,05	3,9	2,55	2,65
2676–2684	C ₁ V ₁ /B-25-26	—"	0,80	Зруйнована	0,7	2,60	2,62
2684–2692	C ₁ V ₁ /B-25-26	—"	1,20	0,1	6,2	2,48	2,64
2684–2692	C ₁ V ₁ /B-25-26	Аргіліт	1,60	Зруйнована	0,7	2,58	2,60
2711–2712	РЄ	Гранітогнейс	0,80	0,04	0,3	2,68	2,69
2742–2750	РЄ	—"	2,00	0,73	1,0	2,64	2,67
2742–2750	РЄ	—"	1,60	0,18	0,2	2,86	2,87
2742–2750	РЄ	—"	1,20	< 0,01	0,2	2,76	2,76

Таблиця 56. Результати термічного аналізу проб

№ проби	Інтервал, м	< 120 °С	120–300 °С	300–390 °С	390–550 °С	ТОС
12 ЄВ	1707–1715	1,14176	0,44700	0,38370	3,87695	4,70765
13 ЄВ	2042–2049	0,39776	0,21004	0,22934	2,54461	2,98399
14 ЄВ	2676–2684	1,21889	0,73604	0,25333	2,91165	3,90102

Таблиця 57. Колекторські властивості порід свердловини Євгенівська-7 [155]

Інтервал, м	Порода	СаСО ₃ , %	Проникність, а·10 ⁻¹⁵ м ²	Пористість, %	Щільність, а·10 ³ кг/м ³	
					об'ємна	Уявна мінералізація
2746–2747	Гранітогнейс	0,4	Непроникна	0,2	2,76	2,77
2750–2751,5	—"	0,8	—"	0,3	2,62	2,62
2750–2751,5	—"	0,8	< 0,01	0,5	2,61	2,62

За аналогією з розрізом св. Євгенівська-1, 4, 6 у св. Євгенівська-7 як перспективні можуть бути виділені такі інтервали (м):

- 2070–2088 (C_{1s}, C-4), де отримано непромисловий приплив газу;
- 2134–2196 (C_{1s}, C-4, C-6), де отримано непромисловий приплив газу.

Розвідувальна свердловина Євгенівська-8 пройдена в межах західної перикліналі структури з метою нарощування запасів газу продуктивних відкладів середнього карбону. Проектна глибина свердловини 2800 м, фактична – 2900 м, вибій розташований в породах кристалічного фундаменту. Сумарна проходка з відбором керна становила 135 м, винос керна 51,9 м (38,4 %).

Хороші колекторські властивості мають тонкозернисті пісковики інт. 1349–1357 м (пористість 12,3–20,1 %, проникність $0,31\text{--}23,16 \times 10^{-15} \text{ м}^2$), однак вони не мають ознак насиченості ВВ і, вірогідно, є водоносними. Гірші властивості мають тонко-дрібнозернисті пісковики інт. 1658–1666 м (пористість 6,4–15,3 %, проникність $0,01\text{--}0,72 \times 10^{-15} \text{ м}^2$), спостерігаються слабкі ознаки присутності ВВ. Інші різновиди порід мають низькі колекторські властивості.

За даними ГДС у розрізі свердловини виділено п'ять газонасичених пластів (м): 2346–2349, 2349–2352, 2555,4–2563,4, 2566,0–2572,6, 2573,6–2578,0, жоден з яких не охарактеризований керном. Виділено також 11 слабогазонасичених горизонтів, три з яких охарактеризовані керном і 12 пластів з невизначеним характером насиченості (м):

- 1655–1664 (Б-9) – вапняк без ознак насиченості ВВ (пористість 3,8 %), пісковик зі слабкими ознаками насиченості ВВ (пористість 6,4–15,3 %, проникність $0,01\text{--}0,72 \times 10^{-15} \text{ м}^2$), аргіліт;
- 1764–1776 (Б-10) – вапняк (пористість 2,6–4,1 %), практично непроникний, мергель (пористість 2,5 %), аргіліт, ознак насиченості ВВ не спостерігається;
- 1945–1951 – вапняк (пористість 1,5–5,2 %, практично непроникний), без ознак насиченості ВВ.

Було випробувано такі інтервали (м):

- 2661–2900 (РЄ) – отримано приплив пластової води;
- 2638–2620 (РЄ) – отримано приплив пластової води;
- 2607–2598 (зона вивітрювання, РЄ) – "сухо";
- 2573–2555 – отримано приплив пластової води.

Колекторські властивості порід наведено в табл. 58.

Керн **свердловини 8** представлений:

- 1112–1120 (C₂⁵ чи C_{2m}) – аргіліт чорний, вуглистий – зр. 15 ЄВ;
- 1349–1357 (C₂⁴) – пісковик світло-сірий, тонкозернистий з листуватими про-шарками вуглисто-слюдисто-глинистого матеріалу; зверху шар (0,3 м) вапняку сірого, глинистого, дрібнокристалічного;
- 1357–1365 (C₂⁴) – перешарування темно-сірих аргілітів і зеленувато-сірих алевролітів;
- 1635–1642 (C₂²) – аргіліт темно-сірий до чорного;
- 1658–1666 (C₂²) – зверху вапняк світло-жовтий, дрібнокристалічний, який під-стеляється аргілітами зеленувато-сірими, знизу пісковик сірий, дрібнозернистий;
- 1687–1695 (C₂²) – перешарування чорних аргілітів і сірих алевролітів;
- 1730–1738 (C₂¹) – вапняк коричнювато-сірий, доломітистий, до доломіту світло-сірого;

- 1761–1769 (C_2^1) – вапняк сірий до світло- і темно-сірого, глинистий до мергелю, у середині горизонту – шар (понад 1,67 м) аргіліту чорного вапнистого – зр. 16 ЄВ (рис. 70);
- 1943–1951 (C_1^5) – вапняк сірий, темно-сірий, глинистий;
- 1951–1957 (C_1^5) – зверху аргіліт темно-сірий до чорного, знизу вапняк темно-сірий;
- 1982–1987 (C_{1s2}) – перешарування темно-сірого до чорного аргіліту і сірого алевроліту;
- 2232–2239 (C_{1s2}) – аргіліт чорний – зр. 17 ЄВ;
- 2308–2316 (C_{1s2}) – аргіліт чорний, зрідка з вуглефікованим детритом із про-шарками алевролітів темно-сірих до чорних;
- 2316–2324 (C_{1s2}) – аргіліти та алевроліти темно-сірі до чорних;
- 2602–2612; 2670–2674 (РЄ) – гранітогнейси червоні та строкатокольорові, біо-тит-кварц-плагіоклаз-мікроклінові.

Таблиця 58. Колекторські властивості порід свердловини Євгенівська-8 [155]

Інтервал, м	Вік	Порода	CaCO ₃ , %	Проникність, а*10 ⁻¹⁵ м ²	Пори- стість, %	Щільність, а*10 ³ кг/м ³	
						об'ємна	уявна міне- ралізація
1349–1357	C ₂ ⁴ /Б-4	Вапняк	79,6	Непроникна	5,9	2,53	2,69
1349–1357	C ₂ ⁴ /Б-4	Пісковик	8,0	0,51	12,3	2,35	2,67
1349–1357	C ₂ ⁴ /Б-4	–"	7,6	0,31	13,0	2,32	2,66
1349–1357	C ₂ ⁴ /Б-4	–"	3,8	12,25	20,1	2,11	2,64
1349–1357	C ₂ ⁴ /Б-4	–"	2,1	18,52	20,0	2,12	2,65
1349–1357	C ₂ ⁴ /Б-4	–"	12,6	13,79	14,8	2,26	2,65
1349–1357	C ₂ ⁴ /Б-4	–"	10,0	23,16	17,5	2,18	2,64
1349–1357	C ₂ ⁴ /Б-4	–"	3,3	20,27	19,1	2,14	2,64
1357–1365	C ₂ ⁴ /Б-4	Алевроліт	2,9	< 0,01	14,2	2,29	2,66
1357–1365	C ₂ ⁴ /Б-4	Аргіліт	4,6	Зруйнована	8,7	2,38	2,60
1357–1365	C ₂ ⁴ /Б-4	–"	1,7	< 0,01	10,5	2,39	2,67
1357–1365	C ₂ ⁴ /Б-4	–"	1,7	< 0,01	11,6	2,39	2,70
1357–1365	C ₂ ⁴ /Б-4	Алевроліт	2,9	0,29	15,9	2,23	2,65
1357–1365	C ₂ ⁴ /Б-4	Пісковик	10,8	6,12	17,6	2,16	2,63
1357–1365	C ₂ ⁴ /Б-4	Алевроліт	1,7	0,27	15,0	2,26	2,66
1357–1365	C ₂ ⁴ /Б-4	Аргіліт	1,7	Непроникна	11,0	2,40	2,69
1357–1365	C ₂ ⁴ /Б-4	Алевроліт	1,7	< 0,01	11,7	2,37	2,68
1635–1642	C ₂ ²	Аргіліт	3,6	Непроникна	7,5	2,49	2,69
1658–1666	C ₂ ² /Б-9 (G ₁)	Вапняк	98,0	Зруйнована	3,8	2,59	2,69
1658–1666	C ₂ ² /Б-9 (G ₁)	Пісковик	3,6	< 0,01	9,6	2,43	2,69
1658–1666	C ₂ ² /Б-9 (G ₁)	Аргіліт	1,2	< 0,01	7,0	2,51	2,70
1658–1666	C ₂ ² /Б-9 (G ₁)	Пісковик	2,4	< 0,01	11,4	2,37	2,68
1658–1666	C ₂ ² /Б-9 (G ₁)	–"	1,6	0,72	13,1	2,30	2,64
1658–1666	C ₂ ² /Б-9 (G ₁)	–"	19,5	0,29	15,3	2,23	2,64
1658–1666	C ₂ ² /Б-9 (G ₁)	–"	0,8	Непроникна	7,2	2,45	2,64
1658–1666	C ₂ ² /Б-9 (G ₁)	–"	1,6	0,20	6,4	2,50	2,67
1658–1666	C ₂ ² /Б-9 (G ₁)	–"	2,0	<0,01	8,8	2,43	2,66
1687–1695	C ₂ ²	Аргіліт	1,6	Непроникна	8,0	2,46	2,68
1730–1738	C ₂ ¹ /F ₃	Вапняк	90,8	0,16	9,4	2,54	2,80
1730–1738	C ₂ ¹ /F ₃	Доломіт	60,8	< 0,01	5,1	2,60	2,73

Інтервал, м	Вік	Порода	СаСО ₃ , %	Проникність, а*10 ⁻¹⁵ м ²	Пори- стість, %	Щільність, а*10 ³ кг/м ³	
						об'ємна	уявна міне- ралізація
1730–1738	C ₂ ¹ /F ₃	Вапняк	100,0	Зруйнована	4,1	2,57	2,68
1761–1769	C ₂ ¹ /Б-10(F ₁)	–"	100,0	Непроникна	2,6	2,61	2,68
1761–1769	C ₂ ¹ /Б-10(F ₁)	–"	97,5	< 0,01	4,1	2,58	2,69
1761–1769	C ₂ ¹ /Б-10(F ₁)	–"	96,7	Непроникна	3,6	2,67	2,77
1761–1769	C ₂ ¹ /Б-10(F ₁)	Мергель	35,0	–"	2,5	2,61	2,68
1761–1769	C ₂ ¹ /Б-10(F ₁)	Аргіліт	12,3	Зруйнована	4,7	2,58	2,71
1943–1951	C ₁ ⁵ /Б-13(E ₁)	Вапняк	65,6	< 0,01	5,2	2,53	2,67
1943–1951	C ₁ ⁵ /Б-13(E ₁)	–"	96,7	< 0,01	1,5	2,63	2,67
1943–1951	C ₁ ⁵ /Б-13(E ₁)	–"	79,1	< 0,01	1,6	2,63	2,67
1943–1951	C ₁ ⁵ /Б-13(E ₁)	–"	88,7	Непроникна	4,3	2,63	2,75
1951–1957	C ₁ ⁵ /Б-13(E ₁)	Аргіліт	1,6	< 0,01	5,1	2,57	2,71
1951–1957	C ₁ ⁵ /Б-13(E ₁)	Вапняк	97,5	Непроникна	0,5	2,66	2,67
1982–1987	C _{1s2}	Аргіліт	4,8	Зруйнована	4,6	2,58	2,70
1982–1987	C _{1s2}	Аргіліт	2,0	< 0,01	3,6	2,62	2,72
1982–1987	C _{1s2}	Аргіліт	2,8	Зруйнована	3,9	2,60	2,71
2232–2239	C _{1s2} /C-6	–"	2,1	–"	4,5	2,55	2,67
2308–2316	C _{1s2} /C-7	–"	2,6	–"	3,1	2,53	2,61
2308–2316	C _{1s2} /C-7	Алевроліт	3,8	< 0,01	2,0	2,59	2,64
2316–2324	C _{1s2} /C-7	Аргіліт	3,0	Зруйнована	3,5	2,55	2,64
2316–2324	C _{1s2} /C-7	Алевроліт	4,3	1,65	2,5	2,58	2,65
2602–2610	РЄ	Гранітогнейс	4,7	11,14	0,3	2,64	2,65
2602–2610	РЄ	–"	1,7	Непроникна	0,1	2,63	2,64
2602–2610	РЄ	–"	2,6	0,72	1,9	2,61	2,66
2602–2610	РЄ	–"	3,0	< 0,01	0,3	2,63	2,64
2610–2612	РЄ	–"	2,0	< 0,01	0,2	2,63	2,64
2610–2612	РЄ	–"	7,3	0,83	0,3	2,65	2,65
2610–2612	РЄ	–"	0,9	< 0,01	0,2	2,67	2,68
2670–2674	РЄ	–"	1,7	Непроникна	0,1	2,60	2,60
2670–2674	РЄ	–"	1,7	–"	0,1	2,60	2,60



Рис. 70. Євгенівська площа, С-8, інтервал 1761–1769 м, зр. 16 ЄВ – аргіліт чорний

Результати аналізу проб наведено в табл. 59, 60.

Таблиця 59. Результати термічного аналізу проб

№ проби	Інтервал, м	< 120 °С	120–300 °С	300–390 °С	390–550 °С	ТОС
15 ЄВ	1112–1120	2,13339	1,25831	0,37420	4,09614	5,72865
17 ЄВ	2232–2239	0,46698	0,12916	0,16735	8,46735	8,76386

Таблиця 60. Результати замірів відбивної здатності вітриніту

№ проби	Заміри	Кількість	Середнє
15 ЄВ	0,56; 0,58; 0,60; 0,61; 0,67; 0,68; 0,74; 0,76; 0,78; 0,80; 0,82; 0,82; 0,85; 0,86; 0,88; 0,90; 0,90; 0,92; 0,94; 0,94; 0,98; 0,99; 1,05; 1,15; 1,35	25	0,84
16 ЄВ	0,41; 0,51; 0,53; 0,54; 0,55; 0,55; 0,56; 0,57; 0,58; 0,60; 0,91; 0,94; 0,98; 1,08; 1,08; 1,25; 1,80; 2,10	18	0,86
17 ЄВ	1,10; 1,50	2	1,30

Аналіз промислово-геофізичних даних. Результати переінтерпретації ГДС в інт. 1650–1960 м наведено вище. Тут надаються матеріали переінтерпретації ГДС в інт. 1982–2453 м. На розрізі (рис. 71) за даними ГДС в інт. 2346–2578 м виділяються п'ять газонасичених пластів. Він складений теригенними породами карбону (1950–2453 м) і породами фундаменту з корою вивітрювання (2453–2620 м). Розглянуто такі інтервали розрізу з метою оцінки їх відносно наявності сланцевого газу:

- 1982–1995 м – глиниста товща, вміст $C_{орг.}$ у середньому 2,0 %;
- 2015–2146 м – чергування піщаних пластів, алевролітів і аргілітів; можливо, тут існує значна вертикальна неоднорідність; вміст $C_{орг.}$ – 0–3,2 %, у середньому 2,5 %; перспективи відносно сланцевого газу достатньо високі.
- 2224–2358 м – чергування піщано-алевритових і глинистих пластів, можлива значна анізотропія пружних властивостей, імовірна літогенетична тріщинуватість; найперспективніша товща порід; вміст $C_{орг.}$ за даними ГДС у середньому становить 2,7–3,1 %;
- 2358–2453 м – безперспективна товща аргілітів з низьким вмістом $C_{орг.}$

Таким чином, урахувавши результати комплексного аналізу, включаючи вивчення керн і переінтерпретацію ГДС, перспективним у св. Євгенівська-8 можна вважати інт. 2224–2358 (C_{1s2}), складений чорними аргілітами із прошарками алевролітів, де виділяється ряд газонасичених пластів, ТОС – 8,76, R_0 – 1,30. Інт. 1112–1120 і 1761–1769 м, де встановлені високий вміст ТОС (2,60–5,73) і $C_{орг.}$ (до 14,42 %) не можуть вважатися перспективними з урахуванням недостатнього ступеня термічної переробки (R_0 – 0,84–0,86).

Розвідувальна свердловина Євгенівська-9 пройдена в центральному склепінні структури з метою підтвердження газонасиченості відкладів середнього карбону. Проектна глибина свердловини 2900 м, фактична – 2920 м, вибій розташований в породах кристалічного фундаменту. Сумарна проходка керн становить 56 м, винос керн 26,9 м (48 %).

На інтервалі 925–2242 м керн складений [155]:

- 925–933 (C_2^6) – вапняк світло-коричнювато-сірий
- 1105,5–1113,5 (C_2^3) – аргіліт глиноподібний, сірий до темно-сірого;
- 1354–1362 (C_2^3) – аргіліт глиноподібний, темно-сірий до чорного;

- 1640–1648 (C₂²) – пісковик сірий, тонкозернистий із прошарками (1–3 см) аргіліту і алевроліту;
- 1735–1743 (C₂¹) – пісковик сірий, дрібнозернистий з вапняно-глинистим цементом; зверху вапняк темно-коричнюватий (0,35 м), знизу аргіліт темно-сірий, чорний;
- 1925–1933 (C₂¹) – алевроліт світло-сірий з вапняно-глинистим цементом, знизу прошарок (0,2 м) вапняку;
- 2234–2242 (C₁S₁) – аргіліт темно-сірий; зверху алевроліт темно-сірий із прошарками (до 1–2 см) пісковикау.

Колекторські властивості встановлені в тонкозернистих пісковиках з інт. 1640–1648 м (пористість 10,6–10,9 %, проникність $0,37\text{--}0,66 \times 10^{-15} \text{ м}^2$) і в дрібнозернистих пісковиках з інт. 1735–1743 м (пористість 6,9–10,7 %, проникність $0,12\text{--}0,23 \times 10^{-15} \text{ м}^2$).

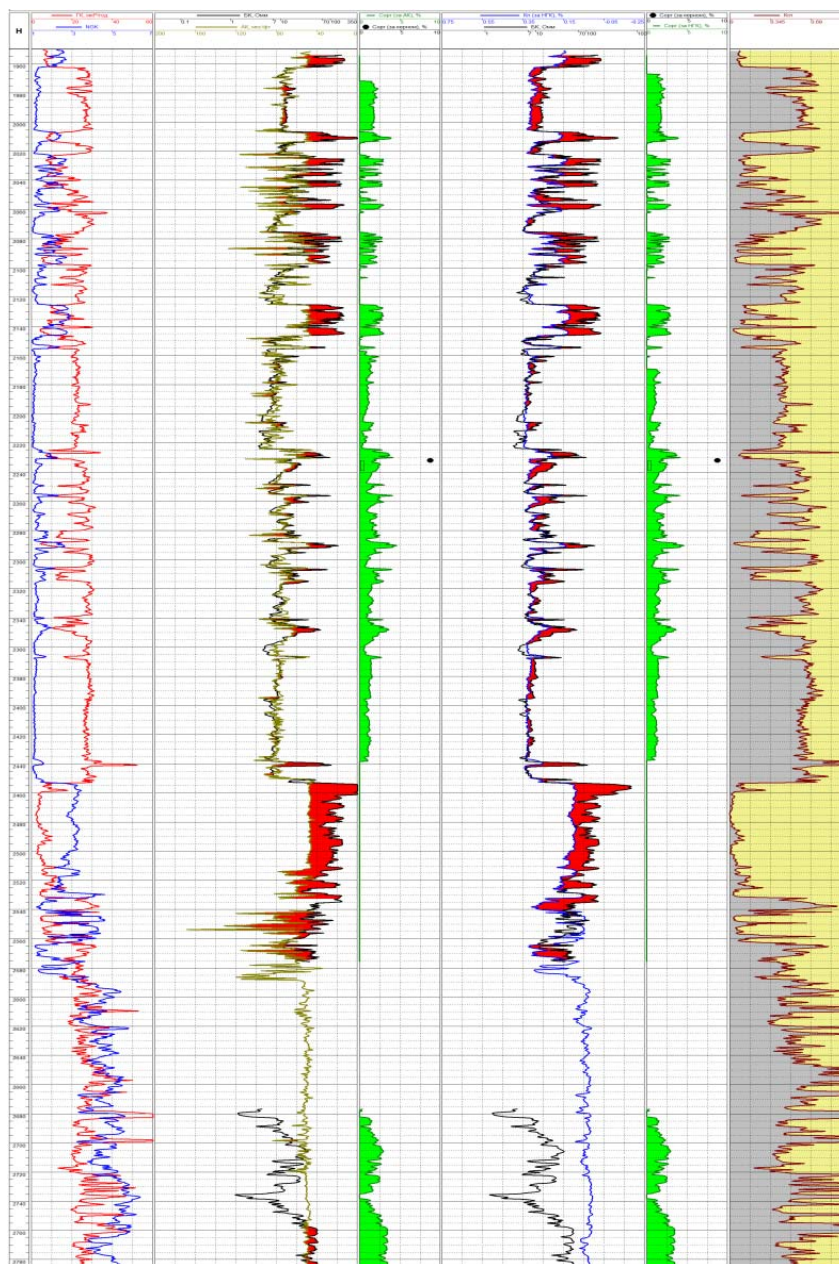


Рис. 71. Промислово-геофізична характеристика та результати кількісної інтерпретації даних ГДС у розрізі свердловини Євгенівська-8 (фрагмент)

За матеріалами ГДС газонасичені та слабогазонасичені пласти виділено в інтервалах (м): 1114,0–1118,0 (Б-1); 1363,6–1371,0 (Б-4); 1649,6–1654,0 (Б-9); 1655,2–1658,4; 1678,0–1683,2; 1730,0–1739,2 (Б-10); 1758,0–1765,6. Інт. 1730,0–1739,2 (Б-10) частково охарактеризовано керном (1735–1743 м), представленим вапняком (пористість 1,7 %), пісковиком дрібнозернистим з доломіто-глинистим цементом і аргілітом. При випробуванні пласт виявився водоносним.

При випробуванні інтервали (м): 1683–1678 (Б-9), 1740–1730 (Б-10), 1786–1758 (Б-10), 2151–2146 (C_{1s}, С-4), 2329–2323 (C_{1s}, С-6), 2607–2582 м (C_{1v}) виявилися водоносними; інт. 1907–1896 – "сухим", а в інт. 1660–1650 (Б-9) отримано приплив газу з дебітом 49,3 тис. м³/добу на 6,1 мм шайбі. Продуктивний об'єкт керном не охарактеризований. Свердловина передана до експлуатації. Колекторські властивості порід наведено в табл. 61.

Таблиця 61. Колекторські властивості порід свердловини Євгенівська-9 [155]

Інтервал, м	Вік	Порода	СаСО ₃ , %	Проникність, а*10 ⁻¹⁵ м ²	Пористість, %	Щільність, а*10 ³ кг/м ³	
						об'ємна	уявна мінералізація
925–933	C ₂ ⁶	Вапняк	97,5	Зруйнована	3,4	2,56	2,65
1105,5–1113,5	C ₂ ⁵	Аргіліт	3,4	–"	16,4	2,23	2,66
1354–1362	C ₂ ³	–"	14,8	–"	12,46	2,38	2,72
1354–1362	C ₂ ³	–"	10,2	< 0,01	9,0	2,44	2,68
1354–1362	C ₂ ³	–"	5,5	Зруйнована	9,9	2,40	2,67
1640–1648	C ₂ ²	Пісковик	4,2	0,66	10,6	2,42	2,71
1640–1648	C ₂ ²	–"	5,9	0,37	10,9	2,38	2,67
1735–1743	C ₂ ¹ /Б-10	Вапняк	96,7	< 0,01	1,7	2,62	2,66
1735–1743	C ₂ ¹ /Б-10	Пісковик	5,5	0,23	10,6	2,39	2,68
1735–1743	C ₂ ¹ /Б-10	–"	8,5	0,20	10,2	2,40	2,68
1735–1743	C ₂ ¹ /Б-10	–"	3,0	0,12	10,7	2,39	2,68
1735–1743	C ₂ ¹ /Б-10	–"	4,3	Зруйнована	10,1	2,41	2,68
1735–1743	C ₂ ¹ /Б-10	–"	9,1	–"	8,9	2,44	2,68
1735–1743	C ₂ ¹ /Б-10	–"	22,9	0,14	6,9	2,54	2,72
1735–1743	C ₂ ¹ /Б-10	–"	9,1	Зруйнована	10,0	2,40	2,67
1735–1743	C ₂ ¹ /Б-10	Аргіліт	4,7	–"			
1925–1933	C ₂ ¹	Алевроліт	14,2	< 0,01	4,7	2,67	2,80
1925–1933	C ₂ ¹	–"	10,7	Зруйнована	8,3	2,47	2,69
1925–1933	C ₂ ¹	–"	38,1	< 0,01	1,6	2,74	2,78
1925–1933	C ₂ ¹	–"	13,3	Зруйнована	8,1	2,51	2,73
1925–1933	C ₂ ¹	Вапняк	69,8	–"	4,1	2,66	2,77
2234–2242	C _{1s1}	Аргіліт. пісковик	6,8	< 0,01	4,4	2,54	2,66
2234–2242	C _{1s1}	Алевроліт	4,3	Зруйнована	3,8	2,57	2,67
2234–2242	C _{1s1}	Аргіліт	8,1	–"	3,9	2,62	2,73
2234–2242	C _{1s1}	–"	3,4	–"	4,1	2,56	2,67
2234–2242	C _{1s1}	Аргіліт. пісковик	5,6	–"	4,4	2,55	2,66

За аналогією із св. Євгенівська-1–4, 6, 8 у св. Євгенівська-9 перспективним можна вважати інт. від 2234 м і нижче, складений чорними аргілітами серпуховського ярусу.

Розвідувальна свердловина Євгенівська-10 пробурена в межах південно-західного крила структури на відстані 1200 м на південь від св. № 8 з метою розширення контурів газоносності продуктивних горизонтів Б-9, С-6, С-8 та ін. Проектна глибина свердловини 2650 м, фактична – 2700 м, проектний горизонт C_{1s_2} , фактичний – породи кристалічного фундаменту [156].

Керн поінтервально відбирався в інт. 1835–2658 м, усього випробувано 131 м, винос керна – 74,4 м (56,8 %). Керн представлений (м) [156]:

- 1835–1851 (C_2^2 , Б-9) – аргіліт глиноподібний із прошарками і шаром (0,45 м) вапняку світло-сірого;
- 1862–1876 (C_2^2 , Б-9¹) – шари (зверху): мергелю темно-сірого до чорного (2,4 м); пісковика сірого, дрібно-тонкозернистого з глинистим і вапняково-глинистим цементом, із запахом ВВ на свіжому відколі, забарвлює хлороформну витяжку (4,6 м);
- 1953–1969 (C_2^1 , Б-10) – зверху пісковик світло-сірий, дрібнозернистий, з глинисто-вапняковим і вапняково-глинистим цементом (6 м), знизу вапняк темно-сірий, глинистий, афанітовий;
- 2139–2147 (C_2^1 , Б-13) – аргіліт темно-сірий із шарами (0,35–0,48 м) вапняку темно-сірого, глинистого, афанітового;
- 2147–2154 (C_2^1 , Б-13) – пісковик сірий, тонко-дрібнозернистий, з глинистим цементом, з прошарками алевроліту і аргіліту;
- 2355–2370 (C_{1s_2} , С-5¹) – вапняк світло- і темно-сірий, зверху мергель сірий (0,7 м);
- 2434–2450 (C_{1s_2} , С-6) – аргіліт чорний до чорного сланцю;
- 2452–2459 (C_{1s_2} , С-6) – пісковик сірий, тонко-дрібнозернистий з глинистим цементом з тонкими прошарками і шаром (0,9 м) алевроліту;
- 2588–2596 (C_{1s_2} , С-8) – пісковик світло-сірий, дрібно-тонкозернистий, слабо забарвлює хлороформну витяжку;
- 2596–2604 (C_{1s_2} , С-8) – аргіліт чорний, алевритистий;
- 2642–2658 (C_{1s_2} , С-9) – аргіліт чорний, з прошарками алевроліту.

Таким чином, у керні свердловини переважають аргіліти (31,95 м чи 43,2 %), пісковики (27 м, 36,5 %), вапняки і мергелі (7,68 м 10,4 %), перешарування аргіліту та алевроліту (6,5 м, 8,8 %), алевроліти (0,9 м, 1,2 %). З потенційних колекторів тут розвинені (за результатами опису керна):

- горизонт Б-9¹ – пісковики дрібно-тонкозернисті з вапняково-глинистим цементом, колектори VI класу (відкрита пористість 10,6–13,4 %, проникність $0,42–0,83 \times 10^{-15} \text{ м}^2$) з легким запахом ВВ, хлороформна витяжка забарвлена; згідно з ГДС породи цього інтервалу характеризуються як алевроліти ущільнені, водоносні або з невизначеною характеристикою;
- горизонт Б-10 – пісковики світло-сірі, дрібнозернисті, з вапняково-глинистим і глинисто-вапняковим цементом (відкрита пористість 5,3–10,7 %, проникність $0,13–0,23 \times 10^{-15} \text{ м}^2$), ознак насиченості ВВ немає, щодо продуктивності інтересу не представляють; згідно з ГДС у цьому інтервалі виділено водонасичені алевроліти;
- горизонт Б-13 – щільні пісковики, світло-сірі, тонко-дрібнозернисті, з глинистим і вапняно-глинистим цементом (пористість 4,9–8,5 %, проникність менше $0,01 \times 10^{-15} \text{ м}^2$) і щільні вапняки (пористість 1,4 і 3,7 %);
- горизонт С-5¹ – щільні мергель (пористість 5,1 %) і вапняк (пористість 0,5–1,8 %);

- горизонт С-6 – пісковики сірі, тонко-дрібнозернисті, з глинистим цементом (пористість 3,2–6,9 %, проникність менше $0,01 \times 10^{-15} \text{ м}^2$); згідно з ГДС виділені як щільні вапняки;
- горизонт С-8 – пісковики світло-сірі, дрібно-тонкозернисті, з вапняково-глинистим і глинисто-вапняковим цементом (пористість 1,7–9,0 %, проникність менше $0,01 \times 10^{-15} \text{ м}^2$); згідно з ГДС виділені як газонасні, але в ході випробування виявилися "сухими";

Усього по розрізу свердловини виділено вісім газонасичених інтервалів, три з яких збігаються з інтервалами відібраного керна, але при випробуванні всі вони виявилися або "сухими", або водоносними: 2160–2167 (Б-13); 2176–2185 (С-3); 2299–2312 (С-5); 2356–2361 (С-5¹); 2453–2457 (С-6); 2548–2554 (С-7¹); 2590–2593 (С-8); 2615–2623 (С-8¹).

Колекторські властивості порід наведено в табл. 62.

Таблиця 62. Колекторські властивості порід свердловини Євгенівська-10 [156]

Інтервал, м	Вік	Порода	СаСО ₃ , %	Проник- ність, а·10 ⁻¹⁵ м ²	Пори- стість, %	Щільність, а·10 ³ кг/м ³	
						об'ємна	уявна міне- ралізація
1835–1843	С ₂ b, С ₂ ² / Б-9	Аргіліт	7,0	Зруйнована	10,0	2,45	2,72
1835–1843	С ₂ b, С ₂ ² / Б-9	Вапняк	81,4	< 0,01	2,5	2,61	2,68
1835–1843	С ₂ b, С ₂ ² / Б-9	–"	96,2	Зруйнована	2,7	2,62	2,69
1843–1851	С ₂ b, С ₂ ² / Б-9	Аргіліт	7,0	–"	8,4	2,54	2,78
1862–1870	С ₂ b, С ₂ ² / Б-9	Мергель	57,6	< 0,01	6,3	2,57	2,74
1862–1870	С ₂ b, С ₂ ² / Б-9	Пісковик	8,2	0,42	11,9	2,33	2,65
1862–1870	С ₂ b, С ₂ ² / Б-9	–"	2,5	Зруйнована	12,9	2,34	2,68
1862–1870	С ₂ b, С ₂ ² / Б-9	–"	3,3	–"	12,4	2,34	2,68
1862–1870	С ₂ b, С ₂ ² / Б-9	–"	3,3	–"	11,9	2,36	2,68
1870–1876	С ₂ b, С ₂ ² / Б-9	–"	2,5	–"	12,8	2,32	2,66
1870–1876	С ₂ b, С ₂ ² / Б-9	–"	3,7	–"	13,0	2,32	2,66
1870–1876	С ₂ b, С ₂ ² / Б-9	–"	3,7	–"	13,4	2,32	2,68
1870–1876	С ₂ b, С ₂ ² / Б-9	–"	2,5	0,47	11,3	2,36	2,66
1870–1876	С ₂ b, С ₂ ² / Б-9	–"	10,7	0,83	11,1	2,35	2,64
1870–1876	С ₂ b, С ₂ ² / Б-9	Вапняк, мергель	55,5	< 0,01	5,9	2,58	2,74
1870–1876	С ₂ b, С ₂ ² / Б-9	Вапняк	95,1	0,93	2,2	2,65	2,71
1870–1876	С ₂ b, С ₂ ² / Б-9	Пісковик	11,5	0,47	10,6	2,36	2,64
1870–1876	С ₂ b, С ₂ ² / Б-9	–"	2,9	0,47	14,0	2,28	2,66
1953–1961	С ₂ ¹ /Б-10	–"	24,8	< 0,01	5,3	2,59	2,74
1953–1961	С ₂ ¹ /Б-10	–"	21,1	< 0,01	7,2	2,53	2,72
1953–1961	С ₂ ¹ /Б-10	–"	6,7	< 0,01	9,2	2,45	2,70
1953–1961	С ₂ ¹ /Б-10	–"	10,5	0,16	9,1	2,46	2,70
1953–1961	С ₂ ¹ /Б-10	–"	8,8	108,95	10,0	2,40	2,66
1953–1961	С ₂ ¹ /Б-10	–"	21,9	< 0,01	6,7	2,48	2,66
1953–1961	С ₂ ¹ /Б-10	–"	10,1	0,19	9,5	2,42	2,67
1953–1961	С ₂ ¹ /Б-10	–"	5,0	0,21	9,2	2,41	2,65
1953–1961	С ₂ ¹ /Б-10	–"	15,2	< 0,01	8,0	2,48	2,70
1953–1961	С ₂ ¹ /Б-10	–"	5,0	0,23	9,4	2,44	2,69
1953–1961	С ₂ ¹ /Б-10	–"	8,8	0,13	9,4	2,44	2,69

Інтервал, м	Вік	Порода	СаСО ₃ , %	Проник- ність, а·10 ⁻¹⁵ м ²	Пори- стість, %	Щільність, а·10 ³ кг/м ³	
						об'ємна	уявна міне- ралізація
1953–1961	C ₂ ¹ /Б-10	–"	9,7	< 0,01	8,1	2,47	2,69
1953–1961	C ₂ ¹ /Б-10	–"	6,3	< 0,01	9,0	2,45	2,69
1953–1961	C ₂ ¹ /Б-10	–"	18,0	< 0,01	7,7	2,50	2,71
1953–1961	C ₂ ¹ /Б-10	–"	15,9	< 0,01	8,0	2,48	2,70
1953–1961	C ₂ ¹ /Б-10	–"	11,3	< 0,01	7,7	2,52	2,73
1953–1961	C ₂ ¹ /Б-10	–"	7,1	0,17	9,9	2,42	2,69
1953–1961	C ₂ ¹ /Б-10	–"	10,9	< 0,01	9,9	2,44	2,71
1953–1961	C ₂ ¹ /Б-10	–"	6,3	< 0,01	10,0	2,43	2,70
1953–1961	C ₂ ¹ /Б-10	–"	5,9	< 0,01	10,7	2,40	2,69
1953–1961	C ₂ ¹ /Б-10	–"	4,6	< 0,01	10,3	2,42	2,69
1961–1969	C ₂ ¹ /Б-10	Вапняк	79,8	Зруйнована	6,4	2,60	2,78
1961–1969	C ₂ ¹ /Б-10	–"	99,1	Непроникна	0,7	2,75	2,77
2139–2147	C ₁ ⁵ /Б-13	–"	91,2	< 0,01	1,4	2,70	2,74
2139–2147	C ₁ ⁵ /Б-13	Аргіліт	5,4	< 0,01	5,2	2,58	2,72
2139–2147	C ₁ ⁵ /Б-13	Вапняк	90,4	Зруйнована	3,7	2,61	2,71
2139–2147	C ₁ ⁵ /Б-13	Аргіліт	3,0	–"	5,4	2,58	2,72
2147–2154	C ₁ ⁵ /Б-13	Пісковик	1,7	< 0,01	7,5	2,50	2,70
2147–2154	C ₁ ⁵ /Б-13	Пісковик, аргіліт	3,3	< 0,01	6,3	2,54	2,71
2147–2154	C ₁ ⁵ /Б-13	Пісковик	13,8	< 0,01	4,9	2,56	2,69
2147–2154	C ₁ ⁵ /Б-13	–"	3,8	< 0,01	8,2	2,47	2,69
2147–2154	C ₁ ⁵ /Б-13	–"	2,5	< 0,01	7,7	2,49	2,70
2147–2154	C ₁ ⁵ /Б-13	–"	4,2	< 0,01	8,2	2,47	2,69
2147–2154	C ₁ ⁵ /Б-13	–"	3,0	< 0,01	8,1	2,48	2,70
2147–2154	C ₁ ⁵ /Б-13	–"	8,4	< 0,01	6,5	2,51	2,68
2147–2154	C ₁ ⁵ /Б-13	–"	10,4	< 0,01	5,5	2,55	2,70
2147–2154	C ₁ ⁵ /Б-13	–"	2,1	< 0,01	6,9	2,52	2,70
2147–2154	C ₁ ⁵ /Б-13	–"	4,2	< 0,01	8,2	2,47	2,69
2147–2154	C ₁ ⁵ /Б-13	–"	2,9	< 0,01	7,9	2,48	2,69
2147–2154	C ₁ ⁵ /Б-13	–"	2,9	< 0,01	7,0	2,53	2,72
2147–2154	C ₁ ⁵ /Б-13	–"	2,9	< 0,01	6,8	2,51	2,69
2147–2154	C ₁ ⁵ /Б-13	–"	2,5	< 0,01	8,1	2,48	2,69
2147–2154	C ₁ ⁵ /Б-13	–"	5,0	< 0,01	7,9	2,47	2,69
2147–2154	C ₁ ⁵ /Б-13	–"	2,1	< 0,01	8,3	2,47	2,69
2147–2154	C ₁ ⁵ /Б-13	–"	4,2	< 0,01	8,4	2,47	2,69
2147–2154	C ₁ ⁵ /Б-13	–"	2,5	< 0,01	8,5	2,46	2,69
2147–2154	C ₁ ⁵ /Б-13	Пісковик, аргіліт	3,3	Зруйнована	6,4	2,55	2,72
2147–2154	C ₁ ⁵ /Б-13	Пісковик	4,2	< 0,01	7,3	2,49	2,68
2355–2363	C _{1s2} /C-5 ¹	Мергель	26,7	Зруйнована	5,1	2,60	2,74
2355–2363	C _{1s2} /C-5 ¹	Вапняк	96,7	Зруйнована	1,5	2,65	2,69
2363–2370	C _{1s2} /C-5 ¹	–"	89,0	Непроникна	1,8	2,64	2,69
2363–2370	C _{1s2} /C-5 ¹	–"	50,4	< 0,01	0,5	2,65	2,66
2363–2370	C _{1s2} /C-5 ¹	–"	85,6	< 0,01	1,7	2,71	2,76
2434–2442	C _{1s2} /C-6	Аргіліт	3,4	Зруйнована	5,1	2,56	2,70
2434–2442	C _{1s2} /C-6	–"	1,7	–"	4,8	2,51	2,63

Закінчення табл. 62

Інтервал, м	Вік	Порода	СаСО ₃ , %	Проник- ність, а·10 ⁻¹⁵ м ²	Пори- стість, %	Щільність, а·10 ³ кг/м ³	
						об'ємна	уявна міне- ралізація
2442–2450	C ₁ S ₂ /C-6	—"	2,1	—"	7,8	2,47	2,68
2452–2459	C ₁ S ₂ /C-6	Пісковик	1,3	< 0,01	4,9	2,56	2,69
2452–2459	C ₁ S ₂ /C-6	—"	1,7	< 0,01	4,7	2,57	2,70
2452–2459	C ₁ S ₂ /C-6	—"	3,4	< 0,01	6,6	2,51	2,68
2452–2459	C ₁ S ₂ /C-6	—"	1,7	Зруйнована	6,9	2,54	2,73
2452–2459	C ₁ S ₂ /C-6	—"	2,9	<0,01	6,4	2,50	2,67
2452–2459	C ₁ S ₂ /C-6	—"	4,2	<0,01	6,3	2,50	2,67
2452–2459	C ₁ S ₂ /C-6	—"	4,6	<0,01	6,5	2,50	2,67
2452–2459	C ₁ S ₂ /C-6	—"	4,2	< 0,01	4,6	2,59	2,72
2452–2459	C ₁ S ₂ /C-6	Алевроліт, аргіліт	2,5	< 0,01	3,1	2,62	2,71
2452–2459	C ₁ S ₂ /C-6	Пісковик	2,5	< 0,01	5,7	2,53	2,68
2452–2459	C ₁ S ₂ /C-6	—"	1,7	< 0,01	6,4	2,53	2,70
2452–2459	C ₁ S ₂ /C-6	—"	1,3	0,48	3,2	2,66	2,75
2452–2459	C ₁ S ₂ /C-6	—"	7,9	< 0,01	4,2	2,56	2,67
2452–2459	C ₁ S ₂ /C-6	—"	5,0	Зруйнована	6,0	2,55	2,71
2452–2459	C ₁ S ₂ /C-6	—"	5,4	< 0,01	4,0	2,56	2,66
2452–2459	C ₁ S ₂ /C-6	Алевроліт	2,5	Зруйнована	2,5	2,60	2,67
2452–2459	C ₁ S ₂ /C-6	Пісковик	2,5	< 0,01	5,2	2,55	2,69
2452–2459	C ₁ S ₂ /C-6	—"	11,3	< 0,01	4,8	2,53	2,66
2452–2459	C ₁ S ₂ /C-6	—"	11,7	< 0,01	6,6	2,50	2,68
2588–2596	C ₁ S ₂ /C-8	—"	31,5	< 0,01	1,7	2,61	2,65
2588–2596	C ₁ S ₂ /C-8	—"	26,4	< 0,01	2,0	2,59	2,64
2588–2596	C ₁ S ₂ /C-8	—"	1,3	Зруйнована	8,6	2,39	2,61
2588–2596	C ₁ S ₂ /C-8	—"	10,1	< 0,01	5,7	2,48	2,63
2588–2596	C ₁ S ₂ /C-8	—"	25,6	< 0,01	4,5	2,52	2,64
2588–2596	C ₁ S ₂ /C-8	—"	2,5	< 0,01	8,0	2,42	2,62
2588–2596	C ₁ S ₂ /C-8	—"	10,1	Зруйнована	3,1	2,56	2,64
2588–2596	C ₁ S ₂ /C-8	—"	3,8	<0,01	7,9	2,42	2,63
2588–2596	C ₁ S ₂ /C-8	—"	6,7	Зруйнована	7,7	2,42	2,62
2588–2596	C ₁ S ₂ /C-8	—"	2,5	< 0,01	6,7	2,46	2,63
2588–2596	C ₁ S ₂ /C-8	—"	2,9	< 0,01	6,8	2,43	2,61
2588–2596	C ₁ S ₂ /C-8	—"	1,7	< 0,01	6,8	2,43	2,61
2588–2596	C ₁ S ₂ /C-8	—"	2,5	< 0,01	9,0	2,40	2,63
2588–2596	C ₁ S ₂ /C-8	—"	2,9	< 0,01	6,2	2,45	2,61
2588–2596	C ₁ S ₂ /C-8	—"	2,1	< 0,01	7,0	2,45	2,63
2588–2596	C ₁ S ₂ /C-8	—"	4,2	Зруйнована	5,2	2,52	2,66
2588–2596	C ₁ S ₂ /C-8	—"	2,1	< 0,01	2,5	2,46	2,63
2588–2596	C ₁ S ₂ /C-8	—"	2,5	Зруйнована	4,9	2,50	2,63
2588–2596	C ₁ S ₂ /C-8	—"	3,4	—"	4,2	2,53	2,64
2596–2604	C ₁ S ₂ /C-8	Алевроліт	4,6	—"	2,6	2,55	2,62
2596–2604	C ₁ S ₂ /C-8	Аргіліт	3,4	< 0,01	3,8	2,53	2,63
2642–2650	C ₁ S ₂ /C-9	—"	5,5	Зруйнована	3,0	2,59	2,67
2650–2658	Те саме	Аргіліт, алевроліт	4,6	—"	2,7	2,56	2,64
2650–2658	Те саме	Пісковик	3,8	—"	2,8	2,56	2,63
2650–2658	Те саме	—"	16,0	0,64	2,2	2,60	2,66

За аналогією ізіва св. Євгенівська-1–4, 6, 8, 9 у св. Євгенівська-10 перспективним можна вважати інт. 2596–2658 м, складений чорними аргілітами серпуховського ярусу.

Розвідувальна свердловина Євгенівська-14 пробурена в 650 м на південь від св. № 4 з метою розширення контурів газоносності продуктивних горизонтів середнього і нижнього карбону та з'ясування перспективності газоносності порід фундаменту. Проектна глибина свердловини 3400 м, фактична – 3403 м, вибій розташований в породах кристалічного фундаменту [156]. Керн представлений (м) [156]:

- 802–810 (C_2^7) – аргіліт глиноподібний, блакитно-голубувато-сірий, іноді з тонкими (1–2 см) прошарками тонкозернистого пісковіку;
- 1020–1028 (C_2^6) – аргіліт темно-сірий до сланцю;
- 1206–1222 (C_2^5 , М-6) – аргіліт темно-сірий та блакитнувато-зеленувато-сірий, з тонкими прошарками пісковіку, знизу – алевроліт (6,8 м);
- 1521.5–1537 (C_2^3) – алевроліт сірий, глинистий, з тонкими прошарками аргіліту і шаром (1,1 м) вапняку сірого, темно-сірого;
- 1945–1960 (C_2^1 , Б-10) – тонке перешарування алевроліту темно-сірого і пісковіку сірого, тонко-дрібнозернистого;
- 2138–2146 (C_1^5) – перешарування (0,10–0,95 м) алевроліту темно-сірого та аргіліту глиноподібного, темно-сірого до чорного, з рідкісними прошарками (0,15–0,40 м) вапняку темно-сірого, глинистого, афанітового і пісковіку сірого, тонкозернистого;
- 2176–2196 (C_{1S_2} , С-3) – пісковик сірий, тонкозернистий, з глинистим і карбонатно-глинистим цементом із прошарками і шарами (до 0,20–0,65 м) вапняку темно-сірого, глинистого, доломітового, алевроліту темно-сірого, глинистого, аргіліту чорного;
- 2376–2384 (C_{1S_2} , С-5) – аргіліт чорний, вуглистий вапнистий, з дрібними включеннями піриту;
- 2457–2463 (C_{1S_2} , С-6) – шари (зверху): алевроліту темно-сірого (1,2 м), пісковіку сірого, тонкозернистого (0,3 м), доломітової брекчії на глинистому цементі (0,5 м), пісковіку сірого, тонкозернистого (2,5 м).

Таким чином, у керні св. Євгенівська-4 переважають аргіліти (21,95 м, чи 40,7 %), алевроліти (13,9 м, 25,8 %), пісковіки (10,65 м, 19,8 %), перешарування аргілітів, алевролітів і пісковіків (5 м, 9,3 %), вапняки та карбонатні брекчії (2,4 м, 4,4 %). Із потенційних колекторів тут розвинені (за результатами ГДС і опису керна):

- горизонт М-6 – пісковик (пористість 15,8 %, газопроникність $21,55 \times 10^{-15} \text{ м}^2$), який можна віднести до колектора ІV класу), щільний за даними ГДС;
- горизонт С-3 – водонасичений пісковик, сірий тонко-дрібнозернистий, з глинистим і вапняно-глинистим цементом (пористість 2,8–12,1 %, газопроникність $0,16\text{--}2,41 \times 10^{-15} \text{ м}^2$);
- горизонт С-6 – ущільнені пісковіки (пористість 2,4–5,1 %, газопроникність менше $0,01 \times 10^{-15} \text{ м}^2$).

За даними ГДС у розрізі свердловини виявлено один газонасичений пласт пісковіку (2710–2712 м, C_{1S_2}), один пласт з невизначеною характеристикою, 71 водоносний та водонасичений, 68 ущільнених пластів.

Колекторські властивості порід наведено в табл. 63.

Таблиця 63. Колекторські властивості порід свердловини Євгенівська-14 [156]

Інтервал, м	Вік	Порода	CaCO ₃ , %	Проник- ність, а·10 ⁻¹⁵ м ²	Порис- тість, %	Щільність, а·10 ³ кг/м ³	
						об'ємна	уявна мі- нералізація
802–810	C ₂ ⁷	Аргіліт	1,3	Зруйнована	26,6	1,97	2,69
1020–1028	C ₂ ⁶	–"	1,7	–"	18,2	2,18	2,67
1206–1214	C ₂ ⁵ /М-6	–"	1,3	–"	15,4	2,30	2,72
1206–1214	C ₂ ⁵ /М-6	–"	1,7	–"	14,1	2,36	2,74
1206–1214	C ₂ ⁵ /М-6	Пісковик	2,9	< 0,01	11,6	2,41	2,73
1206–1214	C ₂ ⁵ /М-6	–"	5,4	0,38	11,4	2,43	2,75
1206–1214	C ₂ ⁵ /М-6	–"	2,1	Зруйнована	10,9	2,37	2,66
1206–1214	C ₂ ⁵ /М-6	Аргіліт	2,5	< 0,01	14,4	2,32	2,71
1214–1222	C ₂ ⁵ /М-6	Алевроліт	1,7	Зруйнована	17,0	2,22	2,67
1214–1222	C ₂ ⁵ /М-6	Пісковик	21,3	21,55	15,8	2,22	2,64
1214–1222	C ₂ ⁵ /М-6	Алевроліт	1,7	35,26	15,5	2,26	2,68
1214–1222	C ₂ ⁵ /М-6	–"	1,3	Зруйнована	14,9	2,27	2,67
1214–1222	C ₂ ⁵ /М-6	–"	0,8	2,64	15,0	2,26	2,66
1214–1222	C ₂ ⁵ /М-6	–"	0,8	Зруйнована	12,8	2,38	2,73
1214–1222	C ₂ ⁵ /М-6	–"	1,7	0,62	14,5	2,29	2,68
1214–1222	C ₂ ⁵ /М-6	–"	3,3	Зруйнована	18,4	2,20	2,69
1521,5–1528	C ₂ ³	–"	2,5	–"	15,4	2,27	2,69
1521,5–1528	C ₂ ³	–"	1,3	< 0,01	15,1	2,27	2,68
1521,5–1528	C ₂ ³	–"	1,7	0,31	13,9	2,31	2,69
1528–1537	C ₂ ³	Аргіліт	11,3	Зруйнована	12,0	2,40	2,72
1528–1537	C ₂ ³	Вапняк	71,7	Непроникна	5,4	2,53	2,67
1528–1537	C ₂ ³	–"	83,4	< 0,01	4,7	2,55	2,67
1528–1537	C ₂ ³	–"	95,9	< 0,01	2,1	2,62	2,68
1528–1537	C ₂ ³	Алевроліт	10,4	< 0,01	8,5	2,45	2,68
1945–1953	C ₂ ¹ /Б-10 ¹	Алевроліт, пісковик	3,3	0,21	9,7	2,40	2,66
1945–1953	C ₂ ¹ /Б-10 ¹	Пісковик	4,2	< 0,01	9,7	2,39	2,64
1945–1953	C ₂ ¹ /Б-10 ¹	–"	4,2	Зруйнована	11,0	2,39	2,69
1945–1953	C ₂ ¹ /Б-10 ¹	Алевроліт	3,4	1,72	9,4	2,43	2,68
1953–1960	C ₂ ¹ /Б-10 ¹	Алевроліт, пісковик	2,9	< 0,01	12,3	2,35	2,68
1953–1960	C ₂ ¹ /Б-10 ¹	Алевроліт, пісковик	3,8	Зруйнована	9,8	2,36	2,61
1953–1960	C ₂ ¹ /Б-10 ¹	Алевроліт	2,9	< 0,01	9,3	2,43	2,68
2138–2146	C ₁ ⁵	–"	1,7	< 0,01	8,8	2,44	2,68
2138–2146	C ₁ ⁵	Аргіліт	4,2	Зруйнована	7,2	2,54	2,74
2138–2146	C ₁ ⁵	Алевроліт	1,7	–"	5,2	2,60	2,74
2138–2146	C ₁ ⁵	Вапняк	93,4	< 0,01	1,8	2,66	2,70
2138–2146	C ₁ ⁵	–"	85,0	< 0,01	2,0	2,65	2,70
2138–2146	C ₁ ⁵	Пісковик	4,2	< 0,01	7,3	2,50	2,70
2176–2183	C ₁ S ₂ /С-3	Вапняк	62,5	< 0,01	3,8	2,70	2,80
2176–2183	C ₁ S ₂ /С-3	Пісковик	0,8	1,01	8,1	2,47	2,68
2176–2183	C ₁ S ₂ /С-3	–"	2,5	0,33	8,7	2,46	2,70
2176–2183	C ₁ S ₂ /С-3	–"	5,8	< 0,01	8,4	2,54	2,77
2176–2183	C ₁ S ₂ /С-3	–"	5,8	< 0,01	7,9	2,46	2,67
2176–2183	C ₁ S ₂ /С-3	–"	0,8	2,41	8,1	2,49	2,71
2176–2183	C ₁ S ₂ /С-3	–"	5,4	< 0,01	8,1	2,50	2,72

Інтервал, м	Вік	Порода	CaCO ₃ , %	Проник- ність, а·10 ⁻¹⁵ м ²	Порис- тість, %	Щільність, а·10 ³ кг/м ³	
						об'ємна	уявна мі- нералізація
2176–2183	C ₁ S ₂ /C-3	Алевроліт	1,7	1,09	6,7	2,54	2,72
2183–2189	C ₁ S ₂ /C-3	Пісковик	33,9	< 0,01	3,0	2,63	2,71
2183–2189	C ₁ S ₂ /C-3	—	33,5	< 0,01	2,8	2,62	2,70
2183–2189	C ₁ S ₂ /C-3	—	38,9	< 0,01	3,1	2,64	2,72
2183–2189	C ₁ S ₂ /C-3	—	35,9	< 0,01	3,0	2,62	2,70
2183–2189	C ₁ S ₂ /C-3	—	4,6	1,38	10,0	2,44	2,71
2183–2189	C ₁ S ₂ /C-3	—	32,6	< 0,01	3,5	2,62	2,72
2183–2189	C ₁ S ₂ /C-3	—	5,0	< 0,01	12,1	2,35	2,68
2183–2189	C ₁ S ₂ /C-3	—	2,1	< 0,01	5,4	2,50	2,64
2183–2189	C ₁ S ₂ /C-3	—	2,5	< 0,01	8,8	2,46	2,69
2183–2189	C ₁ S ₂ /C-3	—	1,7	0,28	10,8	2,39	2,68
2183–2189	C ₁ S ₂ /C-3	—	2,1	0,30	10,8	2,38	2,67
2183–2189	C ₁ S ₂ /C-3	—	1,7	< 0,01	9,0	2,44	2,68
2183–2189	C ₁ S ₂ /C-3	—	2,1	< 0,01	8,6	2,44	2,67
2189–2196	C ₁ S ₂ /C-3	Алевроліт	2,5	< 0,01	5,9	2,55	2,71
2189–2196	C ₁ S ₂ /C-3	Пісковик	14,2	0,87	5,0	2,48	2,61
2189–2196	C ₁ S ₂ /C-3	—	11,7	< 0,01	7,9	2,47	2,68
2189–2196	C ₁ S ₂ /C-3	—	2,9	0,24	10,3	2,40	2,67
2189–2196	C ₁ S ₂ /C-3	—	1,7	< 0,01	9,1	2,44	2,68
2189–2196	C ₁ S ₂ /C-3	—	2,9	0,26	9,9	2,40	2,67
2189–2196	C ₁ S ₂ /C-3	—	8,3	0,16	8,9	2,43	2,67
2189–2196	C ₁ S ₂ /C-3	—	4,6	0,20	9,8	2,41	2,67
2189–2196	C ₁ S ₂ /C-3	—	2,5	0,20	9,7	2,41	2,67
2189–2196	C ₁ S ₂ /C-3	—	2,5	0,36	11,1	2,37	2,67
2189–2196	C ₁ S ₂ /C-3	—	6,7	0,18	9,5	2,42	2,67
2376–2384	C ₁ S ₂ /C-5 ¹	Аргіліт	17,5	Зруйнована	0,8	2,56	2,58
2457–2463	C ₁ S ₂ /C-6	Алевроліт	2,9	9,14	3,1	2,64	2,73
2457–2463	C ₁ S ₂ /C-6	—	2,9	Зруйнована	2,7	2,62	2,69
2457–2463	C ₁ S ₂ /C-6	Пісковик	2,1	< 0,01	2,2	2,63	2,68
2457–2463	C ₁ S ₂ /C-6	Доломітова брекчія	36,4	Зруйнована	1,4	2,81	2,85
2457–2463	C ₁ S ₂ /C-6	Доломіт	63,6	< 0,01	1,2	2,88	2,92
2457–2463	C ₁ S ₂ /C-6	Пісковик	11,3	< 0,01	3,7	2,57	2,67
2457–2463	C ₁ S ₂ /C-6	—	7,1	< 0,01	4,6	2,54	2,66
2457–2463	C ₁ S ₂ /C-6	—	10	< 0,01	4,4	2,56	2,68
2457–2463	C ₁ S ₂ /C-6	—	7,9	0,20	3,9	2,57	2,67
2457–2463	C ₁ S ₂ /C-6	—	11,7	< 0,01	3,7	2,58	2,68
2457–2463	C ₁ S ₂ /C-6	—	10,0	< 0,01	4,6	2,56	2,68
2457–2463	C ₁ S ₂ /C-6	—	6,3	< 0,01	4,8	2,54	2,67
2457–2463	C ₁ S ₂ /C-6	—	2,9	< 0,01	5,1	2,53	2,66
2457–2463	C ₁ S ₂ /C-6	—	6,7	Непроникна	4,1	2,62	2,73
2457–2463	C ₁ S ₂ /C-6	—	15,1	—	2,4	2,63	2,69

За аналогією із св. Євгенівська-1–4, 6, 8–10 у св. Євгенівська-14 перспективним можна вважати інт. 2376–2384 м, складений чорними аргілітами серпуховського ярусу.

За результатами опису аншліфів породи представлені:

- аргіліт (121 ЄВ) з органогенно-детритовою структурою, хвилясто-шаруватою текстурою, тип мацерал – детриніт, присутній глобулярний пірит (0,5 %);
- вапняк (120 ЄВ) з органогенно-детритовою структурою, грудкуватою текстурою, тип мацерал – детриніт, колодетриніт (рис. 73), присутній глобулярний пірит (0,1 %), який також часом інкрустує органічні рештки (рис. 74).

Результати досліджень відібраних проб (термічний і хімічний аналізи, вивчення відбивної здатності вітриніту) наведено в табл. 65–67.



Рис. 72. Чорні сланці (керн св. Євгенівська-20, інт. 1101–1117 м)



Рис. 73. Колодетриніт. Аншліф 120 ЄВ



Рис. 74. Пірит інкрустує органічні рештки. Аншліф 120 ЄВ

Таблиця 64. Колекторські властивості порід свердловини Євгенівська-20 [157]

Інтервал, м	Вік	Порода	СаСО ₃ , %	Проникність, а·10 ⁻¹⁵ м ²	Пористість, %	Щільність, а·10 ³ кг/м ³	
						об'ємна	уявна мінералізація
780–788	C ₂ m	Вапняк	91,6	Зруйнована	4,4	2,57	2,68
780–788	C ₂ m	Пісковик	30,1	–"	10,4	2,36	2,64
924–932	C ₂ m/M-5	Аргіліт	2,9	–"	17,5	2,21	2,68
924–932	C ₂ m/M-5	–"	1,6	0,80	17,0	2,22	2,68
924–932	C ₂ m/M-5	Пісковик	1,2	Зруйнована	17,0	2,21	2,67
924–932	C ₂ m/M-5	–"	2,0	–"	14,8	2,28	2,67
924–932	C ₂ m/M-5	–"	40,0	108,60	23,5	2,32	3,03
1010–1018	C ₂ m/M-6	Аргіліт	0,8	Зруйнована	15,2	2,27	2,68
1018–1026	C ₂ m/M-6	–"	1,6	–"	13,4	2,32	2,68
1018–1026	C ₂ m/M-6	–"	1,6	–"	14,5	2,32	2,72
1018–1026	C ₂ m/M-6	–"	0,8	–"	12,1	2,37	2,70
1018–1026	C ₂ m/M-6	–"	2,0	–"	17,8	2,24	2,73
1018–1026	C ₂ m/M-6	–"	1,6	<0,01	11,3	2,48	2,79
1018–1026	C ₂ m/M-6	Алевроліт	1,2	0,20	13,9	2,29	2,66
1018–1026	C ₂ m/M-6	Пісковик	0,8	0,43	15,2	2,25	2,65
1101–1109	C ₂ m/M-7	Аргіліт	4,1	Зруйнована	13,9	2,45	2,84
1101–1109	C ₂ m/M-7	Алевроліт	12,0	–"	14,4	2,31	2,70
1101–1109	C ₂ m/M-7	Пісковик	46,2	0,29	12,9	2,37	2,72
1101–1109	C ₂ m/M-7	Вапняк	95,7	Зруйнована	21,5	2,11	2,69
1109–1117	C ₂ b	Аргіліт	1,2	0,09	14,7	2,28	2,68
1109–1117	C ₂ b	Мергель	61,9	Непроникна	3,8	2,63	2,73
1109–1117	C ₂ b	Алевроліт	7,8	Зруйнована	12,4	2,34	2,67
1109–1117	C ₂ b	Аргіліт	2,1	–"	14,6	2,29	2,68

Таблиця 65. Результати термічного аналізу проб

№ проби	Інтервал, м	< 120 °С	120–300 °С	300–390 °С	390–550 °С	ТОС
121 ЄВ	1101–1109	0,91970	0,68103	0,23445	2,77604	3,69152
120 ЄВ	1109–1111	0,23621	0,06497	0,15430	3,48547	3,70474
119 ЄВ	1115–1117	1,13420	0,26730	0,34979	3,78045	4,39754

Таблиця 66. Результати визначення масових часток елементів у пробах із свердловини Євгенівська-20

№ проби	Інтервал, м	Ярус	Порода	С _{орг.} , %	Н ₂ О ⁻ , %	U·10 ⁻⁴ %	СО ₂ карб., %
121 ЄВ	1101–1109	C ₂ m	Аргіліт	4,62	1,93	4,5	0,22
120 ЄВ	1109–1111	C ₂ b	Пісковик	4,85	0,97	3,3	30,8
119 ЄВ	1115–1117	C ₂ b	Аргіліт	4,21	2,35	4,5	1,05

Таблиця 67. Результати виміру відбивної здатності вітриніту. Свердловина Євгенівська-20

№ проби	Інтервал, м	Заміри	Кількість замірів	Середнє
121 ЄВ	1101–1109	2,4	1	2,4
120 ЄВ	1109–1111	Карбонат	–	–

Аналіз промислово-геофізичних даних (рис. 75). Розкритий св. Євгенівська-20 розріз представлений породами переважно теригенного складу. Нами з використанням даних ГДС детально розглянуто інтервал розрізу в межах 740–1210 м. За даними ГДС усі пласти-колектори віднесено до водоносних або водонасичених. Тобто перспективи відносно сланцевого газу тут відсутні. Проте досить важливим є питання визначення газогенерувального потенціалу порід цієї товщі:

- 740–782 м – аргіліти, алевроліти та пісковики; середній вміст $C_{орг.}$ 1,6 %; унаслідок малих глибин імовірність існування тут зрілих газогенерувальних керогенів мінімальна;
- 860–972 м – розріз представлений аргілітами із прошарками алевролітів; вміст $C_{орг.}$ у середньому становить 2,0–2,3 %; унаслідок часті вертикальної зміни літотипів існує ймовірність літогенетичної тріщинуватості; таким чином, аналогічні за віком породи на більших глибинах можуть бути газогенерувальними для сланцевого газу;
- 992–1210 м – розріз в основному представлений аргілітами з поодинокими пластами пісковиків, алевролітів, вапняків; вміст $C_{орг.}$ у край нерівномірний, за результатами інтерпретації даних ГДС у середньому дорівнює 1,76 % (за даними аналізу кернового матеріалу – 4,21–4,85 %); таким чином, цей інтервал розрізу можна вважати найбільш перспективним відносно наявності сланцевого газу.

Таким чином, св. Євгенівська-20 розкрила перспективний інт. 992–1210 (C_{2m} – C_{2b}) – товща аргілітів (218 м), $C_{орг.}$ – 4,21–4,85; ТОС – 3,4–3,7; R_o – 2,4.

Розвідувальна свердловина Євгенівська-25 пробурена на Євгенівському родовищі з метою розширення контурів газоносності горизонтів М-7, М-6н. Вона розташована на відстані 650 м на південний схід від св. Євгенівська-7, особливості геологічної будови площі показано на рис. 76–87 [158, 159]. Проектна і фактична глибина 1200 м.

За результатами ГДС до колекторів належать пісковики московського ярусу середнього карбону горизонтів М-6н (1089–1097 м) (пористість 13,8–28,7 %, проникність $5,07 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ – $1042,73 \times 10^{-15} \text{ м}^2$) і М-7 (1144–1152 м) (середня пористість 16,3 %, проникність – $7,62 \times 10^{-15} \text{ м}^2$). В інт. 1089–1092 і 1148–1151 м отримано промисловий приплив газу з дебітом 22 тис. $\text{м}^3/\text{добу}$. Свердловина передана в дослідно-промислому експлуатацію. Керн свердловини в інт. 1020–1160 м представлений відкладами московського ярусу (м) [159]:

- 1020–1036 – аргіліт сірий, із прошарками глинистих алевролітів і шарами (до 0,3 м) вапняків світло-сірих і мергелів темно-сірих;
- 1081–1097 – чергування шарів (2,0–4,6 м) алевролітів зеленувато-сірих, глинистих, аргілітів зеленувато-сірих і пісковиків світло-сірих, дрібно-середньозернистих;
- 1144–1160 – аргіліти сірі до темно-сірих, із шаром (0,5 м) пісковіку світло-сірого, дрібнозернистого.

Колекторські властивості порід наведено в табл. 68.

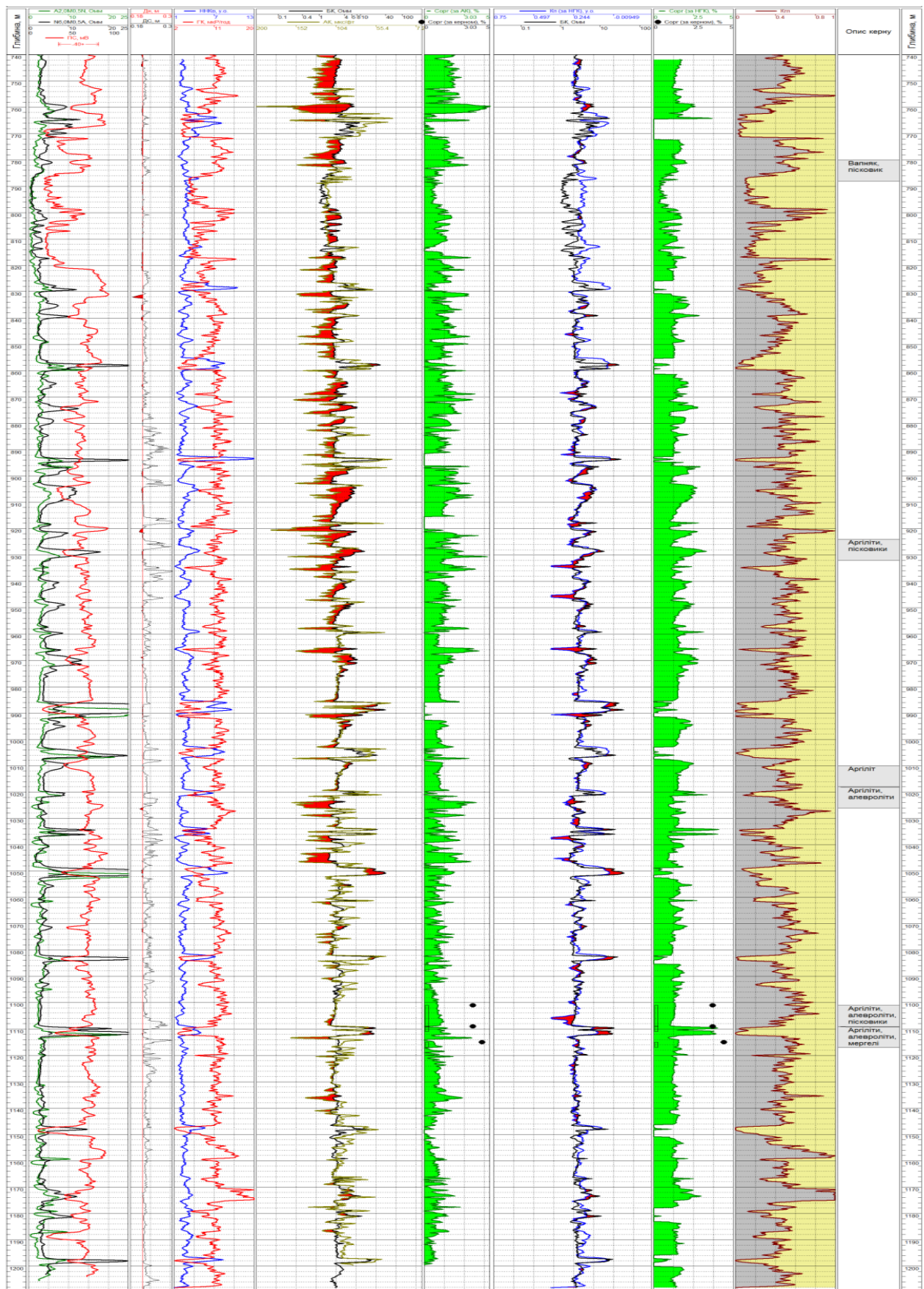


Рис. 75. Промислово-геофізична характеристика та результати кількісної інтерпретації даних ГДС у розрізі свердловини Євгенівська-20 (фрагмент)

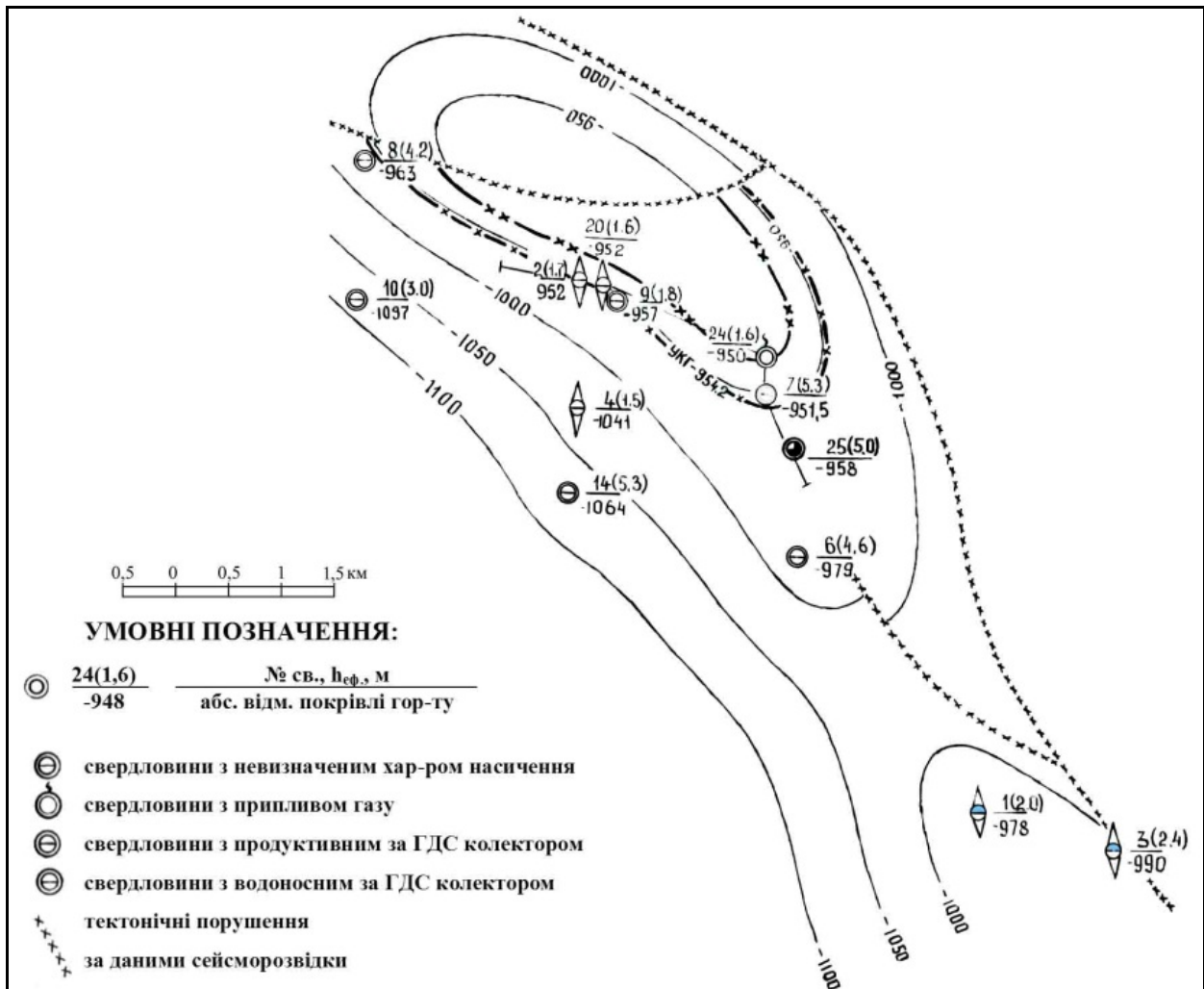
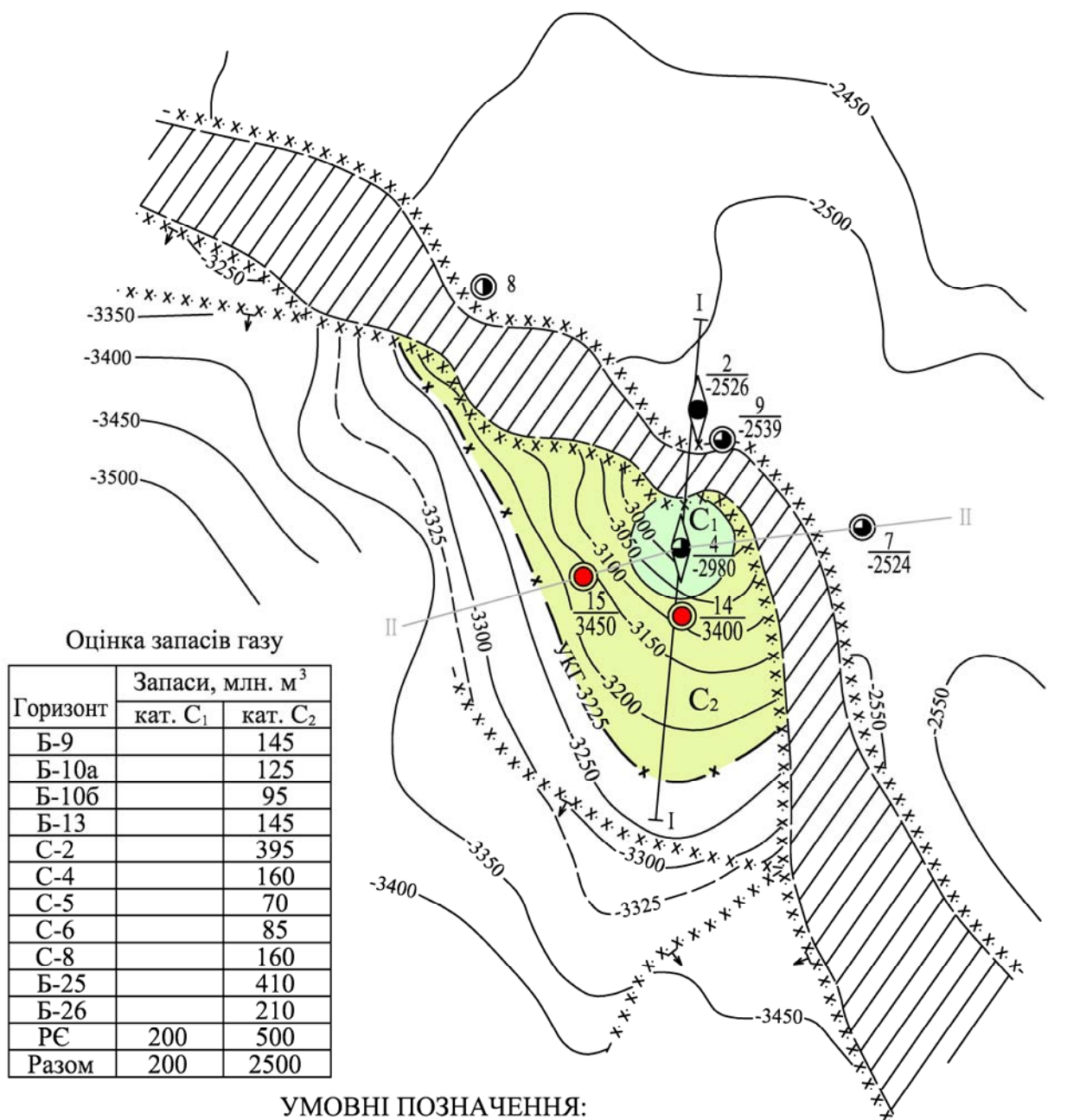


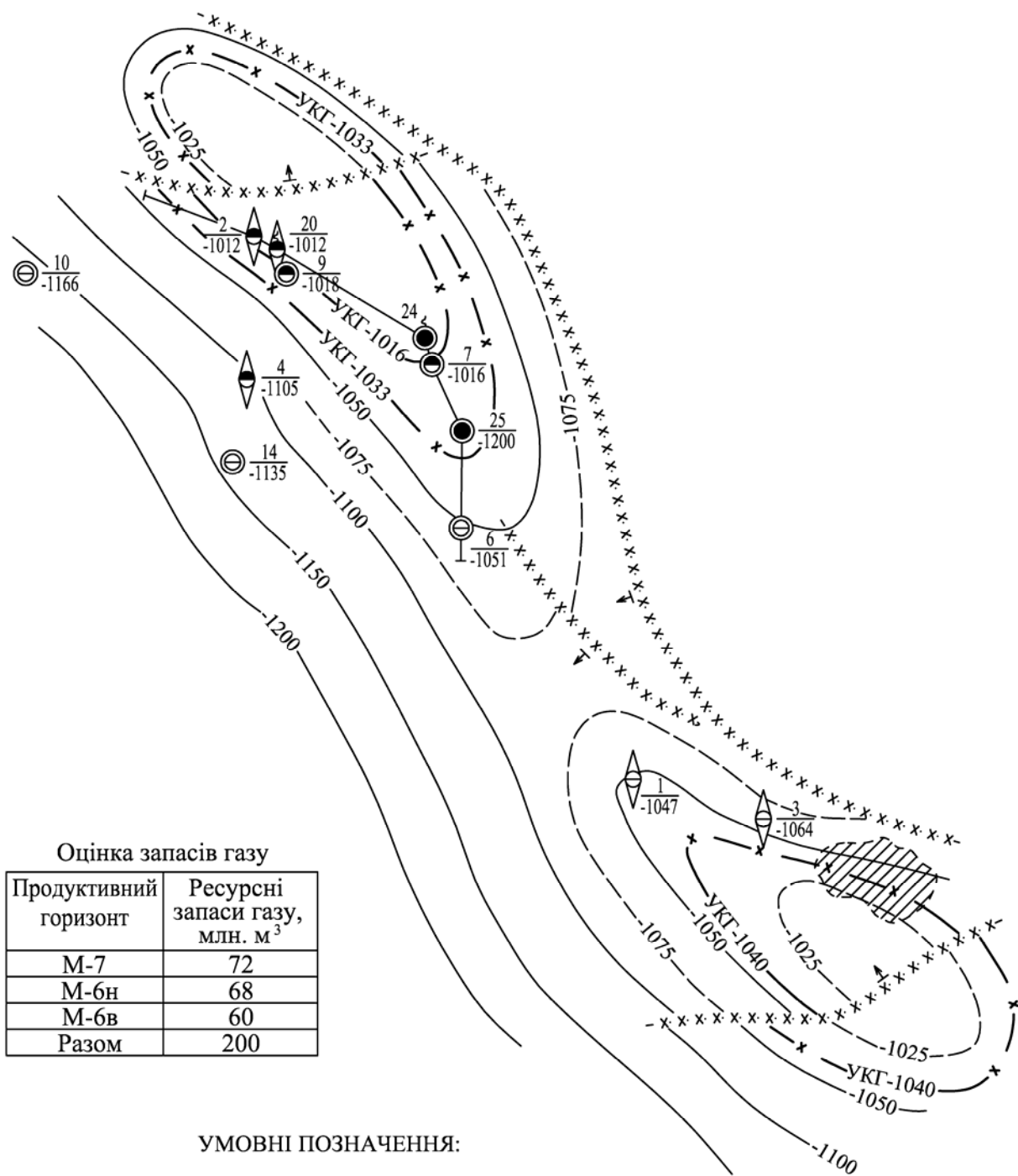
Рис. 76. Структурна карта покрівлі горизонту М-бн Євгенівського родовища [159]



УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:

- 3100 - ізогіпси покрівлі фундаменту за даними сейсмозвідки та буріння
- тектонічні порушення за даними сейсмозвідки та буріння
- умовний контур газоносності
- Свердловини:
- закінчені будівництвом
- в бурінні
- у випробуванні
- 14 / 3400 - проектні (номер / проектна глибина)
- C₁ C₂ - категорії запасів газу

Рис. 77. Структурна карта покрівлі фундаменту Євгенівського родовища [159]



Оцінка запасів газу

Продуктивний горизонт	Ресурсні запаси газу, млн. м ³
М-7	72
М-6н	68
М-6в	60
Разом	200

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:

Свердловини:










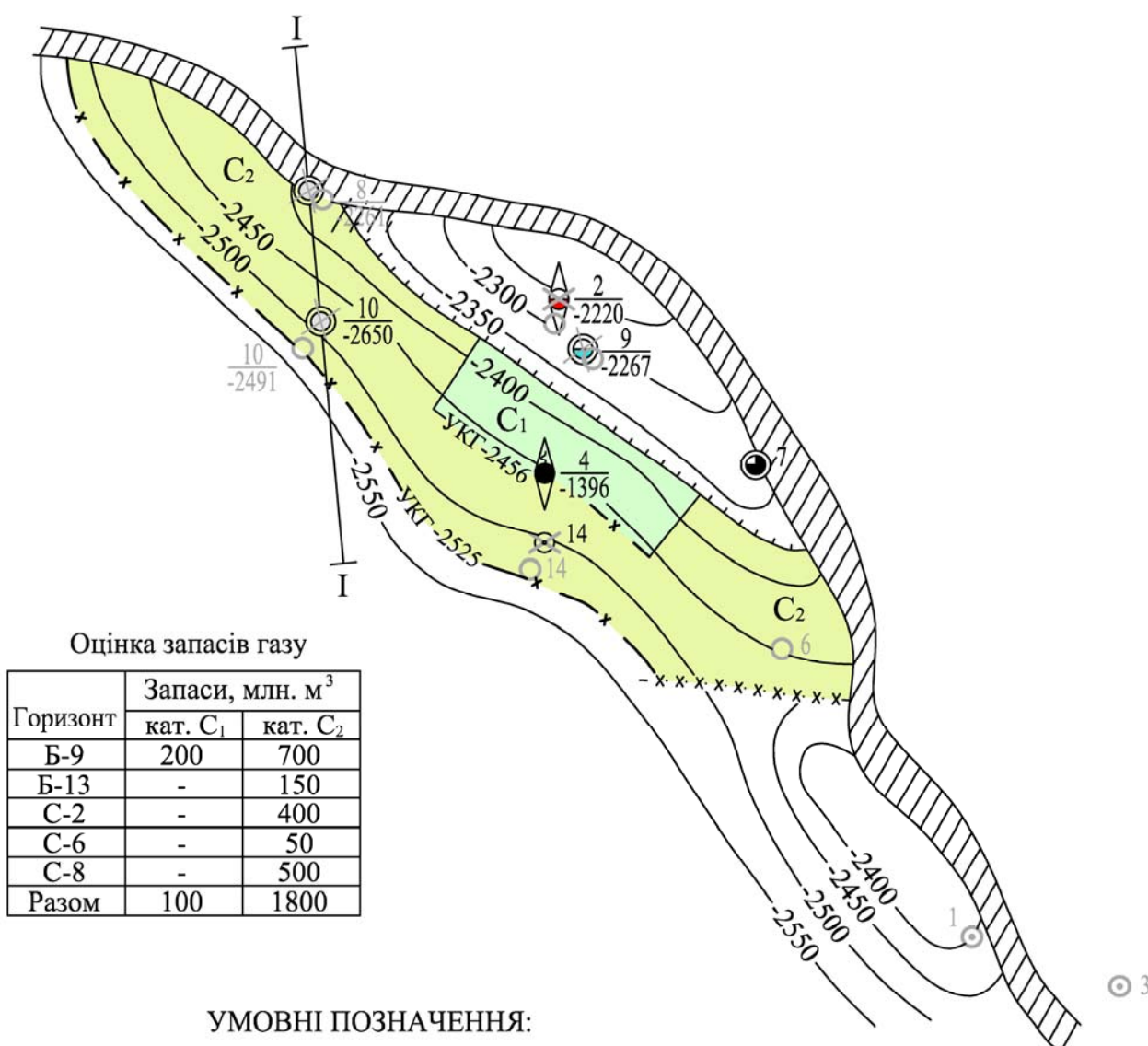
-  - пошукові
-  - розвідувальні
-  - проектна
-  - продуктивні за даними ГДС
-  - водоносні
-  - ущільнені за ГДС
- 1050 —  - ізогіпси покрівлі продуктивного горизонту М-7
- x x x x x -  - тектонічні порушення
-  - населений пункт

Рис. 78. Структурна карта покрівлі горизонту М-7 [159] Євгенівського родовища



Оцінка запасів газу

Горизонт	Запаси, млн. м ³	
	кат. C ₁	кат. C ₂
Б-9	200	700
Б-13	-	150
С-2	-	400
С-6	-	50
С-8	-	500
Разом	100	1800

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:

- ізогіпси покрівлі продуктивного горизонту С-8
- тектонічні порушення за даними сейсмозвідки та буріння
- межа розповсюдження колектора продуктивного горизонту С-8
- умовний контур газонасності
- Свердловини:**
 - пошукові
 - розвідувальні
 - з промисловим припливом газу
 - з ущільненим колектором
 - у випробуванні
 - проектна розвідувальна
 - категорії запасів газу
- За даними ГДС:**
 - газонасні
 - обводнені

Рис. 79. Структурна карта покрівлі горизонту С-8 Євгенівського родовища [159]

Блок	Продуктивний горизонт	Ресурси газу за кат. С ₃ , млн. м ³
Пшеничне склепіння	Б-4	181
	Б-10	55
	Б-9	42
	С-6	33
	С-8	60
	С-9	55
	В-25-26	15
	С-17	45
	Разом	486

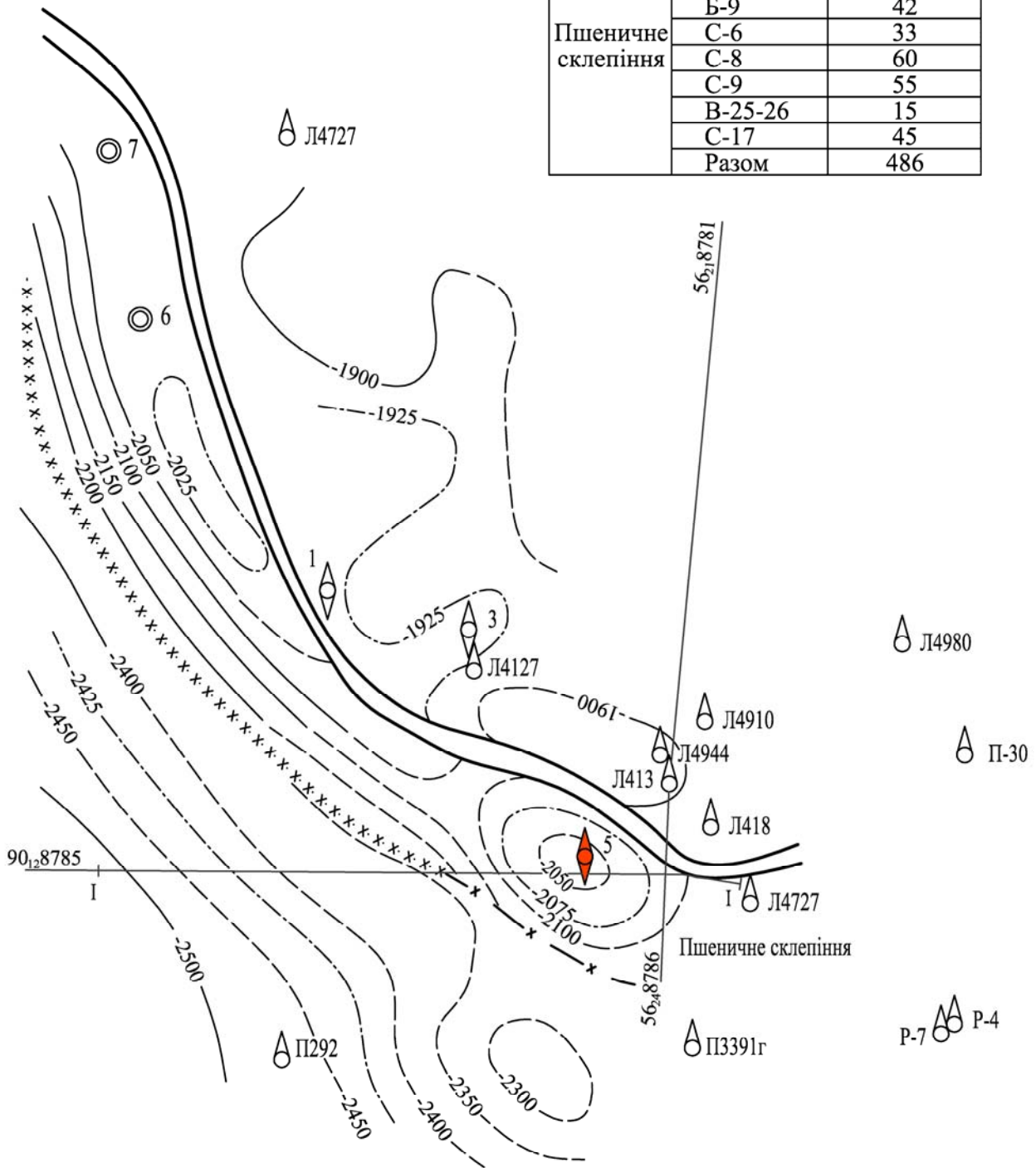


Рис. 80. Структурна карта покрівлі горизонту W_{v1} Євгенівського родовища [159]

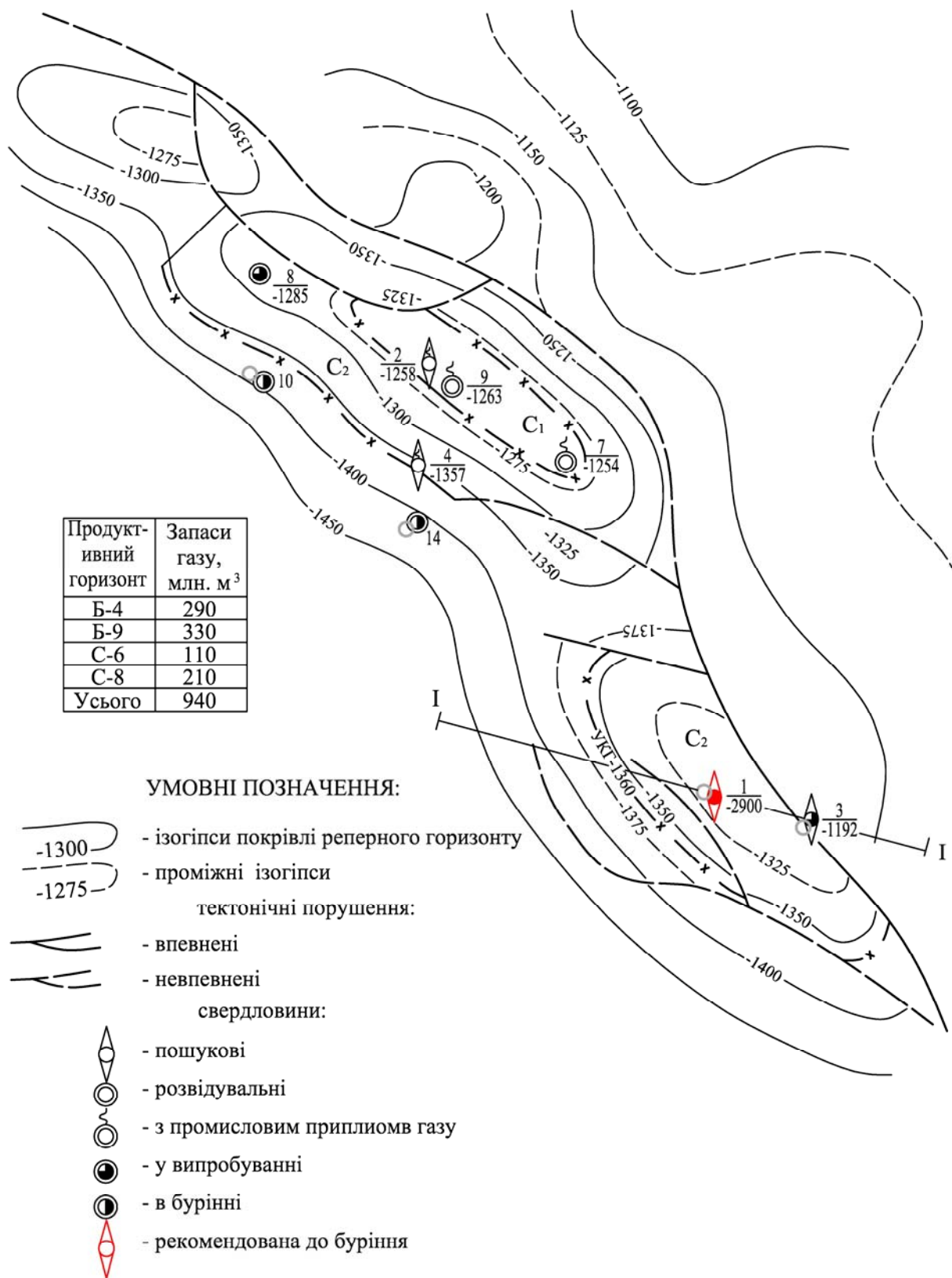


Рис. 81. Структурна карта Євгенівського родовища з реперного вапняку Н₄ [159]

Оцінка запасів газу

Блок	Продуктивний горизонт	Запаси газу за кат. С ₂ , млн. м ³
св. 20	М-2	31
	М-5	75
	М-6	109
	М-7	105
	Усього:	320

- УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:**
- Свердловини:
- пошукові
 - розвідувальні
 - проектні
 - продуктивні за ГДС
 - водоносні за ГДС
- 900 - ізогіпси покрівлі продуктивного горизонту М-5
- тектонічні порушення
- умовний контур газоносності
- I-I - лінія геологічного розрізу
- населені пункти

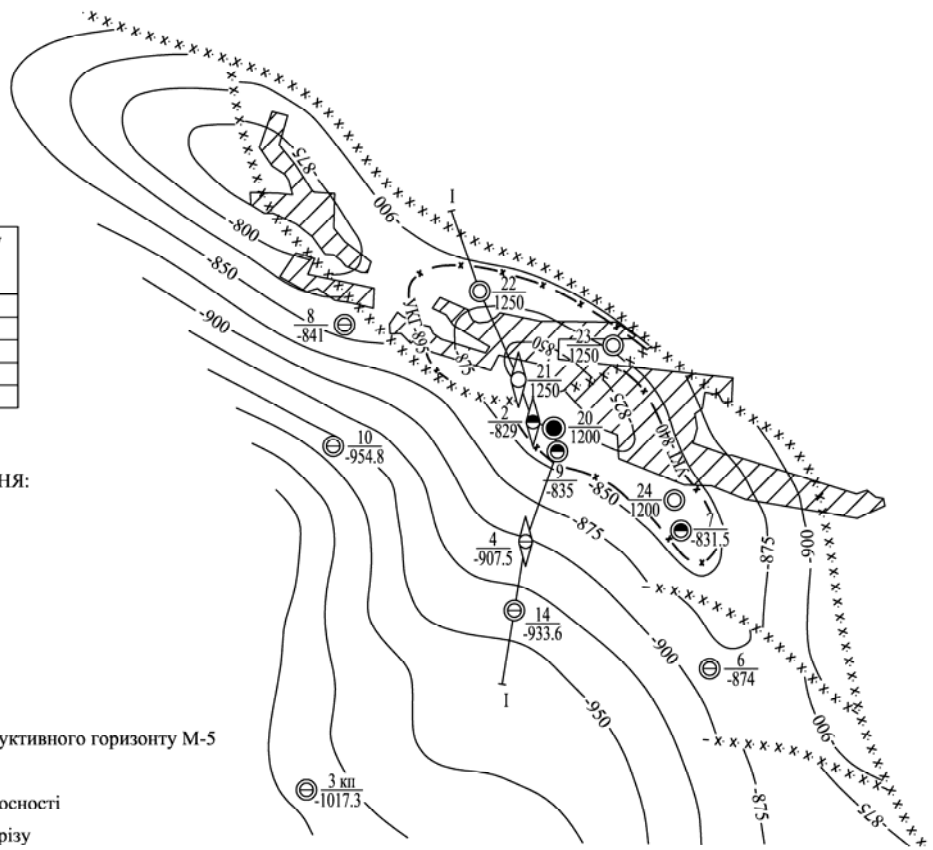


Рис. 82. Структурна карта покрівлі горизонту М-5 Євгенівського родовища [159]

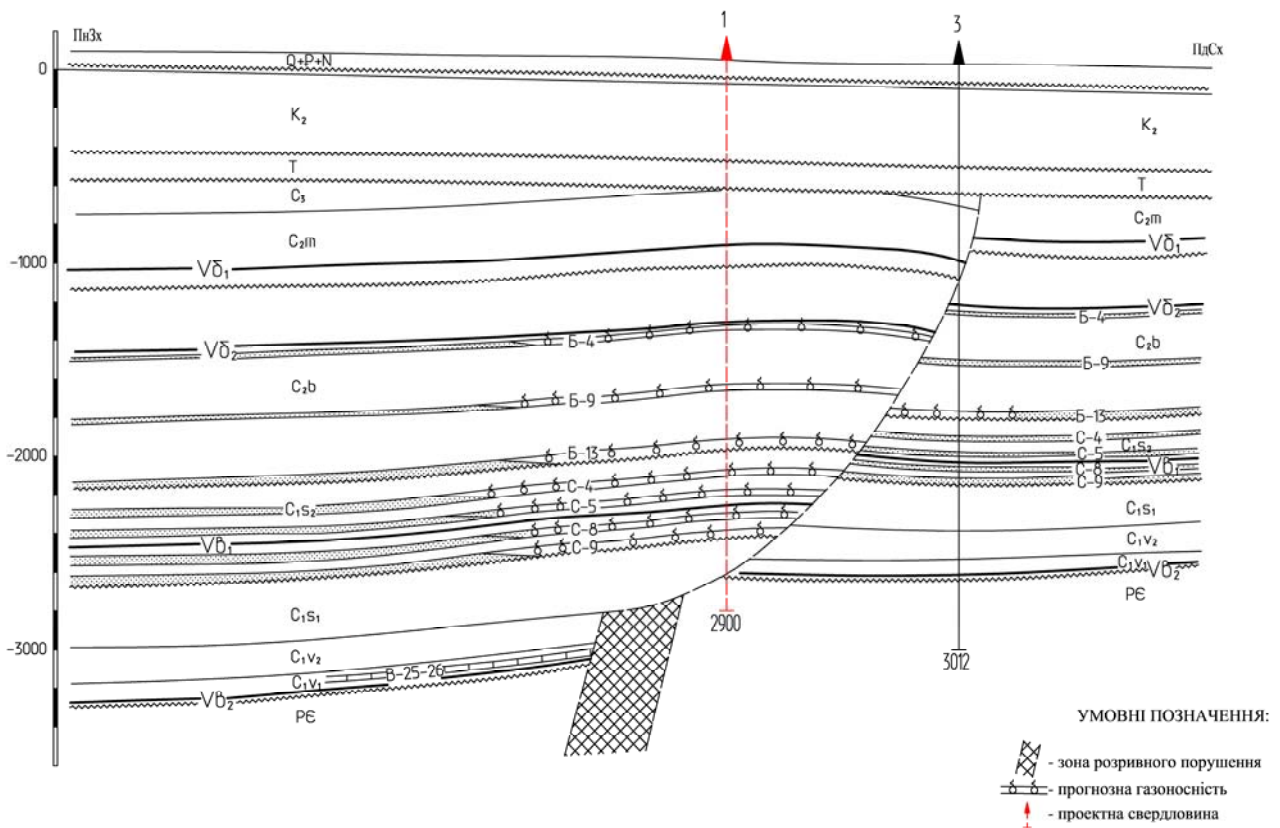


Рис. 83. Геологічний розріз по лінії I-I [159]

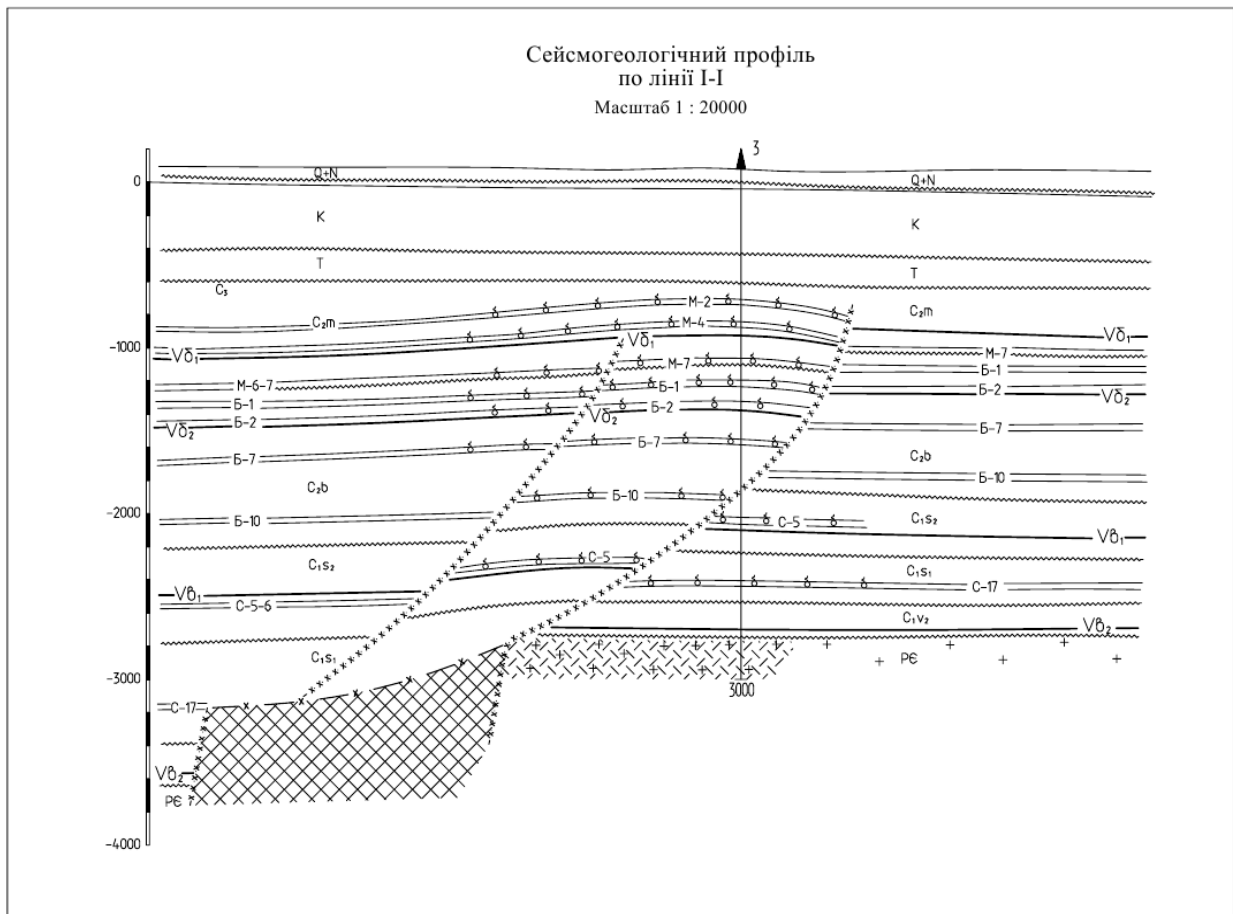


Рис. 84. Сейсмогеологічний розріз по лінії I-I [159]

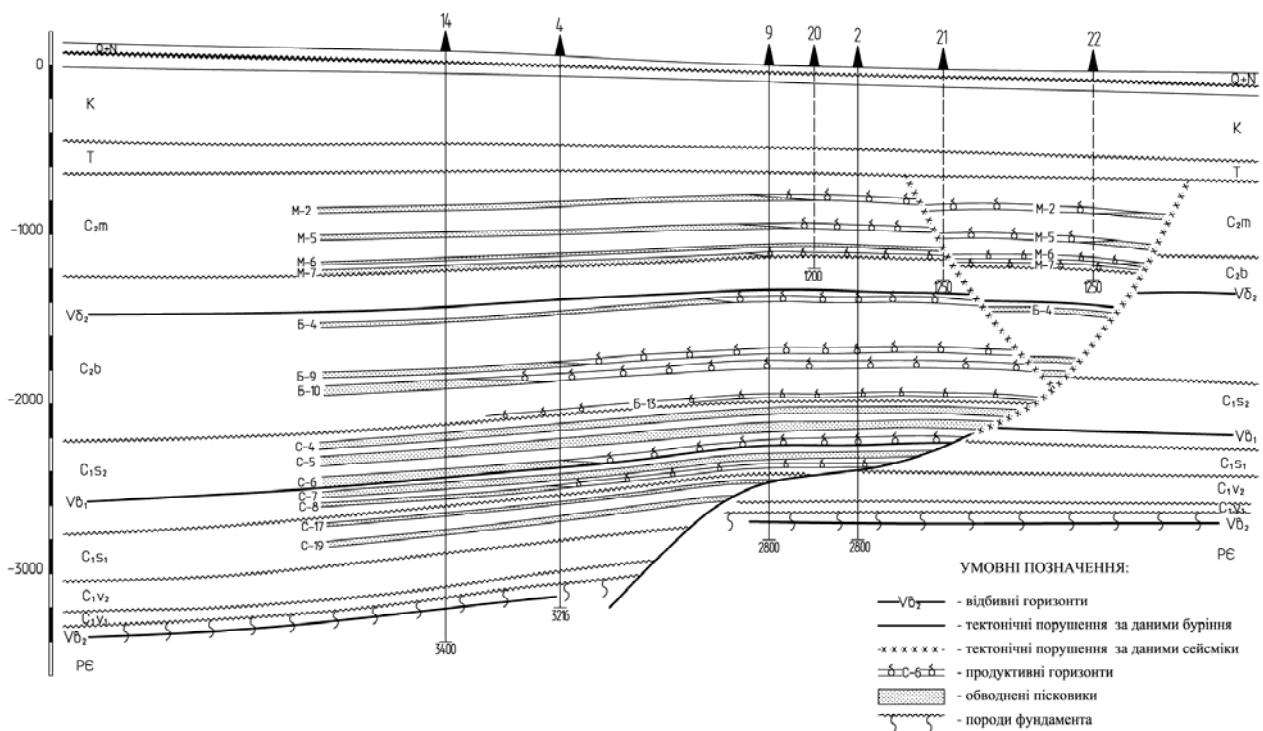


Рис. 85. Геологічний розріз [159]

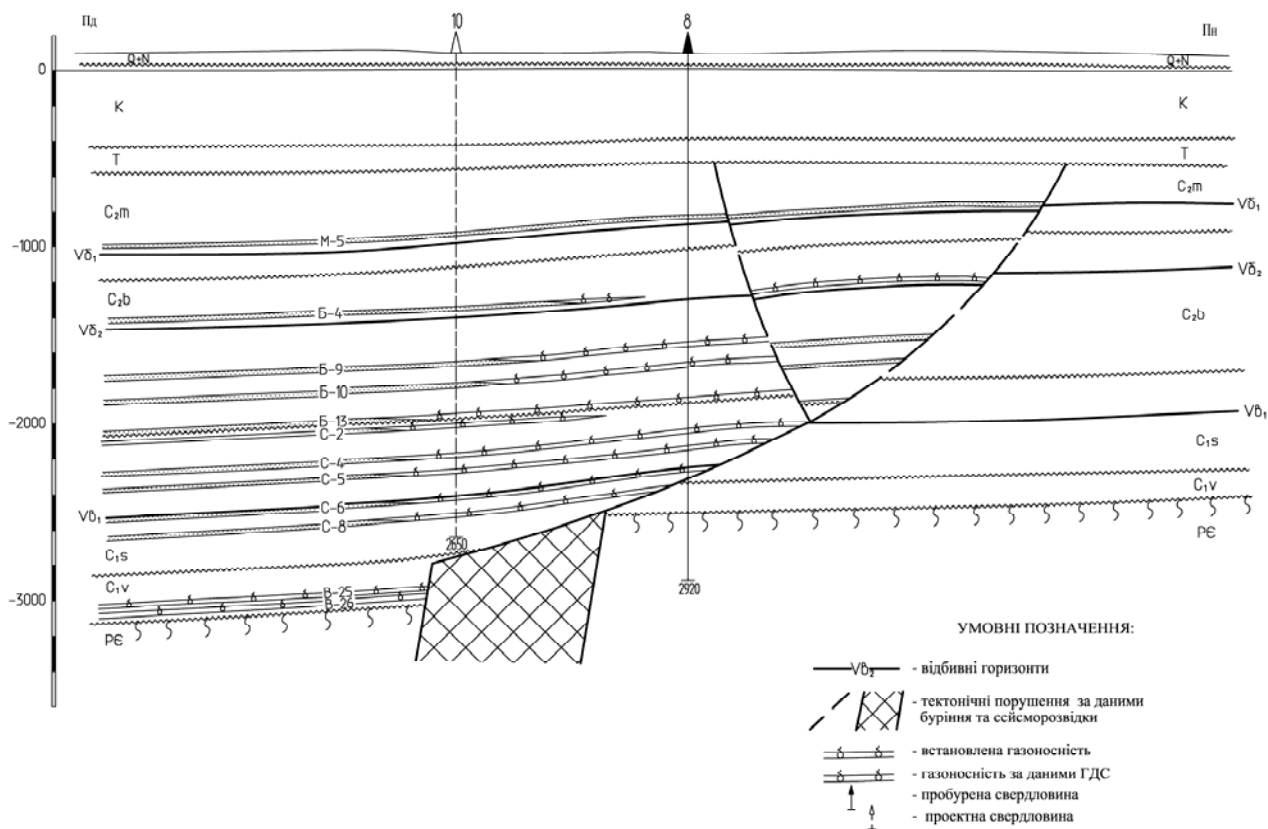


Рис. 86. Геологічний розріз [159]

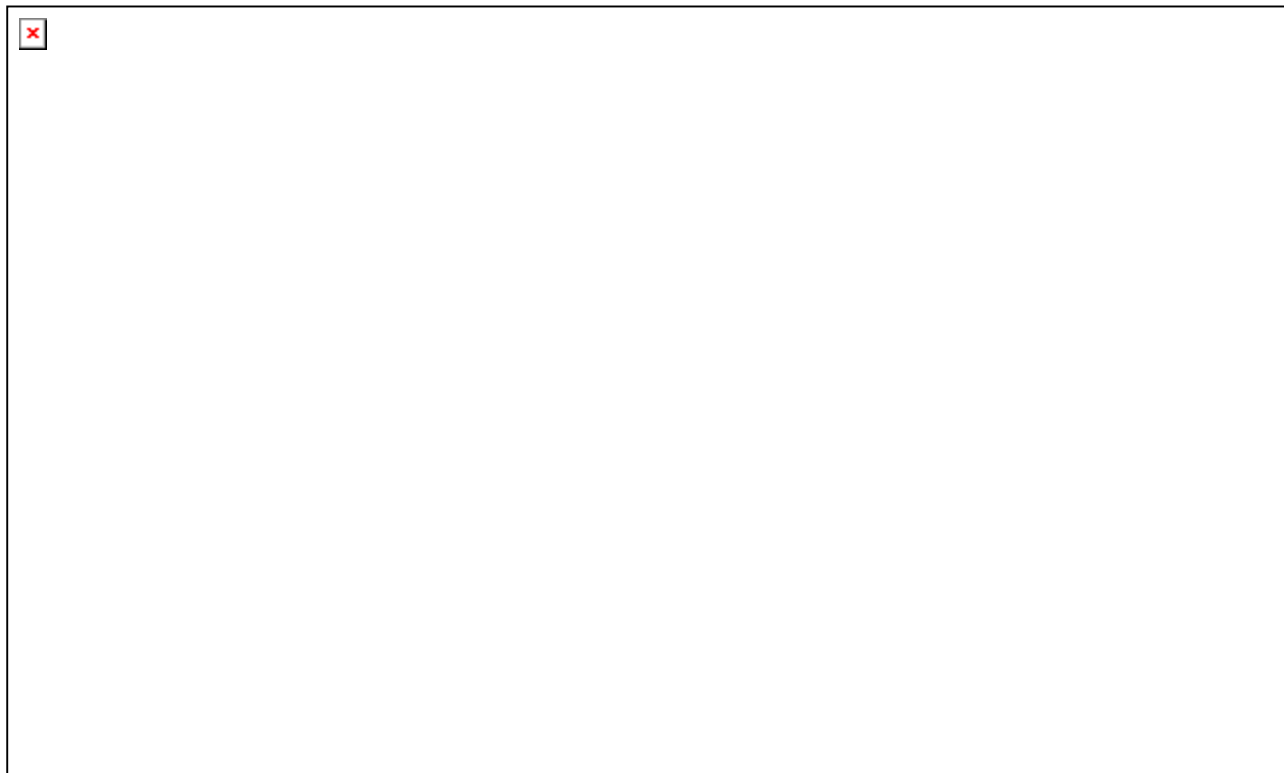


Рис. 87. Геологічний розріз [159]

Таблиця 68. Колекторські властивості порід свердловини Євгенівська-25 [159]

Інтервал, м	Вік	Порода	СаСО ₃ , %	Проник- ність, а·10 ⁻¹⁵ м ²	Порис- тість, %	Щільність, а·10 ³ кг/м ³	
						об'ємна	уявна міне- ралізація
1020–1028	C ₂ m	Алевроліт	3,3	1,25	16,1	2,20	2,62
1020–1028	C ₂ m	Аргіліт	3,3	Зруйнована	16,1	2,20	2,63
1028–1036	C ₂ m	Вапняк	96,1	< 0,01	4,1	2,52	2,63
1028–1036	C ₂ m	Аргіліт	0,4	Зруйнована	13,1	2,25	2,59
1028–1036	C ₂ m	Вапняк	86,3	0,10	10,0	2,42	2,68
1028–1036	C ₂ m	Мергель	69,6	0,99	11,5	2,34	2,65
1028–1036	C ₂ m	Аргіліт	0,4	Зруйнована	17,7	2,17	2,64
1081–1089	C ₂ m	Алевроліт	0,8	0,29	15,8	2,23	2,65
1081–1089	C ₂ m	Пісковик	0,4	1,05	12,6	2,32	2,65
1081–1089	C ₂ m	Аргіліт	0,8	Зруйнована.	9,2	2,49	2,74
1081–1089	C ₂ m	–"	0,4	–"	16,7	2,15	2,58
1081–1089	C ₂ m	–"	0,4	–"	15,9	2,15	2,56
1089–1097	C ₂ m/М-6н	Пісковик	0,8	1042,73	28,7	1,85	2,59
1089–1097	C ₂ m/М-6н	–"	1,2	731,36	28,4	1,85	2,59
1089–1097	C ₂ m/М-6н	–"	0,4	176,27	25,1	1,93	2,58
1089–1097	C ₂ m/М-6н	–"	1,2	236,41	24,1	1,99	2,62
1089–1097	C ₂ m/М-6н	–"	1,2	596,46	26,9	1,88	2,58
1089–1097	C ₂ m/М-6н	Алевроліт	1,2	284,03	13,8	2,25	2,61
1089–1097	C ₂ m/М-6н	Пісковик	0,8	248,26	25,6	1,93	2,59
1089–1097	C ₂ m/М-6н	–"	2,1	449	25,8	1,91	2,58
1089–1097	C ₂ m/М-6н	–"	2,9	163,83	21,8	2,05	2,62
1089–1097	C ₂ m/М-6н	–"	1,2	7,74	18,5	2,11	2,59
1089–1097	C ₂ m/М-6н	–"	6,6	5,07	19,4	2,18	2,70
1089–1097	C ₂ m/М-6н	–"	1,7	5,07	18,6	2,10	2,58
1089–1097	C ₂ m/М-6н	–"	0,4	4,38	14,1	2,22	2,59
1089–1097	C ₂ m/М-6н	–"	0,8	19,00	19,7	2,08	2,59
1144–1152	C ₂ m/М-7	Аргіліт	2,1	Зруйнована	15,5	2,23	2,64
1144–1152	C ₂ m/М-7	Пісковик	0,4	9,23	19,1	2,09	2,58
1144–1152	C ₂ m/М-7	–"	0,8	6,00	13,5	2,24	2,58
1144–1152	C ₂ m/М-7	Мергель	55,7	< 0,01	20,4	2,47	3,11
1144–1152	C ₂ m/М-7	Вапняк	82,3	< 0,01	10,4	2,47	2,75
1152–1160	C ₂ m	Аргіліт	1,7	Зруйнована	14,5	2,26	2,65
1152–1160	C ₂ m	–"	1,2	–"	14,5	2,25	2,63

Розвідувальна свердловина Євгенівська-28 пробурена на Євгенівському родовищі з метою встановлення промислової газоносності горизонтів М-7, М-6 і розширення контуру запасів газу в межах південно-східного склепіння Євгенівської структури [140]. Проектна і фактична глибина свердловини 1200 м.

В інт. 1002–1126 м керн свердловини представлений відкладами московського (1002–1094) і башкирського (1118–1126) ярусів (м) [140]:

- 1002–1010 – перешарування пісковиків світло-сірих, тонкозернистих і вапняків коричневатого-сірих (переважають);
- 1010–1018 – шари (2,25 м) пісковика сірого до світло-сірого, тонкозернистого (зверху) і аргіліту темно-сірого (знизу);

- 1046–1054 – пісковик світло-зеленувато-сірий, дрібнозернистий, з тонкими (до 10 см) прошарками світло-бежевого вапняку;
- 1086–1094 – аргіліти сірі, зеленувато-сірі, у середній частині інтервалу шар (1,5 м) пісковіку світло-сірого, дрібно-тонкозернистого з вапняно-глинистим цементом;
- 1118–1126 – аргіліти темно-сірі до чорних, із шаром (0,8 м) пісковіку світло-зеленувато-сірого, дрібно-тонкозернистого.

Колекторські властивості порід наведено в табл. 69.

Таблиця 69. Колекторські властивості порід свердловини Євгенівська-28 [140]

Інтервал, м	Вік	Порода	CaCO ₃ , %	Проникність, а·10 ⁻¹⁵ м ²	Пористість, %	Щільність, а·10 ³ кг/м ³	
						об'ємна	уявна мінералізація
1002–1010	C ₂ m/M-6	Пісковик	3,7	14,22	22,7	2,04	2,64
1002–1010	C ₂ m/M-6	–"	1,3	6,69	20,8	2,08	2,63
1002–1010	C ₂ m/M-6	Вапняк	99,7	< 0,01	2,9	2,61	2,69
1002–1010	C ₂ m/M-6	Пісковик	5,4	5,63	21,2	2,13	2,70
1002–1010	C ₂ m/M-6	Вапняк	99,7	< 0,01	2,9	2,60	2,68
1002–1010	C ₂ m/M-6	Пісковик	18,7	5,57	15,4	2,23	2,63
1002–1010	C ₂ m/M-6	–"	4,1	36,29	23,6	2,01	2,63
1010–1018	C ₂ m/M-6	–"	0,4	Зруйнована	17,0	2,20	2,65
1010–1018	C ₂ m/M-6	–"	12,0	13,24	21,9	2,15	2,75
1010–1018	C ₂ m/M-6	–"	0,8	Зруйнована	18,4	2,14	2,63
1010–1018	C ₂ m/M-6	–"	3,3	–"	20,5	2,08	2,61
1010–1018	C ₂ m/M-6	–"	0,4	–"	17,1	2,19	2,64
1010–1018	C ₂ m/M-6	–"	0,4	0,18	16,7	2,20	2,65
1010–1018	C ₂ m/M-6	Аргіліт	2,1	0,17	15,1	2,24	2,64
1046–1054	C ₂ m/M-6	Вапняк	96,6	< 0,01	7,9	2,47	2,68
1046–1054	C ₂ m/M-6	Пісковик	0,4	Зруйнована	21,9	2,04	2,61
1046–1054	C ₂ m/M-6	–"	4,6	–"	22,5	2,06	2,65
1086–1094	C ₂ m/M-7	Аргіліт.	1,3	–"	11,9	2,31	2,62
1086–1094	C ₂ m/M-7	Пісковик	9,2	0,57	16,1	2,33	2,77
1086–1094	C ₂ m/M-7	–"	26,0	< 0,01	8,6	2,46	2,69
1086–1094	C ₂ m/M-7	–"	10,9	0,79	17,4	2,20	2,67
1086–1094	C ₂ m/M-7	–"	1,3	0,41	13,7	2,31	2,67
1086–1094	C ₂ m/M-7	Аргіліт	0,4	0,24	15,6	2,26	2,68
1086–1094	C ₂ m/M-7	Пісковик	18,5	1,03	16,6	2,25	2,70
1118–1126	C ₂ в/Б-1-2	Аргіліт	0,4	Зруйнована	13,1	2,31	2,65
1118–1126	C ₂ в/Б-1-2	Пісковик	5,9	8,85	19,3	2,11	2,62
1118–1126	C ₂ в/Б-1-2	–"	2,1	Зруйнована	20,4	2,09	2,62
1118–1126	C ₂ в/Б-1-2	Аргіліт	2,9	< 0,01	14,5	2,25	2,63

У шліфах описано такі різновиди порід (у дужках – номери зразків):

- алевроліти слюдисто-кварц-карбонатні та кременисто-слюдисті (8 ЄВ, 9 ЄВ, 10 ЄВ, 12 ЄВ, 13 ЄВ, 14 ЄВ, 15 ЄВ), характеризуються алевритовою структурою, хвилясто-сланцевою, часом плямистою текстурою (рис. 88–90), складені уламками (30–70 %) розміром 0,01–0,1 мм кварцу (10–30 %), польового шпату (10–30 %), слюди (10 %), карбонату (до 30 %), акцесорними мінералами: турмаліном, рідше сфеном, цирконом, апатитом, у темно-бурому глинисто-гідрослюдистому і гідрослюдисто-карбонатному цементі (30–70 %) з рослинним детритом (1–7 %),

як правило, сильно розтертим, бурого кольору (напевне, низького ступеню вуглефікації); розвинено дві системи тріщин: 1) дуже тонкі (0,001–0,01 мм) переривчасто-ступінчасті тріщини, паралельні шаруватості, витримані за шириною, відкриті чи заповнені глинистою речовиною; 2) поперечні тріщини (0,01–0,03 мм) нечітко звивистої форми; розвинені пори неправильної форми розміром 0,05–0,1 мм, приурочені, як правило, до ділянок розвитку світлого глинистого матеріалу; присутні ізометричні скупчення піриту (0,3 мм);

- пісковики вапнисті (11 ЄВ) з алевропсамітовою структурою, сланцювато-шаруватою текстурою, складені уламками залишків фауни і мікрофауни (форамініфери, спікули губок тощо) у глинисто-карбонатному цементі (10–15 %), окремі прошарки (0,05–0,15 мм) з нечіткими межами, складені темно-бурим алевритовим глинисто-карбонатним матеріалом з домішкою розсіяного рослинного детриту, по якому розвивається мікросферолітовий пірит;
- мергелі (16 ЄВ, 17 ЄВ) з пеліто-алевритовою структурою (до бластоалевритової), масивною текстурою, складені пелітовим (0,005–0,01 мм) слюдисто-глинисто-кальцитовим матеріалом із скупченнями мікрокристалічного кальциту (0,04–0,25 мм) округлої форми, з численним рослинним детритом і уламками черепашок форамініфер, спікул губок тощо, мікрозернистими агрегатами піриту (0,02–0,6 мм).

За результатами опису аншліфів породи представлені:

- алевролітами (8 ЄВ, 10 ЄВ) з кутастими необкатаними і напівобкатаними уламками в базальному цементі, тип мацерал – окремі включення детриніту, присутній глобулярний пірит (1 %);
- аргілітами (9 ЄВ, 12 ЄВ, 15 ЄВ, 16 ЄВ) з мікропрошарками алевритистого аргіліту та алевроліту, з пелітовою уламковою і органігенно-уламковою структурою, шаруватою і нечіткошаруватою текстурою, уламками силікатів у базальному цементі, тип мацерал – колодетриніт і детриніт, інколи присутні псевдоморфози піриту (рис. 91–93) (до 0,1 %);
- мергелями (11 ЄВ, 17 ЄВ) з органігенно-детритовою структурою, тип мацерал – колодетриніт, по залишках органічних решток розвивається глобулярний пірит (0,5 %).

Результати досліджень відібраних проб (термічний і хімічний аналізи, вивчення відбивної здатності вітриніту) наведено в табл. 70–72.

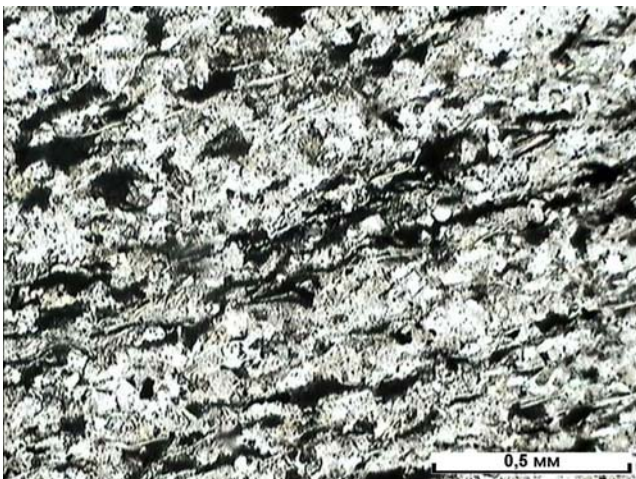


Рис. 88. Мікрошарувата текстура і рослинний детрит у шліфі 8 ЄВ (×4)

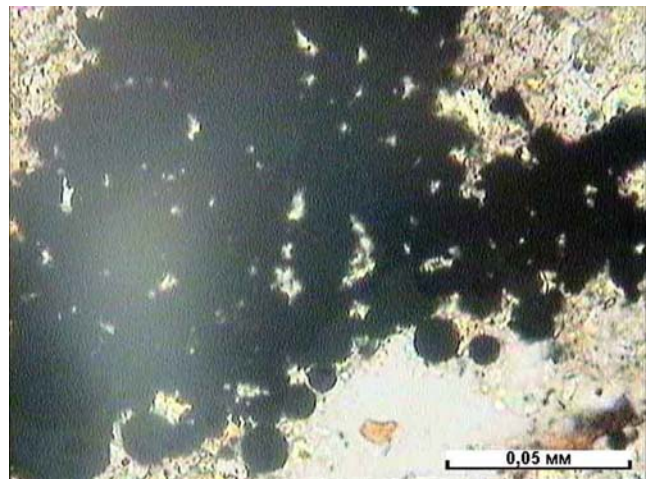


Рис. 89. Скупчення глобулярного піриту у шліфі 16 ЄВ (×25)



Рис. 90. Мікротріщинки у шліфі 13 ЄВ (×4)

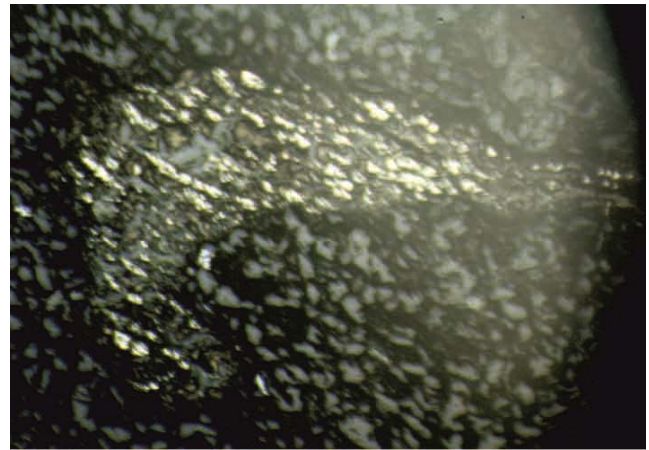


Рис. 91. Піритизований вітриніт в алевро-літі (аншліф 10 ЄВ)

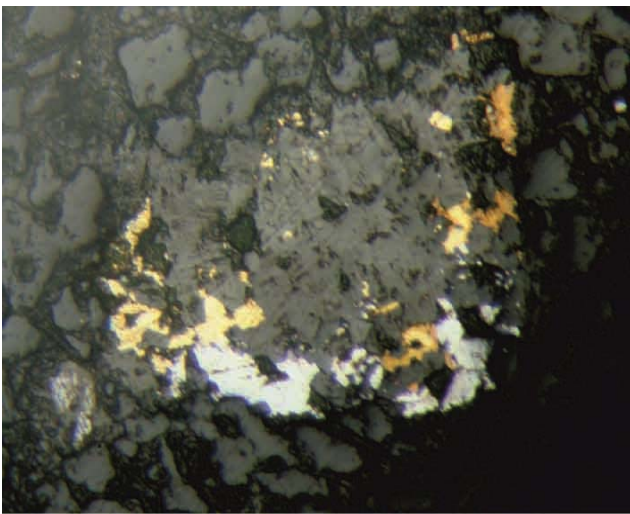


Рис. 92. Галеніт-хілкопірит-карбонатне гніздо в алевроліті (аншліф 10 ЄВ)



Рис. 93. Пірит псевдоморфно заміщує стінки форамініфери, пустоти в якій виповнені бітумом (аншліф 12 ЄВ)

Таблиця 70. Результати термічного аналізу проб

№ проби	<120 °С	120–300 °С	300–390 °С	390–550 °С	ТОС
8 ЄВ	1,4707	2,18903	0,20342	2,02603	4,41848
10 ЄВ	0,1513	0,30083	0,1844	2,55442	3,03965
11 ЄВ	0,92109	0,17875	0,06343	1,21087	1,45305
15 ЄВ	0,36337	0,26698	0,14888	2,22957	2,64543

Таблиця 71. Результати хімічного аналізу проб

№ проби	SiO ₂	Al ₂ O ₃	FeO	Fe ₂ O ₃	TiO ₂	MnO	P ₂ O ₅	CaO	MgO
8 ЄВ	56,42	13,65	3,52	1,47	0,78	0,08	0,11	5,80	2,30
17 ЄВ						0,46			

Продовження табл. 71

№ проби	K ₂ O	Na ₂ O	SO ₃ зсул.	S _{нір}	ВМП	Сума	CO ₂ карб.	H ₂ O ⁻	C _{орг.}
8 ЄВ	2,13	1,53	<0,1	0,50	11,52	99,62	7,48	0,51	3,14

Таблиця 72. Результати замірів відбивної здатності вітриніту

№ проби	Заміри	Кількість	Середнє
8 ЄВ	0,55; 0,60; 0,63; 0,64; 0,68; 0,69; 0,70; 0,71; 0,72; 0,72; 0,78; 0,84; 0,92; 0,95; 1,19; 1,22; 1,28; 1,30; 1,40; 1,45	20	0,85
9 ЄВ	1,20; 1,29; 1,38; 1,39; 1,42; 1,42; 1,45; 1,47; 1,58; 1,78; 1,98	11	1,49
10 ЄВ	0,68; 0,70; 0,74; 0,75; 0,75; 0,76; 0,76; 0,76; 0,77; 0,78; 0,78; 0,79; 0,79; 0,81; 0,81; 0,82; 0,86; 0,88; 0,90; 0,92; 0,99; 1,00; 1,01; 2,05; 2,12	25	0,92
11 ЄВ	0,89; 0,95; 0,95; 0,96; 0,99; 1,02; 1,04; 1,04; 1,05; 1,08; 1,10; 1,15; 1,15; 1,20	14	1,04
12 ЄВ	1,05; 1,12; 1,23; 1,25	4	1,16
15 ЄВ	0,56; 0,58; 0,60; 0,61; 0,67; 0,68; 0,74; 0,76; 0,78; 0,80; 0,82; 0,82; 0,85; 0,86; 0,88; 0,90; 0,90; 0,92; 0,94; 0,94; 0,98; 0,99; 1,05; 1,15; 1,35	25	0,84
16 ЄВ	0,41; 0,51; 0,53; 0,54; 0,55; 0,55; 0,56; 0,57; 0,58; 0,60; 0,91; 0,94; 0,98; 1,08; 1,08; 1,25; 1,80; 2,10	18	0,86
17 ЄВ	1,10; 1,50	2	1,30

Розвідувальна свердловина Дружелюбівська-104 проектною глибиною 3160 м пробурена на Дружелюбівському родовищі з метою розвідки продуктивних горизонтів карбону. Вибій свердловини розташований на глибині 3160 м у відкладах серпуховського ярусу нижнього карбону. У свердловині виконано повний комплекс промислово-геофізичних досліджень (ГДС), який включав (м): стандартний картаж (100–3160), кавернометрію, профілеметрію (81–3160), ГК, НГК (0–31600), БКЗ (1600–3160), БК, ПК, МК, БМК, ДС, АК (2270–3160), РК (1420–3160). Свердловиною розкриті утворення мезокайнозою, верхнього, середнього і нижнього карбону. Розріз свердловини добре порівнюється з розрізом св. Дружелюбівська-102.

Із керна свердловини відібрано зразки (м):

- 2852 – 141 ДЖ – перешарування чорних аргілітів, алевролітів і дрібнозернистих пісковиків;
- 2855 – 142 ДЖ – аргіліт;
- 2857 – 143 ДЖ – аргіліт.

За даними інтерпретації ГДС у розрізі свердловини виділено 37 пластів: 8 газоносних, 1 нафтогазоносний, 7 газонасичених, 1 нафта + вода, 1 вода + нафта, 6 невизначених, 5 ущільнених, 8 водоносних.

У відкладах московського ярусу середнього карбону виділено 12 пластів. Пласти № 2, 4–6, 8, 9, 11 – водоносні пісковики-колектори; № 1, 10, 12 – газоносні пісковики (ПЕО 4,2–5,5 Ом·м); № 3 – пісковик з невизначеним характером насиченості; № 7 – водоносний вапняк (ПЕО 12 Ом·м).

У відкладах башкирського ярусу середнього карбону виділено пласти № 13–26. Пласти № 13–17 з ПЕО 18–120 Ом·м, $K_{\text{п}}$ 0,12–0,17, $K_{\text{г}}$ 0,7–0,82 (пласти № 16, 17) – газоносні пісковики. В інт. 2643–2669 м виділено пласти № 19–22, представлені пісковиками: пласт № 19 (ПЕО 40 Ом·м, $K_{\text{п}}$ 0,045) – ущільнений; № 20 (ПЕО 2 Ом·м, $K_{\text{п}}$ 0,155, $K_{\text{г}}$ 0,4) і 22 (ПЕО 3 Ом·м, $K_{\text{п}}$ 0,13, $K_{\text{г}}$ 0,48) – насичені нафтою з водою; № 21 (ПЕО 15 Ом·м, пористість 0,14, газонасиченість 0,72) – нафтогазоносний. Пласт № 23 – ущільнений алевроліт ($K_{\text{п}}$ 0,05); пласти № 24–26 (ПЕО 15–90 Ом·м, пористість 0,095–0,115) – газонасичені.

У відкладах серпуховського ярусу нижнього карбону виділено пласти № 27–37. Із глибини 2835 м при випробуванні аналогів в експлуатаційних колонах були одержані притоки пластової води. Пласти № 28, 30, 33, 36 (ПЕО 14–120 Ом·м, пористість 0,09–0,105) – газонасичені; № 29, 31, 34, 35, 37 (ПЕО 2,3–9,0 Ом·м, $K_{п}$ 0,105–0,170, $K_{г}$ 0,50–0,54) – невизначені; № 27, 32 (пористість 4 %) – щільні.

Таким чином, нафтогазоносними та газонасиченими є пласти:

- 1614,4–1622,2 (№ 1, C_2m);
- 1961,0–1972,0 (№ 10, C_2m);
- 2008,0–2013,6 (№ 12, C_2m);
- 2155,2–2183,2 (№ 13, C_2b);
- 2237,6–2252,2 (№ 14, C_2b);
- 2252,2–2266,4 (№ 15, C_2b);
- 2306,8–2310,0 (№ 16, C_2b);
- 2326,0–2336,0 (№ 17, C_2b);
- 2649,2–2657,6 (№ 21, C_2b);
- 2808,4–2812,4 (№ 24, C_2b);
- 2814,4–2821,6 (№ 25, C_2b);
- 2821,6–2833,2 (№ 26, C_2b);
- 2883,6–2890,4 (№ 28, C_1s);
- 2899,0–2902,4 (№ 30, C_1s);
- 2948,0–2954,8 (№ 35, C_1s);
- 3105,0–3108,0 (№ 36, C_1s);

Пласт "нафта + вода":

- 2657,6–2659,6 (№ 22, C_2b);

Пласт "вода + нафта":

- 2646,4–2649,2 (№ 20, C_2b);

Невизначені пласти:

- 1759,2–1762,0 (№ 3, C_2m);
- 2890,4–2895,6 (№ 29, C_1s);
- 2902,4–2906,8 (№ 31, C_1s);
- 2954,8–2962,8 (№ 34, C_1s);
- 3093,0–3096,0 (№ 35, C_1s);
- 3109,2–3111,0 (№ 37, C_1s);

У шліфах описані (у дужках – номери зразків):

- алевроаргіліти глинисто-карбонатні (143 ДЖ) з пелітоалевритовою структурою, складені уламками алевритового розміру (50 %) крипто- і мікрокристалічним карбонатом (до 75 %) у глинистому цементі.

За результатами опису аншліфів породи представлені:

- аргіліт (141 ДЖ, 142 ДЖ) з пелітовою до алевритистої структурою, масивною і шаруватою текстурою, тип мацерал – вітриніт, детриніт, колотелініт (рис. 94, 95), присутній пірит (0,1 %);
- галечник (143 ДЖ), із псефітовою структурою, масивною текстурою, складений обкатаною галькою алевролітів і дрібнозернистих пісковиків у контактово-поровому глинистому цементі, тип мацерал – колодетриніт, коловітриніт, колотелініт (рис. 96) присутній пірит (0,1 %) і гематит.

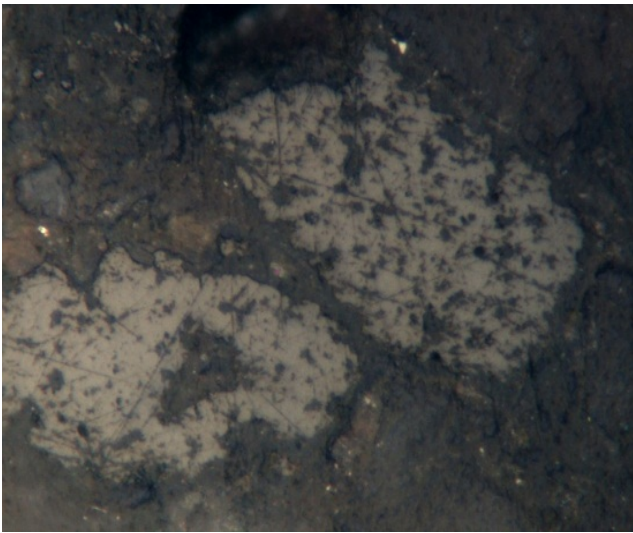


Рис. 94. Колотелініт. Аншліф 142 ДЖ

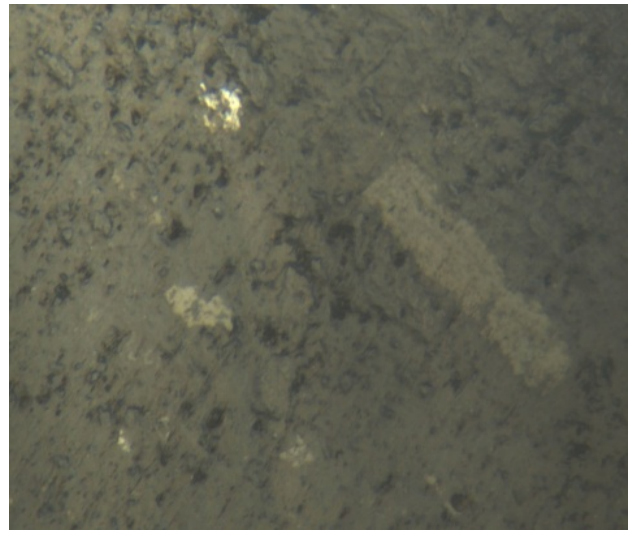


Рис. 95. Вітродетриніт. Аншліф 142 ДЖ

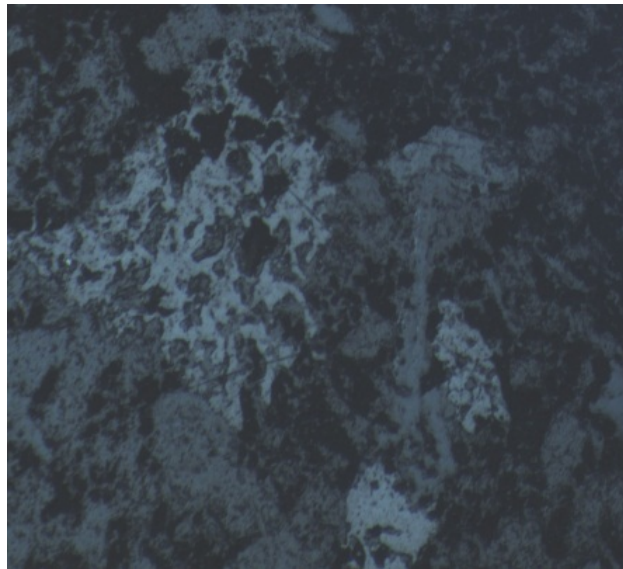


Рис. 96. Колотелініт. Аншліф 143 ДЖ

Результати досліджень відібраних проб (термічний і хімічний аналізи, вивчення відбивної здатності вітриніту) наведено в табл. 73–75.

Таблиця 73. Результати термічного аналізу проб

№ проби	Інтервал, м	< 120 °С	120–300 °С	300–390 °С	390–550 °С	ТОС
141 ДЖ	2852	0,13698	–0,01688	0,15013	4,12094	4,25419
142 ДЖ	2855	0,46011	0,22046	0,19041	4,01263	4,42350
143 ДЖ	2857	0,50098	0,13546	0,16126	2,50046	2,79718

Таблиця 74. Результати визначення масових часток елементів у пробах із свердловини Дружелюбівська-104

№ проби	Інтервал, м	Ярус	Порода	С _{орг.} , %	Н ₂ О ⁻ , %	U·10 ⁻⁴ %	СО ₂ карб., %
141 ДЖ	2852	С ₁ С	*	5,33	0,45	2,9	3,41
142 ДЖ	2855	С ₁ С	Аргіліт	7,20	1,21	4,1	3,85
143 ДЖ	2857	С ₁ С	Аргіліт	5,47	1,09	3,7	1,21

* – Перешарування чорних аргілітів, алевролітів і дрібнозернистих пісковиків.

Таблиця 75. Результати замірів відбивної здатності вітриніту

№ проби	Інтервал, м	Заміри	Кількість	Середнє
141 ДЖ	2852	0,92; 0,97; 0,99; 1,01; 1,02; 1,03; 1,11; 1,20; 1,21; 1,23; 1,27; 1,29; 1,33; 1,37; 1,37; 1,40; 1,41; 1,41; 1,47; 1,48; 1,53; 1,55; 1,57; 1,73; 1,74	25	1,30
142 ДЖ	2855	0,54; 0,57; 0,60; 0,60; 0,60; 0,60; 0,63; 0,69; 0,73; 0,77; 0,79; 0,80; 0,85	12	0,68
143 ДЖ	2857	0,72; 0,72; 0,74; 0,74; 0,76; 0,78; 0,84; 0,85; 0,90; 0,96; 1,20; 1,34; 1,34; 1,36; 1,42; 1,46; 1,46; 1,50; 1,52; 1,55; 1,56; 1,58; 1,60; 1,60; 1,64	25	1,21

Аналіз промислово-геофізичних даних у нижній частині розрізу св. Дружелюбівська-104 (рис. 97). Нижче інтервалу відбору керна залягають аналогічні за літолого-геофізичними характеристиками породи серпуховського ярусу нижнього карбону. У проаналізованих зразках вміст $C_{орг.}$ високий – від 2,8 до 7,2 %. За даними ГДС породи в межах представленого фрагменту розрізу виділяються також достатньо високим вмістом ОР. Вміст $C_{орг.}$ коливається в межах 0,3–5,6 %. У середньому для аргілітів це значення становить 1,8–2,0 %. Неоднорідність розрізу з наявними поодинокими пластами пісковиків і численними прошарками алевролітів (газонасичених за даними ГДС) указує на можливість існування в розрізі глинисто-алевролітових товщ з високим вмістом сланцевого газу. Таким чином, св. Дружелюбівська-104 розкрила перспективний інтервал:

- 2852–3090 (C_{1s}) – товща аргілітів (238 м); $C_{орг.}$ – 5,33–7,20; ТОС – 2,80–4,42; R_0 – 1,21–1,30.

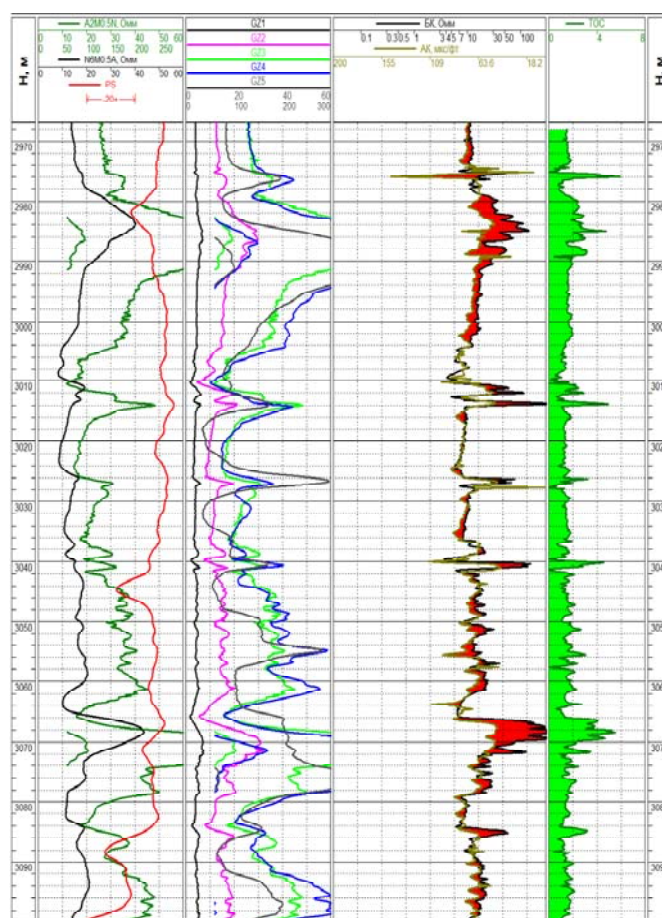


Рис. 97. Промислово-геофізична характеристика та результати кількісної інтерпретації даних ГДС у розрізі свердловини Дружелюбівська-104 (фрагмент)

2.2.4. Підкам'яна площа

Підкам'яна ділянка Коробочинсько-Максальської зони розміщена в межах північно-східного борту ДДЗ, у Куп'янському районі Харківської області. Площа ділянки 668,6 км². Ліцензія № 2461 на геологічне вивчення видана ДК "Укргазвидобування" 15.12.03, термін її дії – 10 років. Із керна св. № 1 в інт. 2997–3005 м, складеного чорними сланцями, відібраний зразок 38 ПІ (рис. 98, 99) для порівняння з іншими свердловинами. За результатами опису аншліфів породи представлені алевритистим сланцем (28 ПІ) з уламками кварцу, включеннями халькопіриту (0,1 %) і піриту (0,1 %).



Рис. 98. Підкам'яна площа, С-1, інтервал 2997–3005 м, зр. 38 ПІ – чорний сланець

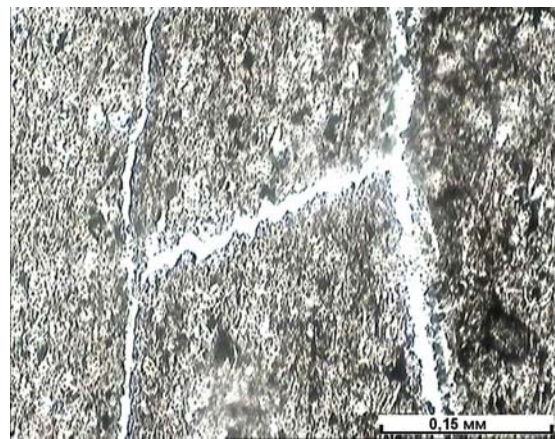


Рис. 99. Системи тріщинуватості у шліфі 38 ПІ (×10)

2.2.5. Ржавецька площа

Свердловина Ржавецька-1 приурочена до північної прибортової частини ДДЗ, її координати 49°51'00" півн. ш.; 36°11'37" сх. д. Свердловиною розкрито такий розріз (м):

- четвертинні, неогенові й палеогенові відклади – 0–345;
- верхня крейда – 345–840;
- нижня крейда – 840–880;
- верхня юра – 880–1188;
- середня юра – 1188–1397;
- тріас – 1397–1624;
- нижня перм – 1624–1683;
- верхній карбон – 1683–2334;
- середній карбон: московський ярус – 2334–2751;
башкирський ярус – 2751–3191;
- нижній карбон: серпуховський ярус – 3191–3759;
верхньовізейський під'ярус – 3759–3967;
нижньовізейській під'ярус – 3967,0–4013,6;
- докембрій – 4013,6–4033.

Керном охарактеризовані такі інтервали розрізу:

- 3204–3216 – аргіліти чорні (переважають) у тонкому перешаруванні із сірими алевролітами (зр. РЖ 4 – 3205), з поодинокими прошарками (30–35 см) вапняків долімітизованих, сірих і пісковиків сірих, слабопористих;

- 3280–3288 – аргіліти сірі із прошарками (до 10 см) чорних аргілітів (зр. РЖ 3 – 3280);
- 3288–3289 – доломіт вапняковий світло-сірий і сірий, міцний, прихованокристалічний;
- 3289–3290 – вапняк світло-сірий, жовтуватий, масивний, міцний;
- 3340–3358 – пісковики світло-сірі, дрібно-середньозернисті, кварцові, із прошарками (10–50 см) аргілітів чорних (зр. РЖ 1 – 3345,5); знизу шар (0,35 м) доломітів сірувато-білих, буруватих, нерівномірно-зернистих, масивних, щільних;
- 3358–3360 – аргіліти чорні (зр. РЖ 2 – 3359);
- 3595–3606,5 – аргіліти чорні (зр. РЖ 9 – 3595, РЖ 10 – 3598, РЖ 13 – 3600, РЖ 14 – 3603, РЖ 15 – 3606), з тонкими прошарками (2–4 см, зрідка до 10–15 см) пісковиків сірих, середньозернистих;
- 3883–3887 – чорні аргіліти із прошарками мергелів (зр. РЖ 6 – 3883, РЖ 5 – 3887) (рис. 100, 101);
- 3887–3890,5 – чорні аргіліти (зр. РЖ 11 – 3888);
- 3890,5–3892 – перешарування чорних і сірих аргілітів (зр. РЖ 12 – 3892) (рис. 102);
- 3892–3894,2 – чорні аргіліти (зр. РЖ 7 – 3893);
- 3894,2–3897,5 – вапняки сірі;
- 3897,5–3898 – перешарування кременів і чорних аргілітів (зр. РЖ 8 – 3898);
- 3955–3962 – вапняки коричнювато-сірі крупнокристалічні, масивні, міцні, із прошарками доломітизованого вапняку, тонкими (до 1 мм) прошарками аргілітів;
- 4010–4013,6 – пісковик світло-сірий, кварцовий, крупнозернистий, щільний, масивний;
- 4013,6–4014,7 – брекчія дрібноуламкова з уламками кварцу;
- 4014,7–4020,5 – граніт сірий до темно-сірого, масивний, складений кварцом (до 50–70 %), польовими шпатами (35–40 %), темноколірними мінералами (менше 5 %), присутня вертикальна і горизонтальна тріщинуватість.

Проведено геохімічні дослідження відібраних проб, які полягали у визначенні $C_{орг.}$, H_2O^- , $U \cdot 10^{-4}$, $CO_{2карб.}$, а також термічного аналізу проб (табл. 76, 77),

Таблиця 76. Результати визначення масових часток елементів у пробах із свердловини Ржавецька-1

№ зразка	Інтервал, м	Вік	Порода	$C_{орг.}$, %	H_2O^- , %	$U \cdot 10^4$, %	$CO_{2карб.}$, %
РЖ 4	3205	C_{1s}	Аргіліт	4,42	1,32	3,4	0,77
РЖ 3	3280	C_{1s}	–"–	5,26	1,81	3,4	0,66
РЖ 1	3345,5	C_{1s}	–"–	5,29	1,42	4,5	0,77
РЖ 2	3359	C_{1s}	–"–	6,01	2,32	3,5	2,47
РЖ 9	3395	C_{1s}	–"–	7,27	1,93	3,5	1,10
РЖ 10	3594	C_{1s}	–"–	6,04	1,53	3,4	0,99
РЖ 13	3600	C_{1s}	–"–	5,81	1,44	3,7	0,66
РЖ 14	3603	C_{1s}	–"–	5,90	1,21	3,6	0,77
РЖ 15	3606	C_{1s}	–"–	4,49	1,49	3,6	0,66
РЖ 6	3883	C_{1v}	–"–	6,65	1,92	5,9	0,27
РЖ 5	3887	C_{1v}	–"–	7,03	1,20	3,7	1,92
РЖ 11	3888	C_{1v}	–"–	6,15	1,30	3,3	1,37
РЖ 12	3892	C_{1v}	–"–	5,30	1,30	4,4	0,22
РЖ 7	3893	C_{1v}	–"–	5,63	1,14	3,3	0,99
РЖ 8	3898	C_{1v}	–"–	2,05	0,47	1,2	0,77

Таблиця 77. Результати термічного аналізу проб

№ проби	Інтервал, м	< 120 °С	120–300 °С	300–390 °С	390–550 °С	ТОС
РЖ 4	3205	0,44413	0,20318	0,21339	2,30948	2,72605
РЖ 3	3280	0,87598	0,52180	0,21686	2,40161	3,14027
РЖ 1	3345,5	0,53930	0,20303	0,13006	1,99858	2,33167
РЖ 2	3359	0,80920	0,56800	0,23083	2,93336	3,73219
РЖ 9	3395	0,78702	0,52610	0,22264	4,74623	5,49497
РЖ 10	3594	0,62641	0,27199	0,16249	4,04337	4,47785
РЖ 13	3600	0,70032	0,31845	0,17137	3,84703	4,33685
РЖ 14	3603	0,67827	0,32951	0,18294	4,23652	4,74897
РЖ 15	3606	0,72587	0,30352	0,17324	3,78398	4,26074
РЖ 6	3883	0,74969	0,48382	0,17725	2,13576	2,79683
РЖ 5	3887	0,40710	0,27603	0,19878	4,04409	4,51890
РЖ 11	3888	0,61256	0,27939	0,25620	4,87517	5,41076
РЖ 12	3892	0,57554	0,30486	0,13962	2,23377	2,67825
РЖ 7	3893	0,46465	0,23849	0,16794	3,27721	3,68364
РЖ 8	3898	-0,03282	-0,00730	0,06565	1,37732	1,43567



Рис. 100. Чорні аргіліти із прошарками мергелів. Інтервал 3883–3887 м



Рис. 101. Чорні аргіліти із прошарками мергелів. Інтервал 3883–3887 м



Рис. 102. Перешарування чорних і сірих аргілітів. Інтервал 3890,5–3892,0 м

2.3. Північна прибортова зона

2.3.1. Куличихінська площа

Куличихінське родовище розміщено в центральній частині північної прибортової зони ДДЗ у Гадяцькому районі Полтавської області, частково – Липоводолинському Сумської області (рис. 103). Площа ділянки 9,9 км². Ліцензія № 2429 на геологічне вивчення видана ДК "Укргазвидобування" 05.04.01, термін її дії – 14 років.

Куличихінське нафтогазоконденсатне родовище виявлено 1953 р. за результатами геофізичних досліджень, а 1976 р. із св. № 6 отримано фонтан газу дебітом 92 тис. м³ і конденсату 23,7 тис. м³ на добу через штуцер діаметром 8 мм [6]. Пошуково-розвідувальні роботи завершено 1987 р., усього пробурено 14 свердловин, які розкрили карбонатно-теригенний розріз від четвертинних відкладів до девонських. В останніх присутні галогенні утворення. У результаті виявлено та оцінено запаси вуглеводнів горизонтів В-15, 16, 17, 20, 21, Т-1. Структура є приштоковою геміантиклінальною розміром 3,5 x 2,5 км (у межах ізогіпси –4100), розділеною скидами на ряд блоків (рис. 104, 105). Поклади пластові й масивно-пластові тектонічно екрановані, приурочені переважно до пластів пісковикових колекторів візейського, рідше турнейського віку. У 1979–1990 рр. з горизонту В-15 видобуто 98 млн м³ газу (37 % початкових запасів) і 20 тис. т конденсату (50 %), відбулося зниження пластового тиску на 28,5 %. З 1990 р. родовище законсервовано.



Рис. 103. Схема розміщення Куличихінського родовища [6]

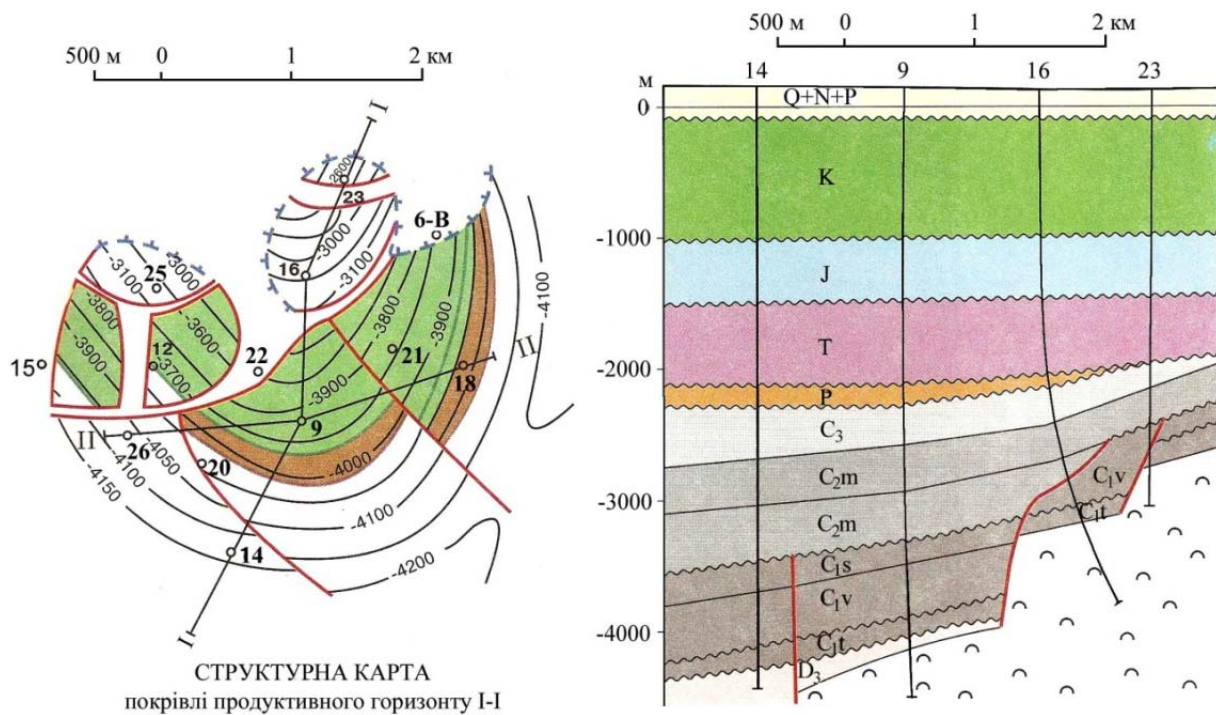


Рис. 104. Структурна схема і геологічний розріз по лінії I-I Куличихінського родовища (по покрівлі продуктивного горизонту T-1) [6]

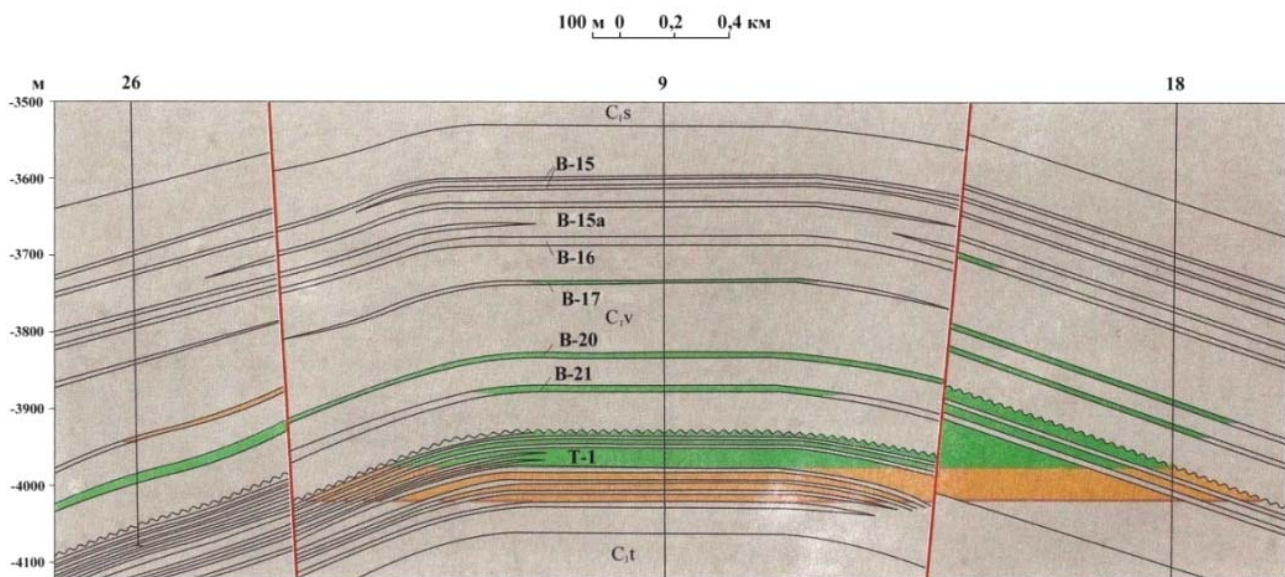


Рис. 105. Розріз продуктивної частини Куличихінського родовища по лінії II-II [6]

Керн *свердловини 30* являє собою:

- 2873 – аргіліт чорний, вуглефікований – зр. 26 КУ (рис. 106);
- 2996–3001 – аргіліт чорний, вуглефікований – зр. 27 КУ (рис. 107);
- 3030–3040 – вапняк темно-сірий, вуглефікований, мікротонкозернистий, глинистий, із прошарками (до 5–30 см) аргіліту чорного, вапняного, вуглефікованого;
- 3070–3080 – зверху алевроліт темно-сірий, вуглефікований, шаруватий, із прошарками (до 5 см) аргілітів; знизу пісковик світло-сірий, дрібнозернистий до гравелистого, із прошарками (до 10 см) аргіліту чорного, вуглефікованого;
- 3097–3107 – грубе перешарування (1–5 м) алевролітів темно-сірих вуглефікованих – зр. 28 КУ (рис. 108, 109) і пісковиків світло-сірих дрібнозернистих;

- 3165–3175 – алевроліт темно-сірий, вуглефікований, інтенсивно піритизований – зр. 30 КУ (рис. 110), у нижній частині горизонту – пісковик світло-сірий до гравеліту;
- 3290–3300 – надсольова брекчія чорна бітумінозна – зр. 31 КУ;
- 3315–3325 – сіль прозора сіра із включеннями бітумінозних уламків порід.

Результати аналізів відібраних проб (термічного, хімічного і визначення відбивної здатності вітриніту наведено в табл. 78–80.



Рис. 106. Куличихінська площа, С-30, інтервал 2873, зр. 26 КУ – аргіліт чорний, вуглефікований



Рис. 107. Куличихінська площа, С-30, інтервал 2996–3001, зр. 27 КУ – аргіліт чорний, вуглефікований



Рис. 108. Куличихінська площа, С-30, інтервал 3097–3107, зр. 28 КУ – аргіліт темно-сірий, вуглефікований

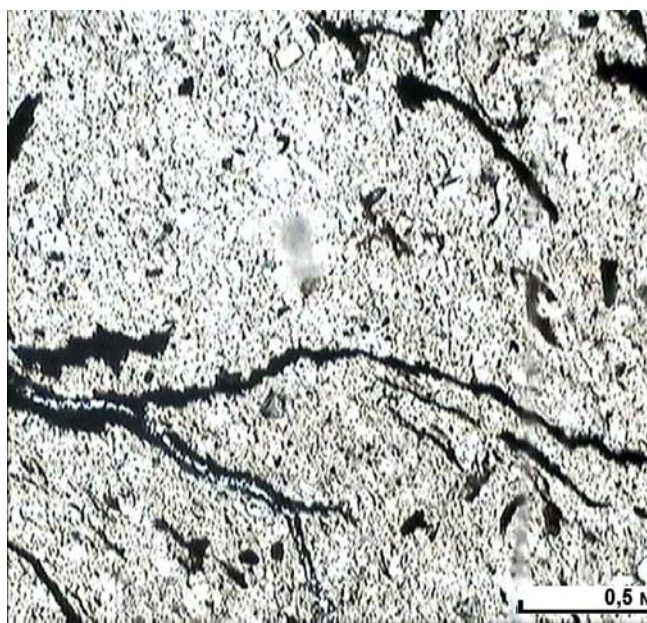


Рис. 109. Рослинний детрит у шліфі 28 КУ (×4)



Рис. 110. Куличихінська площа, С-30, інтервал 3165–3175, зр. 30 КУ – алевродит темно-сірий, вуглефікований, інтенсивно піритизований

Таблиця 78. Результати термічного аналізу проб

№ проби	< 120 °С	120–300 °С	300–390 °С	390–550 °С	ТОС
27 КУ	0,2366	0,32171	0,14127	1,91149	2,37447
30 КУ	0,30833	0,28503	0,19107	7,6985	8,1746
31 КУ	0,53859	1,18182	0,11728	2,13065	3,42975

Таблиця 79. Результати хімічного аналізу проб

№ проби	SiO ₂	Al ₂ O ₃	FeO	Fe ₂ O ₃	TiO ₂	MnO	P ₂ O ₅	CaO	MgO
31 КУ	41,95	6,64	2,29	9,25	0,42	0,24	0,17	9,87	5,40

Продовження табл. 79

№ проби	K ₂ O	Na ₂ O	SO _{3сул.}	S _{нір}	ВМП	Сума	CO _{2карб.}	H ₂ O ⁻	C _{орг.}
31 КУ	0,16	0,28	1,94	7,14	17,30	100,37	10,04	0,96	6,05

Таблиця 80. Результати замірів відбивної здатності вітриніту

№ проби	Заміри	Кількість	Середнє
28 КУ	0,50; 0,52; 0,54; 0,59; 0,62; 0,69; 0,69; 0,70; 0,71; 0,72; 0,72; 0,75; 0,75; 0,76; 0,77; 0,78; 0,79; 0,80; 0,80; 0,81; 0,82; 0,82; 0,82; 0,88; 0,89; 0,91; 0,94; 0,95; 0,95	29	0,76

Висновки. У розрізі св. Куличихінська-3 виділяється ряд інтервалів розвитку чорносланцевих товщ нижнього карбону (турне–візе) (2873–3001, 3070–3175), а також надсольових брекчій (3290–3300 м), які характеризуються високим вмістом органічної речовини (ТОС 2,37–8,17) і органічного вуглецю (C_{орг.} до 6,05), однак ступінь термічної переробки порід занадто низький (R_o = 0,76), щоб рекомендувати подальше вивчення цієї території. Вірогідно, низький ступінь термальної переробки порід є взагалі характерною для північної прибортової частини ДДЗ, де навряд чи слід очікувати значних скупчень сланцевого газу.

2.3.2. Юліївська площа

Юліївське нафтогазоконденсатне родовище розміщено в 16 км від м. Валки Харківської області, у межах перехідної зони від освової частини ДДЗ до її північно-східного борту. Площа ділянки 66,6 км². Ліцензія № 5178 на геологічне вивчення видана ДК "Укргазвидобування" 17.07.07, термін її дії – 20 років. Родовище розвідано в період 1982–1991 рр., приплив газу дебітом 73,5 тис. м³/добу і конденсату 13,5 т/добу через діафрагму діаметром 7 мм було отримано 1986 р. при випробуванні св. № 2 в інтервалі глибин 3630–3800 м. Усього на площі родовища пробурено 18 пошуково-розвідувальних і 5 експлуатаційних свердловин, якими розкриті утворення кайнозою, мезозою, палеозою і кристалічного фундаменту.

Родовище приурочено до низки невеликих брахіантикліналей і тектонічних блоків, які протягуються в субширотному напрямку вздовж скиду амплітудою 100–200 м (Мерчиківська, Юліївська, Допрорільська, Золочівська та Караванівська структури). Площа родовища 12,2 x 2,0 км. Промислові скупчення вуглеводнів виявлені в породах кристалічного фундаменту (горизонти РС-I, РС-II), відкладах візейського (В-16, В-19, В-20, В-21, В-25, В-26) і серпуховського (С-6, С-5) ярусів (рис. 111). Крім того, було отримано припливи нафти з горизонтів С-4 серпуховського та М-4 і М-5 московського ярусів. Колекторами є пісковики з високими емнісно-фільтраційними властивостями, а в породах докембрію – тріщинуваті зони вивітрювання магматичних і метаморфічних порід, які утворюють масивні пастки.

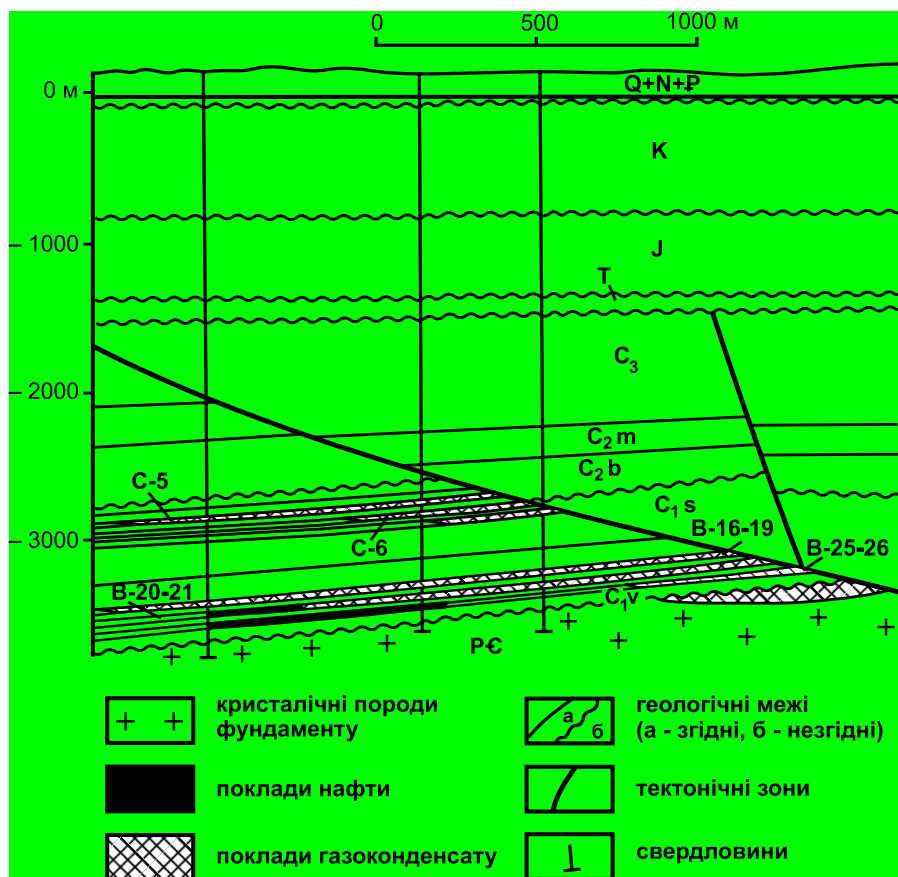


Рис. 111. Геологічний розріз Юліївського родовища

Нами фрагментарно було проглянуто керн св. № 34 для порівняння з іншими площами з інт. 3088–3096 м, складений чорними сланцями, відібрано зр. 37 ЮЛ (рис. 112), проведено вивчення петрографічних властивостей (рис. 113) і відбивної здатності вітриніту (табл. 81), установлена незначна перспективність площі для пошуків покладів сланцевого газу у зв'язку з низьким ступенем термального перетворення порід ($R_o = 0,91$).



Рис. 112. Юліївська площа, С-34, інтервал 3088–3096 м, зр. 37 ЮЛ – чорний сланець



Рис. 113. Рослинний детрит у шліфі 37 ЮЛ ($\times 10$)

Таблиця 81. Результати замірів відбивної здатності вітриніту

№ проби	Заміри	Кількість	Середнє
37 ЮЛ	0,38; 0,45; 0,49; 0,51; 0,62; 0,68; 0,76; 0,78; 0,78; 0,79; 0,80; 0,83; 0,84; 0,85; 0,99; 1,20; 1,38; 1,45; 1,48; 1,51; 1,53	21	0,91

2.4. Приосьова зона

2.4.1. Західношебелинська площа

Західношебелинська площа розміщена в межах осьової частини ДДЗ, південніше м. Харків, на півночі Первомайського району Харківської області. Площа ділянки 89,1 км². Ліцензія № 1652 на геологічне вивчення видана ДК "Укргазвидобування" 27.04.01, термін її дії – 10 років. Проведено вивчення керн св. № 702.

Шебелинське газоконденсатне родовище розташовано в Балаклійському районі Харківської області на відстані 5 км від м. Балаклія, у приосьовій зоні східної частини ДДЗ, на межі з північною прибортовою зоною в Машівсько-Шебелинському газоносному районі. За запасами вуглеводнів це найбільше родовище з виявлених у ДДЗ за весь час її вивчення. Шебелинське підняття вияв-

лено 1947 р. при проведенні геологічної зйомки. У 1948–1949 рр. воно детально вивчалось структурно-пошуковим бурінням у відкладах мезозою. 1949 р. на площі починається пошукове буріння. 1950 р. св. № 1 (інт. 1463–1484 м) виявлена промислова газоносність пермі. Пошуки і розвідка газових покладів проводилися з 1949 до 1956 р. За цей час пробурено 37 пошукових і розвідувальних і 3 експлуатаційні свердловини, якими розкрито розріз порід від четвертинних до кам'яновугільних. У результаті робіт доведена промислова газоносність відкладів микитівської, картамиської та араукаризової світ.

Структура є асиметричною брахіантиклінально північно-західного простягання. Її південно-західне крило круте (38°), північно-східне – пологіе (15°). Розміри по покрівлі картамиської світи в контурі газоносності 29,0 × 10,5 км, амплітуда понад 1000 м. Підняття ускладнено скидовими порушеннями (рис. 114). На родовищі вперше в ДДЗ був виявлений унікальний масивно-пластовий склепінний поклад висотою 1180 м. Його становлять ПГ А-5 (микитівська світа) і А-6 – А-8 (картамиська) пермі та Г-5 – Г-13 (араукаризова) верхнього карбону. За розмірами, запасами і геологічною будовою це одне з унікальних родовищ у світі. Його відкриття (разом з Радченківським газонафтовим родовищем) започаткувало для регіону нову епоху пошукових робіт, у результаті яких було відкрито перспективну територію від кордону з Білоруссю до Ростовської області Росії.

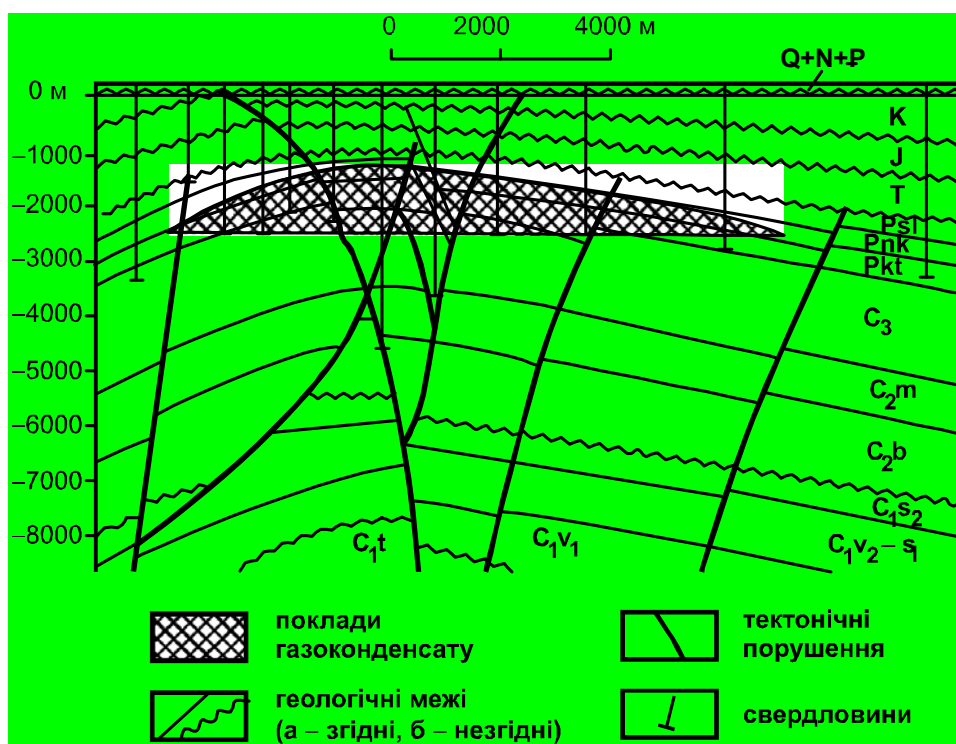


Рис. 114. Схематичний геологічний розріз Шебелинського родовища

У промислову розробку родовище введено в 1956 р. Поклад був розділений на три експлуатаційні об'єкти (зверху): у микитівській, картамиській та араукаризовій світах. Початкові дебіти свердловин становили 500–536 тис. м³/добу. Буріння експлуатаційних свердловин продовжувалося до 1979 р., що забезпечувало порівняно високі темпи розробки родовища і високу поточну газовіддачу пластів. Усього пробурено понад 600 свердловин.

Експлуатаційний фонд налічує більше 500 свердловин. Сумарний видобуток газу досяг 569,8 млрд м³, чи 88,0 % підрахованих (650 млрд м³) запасів. Сумарний видобуток конденсату порівняно низький (1555 тис. т), що пояснюється великими втратами на перших стадіях розробки. Пластовий тиск за період вилучення газу зменшився від 24,2 до 3,5 МПа. У складі природних газів переважає метан – близько 94 %. Вміст етану 3,8–4,5 %, пропану – 0,8–0,9 %, бутану – до 1 %. У незначній кількості присутні вуглекислий газ, азот і гелій.

Історію розробки родовища можна розділити на три основні періоди: 1) 1956–1967 рр. – період інтенсивного розбурювання площі експлуатаційними свердловинами (30–35 свердловин на рік) і зростаючого видобутку газу; 2) 1968–1971 рр. – нарощування експлуатаційного фонду свердловин і постійний видобуток газу на рівні 20,8–33,2 млрд м³/рік; 3) з 1971 р. – зниження видобутку газу.

Експлуатаційні свердловини родовища характеризуються високою продуктивністю. Багато з них дали до 5–6 млрд м³ газу, а в середньому по родовищу на 1 свердловину припадає близько 930 млн м³. Їхня висока продуктивність зумовлена розкриттям великих інтервалів продуктивних пластів і високими депресіями. Характерною особливістю розробки родовища є також збільшення з часом відбору газу на одиницю зниження пластового тиску. Якщо в початковий період (1956–1971) відбір газу на 1 МПа зниження тиску становив у середньому 22,6 млрд м³, то в 1972–1988 рр. він збільшився до 35,9 млрд м³, а на останньому етапі досяг 158,4 млрд м³. Така закономірність пояснюється в основному поступовим збільшенням дренажних запасів газу (величина яких перевищує 700 млрд м³ та є значно більшою, ніж початкові розвідані запаси) за рахунок залучення до експлуатації пластів з низькими ємнісно-фільтраційними властивостями після зниження тиску в єдиному масивно-пластовому резервуарі. Геологічні умови родовища, низький темп просування пластових вод у поклади в процесі його розробки (обводненість менше 0,5 % газонасичених пор) сприяли досягненню високої кінцевої газовіддачі пластів, величина якої оцінюється не нижче 95 %. З метою нарощування запасів на західному продовженні антиклінальної структури в другій половині 90-х рр. XX ст. були пробурені пошукові св. № 701 і 702. Нами було проведено вивчення й опробування керна цих свердловин.

Пошукова свердловина № 702 розміщена в осьовій зоні витягнутої на захід – північний захід брахіантикліналі, у 14 км західніше її склепінної частини. Вона пробурена в межах Південношебелинської зони стиснення з метою оцінки нафтогазоносності вторинних нафтогазових резервуарів з дилатансогенними колекторами, які стратиграфічно збігаються з продуктивними горизонтами М-5–М-7 московського ярусу і нижче залеглими горизонтами башкирського ярусу середнього карбону. Свердловина пробурена в період між 6 серпня 1998 р. і 7 листопада 2001 р., проектна глибина свердловини 5500 м, фактична – 5770 м, її балансова вартість станом на 01.08.04 – 32272348 грн [136].

Свердловиною розкрито такі стратиграфічні підрозділи:

- кайнозой (KZ) – 0–92 м;
- крейда (K) – 92–398 м;
- юра (J) – 398–1015 м;
- триас (T) – 1015–1685 м;

- нижня перм (P_1) – 1685–3057 м;
- верхній карбон: араукаритова світа (C_{3ar}) – 3057–3770 м;
авіловська світа (C_{3av}) – 3770–4270 м;
ісаївська світа (C_{3is}) – 4270–4795 м;
- середній карбон: московський ярус (C_{2m}) – 4795–5328 м;
башкирський ярус (C_{2b}) – 5328–5770 м.

Прогнозувалося розкриття перспективних у нафтогазовому відношенні відкладів і припливи газу з аномально високим пластовим тиском (АВПТ), починаючи з абсолютної відмітки –5080 м (C_2^m) і різке зростання градієнтів пластового тиску з 0,0128 до 0,0158 МПа/м. На жаль, ці прогнози не підтвердилися, згідно з "Довідками про неможливість і недоцільність використання..." від 25 серпня 2004 р. "...у розрізі пошукової св. № 702 Західношебелинської площі продуктивні горизонти відсутні...", у зв'язку з чим протоколом № 18/2004 комісії НАК "Нафтогаз України" від 8 грудня 2004 р. свердловина була ліквідована як така, що "...виконала своє призначення, але виявилась пробуреною в несприятливих геологічних умовах і в місці її розташування не відкрито промислових покладів нафти і газу..."

Між тим історія буріння свердловини є дуже цікавою і свідчить про перспективність розкритих товщ, починаючи з глибини 4500 м (C_2) щодо покладів сланцевого газу, про що говорять деякі ускладнення процесу буріння, пов'язані з короткочасними припливами газу під час проходки певних горизонтів.

Буріння свердловини згідно з документом на ліквідацію пошукової свердловини 702 Західношебелинської площі проходило без ускладнень до глибини 4500 м. Однак при вибої 4502 м після спуску на буріння при промивці на глибині 4486 м було вимито пачку розгазованого бурового розчину протягом 15 хв. Газопоказання по газокаротажній станції становили 11 %. При цьому густина бурового розчину знизилася з 1,34 г/см³ до 1,02 г/см³. Після дегазації та обважнення бурового розчину до густини 1,34–1,35 г/см³ буріння свердловини було продовжено. У процесі буріння газопоказання по ГКС не перевищували 0,1–2 %.

При вибої 4543 м був виконаний повний комплекс промислово-геофізичних досліджень (ПГД). При спуску на буріння після проведення ПГД при проміжних промивках на глибинах 4160 м, 4330 м, 4540 м вимивалися пачки розгазованого розчину протягом 15–20 хв з газопоказаннями 9–44 %. При цьому густина бурового розчину падала з 1,34 г/см³ до 1,26–1,12 г/см³.

При досягненні вибою глибини 4558 м після СПО із вибою було вимито невеликі пачки слабогазованого розчину з падінням густини бурового розчину з 1,40 до 1,36–1,38 г/см³ і вмістом газу до 6–8 % протягом 10–15 хв.

При глибині вибою 4850 м відмічено збільшення бурового розчину в об'ємі 30 м³ за 15 хв, а при зупинці циркуляції – його самовільний рух по жолобах, що викликало необхідність глушіння свердловини шляхом зворотної промивки з протитиском буровим розчином, обважненим до 1,58–1,60 г/см³. Під час глушіння із свердловини було вимито 120 м³ якісного бурового розчину густиною 1,40–1,42 г/см³ та 242 м³ солоної води густиною 1,14–1,15 г/см³ з невеликою кількістю газу. Після цього водогазопрояв припинився, але бурильна колона втратила рухомість і була прихоплена на глибині 3381 м. На глибині 3100 м ін-

струмент відкрили, але під час промивки із свердловини почав виходити розгазований розчин. Під час промивки свердловини через вибій з протитиском було вимито велику пачку розгазованого розчину із вмістом газу до 40 % і зниженням густини до 1,37 %.

Після цього інструмент було піднято, проведено зворотну промивку і глушіння свердловини, пряму промивку на глибині 3256 м і поінтервальні промивки до глибини 4800 м. При кожній промивці із свердловини вимивалися пачки пластової води густиною 1,17–1,19 г/см³ з невеликою кількістю розчиненого газу і пачки розгазованого бурового розчину.

Подальше поглиблення свердловини відбувалося з використанням бурового розчину густиною 1,80 г/см³. У процесі поглиблення свердловини в інт. 4888–4889 м із вибою виходив розгазований буровий розчин густиною 1,64 г/см³ протягом 1 год 30 хв. При вибої 4894 м після вимушеної тригодинної зупинки з технічних причин була вимита пачка розгазованого розчину густиною 1,05 г/см³ і вмістом газу до 6 %. При бурінні на глибині 4937 м з вибою протягом трьох годин виходив розгазований буровий розчин густиною 1,76 г/см³, при цьому його в'язкість знизилася з 55 до 40 с, а температура із 45° до 41°. У процесі подальшого буріння до проектної глибини 5500 м ускладнень не відмічалось.

У св. № 702 прогнозувалися припливи газу на глибині 5080–5230 і 5450–5720 м. Оскільки перспективність верхнього інтервалу не підтвердилася, на технічній нараді від 20 липня 2001 р. було вирішено пробурити свердловину до глибини 5770 м. При подальшому бурінні при вибої 5582 м одержали падіння густини бурового розчину з 2,01 до 1,96 г/см³. У процесі подальшого буріння ускладнень не спостерігалось.

З відбором керна пробурено 62,2 м, винос керна становив 32 м, або 52,1 %. КERN св. № 702 представлений:

- 4389,9–4398,7 (C₂) – зверху пісковик світло-сірий до сірого, тонкозернистий, із прошарком (0,7 м) чорного аргіліту; знизу алевроліт сірий до темно-сірого, з тонкими прошарками світло-сірого пісковика, піритизований, із прошарком (0,1 м) чорного аргіліту;
- 4400,0–4407,2 (C₂) – аргіліт темно-сірий до чорного, з незначною кількістю вуглисто-слюдистого матеріалу;
- 4486–4494 (C₂) – пісковик світло-сірий, середньо-дрібнозернистий, косошаруватий з листуватими прошарками чорного вуглисто-слюдистого матеріалу, зі значною кількістю вуглефікованого, рідше піритизованого рослинного детриту – зр. 18 ЗШ (рис. 115, 116);
- 4494–4502 (C₂) – алевроліт темно-сірий, з листуватими прошарками вуглисто-слюдистого матеріалу – зр. 19 ЗШ;
- 4877–4881 (C_{2m}) – перешарування аргілітів та алевролітів сірих до темно-сірих, зрідка з листуватими прошарками чорного вуглисто-слюдистого матеріалу; прошарки (до 0,6 м) вапняків глинистих, сірих, пелітоморфних, мергелів темно-сірих, тонкозернистих, пісковиків світло-сірих, середньозернистих;
- 4881–4884 (C_{2m}) – аргіліт темно-сірий;
- 5000,0–5001,2 (C_{2m}) – перешарування (0,5–0,7 м) пісковика світло-сірого, середньозернистого та аргіліту темно-сірого, вапнякового;

- 5070–5077 (C₂m) – пісковик світло-сірий, поліміктовий, крупнозернистий, кошаруватий, з тонкими прошарками (1–2 мм) вуглистою матеріалу;
- 5077–5080 (C₂m) – зверху пісковик сірий до світло-сірого, кварц-польовошпатовий, середньозернистий; знизу алевроліт темно-сірий, зі значною кількістю вуглефікованих рослинних залишків – зр. 20 ЗШ (рис. 117);
- 5585–5593 (C₂) – аргіліт темно-сірий до чорного, з великою кількістю вуглефікованих рослинних залишків – зр. 21 ЗШ (рис. 118).



Рис. 115. Західношебелінська площа, С-702, інтервал 4486–4494 м, зр. 18 ЗШ – пісковик з рослинним детритом



Рис. 116. Західношебелінська площа, С-702, інтервал 4486–4494 м, зр. 18 ЗШ – пісковик з рослинним детритом

За результатами геофізичних досліджень виділено три газонасичені пласти: 4732–4756; 4868,5–4881,5; 5273–5328 м і один, можливо, газonosний – 4781–4784. Було проведено випробування семи потенційно перспективних об'єктів, виділених за даними ГДС:

- 1 – пісковики, вапняки та алевроліти башкирського ярусу середнього карбону пористістю 1–7 % в інт. 5362–5419; 5462–5473; 5484–5495; 5528–5550; 5572–5583; 5605–5616; 5633–5644; 5662–5673; 5725–5747 м; отримано незначний приплив газу, об'єкт слабогазонасичений;
- 2–3 – пісковики та алевроліти московського та башкирського ярусу з пористістю 3,7–7,5 % в інт. 5282–5290; 5295–5310; 5320–5326; 5337–5340; 5403–5412 м (останній додатково включений з інт. 1); промислового припливу газу не отримано, відмічалося тільки незначне виділення газу з трубного і затрубного простору;
- 4 – інт. 4890–4893; 4895–4896; 4899–4901; 4902–4904; 4906–4907; 4910–4913; 4917–4920; 4939–4943 м; об'єкт непроникний;
- 5 – пласти пісковиків московського ярусу в інт. 4848–4860; 4915–4920; 4937–4941 м; об'єкт водоносний;
- 6–7 – пласти пісковиків московського ярусу з пористістю 9–11 % в інт. 4732–4756; 4781–4784 м; об'єкт водоносний.



Рис. 117. Західношебелинська площа, С-702, інтервал 4494–4502 м, зр. 20 ЗШ – алевроліт



Рис. 118. Західношебелинська площа, С-702, інтервал 5585–5593 м, зр. 21 ЗШ – аргіліт з великою кількістю рослинних залишків

Перспективних у нафтогазовому відношенні об'єктів не виявлено.

Подібна історія відбулася і з бурінням *свердловини 701*, яка була пробурена в період з 9 липня 1994 р. до 24 вересня 1997 р. в 750 м західніше від св. № 702 у склепінній частині Західношебелинської структури з метою її геологічного вивчення і оцінки перспектив нафтогазоносності відкладів московського ярусу середнього карбону [135]. Проектна глибина свердловини 5500 м, фактична – 5435 м.

Свердловиною розкрито такі стратиграфічні підрозділи:

- кайнозой (KZ) – 0–57 м;
- крейда (K) – 57–460 м;
- юра (J) – 460–1080 м;
- тріас (T) – 1080–1436 м;
- верхня перм (P₂) – 1436–1700 м;
- нижня перм (P₁) – 1700–3215 м;
- верхній карбон: араукаритова світа (C_{3ar}) – 3215–3731 м;
авіловська світа (C_{3av}) – 3731–4420 м;
ісаївська світа (C_{3is}) – 4420–4905 м;
- середній карбон: московський ярус (C_{2m}) – 4905–5400 м;
башкирський ярус (C_{2b}) – 5400–5435 м.

До глибини 4531 м буріння велося без ускладнень. При бурінні в інт. 4531–4532 м відмічено зниження густини бурового розчину з 1,24–1,25 г/см³ до 1,16 г/см³ і ріст газопоказників до 1 %. Після промивки свердловини і буріння інт. 4532–4533 м на усті одержали розгазований розчин зі зниженням густини від 1,24 г/см³ до 1,0–0,8 г/см³ і зростанням газопоказників до 80–85 %. Після чергової промивки і буріння наступного інт. 4533–4534 м одержали пачку розгазованого розчину густиною 1,06 г/см³ протягом 20 хв із вмістом газу 5,5 %. Після буріння інт. 4534–4538 м під час спуску інструмента для відбору керна

при промивці на глибині 4300 м відмічено короткочасне зниження густини до $0,95 \text{ г/см}^3$, а на вибої – $1,1 \text{ г/см}^3$; вміст газу в розчині до 20 %.

В інтервалі 4538–4564 м після СПО з вибою вимивалися пачки розчину з густиною менше 1 г/см^3 і вмістом газу до 70–75 % упродовж 10–15 хв.

Під час наступного буріння з глибини 4500 м та з вибоїв постійно вимивалися розгазовані пачки розчину, густина яких знижувалася з $1,30\text{--}1,34 \text{ г/см}^3$ до $1,20\text{--}0,8 \text{ г/см}^3$ залежно від тривалості зупинок без промивки.

При подальшому бурінні до 5000 м після кожного СПО на чергове видобування відбувалося розгазовування бурового розчину зі зниженням його густини з $1,32\text{--}1,38 \text{ г/см}^3$ до $1,0 \text{ г/см}^3$ і нижче; газопоказники по ГКС від 5 до 80 %. У процесі буріння промивка свердловини постійно проводилася через дегазатор, а в разі його виходу з ладу (напр., в інт. 4888–4925 м) відмічалось зниження густини бурового розчину з $1,34\text{--}1,36 \text{ г/см}^3$ до $1,28\text{--}1,17 \text{ г/см}^3$. Крім того, при бурінні відмічалось часткове поглинання розчину $4\text{--}8 \text{ м}^3/\text{добу}$. При вибої 5000 м було виконано комплекс ПГД, за результатами геофізичних досліджень продуктивних пластів в інт. 4800–5000 м не виявлено.

Під час буріння до глибини 5201 м з промивкою буровим розчином густиною $1,34\text{--}1,36 \text{ г/см}^3$ після кожного СПО при промивках на глибині 4600 м і на вибоях відмічався вихід розгазованих пачок густиною $1,17\text{--}1,0 \text{ г/см}^3$ протягом від 20 хв до 1 год 20 хв залежно від тривалості зупинок і газопоказників до 1,5–6,0 % на глибині 4600 і до 28–39 % на вибої. Також відмічалось постійне часткове поглинання бурового розчину $3\text{--}7 \text{ м}^3/\text{добу}$.

При подальшому бурінні на вибої 5382 м відбулося розгазування бурового розчину зі зменшенням його густини з $1,36\text{--}1,38 \text{ г/см}^3$ до $1,08\text{--}1,1 \text{ г/см}^3$ і газопоказників по ГКС до 50 %. Розрахунковий пластовий тиск становив 105 Па. Приплив газу було ліквідовано тільки при поетапному обважненні бурового розчину до густини $1,98\text{--}2,02 \text{ г/см}^3$. Під час буріння на глибинах 5200, 5300 м і на вибої газопоказники досягали 17–20 %, а густина розчину знижувалася до $1,6 \text{ г/см}^3$.

Буріння з відбором керна велося в інт. 3652–3654 (C_3^3); 4534–4538; 4797–4800; 4816–4826 (C_3^1); 5023–5030; 5098–5103; 5158–5165; 5192–5200 м (C_2^m). Усього з відбором керна пробурено 46 м, винос 23,3 м, чи 50,6 %. Керн представлений пісковиками (пористість 3,2–12,2 %), алевролітами (0,8–4,1 %), аргілітами (1,0–2,6 %), вапняками (0,5–1,1 %).

За результатами геофізичних досліджень у розрізі свердловини виявлено чотири газонасичені пласти (інт. 4547,0–4556,7 м; 4556,7–4569,6 м; 5247,2–5262,0 м; 5272–5284 м) з ПЕО 16–60 Ом·м, K_p 0,05–0,14; із невизначених (інт. 2215,4–2234,0; 5224,4–5230,4 м) – з ПЕО 12–25 Ом·м, K_p 0,05–0,14. Проведено випробування двох потенційно перспективних об'єктів, виділених за даними ГДС:

Перший об'єкт – 5201–5324 ($C_2^b\text{--}C_2^m$): три пласти пісковиків в інт. 5224–5230; 5247–5262; 5272–5284 м, а також аварійна частина ствола в інт. 5324–5435 м, при бурінні якої відмічалися інтенсивні газопрояви. Пласт почав працювати при зниженні тиску до 100 кгс/см^2 і через 10 хв було отримано 480 кгс/см^2 у трубному і затрубному просторах у закритій свердловині; 50 хв свердловина працювала через трубний викид, виносячи пачки води, суміш гли-

нистого розчину і води, а потім запрацювала чистим газом і працювала спочатку 3 год і потім ще 4 год, а тоді почала виносити спочатку глинистий розчин, а пізніше газ з пластовою водою. Дебіт газоводяної суміші становив 96 тис. м³/добу, робочі тиски: $P_{тр} = 60$ кгс/см², $P_{зтр} = 280$ кгс/см², статичний тиск – 620 кгс/см². Урешті-решт відбулася закупорка фонтанної арматури уламками породи, дослідження припинили і свердловину заглушили.

Таким чином, визначено, що розріз свердловини в інт. 5201–5435 м вміщує газо- та водонасичені пласти, але інтервали їхнього залягання не визначені через відсутність геофізичних досліджень в аварійній частині ствола в інт. 5324–5435 м.

Другий об'єкт – пісковики і алевроліти C_3^1 , які залягають в інт. 4547–4570 м, мають пористість 6–11 % і по ГДС характеризуються як газонасичені. Об'єкт класифікований як непроникний.

У шліфах описано такі різновиди порід (у дужках – номери зразків):

- сланці (18 ЗШ) псамоалевритові, складені тонкоуламковим (0,01–0,1 мм) агрегатом кварцу, польового шпату, мусковіту, рідше біотиту і хлориту, акцесорними монацитом, цирконом, лейкоксеном, присутні уламки (20 %) розміром 0,1–0,25 мм кварц-польовошпатових катаклазованих порід, глинисто-гідрослюдистих порід;
- пісковики поліміктові (19 ЗШ) із псамітовою структурою, шаруватою текстурою, складені уламками (0,1–0,5 мм) кварцу (20–30 %), польових шпатів (30 %), слюди (10 %), глинистих сланців, андезибазальтів, катаклазитів, мілонітів (20 %), акцесорні мінерали представлені сфеном і турмаліном, присутній рослинний детрит (1–5 %);
- мергелі (20 ЗШ) з алевроитовою структурою (0,01–0,03 мм), мікрошаруватою текстурою, складені уламками карбонатів у гідрослюдистому цементі; розвинена тріщинуватість, часто зустрічаються залишки рослинного детриту (рис. 119, 120).

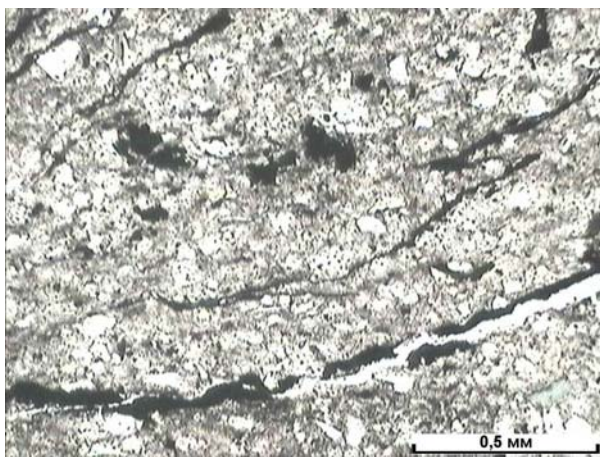


Рис. 119. Мікротріщинуватість у шліфі 20 ЗШ (×4)

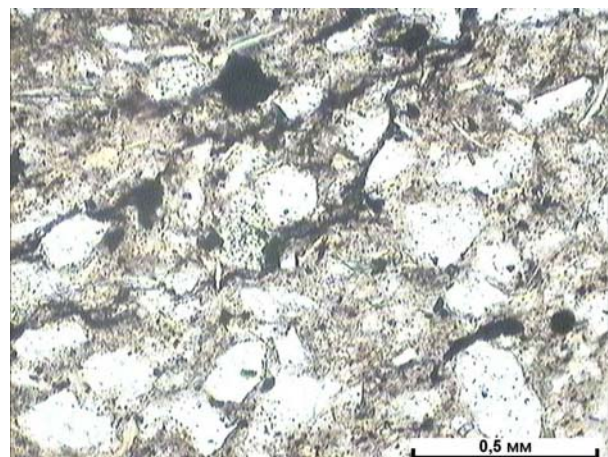


Рис. 120. Залишки рослинного детриту у шліфі 20 ЗШ (×10)

За результатами опису аншліфів породи представлені:

- пісковиками (19 ЗШ) із середньозернистою структурою, шаруватою текстурою, з уламками зерен кварцу в базальному цементі, тип мацерал – вітродетрит, колотелініт, зустрічаються глобулярний пірит (до 0,1 %), гематит (0,1 %), рутил (до 0,1 %);

- алевролітами (18 ЗШ, 20 ЗШ) з алевритовою і алевропсамітовою структурою, шаруватою текстурою, породоутворювальні мінерали представлені переважно кварцом; цемент базальний до контактового, тип мацерал – дрібний вітриніт і селеніт, часто орієнтовані вздовж шаруватості;
- аргілітами (21 ЗШ) з органогенно-пелітовою структурою, сланцюватою текстурою, включають рештки заміщених кальцитом форамініфер, тип мацерал – колодетриніт.

Результати аналізів відібраних проб наведено в табл. 82–84.

Таблиця 82. Результати термічного аналізу проб

№ проби	< 120 °С	120–300 °С	300–390 °С	390–550 °С	ТОС, %
18 ЗШ	0,33869	0,23016	0,10376	1,4516	1,78552
19 ЗШ	0,02606	0,09718	0,06746	1,24041	1,40505
20 ЗШ	1,0174	1,35938	0,18087	1,85657	3,39682

Таблиця 83. Результати хімічного аналізу проб

№ проби	SiO ₂	Al ₂ O ₃	FeO	Fe ₂ O ₃	TiO ₂	MnO	P ₂ O ₅	CaO	MgO
20 ЗШ	63,64	18,82	2,08	0,60	1,06	0,01	0,03	0,56	1,30

Продовження табл. 83

№ проби	K ₂ O	Na ₂ O	SO _{3заг.}	S _{нір}	ВМП	Сума	CO _{2карб.}	H ₂ O ⁻	C _{орг.}
20 ЗШ	4,88	0,66	0,14*		5,75	99,53	0,33	0,82	3,32

Таблиця 84. Результати замірів відбивної здатності вітриніту

№ проби	Заміри	Кількість	Середнє
18 ЗШ	0,72; 0,73; 0,74; 0,74; 0,75; 0,80; 0,80; 0,82; 0,83; 0,83; 0,83; 0,84; 0,86; 0,87; 0,87; 0,88; 0,90; 0,91; 0,92;	19	0,82
19 ЗШ	0,62; 0,68; 0,70; 0,72; 0,72; 0,73; 0,78; 0,79; 0,79; 0,80; 0,80; 0,80; 0,81; 0,82; 0,84; 0,84; 0,98	17	0,78
20 ЗШ	0,98; 1,00; 1,02; 1,05; 1,09; 1,09; 1,10; 1,11; 1,12; 1,15; 1,18; 1,20; 1,30; 1,60;	14	1,14
21 ЗШ	0,59; 0,59; 0,75; 0,87; 0,92; 0,94; 0,95; 0,96; 0,98; 0,98; 1,04; 1,05; 1,05; 1,07; 1,10; 1,11; 1,13; 1,15; 1,17; 1,25; 1,26; 1,30; 1,36; 1,90	24	1,06

Висновки. На Західношебелинській площі в інт. 4390–4502, 4877–5080 і 5585–5593 м розкрито сприятливі для пошуку сланцевого газу товщі перешарування чорних сланців, аргілітів, алевролітів і пісковиків, які несуть ознаки газоносності, мають відносно високий вміст ОР (1,40–3,40 %), характеризуються помірним ступенем термічного перетворення (R_o 0,78–1,14) (несподівано низьким для таких глибин), але завдяки значній глибині (понад 4000 м) площа не може бути рекомендована для деталізаційних робіт на сланцевий газ.

2.4.2. Південноколомацька площа

Південноколомацька площа розміщена в південно-східній частині приосьової зони ДДЗ, у 10–12 км на схід–південний схід від м. Валкі, у Валківському районі Харківської області. Площа ділянки 43,4 км². Ліцензія № 2792 на геологічне вивчення видана ДК "Укргазвидобування" 31.05.06, термін її дії – 5 років. Ділянка безпосередньо примикає з південного заходу до площі Коломацького родовища.

Коломацьке газоконденсатне родовище приурочено до пологої брахіантикліналі північно-східного простягання, яка в межах ізогіпси -800 має розміри 10×24 км, а ізогіпси -5300 – $2,5 \times 1,8$ км (рис. 121–123). Цікава історія відкриття родовища. Позитивна структура була виявлена ще 1952 р. і підтверджена комплексом геолого-геофізичних досліджень у 1954–1958 рр. У 1959–1962 рр. на площі було пробурено шість пошуково-розвідувальних свердловин глибиною від 2174 до 3267 м, які встановили прямі ознаки нафтогазоносності пермських і верхньокам'яновугільних відкладів. У 1972–1978 рр. були пробурені пошукові свердловини 21 (4902 м) і 22 (5509 м), які розкрили відклади башкирського і серпуховського ярусів, але нафтогазонасичених горизонтів не виявили. Детальними сейсмозвідувальними роботами 1980–1982 рр. була уточнена структура родовища і 1988 р. в його склепінній частині розпочато буріння св. № 24, при випробуванні якої 1990 р. з глибини 5455–5467 м (продуктивний горизонт С-5) було отримано приплив газу і конденсату дебітом 883 тис. м³/добу. Газоконденсатний поклад приурочений до верхньосерпуховського горизонту С-5, він є пластовим, склепінним, тектонічно екранованим. Родовище перебуває в розвідці.

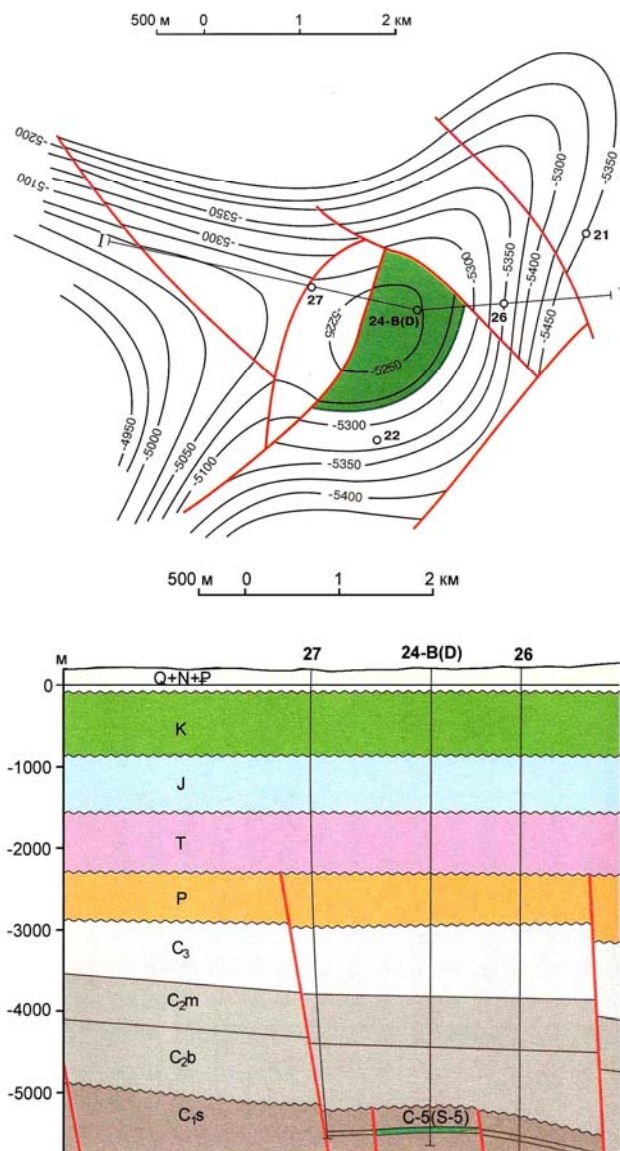


Рис. 121. Структурна карта і геологічний розріз Коломацького родовища [6]

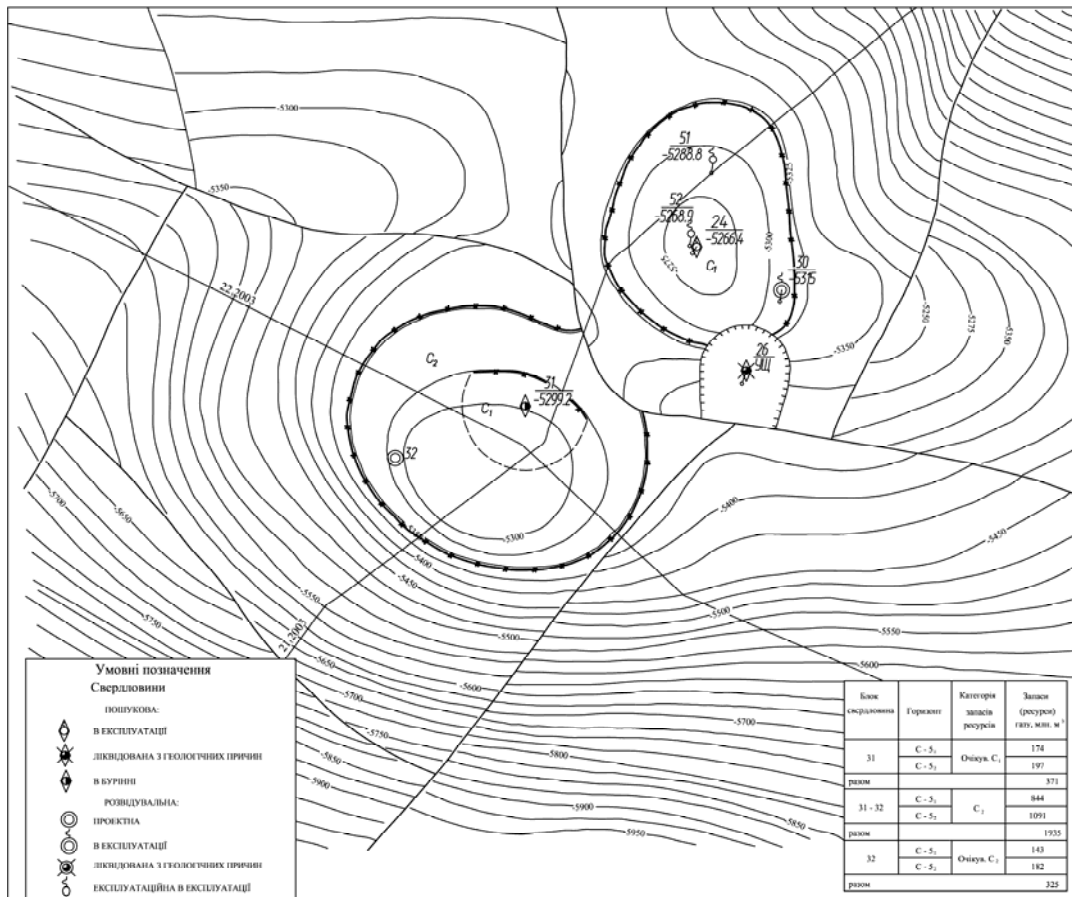


Рис. 122. Структурна карта Коломацького родовища по відбивному горизонту VB₁¹

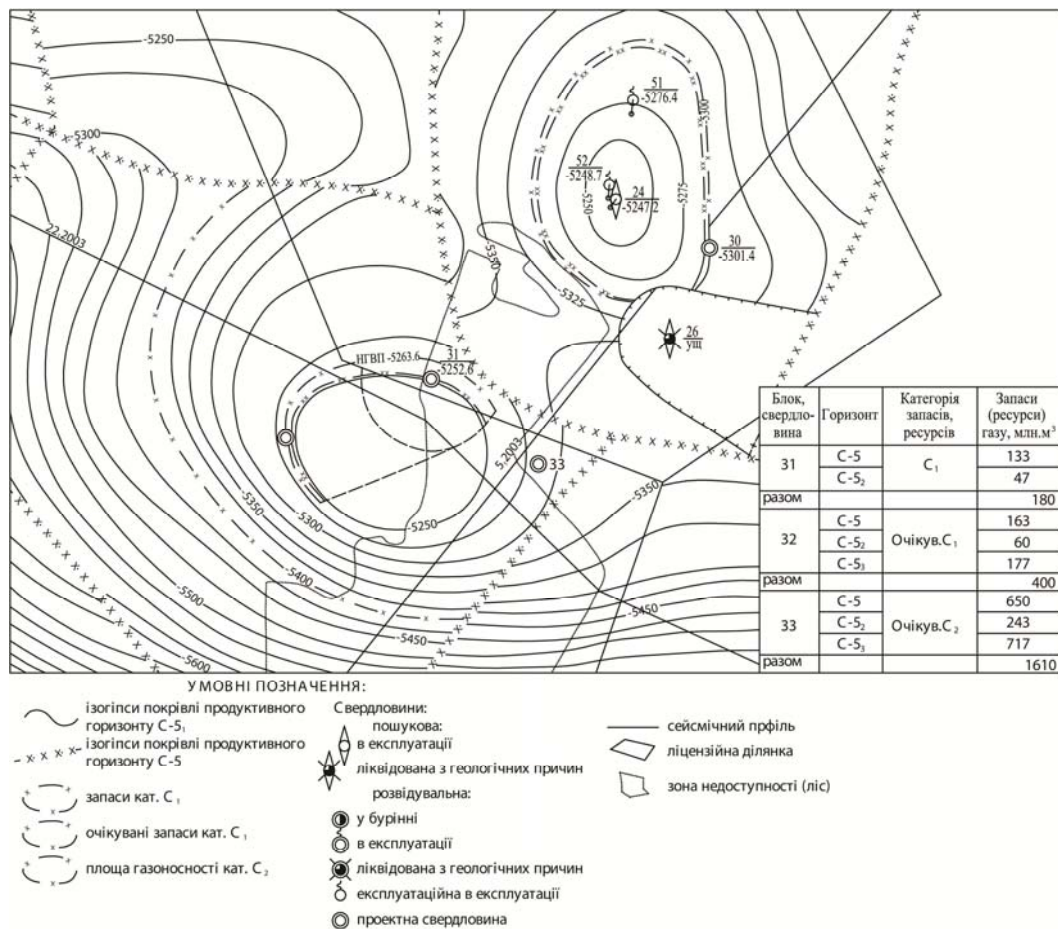


Рис. 123. Структурна карта Коломацького родовища по відбивному горизонту C-5₁

Нами проведено вивчення керн св. № 32, який представлено:

- 5178–5186 (C₁S₂) – аргіліт чорний, вапнистий, з вуглефікованими залишками рослин, у верхній частині шару із прошарками чорного глинистого мергелю;
- 5308–5316 (C₁S₂) – аргіліт чорний, піритизований – зр. 32 ПК (рис. 124);
- 5390–5396 (C₁S₂) – аргіліт темно-сірий до чорного, із прошарками алевроліту;
- 5406–5411 (C₁S₂) – аргіліт чорний;
- 5601–5607 (C₁S₂) – аргіліт чорний – зр. 32-1 ПК.

Свердловина 33 – розміщена в 3,5 км західніше св. № 32. На момент обстеження вона була в процесі буріння. Для проведення ізотопного аналізу газів та інших аналізів нами було відібрано зразки свіжого керн з інт. 5476–5484; 5591 і 5592,0–5588,5 м (рис. 125–129).



Рис. 124. Південноколомацька площа, С-32, інтервал 5308–5316 м, зр. 32 ПК – аргіліт чорний, піритизований



Рис. 125. Південноколомацька площа, С-33, інтервал 5476–5484 м – чорні сланці

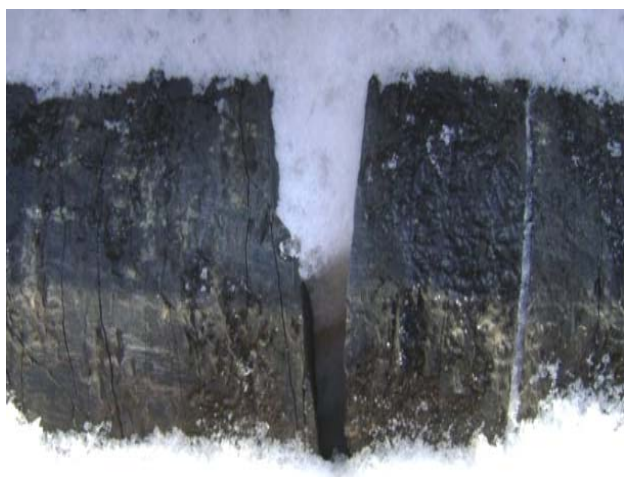


Рис. 126. Південноколомацька площа, С-33, інтервал 5588,5–5592,0 м – чорні сланці



Рис. 127. Південноколомацька площа, С-33, інтервал 5476–5484 м, зр. 33 ПК – аргіліт чорний, піритизований



Рис. 128. Південноколомацька площа, С-33, інтервал 5591 м, зр. 34 ПК – аргіліт чорний, піритизований



Рис. 129. Південноколомацька площа, С-33, інтервал 5588,5–5592,0 м, зр. 35 ПК – аргіліт чорний, піритизований

У шліфах (32 ПК, 33 ПК) породи діагностуються як алевроліти з дрібнозернистою алевритовою структурою, лінзоподібно-шаруватою змученою текстурою, складені уламками (0,02–0,3 мм) мінералів (85–90 %) (кварц, польовий шпат, мусковіт, зрідка андалузит) і гірських порід (10–15 %) (мікрохлоритові, глинисті, карбонатні агрегати) у глинисто-гідрослюдисто-карбонатному мікрошаруватому цементі (15–20 %) зі значною кількістю рослинного детриту (до 30 %), по якому часто розвивається мікрокристалічний, іноді сферолітовий пірит (рис. 130); розвинено дві системи мікротріщинуватості (0,005–0,02 мм): одна вздовж нашарування, друга – перпендикулярно до неї.

За результатами опису аншліфів породи представлені слабоалевритистим аргілітом (34 ПК) з пелітовою структурою, мікрошаруватою текстурою, складеним уламками кварцу та антрациту (рис. 131, 132), тип мацерал – детриніт, селеніт, вміщує глобулярний пірит (до 0,1 %). Результати аналізу відібраних проб наведено в табл. 85–87.

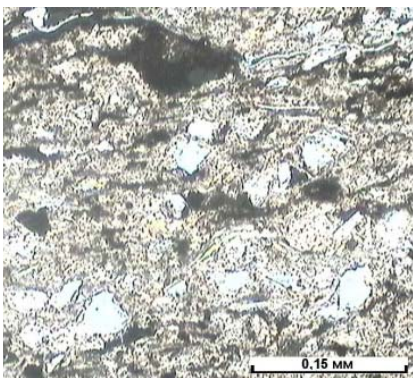


Рис. 130. Рослинний детрит у шліфі 32 ПК (×10)



Рис. 131. Телініт в аргіліті (аншліф 34 ПК)



Рис. 132. Антрацит в аргіліті (аншліф 34 ПК)

Таблиця 85. Результати термічного аналізу проб

№ проби	<120 °С	120–300 °С	300–390 °С	390–550 °С	ТОС, %
32 ПК	0,30352	0,72887	0,14664	2,1469	3,02241
33 ПК	0,78682	0,28056	0,08316	1,75162	2,11534
34 ПК	0,71712	1,00707	0,12474	2,69741	3,82922
35 ПК	0,3382	0,2704	0,08663	1,56788	1,92491

Таблиця 86. Результати хімічного аналізу проб

№ проби	SiO ₂	Al ₂ O ₃	FeO	Fe ₂ O ₃	TiO ₂	MnO	P ₂ O ₅	CaO	MgO
34 ПК	55,74	18,88	4,31	1,75	0,99	0,14	0,13	1,26	2,45

Продовження табл. 86

№ проби	K ₂ O	Na ₂ O	SO _{3звл.}	S _{нір}	ВМП	Сума**	CO _{2карб.}	H ₂ O ⁻	C _{орг.}
34 ПК	2,81	1,00	<0,1	0,26	10,10	99,72	1,71	1,35	5,90

Примітка: * – SO₃ загальне; ** – –0,375 S_{нір}.

Таблиця 87. Результати замірів відбивної здатності вітриніту

№ проби	Заміри	Кількість	Середнє
32 ПК	0,92; 0,97; 1,00; 1,05; 1,06; 1,08; 1,11; 1,45; 1,55; 1,62; 1,91; 1,92; 2,10; 4,38	14	1,58
32-1 ПК	0,68; 0,78; 0,87; 0,92; 0,97; 1,05; 1,09; 1,14; 1,28; 1,30; 1,35	11	1,04
33 ПК	0,95; 0,98; 1,02; 1,07; 1,08; 1,08; 1,10; 1,16; 1,21; 1,45; 1,93; 2,50	12	1,29
34 ПК	0,46; 0,49; 0,62; 0,64; 0,68; 0,68; 0,69; 0,70; 0,71; 0,75; 0,76; 0,77; 0,85; 0,92; 0,98; 1,05; 1,11; 1,12; 1,12; 1,18; 1,19; 1,19; 1,22; 1,22; 1,26; 1,30; 1,32; 1,36; 1,40; 1,54; 1,57; 4,15; 4,20	33	1,19
35 ПК	0,62; 0,65; 0,69; 0,70; 0,70; 0,71; 0,72; 0,73; 0,74; 0,76; 0,77; 0,80; 0,80; 0,81; 0,84; 0,88; 0,95; 1,00; 1,01	19	0,78
36 ПК	0,65; 0,72; 0,80; 0,83; 0,86; 0,95; 0,96; 0,98; 1,10; 1,11; 1,12; 1,20; 1,30; 1,30; 1,60; 1,90	16	1,09

2.4.3. Західновергунська площа

Західновергунська площа розміщена в межах осової частини ДДЗ, у Зиньківському районі Полтавської області. Площа ділянки 39,6 км². Ліцензія № 2363 на геологічне вивчення видана ДК "Укргазвидобування" 12.08.03, термін її дії – 8 років. Для зіставлення чорносланцевих товщ Західновергунської площі з іншими ділянками ДДЗ було відібрано пробу 36 ЗВ з інт. 2632–2640 м св. Західновергунська-500 (рис. 133, 134). Результати аналізів проби наведено в табл. 88, 89.

Таблиця 88. Результати термічного аналізу проб

№ проби	< 120 °С	120–300 °С	300–390 °С	390–550 °С	ТОС, %
36 ЗВ	0,14994	0,23397	0,14747	2,8986	3,28004

Таблиця 89. Результати замірів відбивної здатності вітриніту

№ проби	Заміри	Кількість	Середнє
36 ЗВ	0,62; 0,63; 0,68; 0,69; 0,70; 0,70; 0,72; 0,73; 0,73; 0,74; 1,03; 1,08; 1,11; 1,39; 1,52; 1,57; 1,66	17	0,96



Рис. 133. Західновергунська площа, С-500, інтервал 2632–2640 м, зр. 36 ЗВ – чорний сланець



Рис. 134. Рослинний детрит у шліфі 36 ЗВ (×10)

2.5. Південний борт

2.5.1. Зачепилівська площа

Зачепилівська перспективна площа розташована в межах південного борту, південної прибортової й частково приосьової зон ДДЗ (рис. 135). На площі розміщуються відомі родовища вуглеводнів – Руденківське, Мовчанівське та ін. Вона характеризується солянокупольною тектонікою та потужними (більше 1 км) депресійними міжкупольними відкладами верхів девону (лиманські й руденківські шари), серед яких зустрічаються чорносланцеві товщі, перспективні на виявлення покладів сланцевого газу. Нетрадиційні колектори в межах рекомендованої ділянки пов'язані з аргілітами та алевролітами, збагаченими органічною речовиною. За даними буріння такі породи становлять головним чином верхи девону, турнейський та візейський інтервали.

Турнейські й нижньовізейські відклади представлені чергуванням темно-сірих до чорних вуглистих аргілітів з голками продуктид і спікулами губок, темно-сірих, глинистих, часто біокластичних вапняків і сірих, дрібнозернистих, вапнякових пісковиків. Товщина цих відкладів коливається в широких межах – від 59 до 275 м, що обумовлено їхнім частковим розмивом. Відзначимо, що ця товща є ймовірним стратиграфічним аналогом стильської світи Донбасу, доманікоїдний характер якої відзначали багато дослідників [105, 106]. До нижньовізейських відкладів приурочені газові поклади горизонту В-15–В-17 (за уточненою індексацією – В-25 і В-26).

Збагачені ОР породи описано в нижній частині верхньовізейської товщі, що незгідно залягає на нижньовізейській. Це чергування відносно потужних темно-сірих до чорних сланцюватих аргілітів і вуглистих алевролітів із прошарками від 5

до 10 м дрібнозернистих, вапнистих пісковиків і зрідка прошарків темно-сірих глинистих тріщинуватих вапняків. Вище описаної товщі розміщується потужна піщано-аргілітова товща, представлена в нижній частині перешаруванням пластів світло-сірих дрібно- і середньозернистих крихких пісковиків з алевролітами і сірими шаруватими, місцями піщанистими аргілітами. Товщина верхньовізейських відкладів становить від 235 м до 366 м. Із пластами пісковиків верхньовізейського під'ярусу пов'язані газові поклади горизонтів В-14, В-І3а, В-13, В-12 – В-7 (або В-23, В-19-20, В-16-В-14 згідно з уточненими даними). Можливо, що збагаченими ОР є також верхи девонських відкладів (лиманські та руденківські шари), що складені теригенними і карбонатними породами, серед яких трапляються чорносланцеві різновиди. Товщина цих шарів перевищує 500 м.

Досліджені нами зразки, що відібрані з керна св. Зачепилівська-100 (інт. 1590–1695 м), за промислово-геофізичними даними характеризують турнейсько-візейські відклади. Це переважно алевроліти та аргіліти, збагачені ОР (ТОС 1,5–2,0) з достатньо високими значеннями пористості (5,0–11,8 %). Товщина перспективного інтервалу дорівнює 210 м.

Таким чином, у межах Зачепилівської ділянки виділена потужна (210 м) товща турнейських – візейських відкладів, представлених переважно глинистими породами з підвищеними значеннями ОР (ТОС = 1,5–2,1 %, $C_{орг.} = 1,46–7,73$ %) і достатнім ступенем термічної зрілості порід ($R_o = 1,40$). Під час промислового опробування з деяких інтервалів цієї товщі (1492–1494 м) були отримані припливи газу. Порівняно неглибоке залягання та значна товщина відкладів дозволяє рекомендувати їх для пошуків нетрадиційних скупчень вуглеводнів. Насиченість розрізу вуглеводнями та розвинена в межах Зачепилівської ділянки інфраструктура посилює економічну привабливість потенційно газоносних об'єктів. Прогнозні ресурси газу категорії D_2 нами оцінені в 210 млрд m^3 . Не виключено, що при майбутній деталізації площі товщина продуктивних горизонтів може суттєво збільшитися за рахунок серпуховських відкладів в інт. 1210–1278 і 1435–1468 м.

Зачепилівська ділянка розміщується в межах Зачепилівсько-Левенцівського валу в південній прибортовій частині ДДЗ. Формування валу тісно пов'язано з Південним крайовим порушенням. Глибина залягання ранньодокембрійського фундаменту різко збільшується в північно-східному напрямку від 1,5 до 4,5 км, при цьому амплітуда крайового порушення за даними буріння може перевищувати 2,5 км. Загалом на формування структур осадового чохла впливали як блокові рухи фундаменту, так і солянокупольна тектоніка.

За даними регіонального сейсмічного профілю МСГТ і поперечних сейсмопрофілів с. п. 44/86 гіпсометричне положення кам'яновугільних відкладів за відбивними горизонтами $V_{в2-п}$ та $V_{в1}^2$ подекуди вищі від бортової частини, що свідчить про наявність структур підкидового або навіть насувного типу [168].

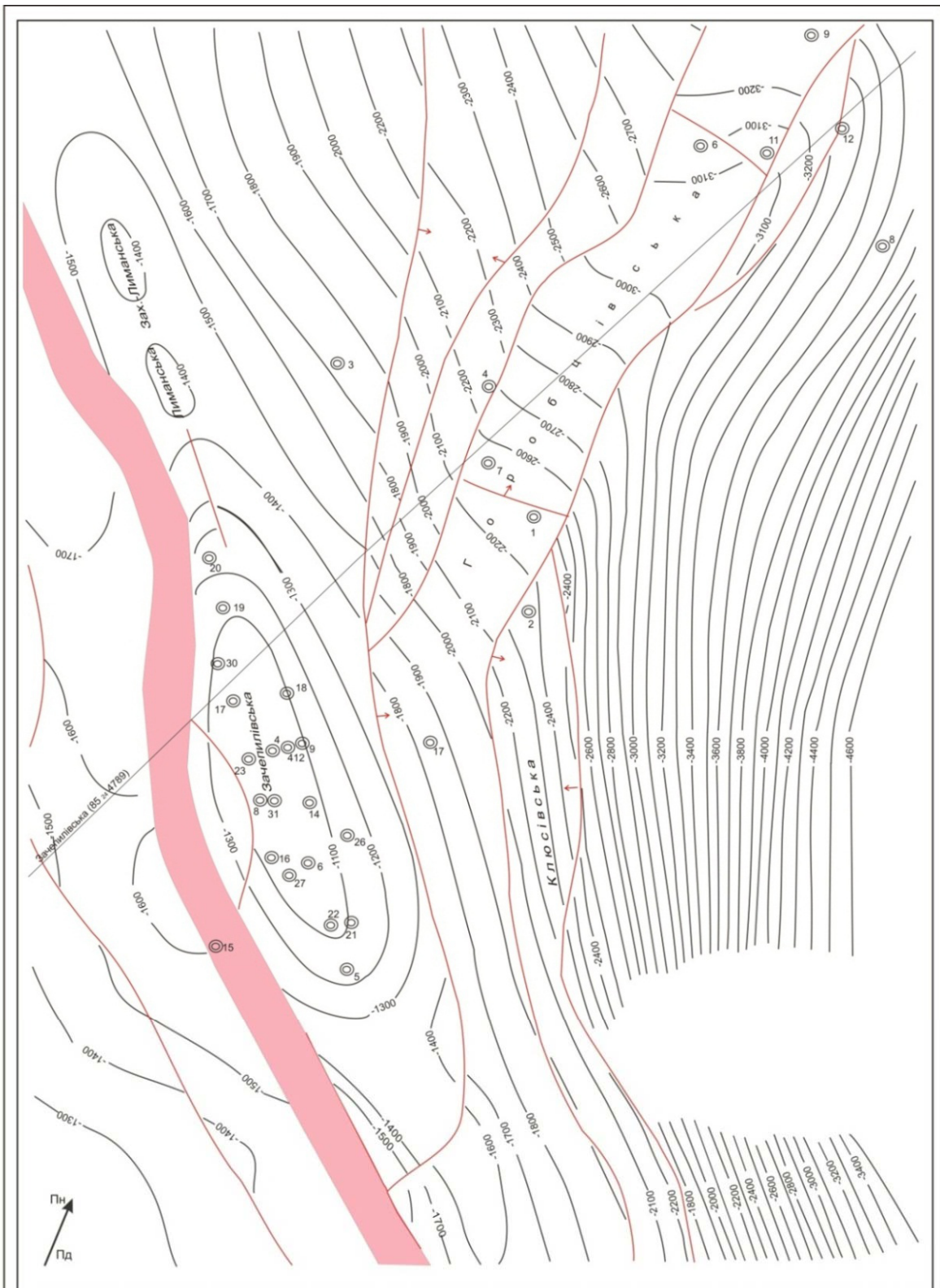
Зачепилівське нафтогазоконденсатне родовище розміщено в Новосанжарському районі Полтавської області, у 5 км на схід від смт Нові Санжари, у центральній частині південної прибортової зони ДДЗ, у межах Зачепилівсько-Лівенцівського структурного валу [6]. Площа ділянки 13,3 km^2 . Ліцензія № 2364 на геологічне вивчення видана ДК "Укргазвидобування" 31.01.01, термін її дії –

17 років. Родовище розвідано в 1946–1957 рр., сейсморозвідувальні роботи проведено 1952 р., глибоке пошукове буріння почалося в 1955 р., перший газовий фонтан отримано 1956 р. св. № 6 при випробуванні продуктивного горизонту В-15 (1220–1225 м). У промислову розробку родовище введено 1960 р. і сьогодні перебуває на завершальній стадії розробки. Усього на площі родовища пробурено 29 пошуково-розвідувальних свердловин, якими розкриті карбонатно-теригенні відклади від четвертинних до девонських і протерозойські породи кристалічного фундаменту.

У структурному відношенні родовище приурочено до Михайлівсько-Голубівського валоподібного підняття південної прибортової зони ДДЗ. У нижньокам'яновугільному комплексі структура є прирозломною брахіантикліналлю північно-західного простягання з розмірами за ізогіпсою –1150 4,2 x 0,9 км, амплітудою 170 м, склепінна частина та південно-західне крило якої ускладнені скидами (рис. 136–138). Пошуково-розвідувальними роботами встановлена промислова нафтогазоносність серпуховських (горизонти С-2, С-6, С-9в, С-9н, С-21), візейських (В-14в, В-14н, В-15, В-21н, В-22н, В-23, В-26) і турнейських (Т-1) відкладів, висота поверху нафтогазоносності 880 м. Основні нафтові поклади зосереджені в горизонтах серпуховського (ПГ С-3, С-7, С-9) і (частково) башкирського (ПГ Б-11, Б-12, Б-13) ярусів. Основні газові поклади розміщені глибше – у відкладах візейського і верхах турнейського ярусів (В-7, В-8, В-9, В-12, В-13, В-13а, В-14, В-17, В-18, В-19). При цьому початкова індексація продуктивних горизонтів в останні роки змінена та уточнена [183]. Наявність подвійної індексації продуктивних горизонтів свідчить про неоднозначність стратиграфічних схем розчленування і кореляції розрізів свердловин. Поверх нафтогазоносності на Зачепилівському родовищі перевищує 800 м.

Поклади пластові, склепінні, тектонічно екрановані, деякі – літологічно обмежені. Родовище розробляється з 1957 р., фонд експлуатаційних свердловин включав 12 одиниць (на 01.01.94 – шість свердловин). За період розробки нафтових покладів, починаючи з 1958 р. до 01.01.04, накопичений видобуток по родовищу становив: нафти – 476,582 тис. т, газу – 162,929 млн м³, води – 167,481 тис. т.

За матеріалами численних свердловин, продуктивні горизонти складено головним чином пісковиками та алевролітами. Значно рідше колекторами виступають вапняки та аргіліти. У водоносних горизонтах турне пластовий тиск на Зачепилівській площі (св. № 10) на глибинах 1605 і 1650 м становив 151,12 і 167,97 кгс/см² [77]. Структурні особливості родовища показано на рис. 139–146.



- Умовні позначення**
- Ізогіпси відбивного горизонту $Vb_1^{3-П}(C_1S_1)$
 - Розривні порушення
 - Зона втрати кореляції відбивних горизонтів, пов'язана з регіональним порушенням
 - ← Напрямок падіння площин скидання
 - Сейсмічний профіль
 - ⊙ Свердловини глибокого буріння

Рис. 135. Структурна карта Зачепилівської площі [168]

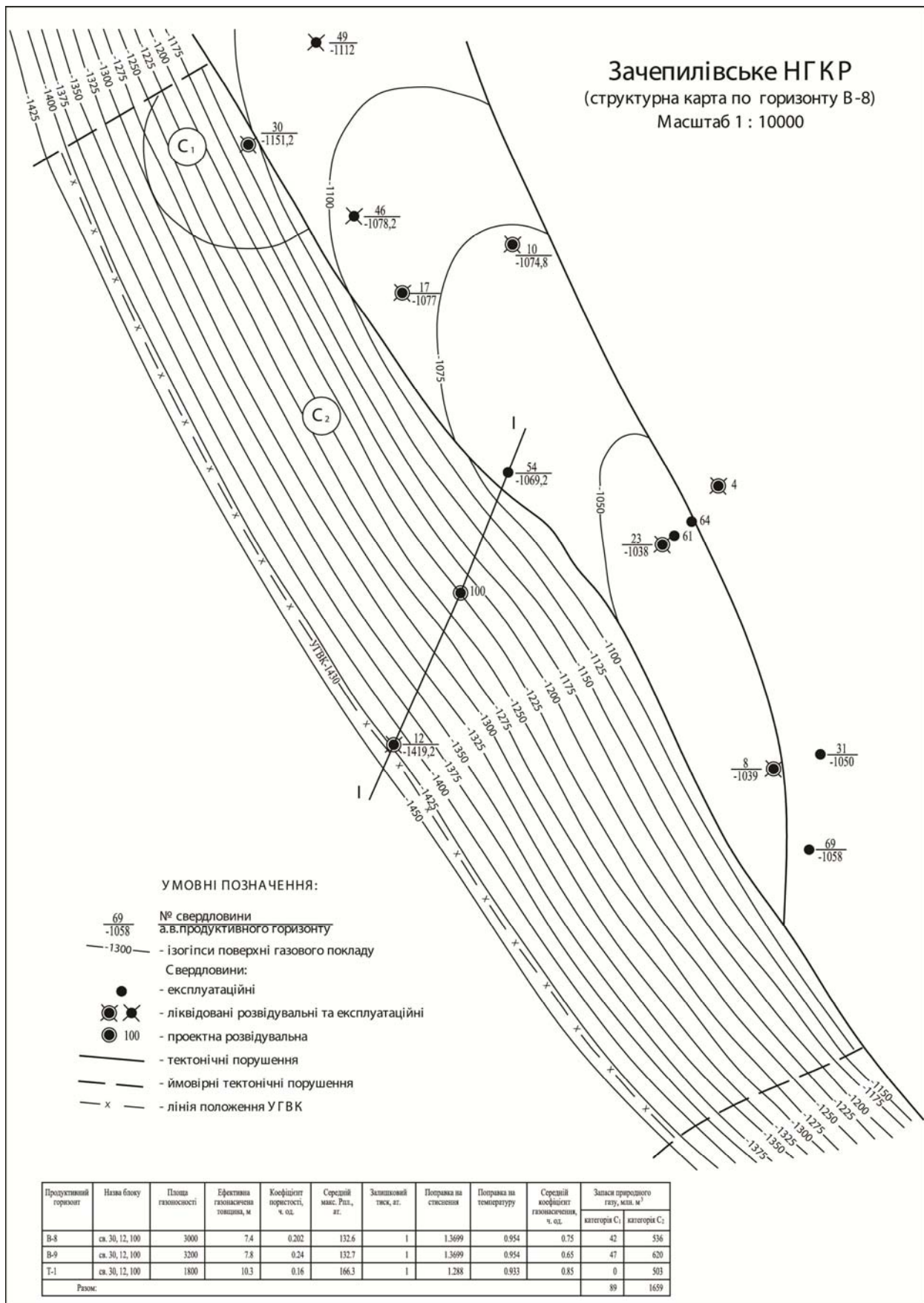


Рис. 136. Структурна карта Зачепилівської площі по відбивному горизонту ВВ₁¹[168]

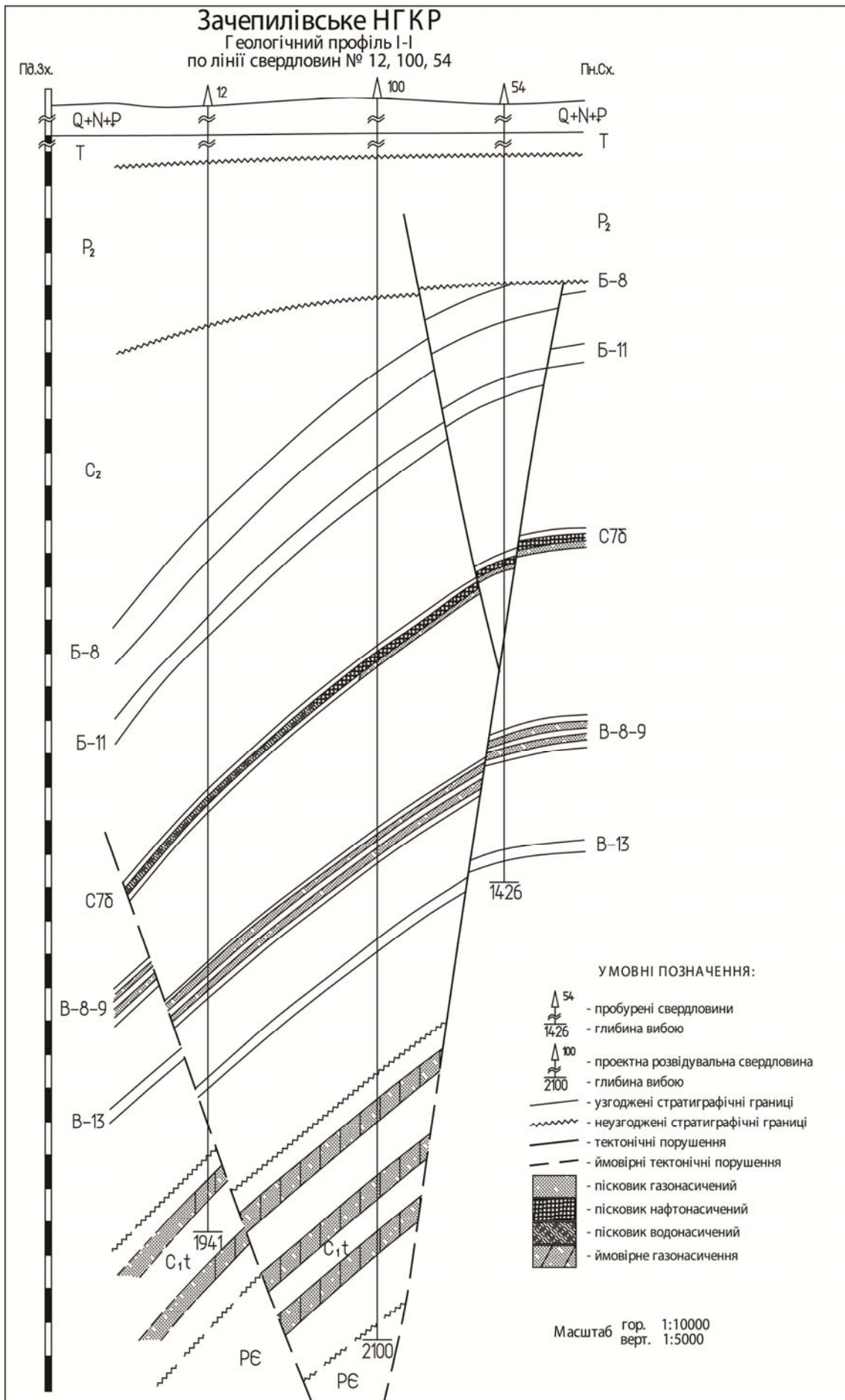


Рис. 137. Геологічний розріз Зачепилівського родовища [168]

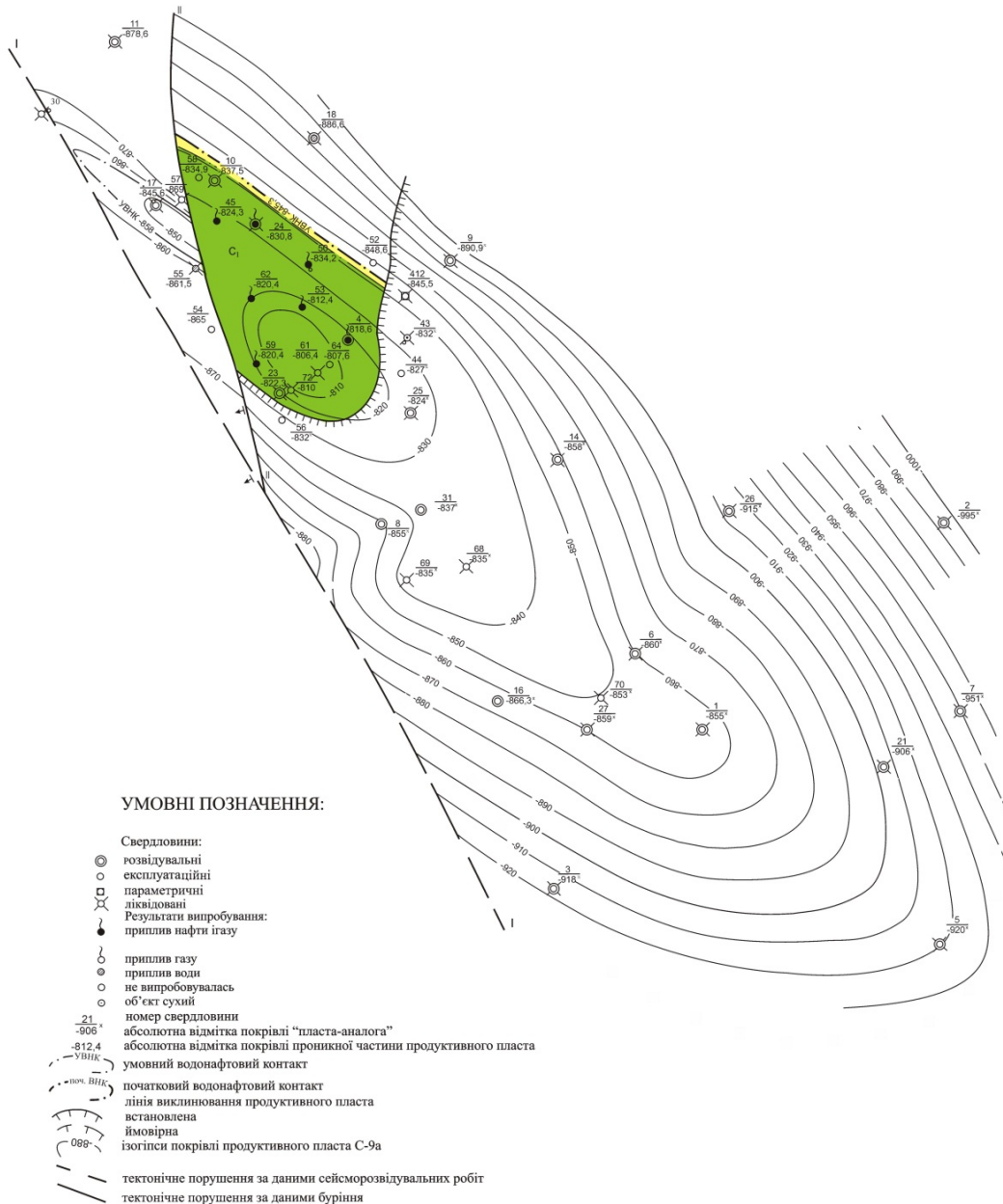
ЗАЧЕПИЛІВСЬКЕ НАФТОГАЗОВЕ РОДОВИЩЕ

СТРУКТУРНА КАРТА ПОКРІВЛІ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА С-9а

МАСШТАБ 1:10000

Г. Я. Стебельська
2004 р.

-100 0 100 200 300 400 500



Креслила Ісаєва О. П.

Рис. 138. Структурна карта покрівлі продуктивного пласта С-9а [168]

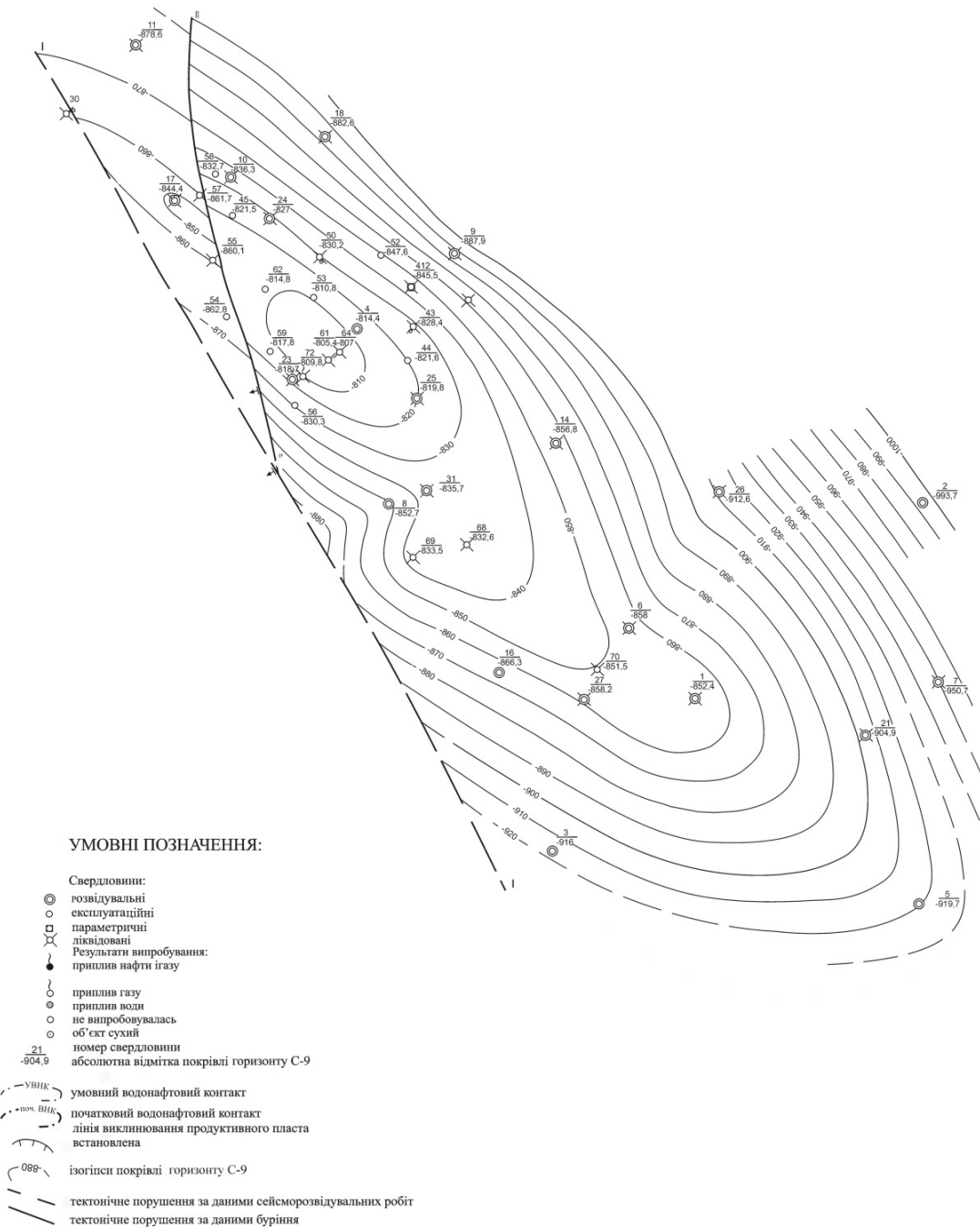
ЗАЧЕПИЛІВСЬКЕ НАФТОГАЗОВЕ РОДОВИЩЕ СТРУКТУРНА КАРТА ПОКРІВЛІ ГОРИЗОНТУ С-9

МАСШТАБ 1:10000

Г. Я. Стебельська

2004 р.

-100 0 100 200 300 400 500



Креслила Ісаєва О. П.

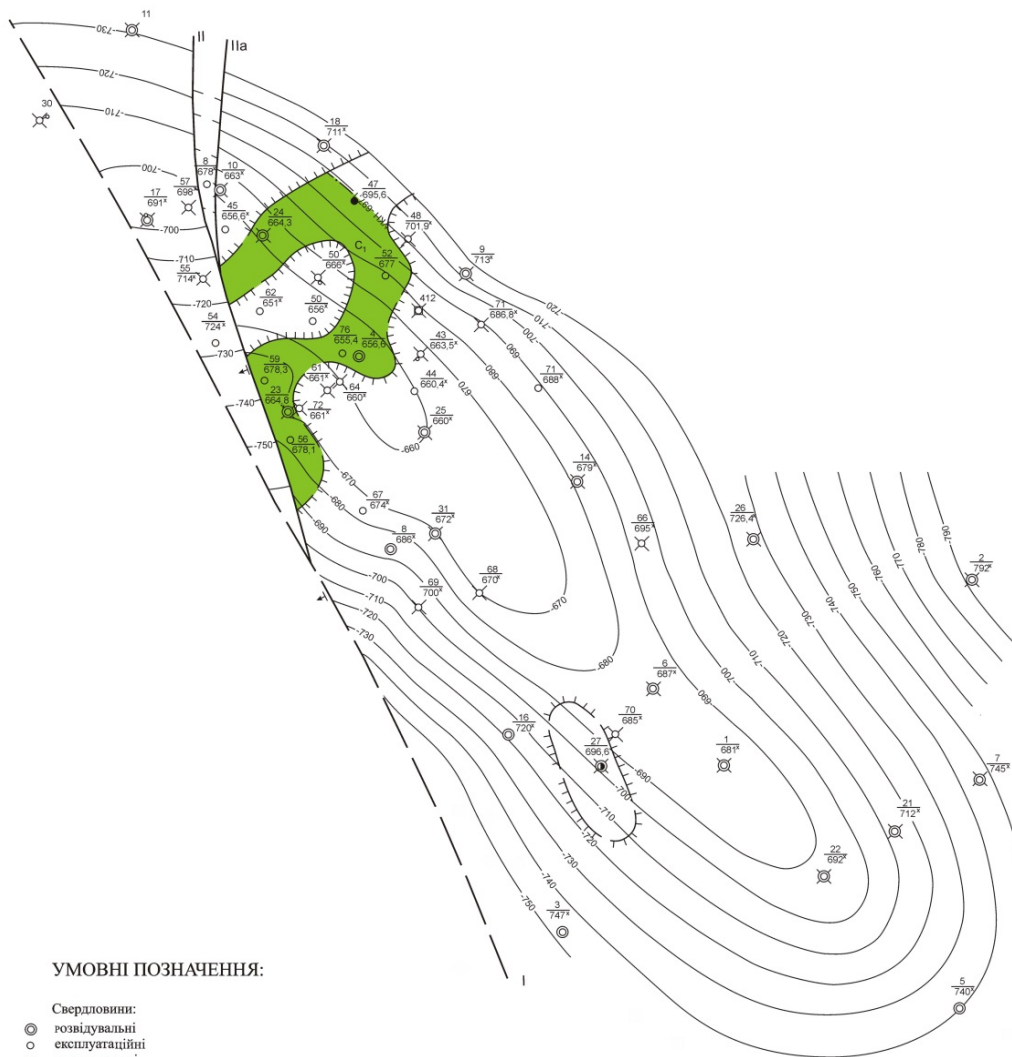
Рис. 139. Структурна карта покрівлі горизонту С-9 [168]

ЗАЧЕПИЛІВСЬКЕ НАФТОГАЗОВЕ РОДОВИЩЕ СТРУКТУРНА КАРТА ПОКРІВЛІ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА С-3г

МАСШТАБ 1:10000

Г. Я. Стебельська
2004 р.

-100 0 100 200 300 400 500



УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:

- Свердловини:
- розвідувальні
 - експлуатаційні
 - параметричні
 - ліквідовані
- Результати випробування:
- приплив нафти і газу
 - приплив газу
 - приплив води
 - не випробовувалась
 - об'єкт сухий
- 21
-712'
-655.4
- номер свердловини
 - абсолютна відмітка покрівлі "пласта-аналога"
 - абсолютна відмітка покрівлі проникної частини продуктивного пласта
 - умовний водогазовий контакт
 - початковий волюнафтовий контакт
 - лінія виклиновання продуктивного пласта
 - встановлена ймовірна
 - ізогіпси покрівлі продуктивного пласта С-3г
- 09.4
- тектонічне порушення за даними сейсморозвідувальних робіт
 - тектонічне порушення за даними буріння

Креслила Ісаєва О. П.

Рис. 140. Структурна карта покрівлі продуктивного пласта С-3г [168]

ЗАЧЕПИЛІВСЬКЕ НАФТОГАЗОВЕ РОДОВИЩЕ СТРУКТУРНА КАРТА ПОКРІВЛІ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА С-3В

МАСШТАБ 1:10000

Г. Я. Стебельська
2004 р.

-100 0 100 200 300 400 500



УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:

- Свердловини:
- ⊙ розвідувальні
 - експлуатаційні
 - параметричні
 - ⊗ ліквідовані
- Результати випробування:
- приплив нафти і газу
 - приплив газу
 - приплив води
 - не випробувалась
 - об'єкт сухий
- номер свердловини
- 710' абсолютна відмітка покрівлі "пласта-аналога"
- 665.8 абсолютна відмітка покрівлі проникної частини продуктивного пласта
- УВНК умовний водонафтовий контакт
- поч. ВНК початковий водонафтовий контакт
- лінія виклинювання продуктивного пласта встановлена
- ймовірна
- ізогіпси покрівлі продуктивного пласта С-3в
- тектонічне порушення за даними сейсморозвідувальних робіт
- тектонічне порушення за даними буріння

Креслила Ісаєва О. П.

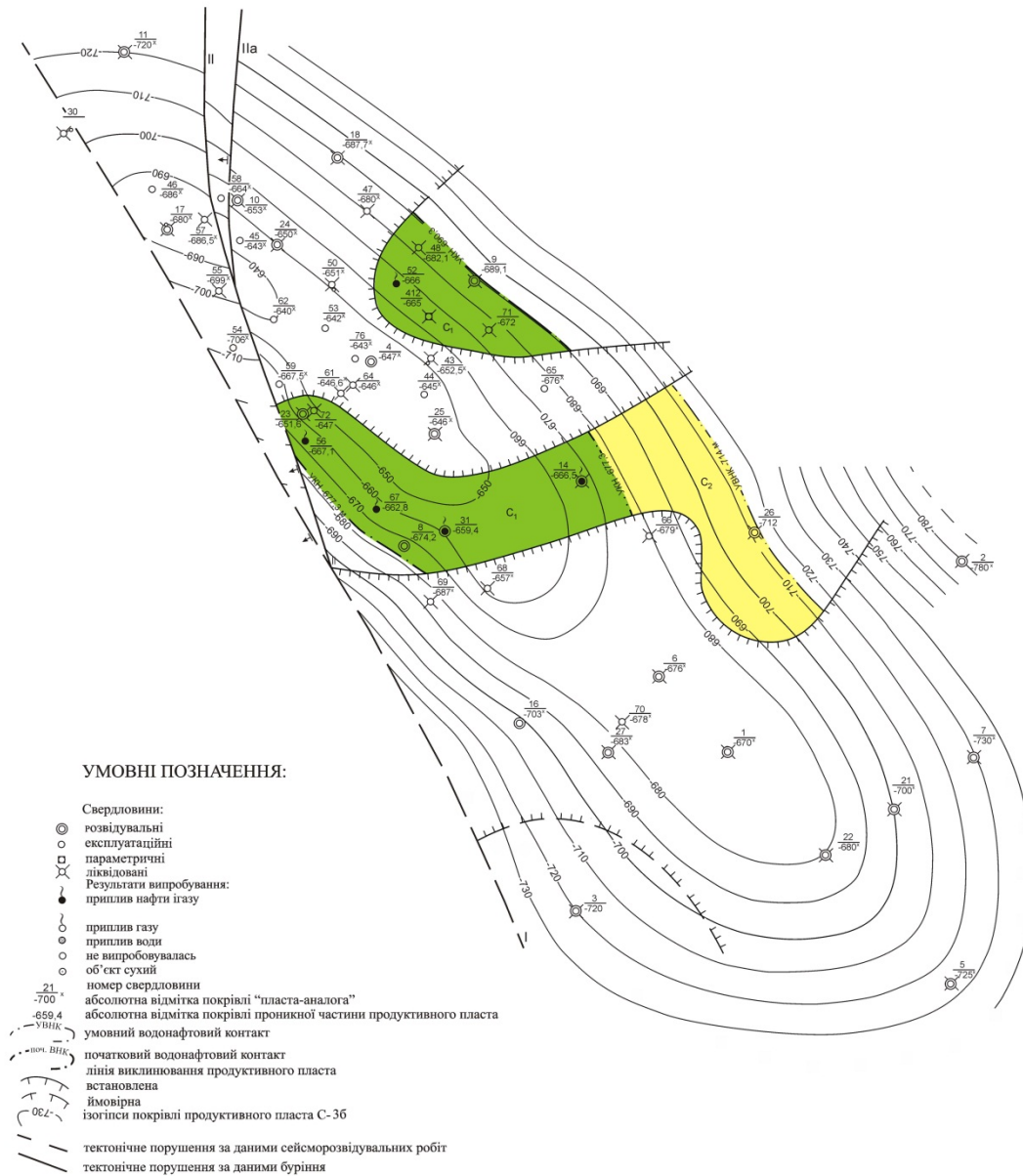
Рис. 141. Структурна карта покрівлі продуктивного пласта С-3в [168]

ЗАЧЕПИЛІВСЬКЕ НАФТОГАЗОВЕ РОДОВИЩЕ СТРУКТУРНА КАРТА ПОКРІВЛІ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА С-36

МАСШТАБ 1:10000

Г. Я. Стебельська
2004 р.

-100 0 100 200 300 400 500



Креслила Ісаєва О. П.

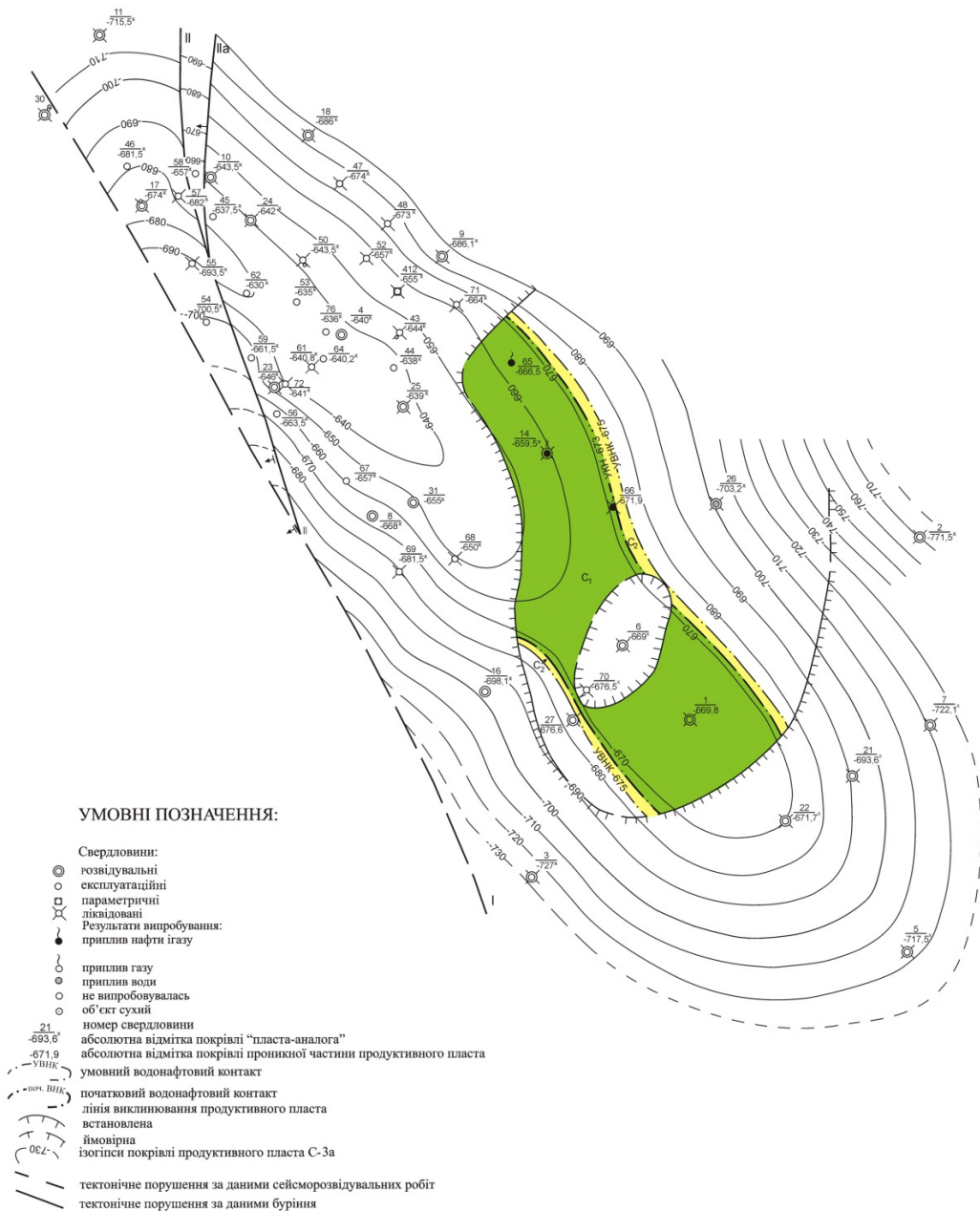
Рис. 142. Структурна карта покрівлі продуктивного пласта С-36 [168]

ЗАЧЕПИЛІВСЬКЕ НАФТОГАЗОВЕ РОДОВИЩЕ СТРУКТУРНА КАРТА ПОКРІВЛІ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА С-3а

МАСШТАБ 1:10000

Г. Я. Стебельська
2004 р.

-100 0 100 200 300 400 500



Креслила Ісаєва О. П.

Рис. 143. Структурна карта покрівлі продуктивного пласта С-3а [168]

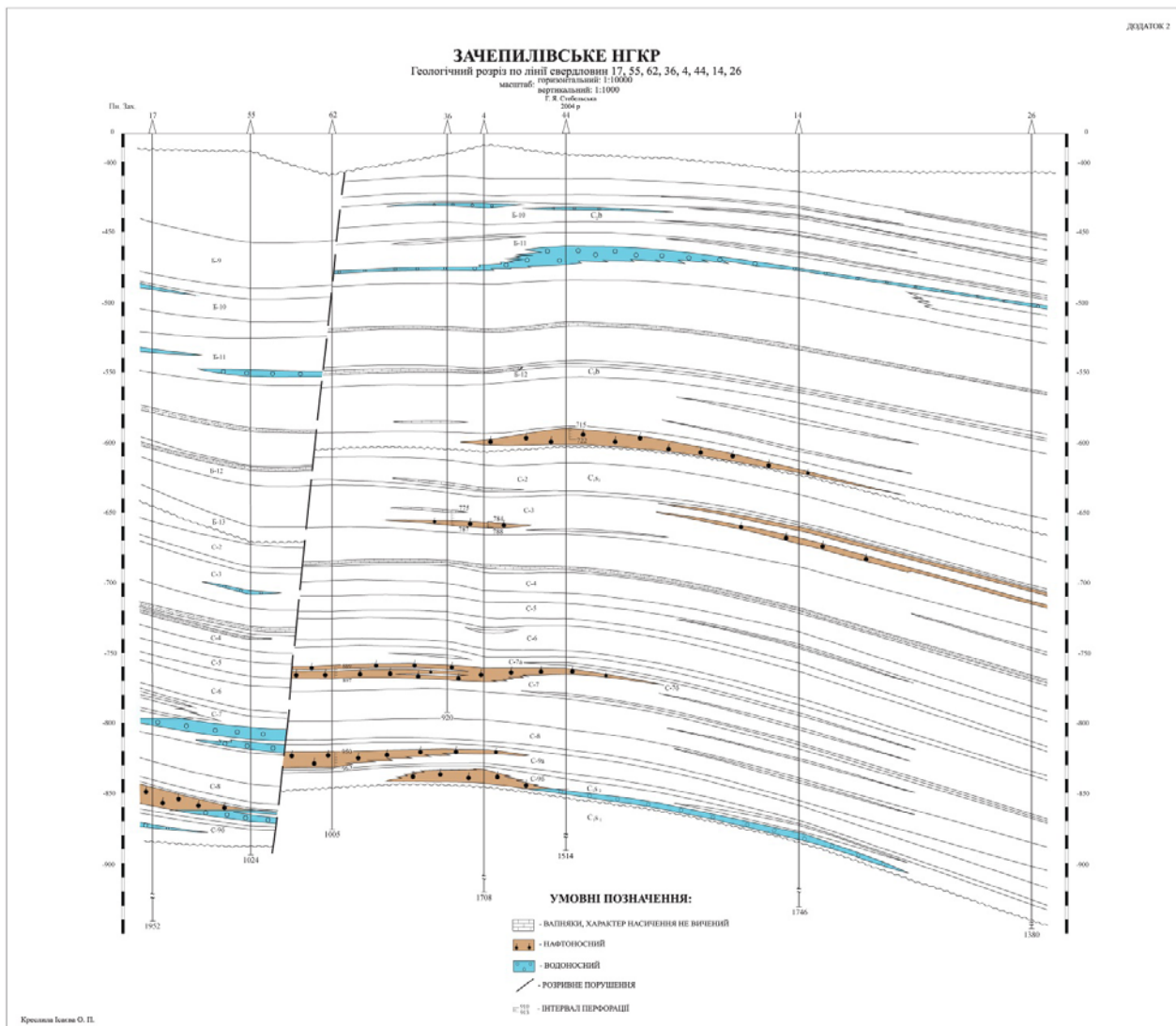


Рис. 144. Геологічний розріз по лінії свердловин 17–55–62–36–4–44–26 [168]

Кристалічний фундамент, розкритий параметричною св. № 412 на глибині 4236 м, а св. № 13 – на глибині 1830 м, представлений метаморфізованими сланцюватими пісковиками і хлорит-серицитовими сланцями раннього докембрію. Зі структурною незгідністю вони перекриті відкладами франського і фаменського ярусів девону, у складі якого виділяються горизонти:

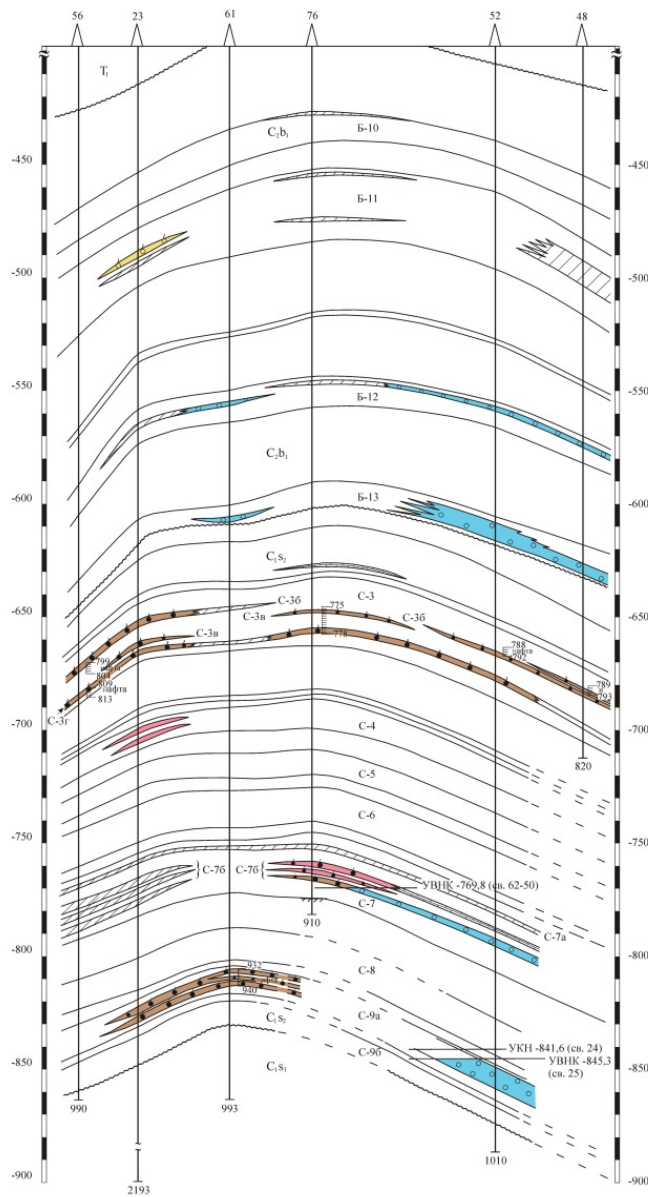
- *воронезький* ($D_3 fr_3vr$) – чергування пісковиків, аргілітів, мергелів, глинистих вапняків (на свіжому зломі в ядрах часто відчувається запах ВВ) –702 м;
- *євланівсько-лівенський* ($D_3 fr_3 ev-lv$) (нижня сольова товща) – галіт із прошарками доломітів, аргілітів, алевролітів, карбонатів –365 м;
- *задонсько-єлецький* ($D_3 fm_1zd-el$) – перешарування пісковиків і конгломератів, рідше алевролітів, гравелітів, аргілітів, ефузивів і вапняків (мають запах нафти) –290 м;
- *єлецько-лебедянським* ($D_3 fm_1el-lb$) – кам'яна сіль із прошарками глин, мергелів, ангідритів, аргілітів, пісковиків, доломітів, доломітизованих вапняків –570 м;
- *данково-лебедянським* ($D_3 fm_2dn-lb$) – переверстування строкатих пісковиків, гравелітів, конгломератів –220 м;
- *озерсько-хованський* ($D_3 fm_2oz-hv$) (лиманська і руденківська світи) – карбонатна товща: лиманські шари – вапняки із прошарками аргілітів; руденківські шари – криноїдні вапняки і пісковики –573 м.

ЗАЧЕПИЛІВСЬКЕ НАФТОГАЗОВЕ РОДОВИЩЕ







ДОДАТОК 3

Геологічний розріз по лінії свердловин 56-23-61-76-52-48

масштаб горизонтальний 1:10000
вертикальний 1:1000
Г. Я. Стебельська
2004 р.



УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:

-  УЩІЛНЕНИЙ ГОРИЗОНТ
-  ВАПНЯК
-  НАФТОНАСИЧЕНИЙ ГОРИЗОНТ
-  НАФТО-ГАЗОНАСИЧЕНИЙ ГОРИЗОНТ ЗА ДАНИМИ ГДС-Б
-  МОЖЛИВО ПРОДУКТИВНИЙ ГОРИЗОНТ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ГДС-Б
-  ВОДОНАСИЧЕНИЙ ГОРИЗОНТ

Креслила Ісаєва О. П.

Рис. 145. Геологічний розріз по лінії свердловин 56-23-61-76-52-48 [168]

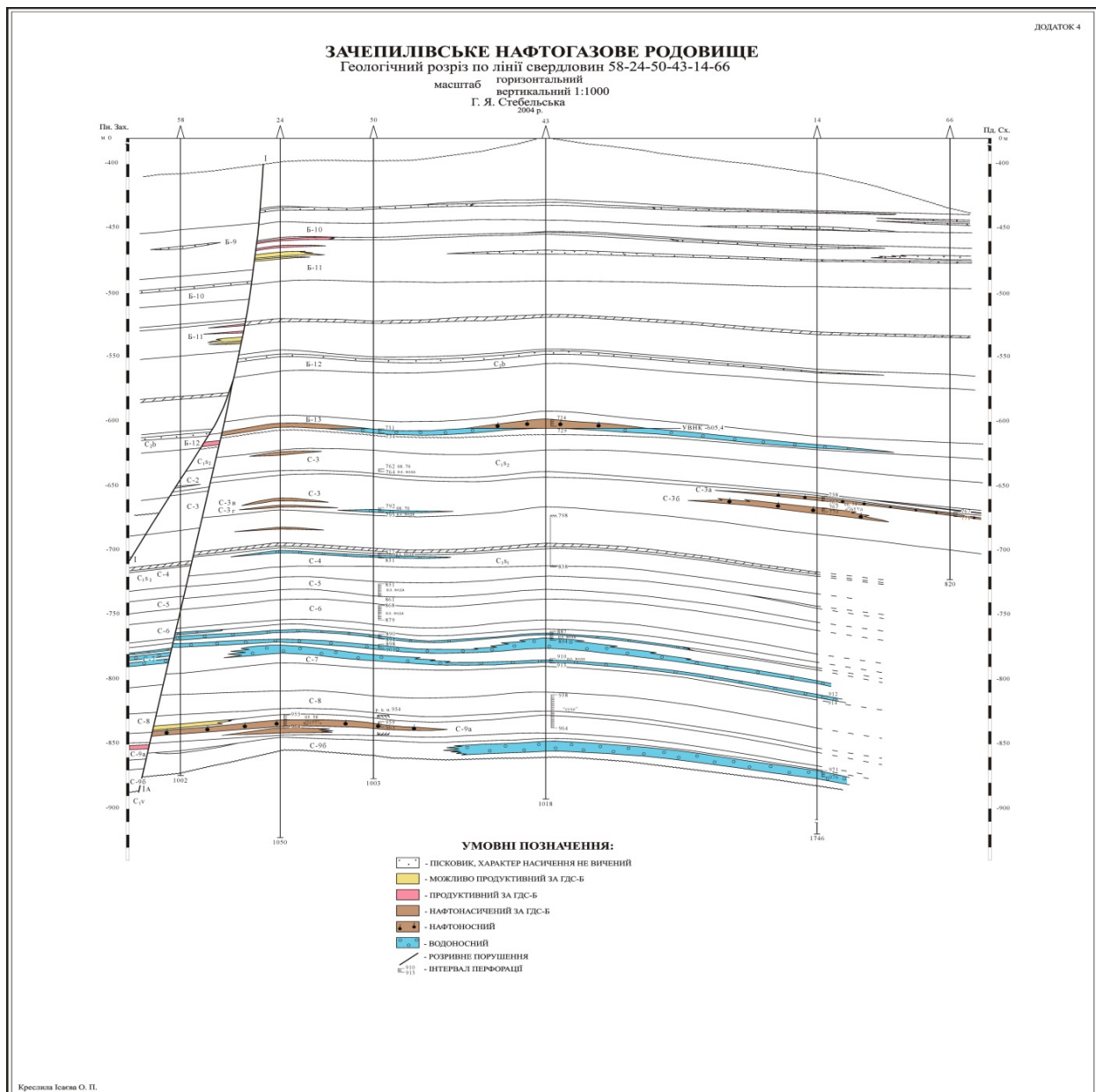


Рис. 146. Геологічний розріз по лінії свердловин 58-24-50-43-14-66 [168]

Кам'яновугільна система представлена відкладами нижнього і середнього відділу, у складі яких виділяють яруси:

- *турнейський* (C_1t) – піщано-глиниста товща (пісковики, алевроліти, аргіліти, вапняки); карбонатна (вапняки із прошарками пісковиків і вуглистих аргілітів); теригенна (пісковики із прошарками алевролітів і аргілітів) пачки –380–450 м;
- *візейський* (C_1v) – у складі під'ярусів:
 - нижньовізейського* (C_1v_1) – темно-сірі до чорних вуглисті аргіліти, пісковики, чергування вапняків і вапнякових пісковиків, у верхній частині – 45-метровий пласт пісковіку (продуктивний горизонт В-15) – 59–275 м;
 - верхньовізейський* (C_1v_2) – чорні аргіліти, алевроліти із прошарками пісковиків і вапняків; перешарування пісковиків, алевролітів, аргілітів –235–366 м;
- *серпуховський* (C_1s) – у складі під'ярусів:
 - нижньосерпуховського* (C_1s_1) – аргіліти та алевроліти з вуглистими і піритизованими рослинними залишками, рідкісні пласти пісковиків і вапняків – 301–425 м;

верхньосерпуховського (C_{1s2}) – аргіліти, прошарки пісковиків, вапняків, мергелів, бурого вугілля; зверху перешарування пісковиків, вуглистих алевролітів, аргілітів, зрідка вапняків – 80–143 м;

- *башкирський* (C_{2b}) – аргіліти із прошарками вапняків, вугілля, пісковиків – 149–699 м.

Палеозой переkritий теригенними відкладами тріасові (350–603 м), юрської (до 365 м), крейдової (до 140 м) систем і кайнозойськими відкладами (120–210 м).

Експлуатаційна свердловина Зачепилівська-90 пробурена на Зачепилівському родовищі з метою розробки нафтового покладу горизонту С-7б у верхньосерпуховському під'ярусі нижнього карбону (C_{1s2}). Проектна глибина свердловини 987 м, фактична – 1040 м. У свердловині проведено стандартний комплекс промислово-геофізичних досліджень: стандартний каротаж, профілометрія, ГК, інклінометрія (0–1040), БКЗ, БК, ІК, АК, МК, МБК, НГК (130–330, 726–1040). Свердловина пробурена без технічних ускладнень.

Свердловиною розкрито такий розріз (м):

- четвертинна система (Q) – 0–42;
- неоген (N) – 42–57;
- палеоген (P) – 57–171;
- тріас (T) – 171–372;
- перм (P) – 372–786;
- кам'яновугільна система: середній відділ, башкирський ярус (C_{2b}) – 566–786;
- нижній відділ, серпуховський ярус (C_{1s}) – 786–1040

В інт. 955–983 м керн свердловини представлений (м):

- 955–983 – аргілітами темно-сірими до чорних, сланцями з вуглефікованими і піритизованим залишками рослин (рис. 147) – зр. 132 ЗЧ (971–975) і 131 ЗЧ (979–983).

За даними інтерпретації ГДС у розрізі свердловини виділено 38 пластів, з них: 1 нафтоносний, 15 водонасичених (табл. 90):



Рис. 147. Чорні сланці (керн св. Зачепилівська-90, інт. 955–983 м)

Таблиця 90. Колекторські властивості порід свердловини Зачепилівська-90 [141]

Інтервал, м	Вік	Порода	СаСО ₃ , %	Проникність, а·10 ⁻¹⁵ м ²	Пористість, %	Щільність, а·10 ³ кг/м ³	
						об'ємна	уявна мінералізація
955–963	C _{2m}	Алевроліт	6,9	Зруйнована	5,0	2,61	2,75
963–971	C _{2m}	Аргіліт	14,3	–"–	8,6	2,51	2,74
971–975	C _{2m}	–"–	3,3	–"–	13,5	2,36	2,73
979–983	C _{2m}	–"–	2,9	–"–	11,6	2,39	2,71

У палеогенових відкладах виділено пласт № 1 – мергель (ПЕО 22,6 Ом·м). У триасі виділено пласти № 2–13 – водонасичені пісковики (ПЕО 2,4–11,3 Ом·м, $K_{п}$ 12–30 %). У башкирському ярусі виділено пласти № 14–17 – щільні вапняки і алевроліто-вапнисті відклади (ПЕО 12,1 Ом·м), пласт № 18 – водоносний глинистий вапняк (ПЕО 14,3 Ом·м, $K_{п}$ 16 %).

У серпуховському ярусі виділено пласти: № 19, 20, 23–25, 27–30, 32, 36–37 – пісковики і алевроліти із прошарками глин, частково ущільнені (ПЕО 4,0–4,8 Ом·м); пласти № 21, 22, 31, 33 – вуглефіковані породи; пласт № 26 – водонасичений вуглефікований алевроліт (ПЕО 4 Ом·м, $K_{п}$ 10 %); пласти-колектори № 34, 35 – водоносні пісковики (ПЕО 2,1 Ом·м, $K_{п}$ 18–23 %); пласт № 38 – пісковик (ПЕО 15 Ом·м, $K_{п}$ 16 %, $K_{нг}$ 68 %) – нафтоносний.

Таким чином, нафтоносним є пласт-колектор № 38 (C_{1s}) в інт. 1027–1029 м ($K_{п}$ = 16 %, $K_{нг}$ = 68 %, $H_{эф.}$ = 1,4 м)

У шліфах описано такі різновиди порід:

- вуглецевий сланець (131 ЗЧ) з мікрониткоподібно-шаруватою текстурою, складена мікролінзочками рослинного детриту буровато-чорного кольору і мікролускатих гідрослюд жовтуватого кольору

За результатами опису аншліфів це:

- аргіліт (131 ЗЧ) з пелітовою структурою, шаруватою до сланцюватої текстурою, тип мацерал – вітродетриніт, присутній глобулярний пірит (0,1 %);
- сланець органогенний чорний (132 ЗЧ) з органогенно-детритовою структурою, шаруватою текстурою, тип мацерал – колодетриніт, детриніт, вітродетриніт (рис. 148), присутній глобулярний пірит (0,1 %).



Рис. 148. Вітродетриніт і мікронний пірит. Аншліф 132 ЗЧ

Результати досліджень відібраних проб (термічний і хімічний аналізи, вивчення відбивної здатності вітриніту) наведено в табл. 91–93.

Таблиця 91. Результати термічного аналізу проб

№ проби	Інтервал, м	< 120 °С	120–300 °С	300–390 °С	390–550 °С	ТОС
132 ЗЧ	971–975	1,17248	0,63127	0,51075	4,46438	5,60640
131 ЗЧ	983–979	1,29302	0,98099	1,02651	10,22903	12,23653

Таблиця 92. Результати визначення масових часток елементів у пробах із свердловини Зачепилівська-90

№ проби	Інтервал, м	Ярус	Порода	C _{орг.} , %	H ₂ O ⁻ , %	U·10 ⁻⁴ , %	CO ₂ карб., %
132 ЗЧ	971–975	C _{1s}	Сланець	10,27	2,27	4,8	0,88
131 ЗЧ	979–983	C _{1s}	Сланець	23,74	2,53	6,1	0,88

Таблиця 93. Результати замірів відбивної здатності вітриніту

№ проби	Інтервал, м	Заміри	Кількість	Середнє
132 ЗЧ	1270–1278	0,30; 0,57; 0,58; 0,60; 0,60; 0,61; 0,64; 0,67; 0,68; 0,69; 0,75; 0,77; 0,78; 0,80; 0,82; 0,85; 0,90	17	0,68
131 ЗЧ	1435–1443	0,37; 0,43; 0,46; 0,47; 0,62	5	0,47

Таким чином, інт. 955–983 м св. Зачепилівська-90 складений перспективними щодо сланцевого газу чорними сланцями, дуже збагаченими органічною речовиною (C_{орг.} – 10,27–23,74 %; ТОС – 5,60–12,24), але низький ступінь їхнього термального перетворення (R₀ – 0,47–0,68) не дозволяє оцінювати цей інтервал як перспективний.

Розвідувальна похило спрямована *свердловина 100* пробурена на Зачепилівському родовищі з метою розвідки продуктивних горизонтів серпуховського, візейського, турнейського ярусів карбону та фаменського ярусу девону [142]. Проектна і фактична глибина свердловини 2100 м. Запланований відбір керна – 160 м, фактичний – 87 м (54,4 % від запланованого). Піднятим керном охарактеризовані відклади серпуховського, візейського і турнейського ярусів карбону, фаменського ярусу девону. За результатами лабораторних досліджень, проведених під час буріння свердловини, хороших колекторів не встановлено (табл. 94).

Нами проведено вивчення керна св. № 100, який представлений:

- 1210–1218 (C_{1s1}) – аргіліт темно-сірий горизонтально шаруватий, із залишками рослин, вуглефікованого і піритизованого рослинного детриту;
- 1270–1278 (C_{1s1}) – аргіліт темно-сірий – зр. 133 ЗЧ – з тонкими прошарками (до 15 см) доломітизованого вапняку з тріщинами, виповненими білим кальцитом;
- 1435–1443 (C_{1v}) – аргіліт темно-сірий – зр. 134 ЗЧ;
- 1460–1468 (C_{1v}) – аргіліт темно-сірий;
- 1590–1598 (C_{1v}) – алевроліт темно-сірий, вуглистий – зр. 22 ЗА;
- 1680–1688 (C_{1t}) – алевроліт темно-сірий, мергелистий із залишками фауни – зр. 23 ЗА, 23-1 ЗА (рис. 149);
- 1688–1695 (C_{1t}) – алевроліт темно-сірий мергелистий із залишками фауни – зр. 24 ЗА, 24-1 ЗА (рис. 150, 151);
- 1720–1728 (C_{1t}) (D₃?) – пісковик строкато забарвлений в зелені, бурі та світло-сірі кольори, крупнозернистий, з домішкою гравійного матеріалу, прошарками бурого аргіліту (0.1 м);

- 1750–1758 (C_{1t}) (D₃?) – перешарування строкато забарвлених у бурі та сіро-зелені тони пісковиків, аргілітів і алевролітів із залишками рослин – зр. 25 3А (рис. 152);
- 1950–1958 (C_{1t}) (D₃?) – вапняк сірий, глинистий, до чорного мергелю, з численними вертикальними тріщинами, залікованими білим кальцитом;
- 2042–2050 (D_{3fm₂}) – сіль кам'яна сіро-коричнева, напівпрозора.

Таблиця 94. Результати визначення колекторських властивостей порід, відібраних у свердловині Зачепилівська-100 під час її проходки (за даними попередників)

Інтервал, м	Вік	Порода	СаСО ₃ , %	Проникність, а·10 ⁻¹⁵ м ²	Пористість, %	Щільність, кг/м ³
1210–1280	C _{1s1}	Аргіліт	0,4	12,2	12,2	2,38
1270–1278		Аргіліт	2,0	11,3	11,3	2,41
		Вапняк	99,6	4,7	4,7	2,75
1435–1443	C _{1v}	Аргіліт	2,9	12,0	12,0	2,41
		Аргіліт	0,4	10,2	10,2	2,43
1460–1468		Аргіліт	3,3	10,0	10,0	2,46
1590–1598		Аргіліт	0,8	5,9	5,9	2,41
		Аргіліт	3,3	5,5	5,5	2,42
1680–1688		Мергель	45,7	6,4	6,4	2,55
		Мергель	69,4	2,4	2,4	2,66
		Мергель	98,8	7,7	7,7	2,51
1688–1695		C _{1t}	Аргіліт	14,7	9,5	9,5
	Мергель		44,9	6,9	6,9	2,52
	Аргіліт		2,4	8,5	8,5	2,51
1720–1728	Пісковик		0,4	5,9	5,9	2,55
	Пісковик		0,4	7,3	7,3	2,47
	Пісковик		0,4	9,3	9,3	2,42
	Пісковик		0,4	8,9	8,9	2,43
	Пісковик		0,4	3,7	3,7	2,60
	Пісковик		0,4	4,3	4,3	2,60
	Аргіліт		0,4	7,9	7,9	2,56
	Пісковик		0,4	0,27	12,0	2,43
1750–1758	Пісковик		2,8	< 0,01	4,8	2,65
	Пісковик		0,4	0,03	5,8	2,57
	Аргіліт		0,8	< 0,01	8,6	2,61
	Пісковик		0,4	0,04	7,3	2,46
	Пісковик		1,2	–	9,5	2,39
	Пісковик		0,4	< 0,01	6,3	2,51
1950–1958	Вапняк		94,1	< 0,01	0,4	2,71
	Мергель		30,0	< 0,01	1,7	2,71
	Вапняк	93,3	< 0,01	0,8	2,69	
	Мергель	71,4	< 0,01	2,2	2,71	
2042–2050	D _{3fm₂}	Сіль кам'яна	0,8	–	0,8	2,14
		Сіль кам'яна	0,4	–	0,6	2,15

У шліфах установлені такі різновиди порід (у дужках – номери проб):

- катаклазовані сланці кварцово-слюдисті (25 3А), для яких характерні сланцювата, псевдофлюїдальна текстура, складені уламками (до 0,1–0,5 мм) кварцу (до 70 %), польового шпату (до 50 %), гірських порід (25 %) (слюдистих слан-

ців), мусковіту, поодиноких зерен хлориту у кварц-слюдистій дрібнозернистій основній масі (50–60 %), збагаченій рослинним детритом (1–2 %), який орієнтований вздовж сланцюватості (рис. 153);

- алевроліти вапнисті (24-1 3А) з алевритовою структурою, лінзоподібно-шаруватою текстурою, складені уламками (0,03–0,06 мм) кварцу (40 %), польового шпату (15 %), слюди (25 %), карбонату (30 %) в глинисто-карбонатному цементі; зустрічаються піритизовані залишки рослинного детриту;



Рис. 149. Зачепилівська площа, С-100, інтервал 1680–1688, зр. 23 3А – алевроліт темно-сірий, мергелистий



Рис. 150. Зачепилівська площа, С-100, інтервал 1688–1695, зр. 24 3А – алевроліт темно-сірий, мергелистий



Рис. 151. Зачепилівська площа, С-100, інтервал 1688–1695, зр. 24 3А – алевроліт темно-сірий, мергелистий, із залишками фауни



Рис. 152. Зачепилівська площа, С-100, інтервал 1750–1758, зр. 25 3А – алевроліт із залишками рослин

За результатами опису аншліфів породи представлені алевритистим сланцем (25 3А) з різнозернистою структурою, вміщує необкатані уламки переважно кварцу розміром від крупнозернистого піску до дрібнозернистого алевролі-

ту, характеризується базальною текстурою, тип мацерал – багато детриту, вміщує невеликі зерна гематиту (до 0,1 %); оолітовим мергелем (23 ЗА) з оолітовою текстурою, складений уламками кварцу і антрациту в контактному цементі, з великою кількістю гематиту (до 30–40 %), який формує сорочки на уламках порід і незначною – глобулярного піриту у вигляді вrostків у гематиті (до 0,1 %), який також інколи заміщує вітриніт (рис. 154).

Результати термічного аналізу проб наведено в табл. 95, з якої видно, що вміст ОР достатньо високий (1,5–2,1 %). Достатньо високий також ступень термальної переробки порід, про що свідчать високі показники відбивної здатності вітриніту: 1,1–1,7. Результати визначення масових часток елементів і вивчення відбивної здатності вітриніту наведено в табл. 96, 97.

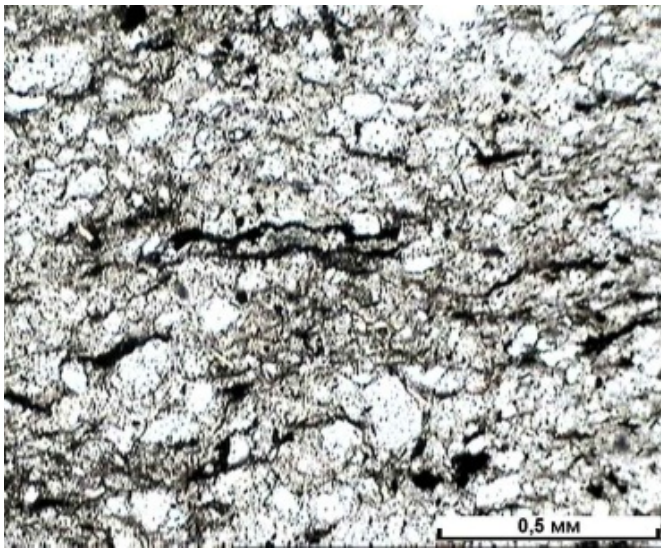


Рис. 153. Рослинний детрит у шліфі 25 ЗА (×4)

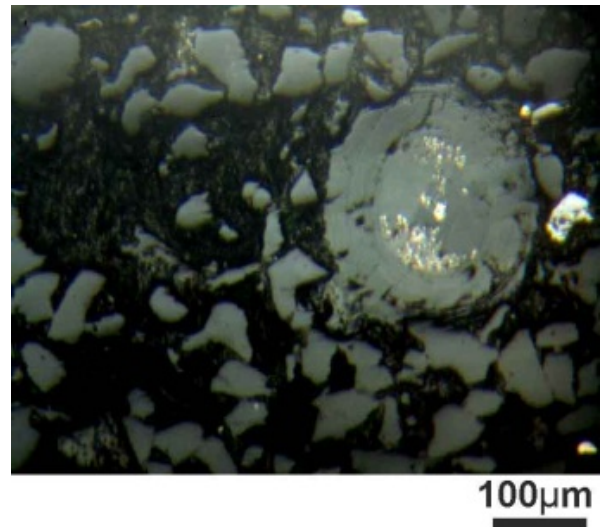


Рис. 154. Мікроскопічний глобулярний пірит заміщує вітриніт (аншліф 24 ЗА)

Таблиця 95. Результати термічного аналізу проб

№ проби	Інтервал, м	<120 °С	120–300 °С	300–390 °С	390–550 °С	ТОС
133 ЗЧ	1270–1278	0,64059	0,13806	0,35412	2,71058	3,20276
134 ЗЧ	1435–1443	0,67054	0,20435	0,29333	2,62647	3,12415
21 ЗА		0,57614	0,35457	0,09007	1,43360	1,87824
22 ЗА	1590–1598	1,59221	1,33701	0,87216	3,29415	5,50332
23 ЗА	1680–1688	0,18679	0,43530	0,14467	1,56453	2,14450
23-1 ЗА	1680–1688	0,03330	0,25087	0,10818	1,17542	1,53447
24 ЗА	1688–1695	0,21222	0,48605	0,24631	1,31914	2,0515
25 ЗА	1750–1758	0,33469	0,08502	0,12139	2,30255	2,50896

Таблиця 96. Результати визначення масових часток елементів у пробах із свердловини Зачепилівська-100

№ проб	Інтервал, м	Порода	С _{орг.} , %	Н ₂ О ⁻ , %	U·10 ⁻⁴ %	СО ₂ карб., %
133 ЗЧ	1270–1278	Аргіліт	4,28	1,37	3,9	1,21
134 ЗЧ	1435–1443	–"–	4,04	1,45	4,2	0,88

Таблиця 97. Результати замірів відбивної здатності вітриніту

№ проби	Інтервал, м	Заміри	Кількість	Середнє
133 ЗЧ	1270–1278	0,50; 0,58; 0,58; 0,58; 0,60; 0,62; 0,65; 0,78;	8	0,61
13 ЗЧ	1435–1443	0,62; 0,65; 0,74; 0,78; 0,80; 0,80; 0,84;	7	0,75
23 ЗА	1680–1688	0,69; 0,78; 0,95; 1,00; 1,10; 1,12; 1,13; 1,13; 1,15; 1,15; 1,20; 1,21; 1,35; 1,50	14	1,10
24 ЗА	1688–1695	0,96; 1,30; 1,47; 1,49; 1,63; 1,63; 1,72; 1,74; 1,82; 1,84; 2,22; 2,80	12	1,74
25 ЗА	1750–1758	0,88; 1,00; 1,20; 1,35; 1,40; 1,52; 1,60	7	1,29

За результатами **аналізу промислово-геофізичних даних**, досліджуваний розріз св. Зачепилівська-100 представлений чергуванням теригенних глинисто-піщаних порід візейського та турнейського ярусів нижнього карбону (1400–1850 м). За результатами стратиграфічної розбивки, виконаної в геолого-тематичному центрі БУ "Укрбургаз", у дослідженій частині розрізу виділяються горизонти В-15, В-16, В-19–В-20, В-23, В-25, В-26, Т-1.

За даними досліджень, виконаних методами типового комплексу, чітко виділяються пласти, різні за літологічною належністю. За промислово-геофізичними характеристиками в розрізі зустрічаються пласти пісковиків, які ідентифікуються як колектори (відкрита пористість піщано-алевритових пластів досягає 11–12 % і вище). Результати інтерпретації підтверджуються лабораторними дослідженнями на зразках керна. У табл. 98 наведено результати комплексної інтерпретації даних промислової геофізики безперервно по розрізу свердловини, у тому числі вміст ОР в породах (визначалися за методикою Carbolog). Результати випробування свідчать про відсутність водопроявів вище відмітки 1664 м. Тому в табл. 99 наведено дані лише по пластах верхньої частини інтервалу розрізу, в якій, імовірно, зосереджені газоносні пласти.

Загальна характеристика розрізу, у тому числі колекторські властивості та вміст органічної речовини, відображена на планшетах каротажних діаграм на рис. 155. У табл. 100 наведено середні значення ємнісних параметрів з усіх пластів інтервалу розрізу з урахуванням літотипів порід. Як бачимо, середні значення величини пористості в ряду аргіліти – алевроліти – пісковики (0,076–0,051) та доволі високі середні значення вмісту ОР в глинистих породах (0,015) свідчать про здатність досліджуваних порід утримувати (акумулявати) вільний газ. Наочніше розподіл наведених параметрів за літотипами зображено на рис. 156–158 з поданням середніх значень (Mean), похибок визначення середнього (Mean±SE) та діапазону зміни характеристик у межах подвійної середньоквадратичної похибки (Mean±SD).

Таблиця 98. Результати комплексної інтерпретації даних промислової геофізики по свердловині Зачепилівська-100

№	Н _{покр.} , м	Н _{під.} , м	h, м	K _{гл}	K _п	K _{орг.} (ТОС)	Порода
1	1400,3	1407,1	6,8	0,9	0,069	0,01	Аргіліт
2	1407,1	1411,7	4,6	0,442	0,063	0,012	—
3	1411,7	1416,3	4,6	0,687	0,075	0,014	—
4	1416,3	1427,3	11	0,758	0,063	0,008	—
5	1427,3	1437,2	9,9	0,784	0,072	0,01	—

№	H _{покр.} , м	H _{під.} , м	h, м	K _{ГЛ}	K _п	K _{орг.} (ТОС)	Порода
6	1437,2	1443,3	6,1	0,672	0,065	0,011	—
7	1443,3	1452,6	9,3	0,847	0,068	0,006	—
8	1452,6	1463,5	10,9	0,543	0,074	0,013	—
9	1463,5	1467,5	4,0	0,455	0,066	0,01	—
10	1467,5	1470,6	3,1	0,361	0,1	0,033	Алевроліт
11	1470,6	1474,3	3,7	0,65	0,064	0,003	Аргіліт
12	1474,3	1477,2	2,9	0,688	0,07	0,018	—
13	1477,2	1481,8	4,6	0,468	0,065	0,01	—
14	1481,8	1485,3	3,5	0,461	0,093	0,024	—
15	1485,3	1489,2	3,9	0,585	0,109	0,034	—
16	1489,2	1492,4	3,2	0,639	0,06	0	—
17	1492,4	1498,1	5,7	0,109	0,024	0	Пісковик
18	1498,1	1502,2	4,1	0,88	0,086	0,015	Аргіліт
19	1502,2	1503,9	1,7	0,056	0,045	0	Пісковик
20	1503,9	1506,6	2,7	0,551	0,078	0,019	Аргіліт
21	1506,6	1507,9	1,3	0,15	0,033	0	Пісковик
22	1507,9	1509,1	1,2	0,188	0,013	0	Пісковик глинистий
23	1509,1	1510,6	1,5	0,283	0,055	0	—
24	1510,6	1511,9	1,3	0,69	0,089	0,03	Аргіліт
25	1511,9	1520,5	8,6	0,631	0,063	0,017	—
26	1520,5	1524,2	3,7	0,807	0,083	0,017	—
27	1524,2	1525,1	0,9	0,453	0,053	0,01	Алевроліт
28	1525,1	1528,7	3,6	0,734	0,106	0,023	Аргіліт
29	1528,7	1529,9	1,2	0,482	0,048	0	—
30	1529,9	1532,3	2,4	0,6	0,106	0,024	—
31	1532,3	1533,9	1,6	0,03	0,121	0	Пісковик
32	1533,9	1537,5	3,6	0,453	0,046	0,01	Аргіліт
33	1537,5	1544,1	6,6	0,719	0,089	0,018	—
34	1544,1	1545,0	0,9	0,286	0,036	0	Алевроліт
35	1545,0	1546,2	1,2	0,619	0,079	0,033	Аргіліт
36	1546,2	1548,6	2,4	0,067	0,033	0	Пісковик
37	1548,6	1550,2	1,6	0,711	0,074	0,011	Аргіліт
38	1550,2	1551,2	1,0	0,172	0,033	0	Пісковик глинистий
39	1551,2	1552,0	0,8	0,468	0,087	0,023	Аргіліт
40	1552,0	1553,8	1,8	0,154	0,038	0	Пісковик
41	1553,8	1557,4	3,6	0,681	0,082	0,025	Аргіліт
42	1557,4	1558,3	0,9	0,069	0,014	0	Пісковик
43	1558,3	1560,1	1,8	0,135	0,083	0	—
44	1560,1	1561,2	1,1	0,042	0,016	0	—
45	1561,2	1562,1	0,9	0,124	0,073	0,009	—
46	1562,1	1563,4	1,3	0,08	0,019	0	—
47	1563,4	1568,3	4,9	0,153	0,098	0,006	—
48	1568,3	1572,6	4,3	0,122	0,065	0	—
49	1572,6	1574,9	2,3	0,286	0,09	0,014	Алевроліт
50	1574,9	1577,4	2,5	0,165	0,08	0	—
51	1577,4	1585,7	8,3	0,256	0,079	0,01	—
52	1585,7	1593,5	7,8	0,275	0,068	0,008	—
53	1593,5	1598,4	4,9	0,291	0,063	0	—
54	1598,4	1599,9	1,5	0,41	0,106	0,024	—

№	Н _{покр.} , м	Н _{під.} , м	h, м	K _{гл}	K _п	K _{орг.} (ТОС)	Порода
55	1599,9	1602,6	2,7	0,219	0,07	0	—
56	1602,6	1605,3	2,7	0,252	0,063	0,005	—
57	1605,3	1606,5	1,2	0,21	0,053	0	—
58	1606,5	1609,4	2,9	0,193	0,07	0,01	—
59	1609,4	1613,3	3,9	0,277	0,061	0	—
60	1613,3	1615,4	2,1	0,169	0,063	0	—
61	1615,4	1625,7	10,3	0,234	0,079	0	—
62	1625,7	1628,6	2,9	0,298	0,12	0,006	—
63	1628,6	1629,5	0,9	0,24	0,051	0	—
64	1629,5	1630,3	0,8	0,482	0,11	0,035	Аргіліт
65	1630,3	1631,0	0,7	0,31	0,063	0	—
66	1631,0	1633,5	2,5	0,335	0,12	0,02	Алевроліт
67	1633,5	1636,5	3,0	0,27	0,071	0	—
68	1636,5	1641,3	4,8	0,266	0,1	0	—
69	1641,3	1648,7	7,4	0,417	0,064	0,009	—
70	1648,7	1655,6	6,9	0,251	0,06	0	—

Таблиця 99. Результати випробувань пластів свердловини Зачепилівська-100

Горизонт	Інтервал, м	Тип перфорації	Порода	K _п , K _{пг} , h _{еф} , характер насиченості	Результати випробування
T-2-3-4	1786–1903	Відкритий вибій	Вапняк	$\rho^{BK} = 55 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ K _п = 2–5 %; невизначений за характером насиченості та ФЄВ	Приплив пластової води $\gamma = 1,10 \text{ г/см}^3$ Q _в = 5,2 м ³ /добу H _{с.д.} = 796 м
B-26	1664–1671	ЗГ-2-42 18 отв/м	Пісковик	$\rho^{IK} = 3,9–7,9 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ K _п = 11–19 %. Характер насиченості невизначений	Приплив пластової води $\gamma = 1,08 \text{ г/см}^3$ Q _в = 0,9 м ³ /добу H _{с.д.} = 1508 м
B-23	1547–1549	Link 18 отв/м	Пісковик	$\rho^{IK} = 5,4 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ K _п = 11 % K _г = 66 % h _{еф} = 0,8 м. Нафтогазонасичений	Припливу не отримано
B-16	1492–1494	Link 18 отв/м	Пісковик	$\rho^{IK} = 7,3 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ K _п = 12 % K _г = 65 % h _{еф} = 1,0 м. Нафтогазонасичений	Слабкий приплив газу. P _{тр} /P _{зтр} = 1/1 атм. Повторна перфорація 1492–1494 OWEN 33/8" 12 отв/м
B-14	1365–1373	ЗП-2М-80 18 отв/м	Пісковик	$\rho^{IK} = 3,0 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ K _п = 22 % Водоносний	Приплив пластової води $\gamma = 1,07 \text{ г/см}^3$ Q _в = 10 м ³ /добу H _{с.д.} = 993 м

Таблиця 100. Ємнісні властивості та вміст органічної речовини за окремими літотипами пластів в інтервалі 1400–1656 м розрізу свердловини Зачепилівська-100

Порода	Кількість пластів	h, м	K _{гл}	K _п	K _{орг.} (ТОС)
Аргіліт	31	4,4	0,63	0,076	0,015
Алевроліт	23	3,8	0,28	0,075	0,006
Пісковик	13	2,3	0,10	0,051	0,001
Пісковик глинистий	3	1,2	0,21	0,034	0,000
Усі групи	70	3,6	0,40	0,069	0,009

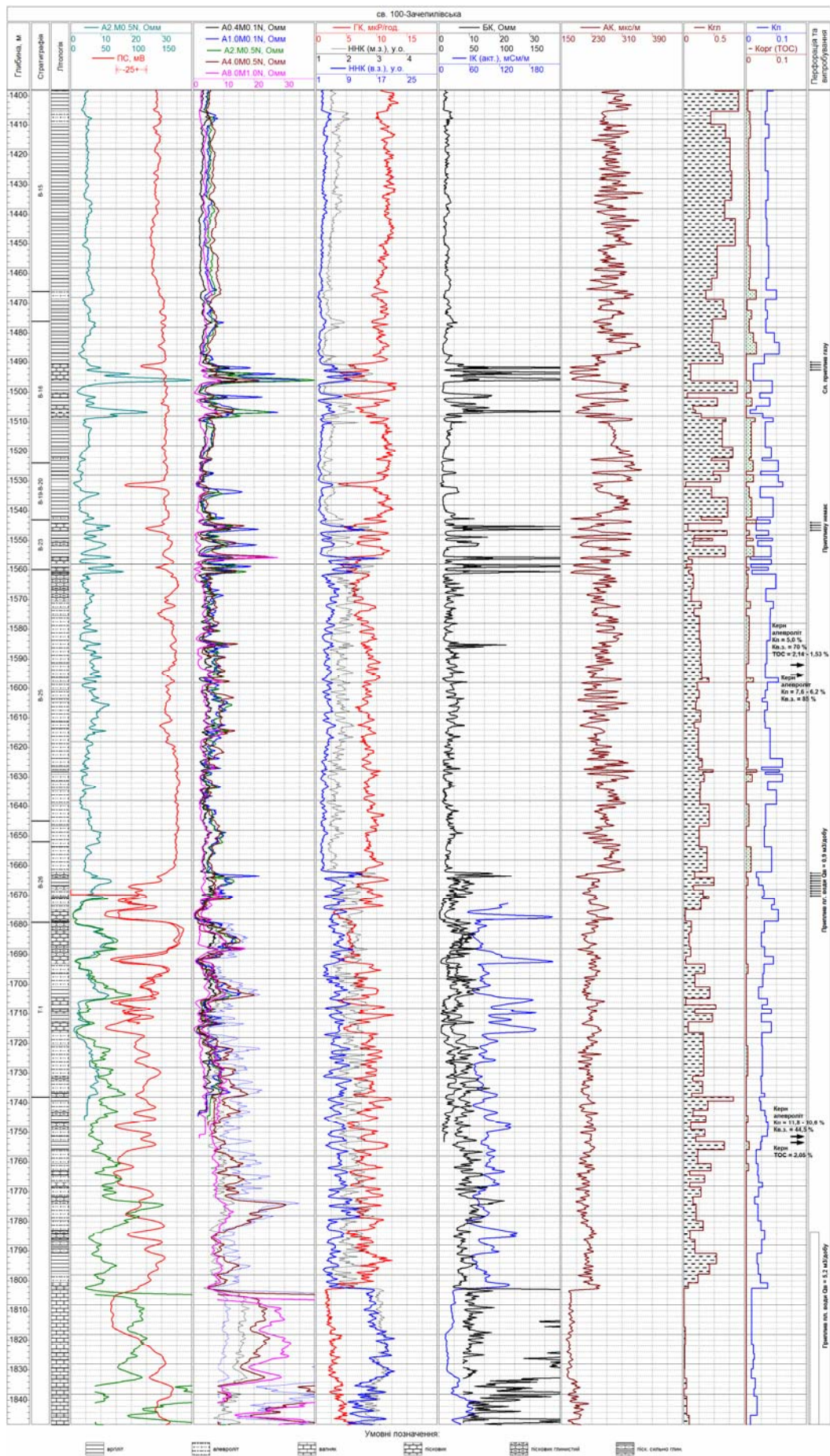


Рис. 155. Результати комплексної геологічної інтерпретації даних ГДС у розрізі нижнього карбону свердловини Зачепилівська-100

Результати, зображені на рис. 156–158, також свідчать про наявність колекторського потенціалу для утримання природного газу "сланцевого типу" в алевролітах і аргілітах. Вміст органічної речовини в аргілітах змінюється від 0 до 0,035, в алевролітах – від 0 до 0,033. Показники пористості коливаються в межах: у пластах аргілітів – 0,046–0,11, в алевролітах – 0,036–0,12, у пісковиках – 0,014–0,121. Слід відзначити, що внаслідок обмеженого комплексу геофізичних досліджень та об'єктивних складнощів щодо підвищення точності результатів інтерпретації даних ГДС в переважно глинистому розрізі слід оцінювати в першу чергу середні значення ємнісних характеристик по групах порід, які значно менше залежать від випадкових похибок інтерпретації. Таким чином, практично вся досліджувана частина розрізу вище водонасичених пластів (установлених за даними випробувань), а саме вище відмітки 1610 м, є перспективною відносно акумуляції газу сланцевого типу.

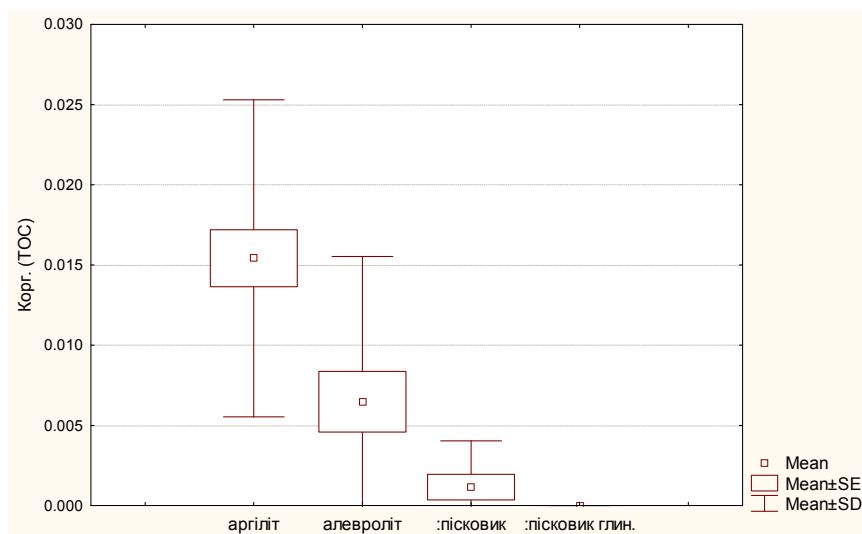


Рис. 156. Розподіл середнього вмісту органічної речовини за результатами інтерпретації даних ГДС за окремими літотипами пластів в інтервалі 1400–1656 м розрізу свердловини Зачепилівська-100

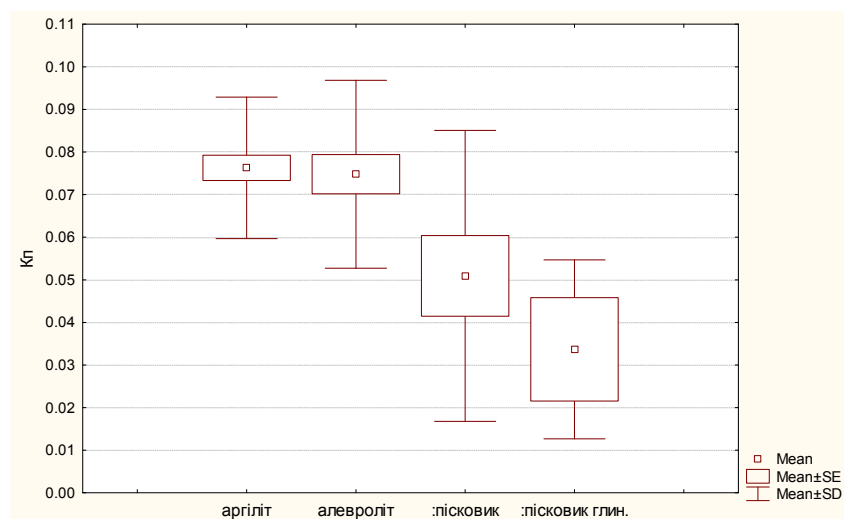


Рис. 157. Розподіл середніх значень пористості за результатами інтерпретації даних ГДС за окремими літотипами пластів в інтервалі 1400–1656 м розрізу свердловини Зачепилівська-100

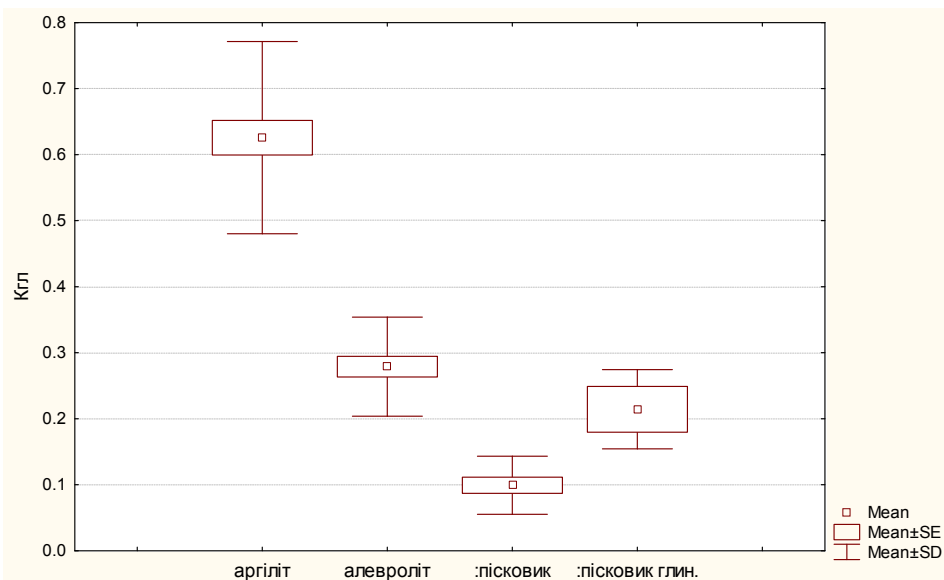


Рис. 158. Розподіл середніх значень глинистості за результатами інтерпретації даних ГДС за окремими літотипами пластів в інтервалі 1400–1656 м розрізу свердловини Зачепилівська-100

З використанням нової методики інтерпретації ГДС К. Пассі проведена переінтерпретація матеріалів по св. Зачепилівська-100 в інт 1200–1800 м. Породи представлені переважно теригенними відкладами серпуховського та візейського ярусів нижнього карбону. Раніше була проведена кількісна інтерпретація з використанням алгоритму за методикою Carbolog. Повторна інтерпретація виконана на більш сучасному рівні. На рис. 159 наведено результати визначення вмісту $C_{орг}$. Слід зазначити, що дані аналізів кернавого матеріалу на $C_{орг}$ збігаються загалом з результатами оцінки $C_{орг}$ за даними ГДС.

У розрізі виділяються такі перспективні інтервали:

- 1200–1360 м – переважають пласти аргілітів з частими прошарками глинистих алевролітів, середній вміст $C_{орг}$ – 1,4 %;
- 1400–1540 м – переважно глинисто-алевролітова товща, у нижній частини з'являються пласти пісковиків, $C_{орг}$ – від 0,8 до 3,8 %, у середньому 1,7 %;
- 1540–1665 м – переважно алевроліти, різного ступеня глинистості; вміст $C_{орг}$ у середньому дорівнює 1,8–2,0 %; достатньо неоднорідний розріз; є передумови просторової анізотропії, викликані літогенетичною тріщинуватістю;
- 1665–1800 м – спостерігається часте чергування алевролітів і аргілітів, що створює передумови для утворення мікротріщин та ефективного застосування технології гідророзриву; середній вміст $C_{орг}$ максимальний по розрізу – на рівні 2,2 %.

Таким чином, з урахуванням нових отриманих даних (переінтерпретація ГДС, низькі значення R_0 в інт. 1270–1443 м – 0,61–0,75), перспективним у св. Зачепилівська-100 слід вважати інт. 1665–1800 м (C_{1v} – C_{1t}), де високий вміст органічної речовини (ТОС – 1,53–2,51) поєднується з достатнім ступенем термічної переробки (R_0 – 1,10–1,74).

Висновки. За результатами аналізу розрізу св. Зачепилівська-100, зразків, відібраних в інт. 1590–1695 і 1750–1758 м, переінтерпретації даних ГДС в інт. 1400–1610 м виділяється потужна (210 м) товща турнейських і візейських чорних сланців та їхнє перешарування з аргілітами, з рідкісними прошарками піс-

ковиків, зі значним вмістом органічної речовини (ТОС – 1,5–2,1 %, $C_{орг.}$ – 1,46–7,73 %), достатнім ступенем термічного перетворення (R_o – 1,40), де під час опробування були отримані фрагментарні припливи газу (1492–1494 м). Вона відповідає горизонтам В-15, В-16, В-19, В-20, В-23, В-25 (верхня частина). Приплив води під час опробування цієї частини розрізу не отримано, а в підстиляючих товщах отримано слабкий приплив води (0,9 м³/добу). Наведені вище особливості складу товщі та її відображення у фізичних полях свідчать про її перспективність щодо можливої наявності покладів сланцевого газу, що дає можливість рекомендувати Зачепилівську ділянку як перспективну. Означена товща має регіональне розповсюдження і добре простежується на сейсмічних розрізах (рис. 160).

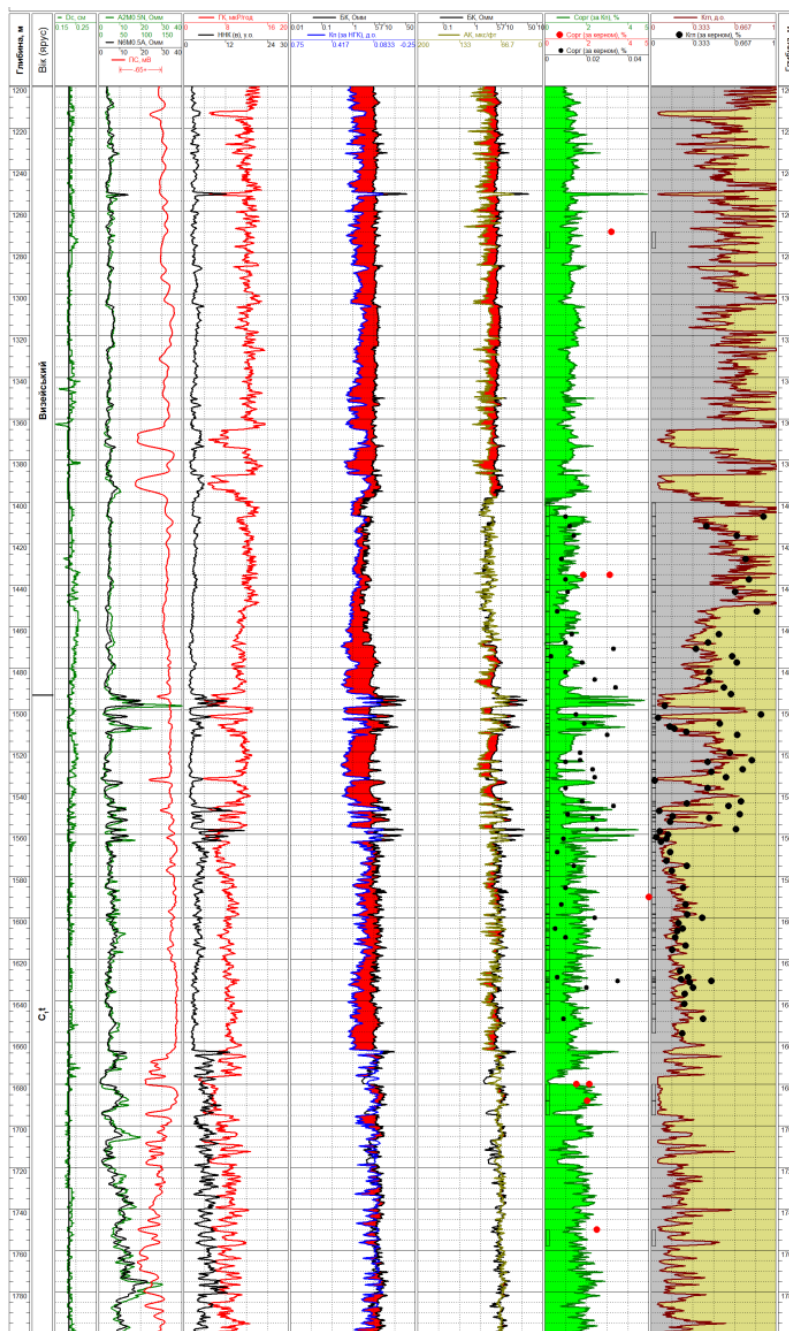


Рис. 159. Промислово-геофізична характеристика та результати кількісної інтерпретації даних ГДС у розрізі свердловини Зачепилівська-100 (фрагмент)

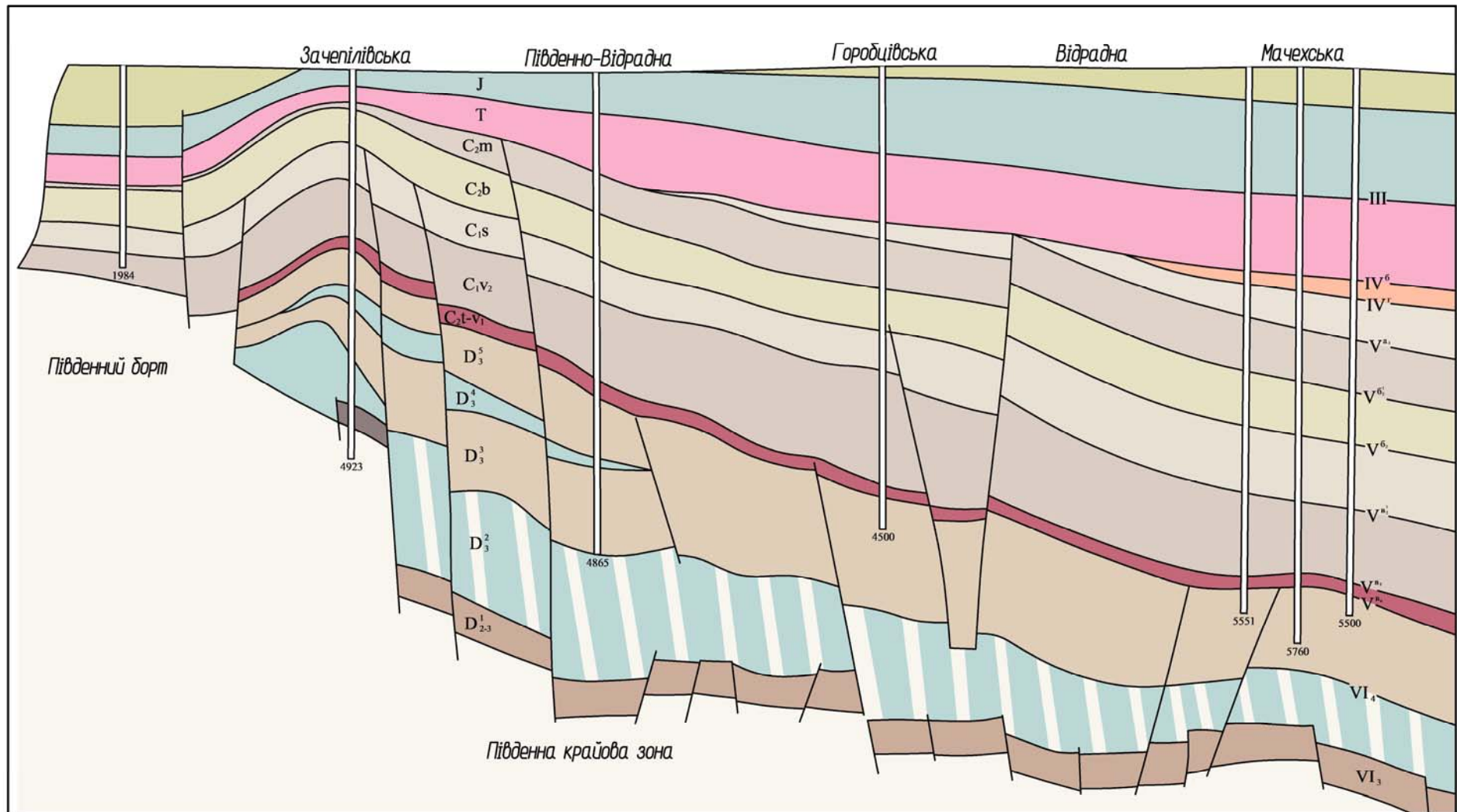


Рис. 160. Сейсмостратиграфічний розріз по профілю Зачепилівка–Бельськ [168]

2.5.2. Дослідження термальної зрілості відкладів південної прибортової зони

Для уточнення ступеня термічної переробки порід у межах південної прибортової зони ДДЗ, у тому числі в межах перспективної Зачепилівської ділянки, нами було проведено додаткове вивчення відбивної здатності вітриніту (табл. 101), описано аншліфи порід св. Лівенська-1, 7, Багатойська-25, Західнолевенцівська-1, 2, Керносівська-2, Личківська-64, Ульяновська-18. Для цього було використано зразки керна, відібраного під час підготовки звіту [171].

Таблиця 101. Результати вивчення відбивної здатності вітриніту

№ проби	Інтервал, м	Індекс	Порода	Заміри R, % oil	Кількість замірів	Середнє R, % oil
Лівенська-7						
ЛІВ-7	3120	C _{1V1}	Аргіліт	0,68; 0,71; 0,69; 0,86; 0,88; 0,87; 0,78; 0,8; 0,81; 0,75; 0,8; 0,62; 0,66; 0,64; 0,62; 0,66; 0,67; 0,68; 0,8; 0,79; 0,74	21	0,7
Лівенська-1						
ЛІВ-8	1720–1728	C _{1V1}	Пісковик	0,27; 0,25; 0,26; 0,32; 0,3; 0,34; 0,29; 0,26; 0,74; 0,72; 0,72; 0,71; 0,68; 0,5; 0,51; 0,49; 0,48; 0,35; 0,39; 0,34; 0,36; 0,73; 0,71; 0,65; 0,69; 0,67; 0,69; 0,73; 0,74; 0,7	30	0,5
ЛІВ-10	1999–2008	D _{3fm2}	Пісковик, аргіліт	0,6; 0,66; 0,64; 0,5; 0,48; 0,46; 0,52; 0,38; 0,43; 0,39; 0,44; 0,46; 0,45; 0,7; 0,71; 0,64; 0,63	17	0,5
Багатойська-25						
БАГ-6	3708–3716	C _{1S2}	Аргіліт	0,9; 0,95; 0,97; 2,2; 2,15; 1,15; 1,16; 1,1; 0,8; 0,79; 0,95; 0,97; 1; 2,11; 2,1; 1,56; 1,48; 0,78; 0,81; 0,78; 0,79; 0,8; 1,12; 1,01;	24	1,2
БАГ-3	3981–3989	C _{1S1}	Вуглисті аргіліти	1,06; 1,07; 1,08; 1,16; 1,14; 1,12; 1,1; 1,17; 1,11; 1,13; 1,13; 1,08; 1,1; 1,12; 1,12; 1,13; 1,09; 1,1; 1,11; 1,3; 1,32; 1,33; 1,3; 1,4; 1,41; 1,1; 1,12; 1,08; 1,08; 1,1; 1,15; 1,2; 1,26; 1,3	34	1,2
БАГ-8	4335–4342	C _{1V2}	Аргіліт	1,95; 1,24; 1,7; 1,74; 1,68; 1,58; 1,45; 1,35; 1,34; 1,5; 1,57; 1,58; 1,2; 1,24; 1,15; 1,17; 1,23; 1,25; 1,15; 1,13; 1,45; 1,31; 1,38; 1,36; 1,35; 1,57; 1,47; 1,64; 1,7; 1,64; 1,7; 1,12; 1,16	33	1,4
Західнолевенцівська-1						
ЗЛ-1	946–954		Аргіліт, пісковик	0,31; 0,33; 0,74; 0,83; 0,9; 0,53; 0,57; 0,56; 0,55; 0,58; 0,55; 0,67; 0,79; 0,64; 0,5; 0,49; 0,53; 0,46; 0,5; 0,48; 0,69; 0,67; 0,64; 0,68; 0,67; 0,65; 0,67; 0,73; 0,6; 0,59; 1,42; 1,38; 1,4; 1,2; 1,23	35	0,7
ЗЛ-2	1540–1548	C _{1S1}	Пісковик, аргіліт	0,76; 0,84; 0,68; 0,83; 0,7; 0,7; 0,74; 0,69; 0,68; 0,67; 0,78; 0,81; 0,7; 0,7; 0,74; 0,71; 0,71; 0,9; 0,94; 1,02; 0,91; 0,95; 0,88; 0,94; 0,94; 0,65; 0,66; 0,68; 0,76; 0,87; 0,73; 0,75; 0,76; 0,87; 1,11; 1,08; 1,44; 1,09; 1,55	39	0,8

№ проби	Інтервал, м	Індекс	Порода	Заміри R, % oil	Кількість замірів	Середнє R, % oil
Західнолеуенцівська-2						
ЗЛ-5	1420–1428	C _{1S1}	Арггіліт	0,45; 0,45; 0,46; 0,46; 0,47; 0,5; 0,51; 0,56; 0,58; 0,6; 0,7; 0,71; 0,79; 0,8; 0,8; 0,81; 0,81; 0,85; 0,85; 0,9; 0,92; 0,95; 0,97; 0,98; 1; 1; 1; 1,04; 1,1; 1,1; 1,15; 1,2; 1,5	33	0,8
Керносівська-2						
КЕР-4	1779–1786	C _{1S2}	Алевроліт	0,52; 1,18; 1,4; 0,72; 0,72; 0,75; 0,84; 0,91; 0,67; 0,85; 0,84; 0,75; 0,83; 0,86; 0,58; 0,54; 0,69; 0,72; 1,76; 1,32	20	0,9
КЕР-5	2153–2158	C _{1S1}	Арггіліт	0,55; 0,57; 0,58; 0,6; 0,64; 0,64; 0,64; 0,65; 0,67; 0,68; 0,68; 0,7; 0,75; 0,75; 0,76; 0,78; 0,79; 0,8; 0,8; 0,8; 0,82; 0,82; 0,85; 0,86; 0,89; 0,9; 1,05; 1,05; 1,06; 1,07; 1,08; 1,11; 1,12; 1,13; 1,15; 1,21; 1,28; 1,3; 1,32; 1,34; 1,35; 1,45; 1,48; 1,5; 1,54; 1,55; 1,55; 1,56; 1,56; 1,59; 1,6; 1,6; 1,62; 1,68; 1,72; 1,75; 1,8; 2	59	1,1
Личківська-64						
ЛИЧ-1	2630–2638	C _{1S1}	Пісковик	0,68; 0,72; 0,6; 0,62; 0,66; 0,6; 0,62; 0,96; 0,94; 0,65; 0,64; 0,68; 0,71; 0,74; 0,73; 0,72; 1,05; 1,08; 1,14; 1,07; 0,74; 0,81; 0,8; 1,15; 1,11; 1,17	26	0,8
ЛИЧ-2	2885–2892	C _{1V}	Алевроліт	1,2; 0,95; 1,1; 1,05; 1,08; 1,11; 1,02; 0,88; 0,87; 0,96; 0,95; 0,97; 0,7; 0,78; 0,76; 0,72; 0,74; 0,78; 0,75; 0,76; 0,69; 1,7; 1,65; 1,66; 1,2; 1,05; 0,72; 0,69; 0,68; 0,64; 0,72; 0,76	32	0,9
Ульянівська-18						
УЛ-1	2325–2340	C _{1S1}	Арггіліт	0,48; 0,5; 1,82; 1,79; 0,5; 0,51; 0,56; 0,52; 0,53; 0,55; 0,69; 0,59; 0,57; 0,62; 0,6; 0,6; 0,61; 0,69; 0,7; 0,72; 0,66; 0,47; 0,49; 0,49; 0,5; 0,54; 0,5; 0,45; 0,61; 0,52; 0,55; 0,65; 0,68; 0,61; 0,64; 0,63; 0,61; 0,61	38	0,6
УЛ-7	2544–2557	C _{1S1}	Алевроліт	0,8; 0,6; 0,78; 0,64; 0,65; 0,61; 0,72; 0,75; 0,93; 0,84; 0,76; 0,72; 0,69; 0,7; 0,62; 0,64; 0,63; 0,6; 0,73; 0,71; 0,8; 0,9; 0,91; 0,93; 0,89; 0,99; 1,22; 1,25; 1,22; 1,3; 1,2	31	0,8
УЛ-6	2715–2723	C _{1V2}	Арггіліт	0,5; 0,51; 0,52; 0,55; 0,59; 0,6; 0,6; 0,62; 0,64; 0,65; 0,69; 0,73; 0,75; 0,76; 0,79; 0,8; 0,82; 0,85; 0,86; 0,87; 0,88; 0,89; 0,89; 0,91; 0,95; 0,98; 0,99; 1; 1,02; 1,05; 1,1; 1,11; 1,12; 1,15; 1,22; 1,23; 1,26; 1,3; 1,3; 1,3; 1,32; 1,33; 1,34; 1,52; 1,65; 1,7; 1,74; 5,5; 6	49	1,2

У св. Багатовська-25 згідно з описом аншліфів породи представлені:

- пісковиками (ан. БАГ-2, 3) із псамітовою середньозернистою структурою, масивною і шаруватою, інколи лінзоподібною текстурою, складені уламками

кварцу в контактово-поровому цементі; рудні мінерали – гематит, магнетит, халькопірит; тип мацерал – вітриніт, вітродетриніт, колодетриніт, колотелініт (рис. 161, 162);

- вапняками (ан. БАГ-4) з органогенно-кристалізаційною структурою, органогенною текстурою, рудні мінерали – пірит, мацерали відсутні;
- аргілітами (ан. БАГ-6, 8) з пелітовою структурою, сланцюватою текстурою, рудні мінерали – пірит, часто глобулярний; тип мацерал – вітриніт, вітродетриніт, колодетриніт (рис. 163, 164).

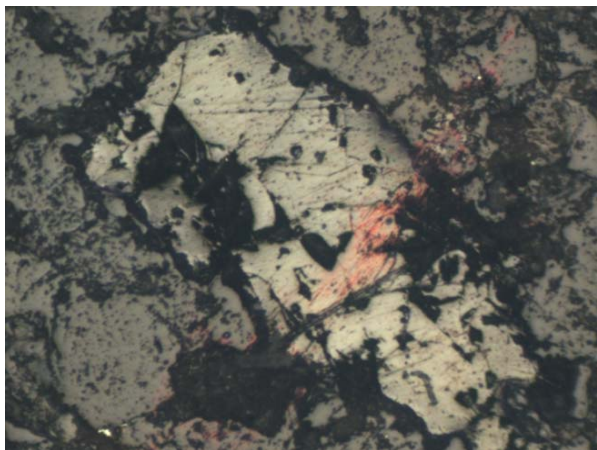


Рис. 161. Колотелініт. Аншліф БАГ-3

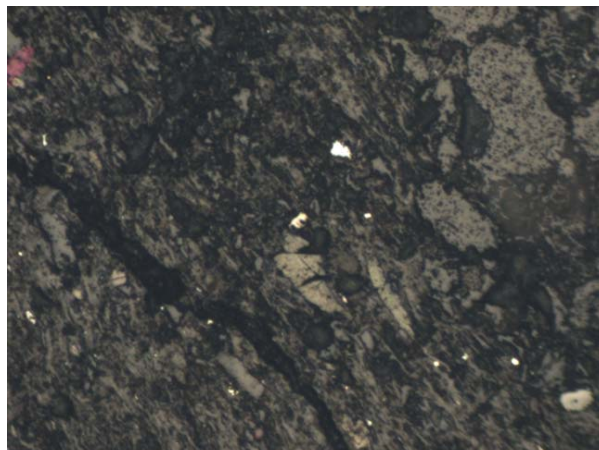


Рис. 162. Колодетриніт, вітродетриніт, вітриніт. Аншліф БАГ-3

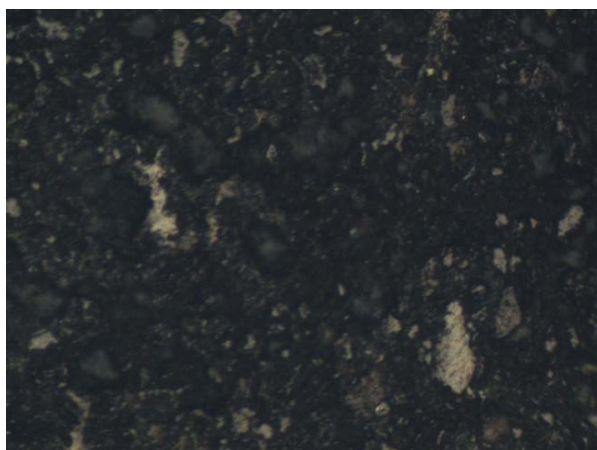


Рис. 163. Вітриніт. Аншліф БАГ-8

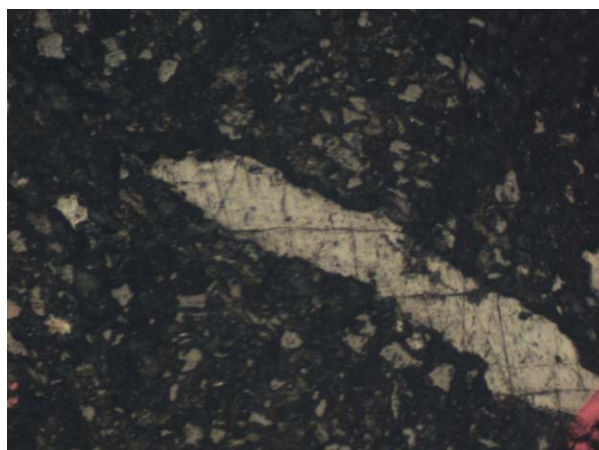


Рис. 164. Колодетриніт. Аншліф БАГ-8

У св. Керносівська-2 породи представлені:

- аргілітами (ан. КЕР-4, 5) з пелітовою структурою, шаруватою до сланцюватої текстурою, тип мацерал – вітриніт, вітродетриніт, колодетриніт, інертиніт, колотеленіт, фюзеніт (рис. 165–170);
- пісковиками (ан. КЕР-8, 14) із псамітовою дрібно-середньозернистою структурою, масивною текстурою, з напівобкатаними уламками силікатів у контактово-поровому регенераційному цементі; тип мацерал – ліптиніт;
- вапняками (ан. КЕР-12) з органогенно-детритовою структурою, численними черепашками форамініфер, інколи інкрустованих глобулярним піритом;

У св. Личківська-64 описані:

- пісковики (ан. ЛИЧ-1) із псамітовою дрібнозернистою структурою, шаруватою текстурою, складені уламками силікатів у контактово-поровому до база-

льного цементі, рудні мінерали – пірит, тип мацерал – вітродетриніт, колодетриніт, фюзеніт (рис. 171);

- аргіліти з пелітовою структурою, хвилясто-шаруватою текстурою, включеннями піриту, тпмацерал – вітриніт, вітродетриніт, колодетриніт (рис. 172).

У св. Західнолівенцівська-1, 2 описані породи:

- аргіліти (ан. ЗЛ-1) з пелітовою структурою, шаруватою текстурою, рудні мінерали – пірит, гематит, тип мацерал – вітродетриніт, колодетриніт (рис. 173);
- пісковики (ан. ЗЛ-2) із псамітовою дрібнозернистою структурою, нечіткошаруватою текстурою, складені уламками силікатів у базальному до контактово-порового цементі, рудні мінерали – гематит, пірит, тип мацерал – вітриніт, коотеленіт, фюзеніт (рис. 174);
- алевроліти (ан. ЗЛ-5, 7) з алевролітовою структурою, масивною і сланцюватою текстурою, включеннями піриту, гематиту; тип мацерал – вітродетриніт, фюзелініт, мелініт (рис. 175, 176).

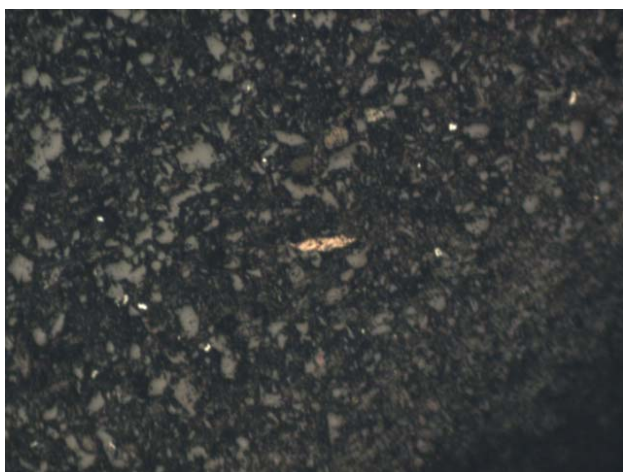


Рис. 165. Інертиніт. Аншліф КЕР-4



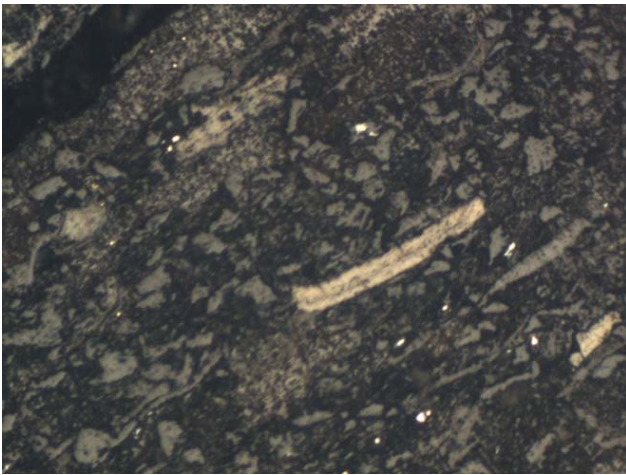
Рис. 166. Колодетриніт. Аншліф КЕР-4



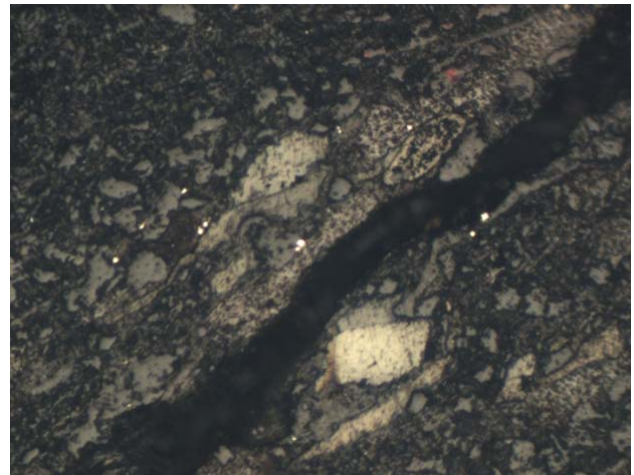
Рис. 167. Вітриніт, фюзеніт. Аншліф КЕР-5



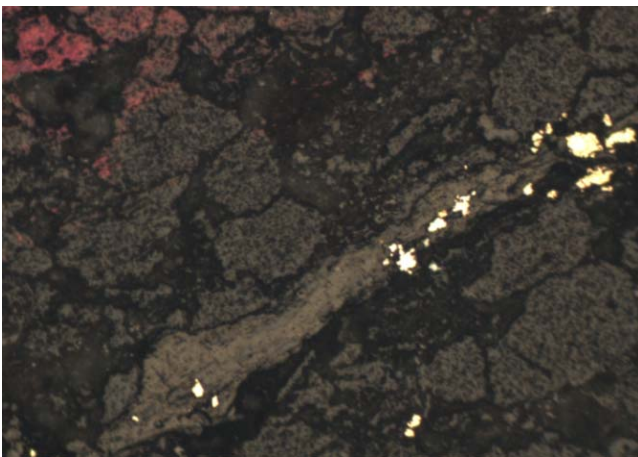
Рис. 168. Вітродетриніт. Аншліф КЕР-5



**Рис. 169. Вітродетриніт + колодетриніт.
Аншліф КЕР-5**



**Рис. 170. Вітродетриніт, колодетриніт,
колотелініт. Аншліф КЕР-5**



**Рис. 171. Вітродетриніт, колодетриніт,
пірит. Аншліф ЛИЧ-1**

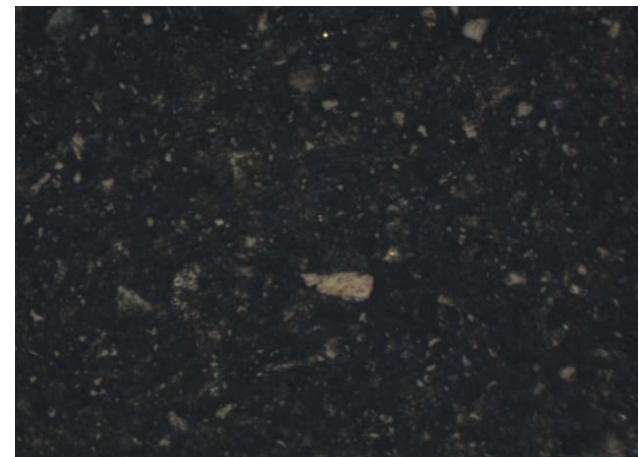
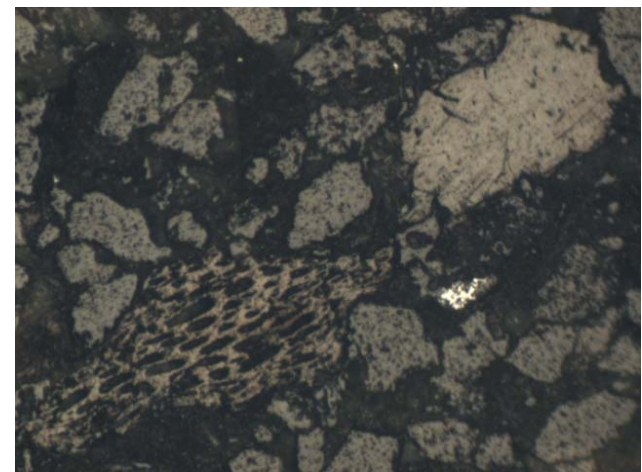


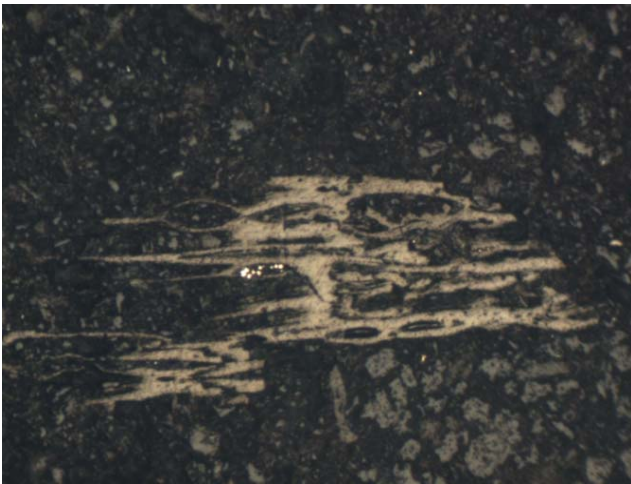
Рис. 172. Вітриніт. Аншліф ЛИЧ-2



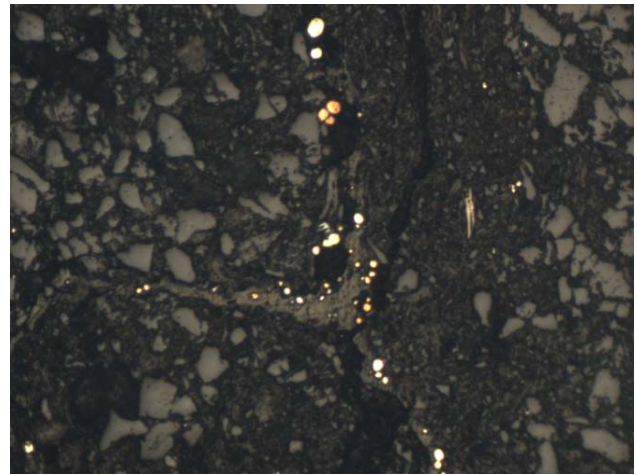
Рис. 173. Колодетриніт. Аншліф ЗЛ-1



**Рис. 174. Фюзеніт, колотелініт, пірит.
Аншліф ЗЛ-2**



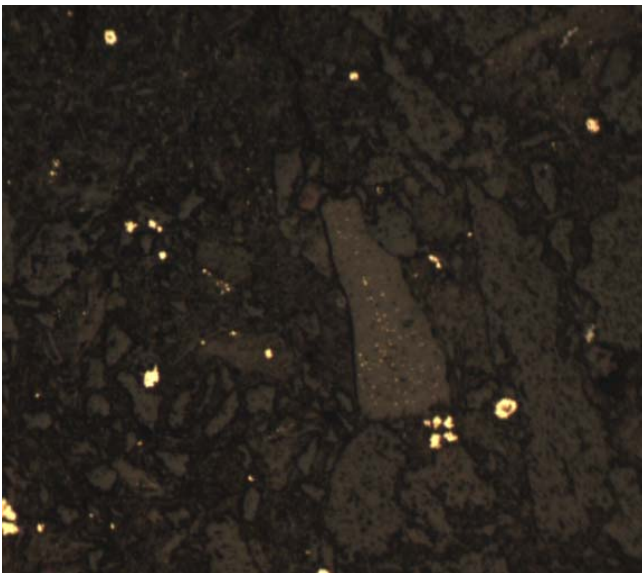
**Рис. 175. Фюзеніт, глобулярний пірит.
Аншліф ЗЛ-5**



**Рис. 176. Колодетриніт, гелініт,
глобулярний пірит. Аншліф ЗЛ-5**

У св. Лівенська-1, 7 описано так породи:

- пісковики (ан. ЛІВ-6) із псамітовою середньозернистою структурою, масивною текстурою, складені уламками силікатів у контактово-поровому цементі, рудні мінерали – пірит;
- аргіліти (ан. ЛІВ-7) з пелітовою структурою, сланцюватою текстурою, рудні мінерали – пірит, тип мацерал – вітриніт, вітродетриніт (рис. 177);
- алевроліти (ан. ЛІВ-8, 10) з алевритовою структурою, масивною і сланцюватою текстурою, напівобкатаними уламками силікатів у контактово-поровому і базальному цементі, рудні мінералит – гематит, пірит, тип мацерал – вітриніт, колодетриніт, детриніт (рис. 178).



**Рис. 177. Вітриніт, глобулярний
пірит. Аншліф ЛІВ-7**

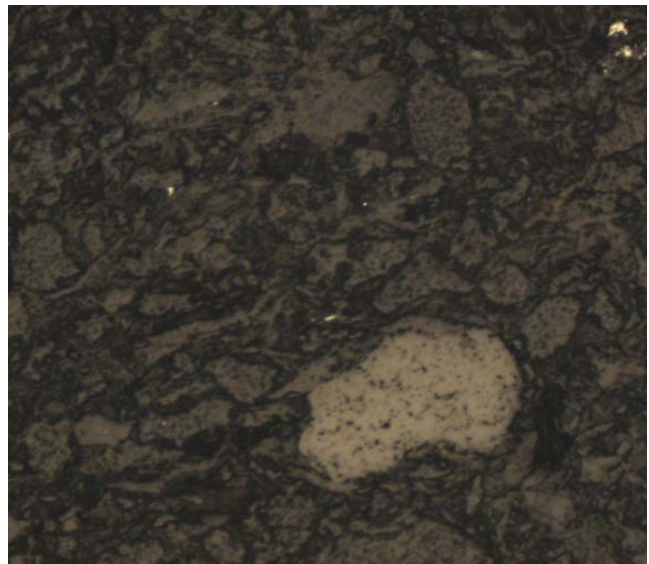


Рис. 178. Вітриніт. Аншліф ЛІВ-10

У св. Ульяновська-18 зафіксовано породи:

- сланці (ан. УЛ-1) з алевритистою структурою, сланцюватою текстурою, збагачені піритом (3–5 %), тип мацерал – колодетриніт, вітродетриніт, фюзеніт (рис. 179);

- аргіліти (ан. УЛ-5, 6, 7) з пелітовою до алевритистої структурою, шаруватою текстурою, рудні мінерали – глобулярний пірит, рутил, гематит, тип мацерал – вітриніт, вітродетриніт, колодетриніт (рис. 180);
- пісковики (ан. УЛ-3) з дрібнозернистою псамітовою структурою, масивною текстурою, напівобкатаними та обкатаними уламками силікатів у контактово-поровому цементі, рудні мінерали – рутил, магнетит, гематит.

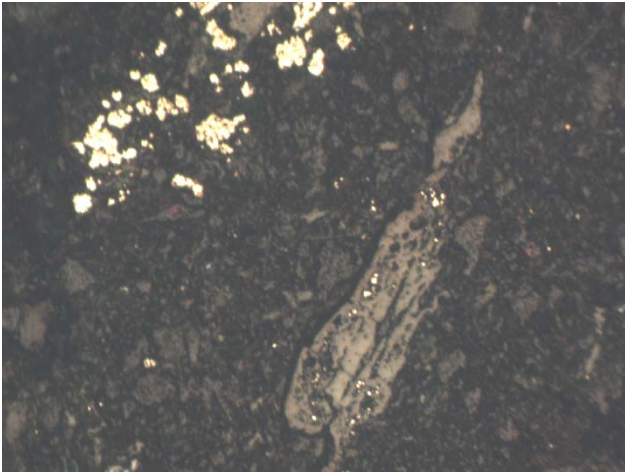


Рис. 179. Глобулярний пірит. Вітродетриніт, колодетриніт, фюзиніт. Аншліф УЛ-1



Рис. 180. Колодетриніт. Аншліф УЛ-7

Таким чином, у свердловинах південної прибортової зони ДДЗ зафіксовано нерівномірний ступінь термальної переробки порід. У св. Лівенська-1, 7 відбивна здатність вітриніту не перевищує 0,5–0,7 % для відкладів девону і візе; у св. Західнолевенцівська-1,2 – 0,7–0,8 % для відкладів серпуховського ярусу, у св. Личківська-64 – 0,9 % для відкладів візейського ярусу і 0,8 % для відкладів серпуховського ярусу; у св. Ульянівська-18 – 1,2 % для відкладів візе і 0,6–0,8 % – для відкладів серпухова. Разом із тим, у св. Багатойська-25 відклади як візейського, так і серпуховського ярусів карбону мають достатній ступінь термічної переробки (R_0 1,2–1,4), а у св. Керносівська-2 відбивна здатність вітриніту дорівнює 0,9–1,1 % для відкладів серпуховського ярусу. Таким чином, найбільш перспективною ділянкою південної прибортової зони (із вивчених нами) є район св. Багатойська-25 і Керносівська-2. Це треба враховувати при плануванні подальших геологорозвідувальних робіт на сланцевий газ.

2.6. Петрофізичні особливості порід

Проведено комплексні дослідження петрофізичних властивостей зразків керна свердловин південно-східної частини ДДЗ площі: Артемівська (св. Артемівська-1, інт. 3559–4020 м; Дробишівська-4, інт. 3218–3890 м; Дробишівська-10, інт. 3861–4165 м; Святогірська-10, інт. 3751–4012 м), Гашинівська (св. Гашинівська-3, інт. 3355–3604 м), Євгенівська (св. Євгенівська-1, інт. 2224–2684 м; Євгенівська-4, інт. 2482–3062 м; Євгенівська-6, інт. 2042–2049 м; Євгенівська-8,

інт. 2232–2324 м; Євгенівська-20, інт. 1101–1117 м; Дружелюбівська-104, інт. 2852–2857), Куличихінська (св. Куличихінська-30, інт. 3070–3175 м), Західношебелинська (св. Західношебелинська-702, інт. 4390–5593 м; Західношебелинська-701, інт. 4929–5380 м), Південноколомацька (св. Південноколомацька-32, інт. 5476–5588 м), Зачепилівська (св. Зачепилівська-90, інт. 971–983 м; Зачепилівська-100, інт. 1270–1758 м). Породи з досліджених інтервалів свердловин представлені переважно аргілітами, алевролітами, сланцями та різнозернистими пісковиками карбону. Для порівняння такий же комплекс петрофізичних досліджень здійснено для зразків з Волино-Поділля (Бучацька площа, св. Ліщинська-1).

Комплекс геофізичних досліджень, виконаних у петрофізичній лабораторії кафедри геофізики Київського національного університету імені Тараса Шевченка, включав визначення густини досліджених порід (сухих і насичених розчином NaCl); відкритої пористості (методами насичення азотом і розчином NaCl); проникності (методом стаціонарної фільтрації азоту); швидкості повздовжніх пружних хвиль, інтервального часу (повністю насичених гасом або розчином NaCl, а також частково насичених розчином NaCl) та питомого електричного опору (повністю та частково насичених розчином NaCl). Отримані дані зведені в табл. 102–104, установлені кореляційні залежності між петрофізичними параметрами.

Густина. Об'ємна густина досліджених порід у сухому стані визначалася шляхом зважування та визначення геометричних розмірів спеціальних лабораторних зразків, а насичених зразків – методом гідростатичного зважування за стандартною методикою [90]. Для вимірювань застосовувалися цифрові аналітичні ваги WPS 360/c/2 (точність $\pm 0,001$ г).

Як видно з наведених даних, об'ємна густина сухих зразків досліджених порід південно-східного сектора ДДЗ змінюється в досить значних межах від 1761 до 2977 кг/м^3 при її середньому значенні 2564 кг/м^3 . Об'ємна густина сухих зразків досліджених порід Бучацької площі Волино-Поділля змінюється від 2462 до 2695 кг/м^3 при її середньому значенні 2632 кг/м^3 . Широкі межі коливання об'ємної густини свідчать про мінливість літологічного складу зразків керна та їхньої пористості.

При насиченні зразків розчином NaCl з мінералізацією 200, 160 та 90 г/л (модель пластового розчину) об'ємна густина досліджених порід змінюється від 1904 до 2995 кг/м^3 при її середньому значенні 2612 кг/м^3 для порід південно-східного сектора ДДЗ.

Об'ємна густина насичених зразків досліджених порід Бучацької площі Волино-Поділля змінюється від 2538 до 2702 кг/м^3 при її середньому значенні 2660 кг/м^3 .

Пористість. Пористість гірської породи визначається сукупністю порожнин в її мінеральному скелеті. Розрізняють загальну, відкриту та ефективну пористості [36, 90, 110]. Коефіцієнт загальної пористості k_n дорівнює відношенню об'єму всіх пор V_n до об'єму сухого зразка V_c . Залежно від структури і текстури порід спостерігається різна структура порового простору, яка може бути охарактеризована відкритою та ефективною пористістю та параметром форматів α_n різних видів пористості.

**Таблиця 102. Петрофізичні параметри зразків керна південно-східного сектора
Дніпровсько-Донецької западини і Волино-Поділля (зразки сухі та насичені розчином NaCl)**

№	№ зразка	Площа	Свердловина	Інтервал опробування, м	Порода	Об'ємна густина породи, кг/м ³		Відкрита пористість, визначена методом насичення, %		Проникність, фм ²	К залишкової во- донасиченості, К _в
						суха	насичена	азот	розчин NaCl		
Артемівська площа											
1	102 АТ	Артемівська	1	3661	Пісковик	2678	2688	0,014	0,010	0,0005	0,8
2	103 АТ	—"	1	3724	Аргіліт	2677	2692	0,021	0,017	0,261	0,87
3	104 АТ	—"	1	3663	Пісковик	2589	2629	0,042	0,035	0,100	
4	104-1 АТ	—"	1	3663	—"	2611	2637	0,028	0,023	0,097	0,68
5	105 АТ	—"	1	3559–3566	Аргіліт	2703	2719	0,018	0,014		
6	106 АТ	—"	1	3883–3891	—"	2638	2675		0,034		0,84
7	107 АТ	—"	1	3875–3883	Пісковик	2664	2685	0,025	0,020	0,018	0,83
8	108 АТ	—"	1	4012	Вуглистий сланець	2632	2676	0,053	0,041		0,75
9	109 АТ	—"	1	4020		2782	2797	0,018	0,014	0,262	
10	110 ДР	Дробишівська	4	3222	Пісковик	2615	2645	0,033	0,027	0,004	0,8
11	111 ДР	—"	4	3218	Аргіліт	2642	2663		0,019		
12	112 ДР	—"	4	3885–3890	—"	2769	2793	0,031	0,025		0,77
13	113 ДР	—"	4	3737–3746	—"	2681	2692	0,019	0,016		0,83
14	125 ДР	—"	10	3906–3910	—"	2665	2683	0,024	0,019		0,88
15	126 ДР	—"	10	4157–4165	—"	2680	2698		0,016		
16	127 ДР	—"	10	3861–3871	Пісковик	2627	2643	0,017	0,014	0,002	0,76
17	128 ДР	—"	10	3959–3967	Вуглистий аргіліт	2691	2707	0,025	0,020		0,89
18	128-1 ДР	—"	10	3959–3967	—"	2691	2704		0,012		
19	114 СВ	Святогірська	10	4004–4012	Аргіліт	2608	2660	0,063	0,055		0,8
20	115 СВ	—"	10	3848–3856	Пісковик	2563	2609	0,049	0,041	0,574	
21	116 СВ	—"	10	3988–3996	Аргіліт	2644	2666		0,024		0,9
22	117 СВ	—"	10	3767–3769	—"	2661	2688		0,029		0,62
23	118 СВ	—"	10	3751–3759	—"	2671	2693	0,026	0,022	0,073	0,64

№	№ зразка	Площа	Свердловина	Інтервал опробування, м	Порода	Об'ємна густина породи, кг/м ³		Відкрита пористість, визначена методом насичення, %		Проникність, фм ²	K залишкової во-донасиченості, K _в
						суха	насичена	азот	розчин NaCl		
Євгенівська площа											
24	10 ЄВ	Євгенівська	1	2224–2232	Аргіліт темно-сірий	2585	2614	0,051	0,028	0,016	0,73
25	11 ЄВ	–"	1	2224–2684	Аргіліт вуглистий	2658	2681	0,04	0,022	3,175	0,5
26	129 ЄВ	–"	1	2676–2684	Чорний сланець	2682	2706	0,026	0,022		
27	130 ЄВ	–"	1	2232–2240	–"	2497	2572		0,068		
28	122 ЄВ	–"	4	2482–2490	Аргіліт	2590	2629		0,036		
29	123 ЄВ	–"	4	2815–2823	–"	2597	2632		0,032		
30	123-1 ЄВ	–"	4	2815–2823	–"	2541	2587		0,042		
31	124 ЄВ	–"	4	3056–3062	Вуглистий сланець	2658	2692	0,036	0,031	0,362	
32	13 ЄВ	–"	6	2042–2049	Аргіліт чорний	2372	2463	0,108	0,084	11,187	0,77
33	17 ЄВ	–"	8	2232–2324	–"	2977	2995	0,051	0,038	0,705	0,75
34	119 ЄВ	–"	20	1115–1117	Дресва аргілітів	2232	2417		0,169		
35	120 ЄВ	–"	20	1109–1111	Бурий пісковик	2633	2669	0,040	0,035		0,77
36	120-1 ЄВ	–"	20	1109–1111	–"	2739	2774		0,034		0,77
37	121 ЄВ	–"	20	1101–1109	Аргіліт	2068	2230		0,154		
38	141 ДЖ	Дружелюбівська	104	2852	Аргіліт, алевроліт	2544	2574	0,035	0,030	4,783	0,63
39	142 ДЖ	–"	104	2855	Аргіліт	2713	2728		0,014		
40	143 ДЖ	–"	104	2857	–"	2594	2614		0,023		0,77
Зачепилівська площа											
41	131 ЗЧ	Зачепилівська	90	979–083	Чорний сланець	1761	1904		0,135		
42	132 ЗЧ	–"	90	971–975	–"	1887	2063		0,127		
43	22-3А	–"	100	1590–1695	Алевроліт	2395	2459	0,076	0,062		0,85
44	23-1 3А	–"	100	1590–1696	–"	2605	2644	0,05	0,035	0,007	0,73
45	24-3А/1	–"	100	1590–1697	–"	2450	2568	0,118	0,106	0,445	0,83
46	25-3А	–"	100	1750–1758	–"	2587	2625	0,045	0,037	0,043	0,75

№	№ зразка	Площа	Свердловина	Інтервал опробування, м	Порода	Об'ємна густина породи, кг/м ³		Відкрита пористість, визначена методом насичення, %		Проникність, фм ²	K залишкової водонасиченості, k _в
						суха	насичена	азот	розчин NaCl		
47	133-ЗЧ	—	100	1270–1278	Сірий аргіліт	2190	2389		0,139		
48	134-ЗЧ	—	100	1435–1443	Темно-сірий аргіліт	2205	2396		0,131		
Гашинівська площа											
49	7-1 ГА	Гашинівська	3	3537–3604	Аргіліт чорний	2705	2716	0,027	0,016	0,724	
50	135 ГШ	—	3	3355–3359	Чорний сланець	2550	2558		0,006		
51	135-1 ГШ	—	3	3355–3359	—	2584	2586		0,002		
52	136 ГШ	—	3	3398–3404	Пісковик	2541	2586	0,044	0,039	0,007	0,75
Бучацька площа (Волино-Поділля)											
53	137 БЧ	Бучацька	3	2050–2058	Темно-сірий аргіліт	2669	2688		0,018		
54	138 БЧ	—	3	1453–1457	—	2667	2692		0,023		
55	138-1 БЧ	—	3	1453–1457	—	2663	2688		0,028		0,6
56	139 БЧ	—	3	1652–1657	Сірий алевроліт	2684	2702	0,021	0,017		0,8
57	139-1 БЧ	—	3	1652–1657	—	2670	2701	0,033	0,029	0,01	0,82
58	140 БЧ	—	3	1806–1811	Алевроліт, аргіліт	2657	2675	0,021	0,017		
59	1 БЧ	—	3	973	Пісковик	2526	2575	0,052	0,047	0,003	0,81
60	2 БЧ	—	3	1155	Вапняк	2695	2702	0,01	0,007	0,001	0,7
61	3 БЧ	—	3	1158	—	2686	2699	0,017	0,013	0,320	0,6
62	4 БЧ	—	3	1454	Пісковик, аргіліт	2644	2666		0,021		0,58
63	7 БЧ	—	3	1598	Вапняк	2664	2702		0,037		0,82
64	8 БЧ	—	3	1652–1657	Аргіліт	2668	2693		0,024		
65	9 БЧ	—	3	1453–1457	Пісковик	2615	2629		0,013		
66	10 БЧ	—	3	1597–1600	—	2515	2567		0,050		0,67
67	11 БЧ	—	3	1453–1457	—	2632	2645		0,013		0,62
68	12 БЧ	—	3	1731–1736	—	2462	2538		0,073		

№	№ зразка	Площа	Свердловина	Інтервал оцробування, м	Порода	Питомий електричний опір, Ом·м		Параметр пористості	Швидкість пружних хвиль, м/с		Інтервальний час, мкс/м	
						сухі	насич. NaCl		сухі	насич. NaCl	сухі	насич. NaCl
Артемівська площа												
1	102 АТ	Артемівська	1	3661	Пісковик	14691	30,3	383,3	4813	5233	208	191
2	103 АТ	—"	1	3724	Аргіліт	10313	23,1	291,9	4531	5027	221	199
3	104 АТ	—"	1	3663	Пісковик	717138	4,7	59,1	3780	4511	265	222
4	104-1 АТ	—"	1	3663	—"	137675	7,3	91,8	3848	4907	260	204
5	105 АТ	—"	1	3559–3566	Аргіліт				5172	5394	193	185
6	106 АТ	—"	1	3883–3891	—"		5,3	67,4	4457	4904	224	204
7	107 АТ	—"	1	3875–3883	Пісковик	5764	16,8	213,2	4517	4849	221	206
8	108 АТ	—"	1	4012	Вуглистий сланець	8675	4,4	56,3	4518	4805	221	208
9	109 АТ	—"	1	4020		3	1,3		4900	5302	204	189
10	110 ДР	Дробишівська	4	3222	Пісковик	72309	9,4	118,5	3694	4965	271	201
11	111 ДР	—"	4	3218	Аргіліт				3707	4507	270	222
12	112 ДР	—"	4	3885–3890	—"				5349	5307	187	188
13	113 ДР	—"	4	3737–3746	—"				5109	5394	196	185
14	125 ДР	—"	10	3906–3910	—"				4833	5094	207	196
15	126 ДР	—"	10	4157–4165	—"				4995	5217	200	192
16	127 ДР	—"	10	3861–3871	Пісковик	85817	28,7	362,9	4713	5385	212	186
17	128 ДР	—"	10	3959–3967	Вуглистий аргіліт				5120	5258	195	190
18	128-1 ДР	—"	10	3959–3967	—"				5307	5499	188	182
19	114 СВ	Святогірська	10	4004–4012	Аргіліт				4487	4715	223	212
20	115 СВ	—"	10	3848–3856	Пісковик	308349	5,6	71,0	3795	4706	264	212
21	116 СВ	—"	10	3988–3996	Аргіліт				4940	5046	202	198
22	117 СВ	—"	10	3767–3769	—"				5026	5206	199	192
23	118 СВ	—"	10	3751–3759	—"	1744	15,8	108,6	4864	4787	206	209
Євгенівська площа												
24	10 ЄВ	Євгенівська	1	2224–2232	Аргіліт темно-сірий	13610	11,8	139,1	4122	5044	243	198

№	№ зразка	Площа	Свердловина	Інтервал опробування, м	Порода	Питомий електричний опір, Ом·м		Параметр пористості	Швидкість пружних хвиль, м/с		Інтервальний час, мкс/м	
						сухі	насич. NaCl		сухі	насич. NaCl	сухі	насич. NaCl
25	11 ЄВ	—"	1	2224–2684	Аргіліт вуглистый	8775	10,3	121,7	4356	5429	230	184
26	129 ЄВ	—"	1	2676–2684	Чорний сланець				4795	5531,5	209	181
27	130 ЄВ	—"	1	2232–2240	—"				4520	5578	221	179
28	122 ЄВ	—"	4	2482–2490	Аргіліт				3718	4041	268	247
29	123 ЄВ	—"	4	2815–2823	—"					5645		177
30	123-1 ЄВ	—"	4	2815–2823	—"				2874	3628	348	276
31	124 ЄВ	—"	4	3056–3062	Вуглистый сланець	101544	5,0	38,0	3447	4668	290	214
32	13 ЄВ	—"	6	2042–2049	Аргіліт чорний	70829	2,2	26,4	3832	3903	261	256
33	17 ЄВ	—"	8	2232–2324	—"	16443	11,5	135,3	5037	5451	199	183
34	119 ЄВ	—"	20	1115–1117	Дресва аргілітів							
35	120 ЄВ	—"	20	1109–1111	Бурий пісковик	32354	13,2	90,9	4161	4914	240	204
36	120-1 ЄВ	—"	20	1109–1111	—"	17889	16,5	113,9	4468	5107	224	196
37	121 ЄВ	—"	20	1101–1109	Аргіліт							
38	141 ДЖ	Дружелюбівська	104	2852	Аргіліт, алевроліт	209175	4,3	46,4	3844	4406	260	227
39	142 ДЖ	—"	104	2855	Аргіліт				4720	5175	212	193
40	143 ДЖ	—"	104	2857	—"				4682	5080	214	197
Зачепилівська площа												
41	131 ЗЧ	Зачепилівська	90	979–083	Чорний сланець							
42	132 ЗЧ	—"	90	971–975	—"							
43	22-3А	—"	100	1590–1695	Алевроліт	16070	5,39	63,4	4097	4307	244	232
44	23-1 3А	—"	100	1590–1696	—"	14759	4,81	56,6	3961	4378	252	228
45	24-3А/1	—"	100	1590–1697	—"	31045	1,91	22,5	3093	3352	323	298
46	25-3А	—"	100	1750–1758	—"	6201	6,3	74,1	4731	4754	211	210
47	133-ЗЧ	—"	100	1270–1278	Аргіліт		1,0	6,7	2267	2313	441	432
48	134-ЗЧ	—"	100	1435–1443	Темно-сірий аргіліт				2263	2384	442	419
Гашинівська площа												
49	7-1ГА	Гашинівська	3	3537–3604	Аргіліт чорний	6943	23,03	270,9	5168	5442	193	184

№	№ зразка	Площа	Свердловина	Інтервал опробування, м	Порода	Питомий електричний опір, Ом·м		Параметр пористості	Швидкість пружних хвиль, м/с		Інтервальний час, мкс/м	
						сухі	насич. NaCl		сухі	насич. NaCl	сухі	насич. NaCl
50	135ГШ	—"	3	3355–3359	Чорний сланець							
51	135-1ГШ	—"	3	3355–3359	—"							
52	136 ГШ	—"	3	3398–3404	Кварцовий пісковик	1585582	9,7	122,8	4232	5148	236	194
Бучацька площа (Волино-Поділля)												
53	137 БЧ	Бучацька	3	2050–2058	Темно-сірий аргіліт				3887	5069	257	197
54	138 БЧ	—"	3	1453–1457	—"					5630		178
55	138 БЧ	—"	3	1453–1457	—"					5700		175
56	139 БЧ	—"	3	1652–1657	Сірий алевроліт	2988	6,6	252,2	5723	5724	175	175
57	139 БЧ	—"	3	1652–1657	—"	4058	14,6	100,8	5211	5256	192	190
58	140 БЧ	—"	3	1806–1811	Алевроліт, аргіліт	26903	13,9	95,9	4749	5356	211	187
59	1 БЧ	—"	3	973	Пісковик	33016807	23,8	120,35	4820	5077	207	197
60	2 БЧ	—"	3	1155	Вапняк	264009	66,1	334,75	5938	6055	168	165
61	3 БЧ	—"	3	1158	—"	176619	30,0	151,86	5411	5597	185	179
62	4 БЧ	—"	3	1454	Пісковик, аргіліт	1371368	17,1	86,50	4744	5155	211	194
63	7 БЧ	—"	3	1598	Вапняк	5189	10,4	52,86	5059	5073	198	197
64	8 БЧ	—"	3	1652–1657	Аргіліт				4700	5055	213	198
65	9 БЧ	—"	3	1453–1457	Пісковик				4836	5590	207	179
66	10 БЧ	—"	3	1597–1600	—"				4650	4906	215	204
67	11 БЧ	—"	3	1453–1457	—"				5062	5713	198	175
68	12 БЧ	—"	3	1731–1736	—"							

Таблиця 103. Петрофізичні параметри зразків керна свердловин (зразки сухі та насичені розчином NaCl)

№ зразка	Площа, родовище	Свердловина	Інтервал опробування, м	Порода	Об'ємна густина породи, кг/м ³		Відкрита пористість (метод насичення, %)		Проникність, фм ²	K залишкової водо-насиченості
					суха	насичена	азот	розчин NaCl		
6 АН	Аннівська	674	970–990	Аргіліт темно-сірий	2695	2713	1,5	1,0	0,002	0,75
18 ЗШ	Західношебелинська	702	4390–4502	Пісковик дрібнозернистий	2597	2632	4,5	3,3	3,217	0,85
19 ЗШ	–"–	702	4390–4502	Алевроліт темно-сірий	2535	2587	7,0	4,8	0,066	0,67
20 ЗШ	–"–	702	4877–5080	–"–	2600	2635	4,0	3,4	2,423	0,83
21 ЗШ	–"–	702	5585–5593	Аргіліт темно-сірий до чорного	2610	2645	4,1	3,5	0,103	0,80
27 КУ	Куличихінське	30	2873–3001	Аргіліт чорний вуглефікований	2587	2650	8,1	5,8	0,347	0,75
31 КУ	–"–	30	3290–3300	Бітуміозна надсольова брекчія	2655	2784	11,0	10,2	4,957	-
32 ПК	Південноколомацька	32	5308–5411	Аргіліт чорний піритизований	2660	2684	3,5	2,2	3,799	0,63
32-1 ПК	–"–	32	5601–5607	Аргіліт чорний	2661	2676	2,6	1,6	0,023	0,73
35 ПК	–"–	33	5476–5588	Чорні піритизовані аргіліти	2697	2716	3,3	2,3	8,052	0,63
37 ЮЛ	Юліївське	500	3088–3096	Чорні сланці	2484	2592	10,7	9,8	6,036	0,87

230

№ зразка	Площа, родовище	Свердловина	Інтервал опробування, м	Порода	Питомий електричний опір, Ом·м		Параметр пористості	Швидкість пружних хвиль, м/с		Інтервальний час, мкс/м	
					сухі	насич. NaCl		сухі	насич. NaCl	сухі	насич. NaCl
6 АН	Аннівська	674	970–990	Аргіліт темно-сірий	20123	85,00	1000,0	5542	6093	180	164
18 ЗШ	Західно-Шебелинська	702	4390–4502	Пісковик дрібнозернистий	31392	11,99	141,1	4194	5000	238	200
19 ЗШ	–"–	702	4390–4502	Алевроліт темно-сірий	9854	7,27	85,5	3810	4336	262	231
20 ЗШ	–"–	702	4877–5080	–"–	4447	7,74	91,0	4424	4450	226	225
21 ЗШ	–"–	702	5585–5593	Аргіліт темно-сірий до чорного	5420	6,39	75,2	4912	5215	204	192
27 КУ	Куличихінське	30	2873–3001	Аргіліт чорний вуглефікований	8974	2,86	33,6	3466	4457	289	224
31 КУ	–"–	30	3290–3300	Бітуміозна надсольова брекчія	171903	1,03	12,1	2971		337	
32 ПК	Південноколомацька	32	5308–5411	Аргіліт чорний піритизований	5566	8,98	105,7	4455	4946	224	202
32-1 ПК	–"–	32	5601–5607	Аргіліт чорний	4756	21,05	247,6	5126	5333	195	188
35 ПК	–"–	33	5476–5588	Чорні піритизовані аргіліти	98	7,74	91,0	4690	4863	213	206
37 ЮЛ	Юліївське	500	3088–3096	Чорні сланці	8373	2,40	28,3	3923	3982	255	251

Таблиця 104. Петрофізичні параметри зразків керна свердловин (зразки насичені газом)

№ зразка	Площа, родовище	Свердловина	Інтервал опробування, м	Порода	Густина, кг/м ³	Відкрита пористість, %	Швидкість пружних хвиль, м/с		Інтервальний час, мкс/м	
							сухі	насичена газом	сухі	насичені газом
16 ЄВ	Євгенівське	8	1761–1769	Аргіліт чорний	2570	5,5	4384	4836	228	207
20 ЗШ	Західношебелинська	702	4877–5080	Алевроліт темно-сірий	2615	1,8	4955	4343	202	230
28 КУ	Куличихінська	30	3070–3175	Алевроліт вуглефікований	2529	1,8	4578	5074	218	197
30 КУ	–"	30	3070–3175	Алевроліт піритизований	2685	1,5	4021	4250	249	235
33 ПК	Південноколомацька	33	5476–5588	Чорні піритизовані аргіліти	2718	0,4	4118	5178	243	193
34 ПК	–"	33	5476–5588	–"	2772	0,4	3288	3769	304	265
36 ЗВ	Західновергунська	500	2632–2640	Чорні сланці	2655	0,3	4691	4946	213	202
38 ПП	Підкам'яна		2997–3005	–"	2687	0,7	5076	5752	197	174
39 ЛП	Ліщинська	1	2900–2905	Аргіліт масивний гідролудистий	2711	0,9	5526	5600	181	179
40 ЛП	–"	1	2998–3003	Щільний вапняк (до мергелю)	2704	0,8	5620	6012	178	166
41 ЛП	–"	1	3050–3056	Аргіліт вуглефікований	2761	0,1	5938	5885	168	170
42 ЛП	–"	1	3402–3406	–"	2700	0,1	5705	5695	175	176
43 ЛП	–"	1	3450–3454	Аргіліти	2684	0,4	5732	6090	174	164
44 ЛП	–"	1	3500–3504	–"	2691	0,3	5826	6100	172	164
53 БЛ	Болтиська	42/11	332,3	Сірий аргіліт (залишки рослин)	2600	1,1	–	–	–	–

Коефіцієнт відкритої пористості визначався ваговим методом з використанням цифрових аналітичних ваг WPS 360/c/2 при насиченні зразків порід газом або розчином NaCl з мінералізацією 200, 160 та 90 г/л з використанням стандартних методик, а також способом насичення зразка азотом під тиском за допомогою спеціально розробленої установки.

За результатами лабораторних вимірювань встановлено, що значення коефіцієнтів відкритої пористості, визначені ваговим методом при насиченні зразків керна південно-східного сектора ДДЗ моделлю пластової рідини, змінюються від 0,002 до 0,169 при середньому значенні 0,043.

Цей параметр для досліджених порід Бучацької площі Волино-Поділля змінюється від 0,007 до 0,073 при середньому значенні 0,027. Коефіцієнти відкритої пористості "по азоту", які визначені за допомогою насичення циліндричних зразків азотом під тиском 2,5 кгс/см², мають дещо підвищені значення і змінюються від 0,014 до 0,118 при середньому значенні 0,04 (ДДЗ) і від 0,01 до 0,052 при середньому значенні 0,026 (Волино-Поділля). Зростання значень коефіцієнтів відкритої пористості при насиченні азотом пояснюється прониканням газу в капілярні пори, в які не може проникнути рідина. Кореляційна залежність (рис. 181) між пористістю порід, визначеною методами гідростатичного зважування та газоволюметричним, має вигляд:

$$k_{n,азот} = 1,1419 \cdot k_{n,вода} + 0,0038, \text{ при } R^2 = 0,962,$$

де $k_{n,азот}$ – пористість, визначена насиченням азотом; $k_{n,вода}$ – пористість, визначена насиченням мінералізованою водою. Середня відносна похибка визначень коефіцієнта пористості становила 1,22 %.

Коефіцієнт залишкової водонасиченості при лабораторних петрофізичних дослідженнях визначався способом зважування зразків при їхньому центрифугуванні за допомогою центрифуги ОС-6М. Обертובה швидкість ротора центрифуги змінювалась від 1000 до 6000 об/хв з кроком 1000 об/хв, а тиск витіснення – від 0,2 до 1 МПа.

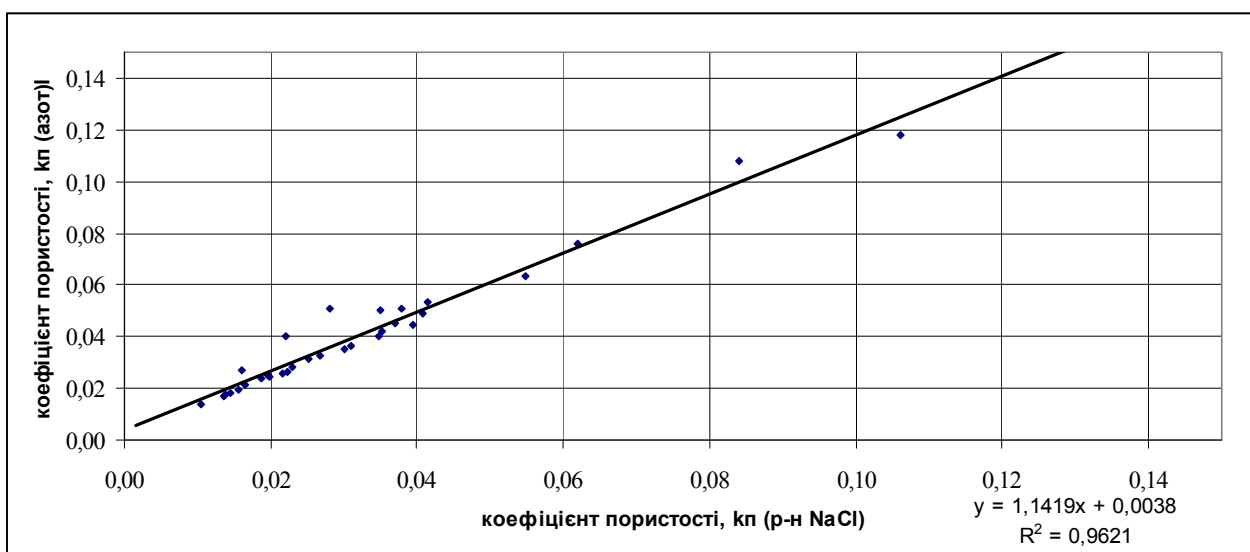


Рис. 181. Кореляційна залежність між пористістю порід, визначеною методами гідростатичного зважування та газоволюметричним методом

Проникність. Коефіцієнт проникності циліндричних зразків керна визначається методом стаціонарної фільтрації азоту за допомогою спеціально розробленої установки. Виконано вимірювання циліндричних зразків після екстрагування їх у спиртобензольній суміші [36, 93]. За результатами лабораторних вимірювань встановлено, що значення коефіцієнта проникності зразків змінюються від $0,0005 \text{ фм}^2$ до $11,2 \text{ фм}^2$ при середньому значенні $1,09 \text{ фм}^2$ (ДДЗ). Коефіцієнт проникності зразків досліджених порід Бучацької площі Волино-Поділля змінюється від $0,001 \text{ фм}^2$ до $0,32 \text{ фм}^2$ при середньому значенні $0,084 \text{ фм}^2$. Середня відносна похибка визначень коефіцієнта проникності становить $2,8 \%$.

Питомий електричний опір. Електричний опір речовини кількісно оцінюється величиною питомого електричного опору (Ом·м), яка характеризує протидію одиниці об'єму речовини (гірських порід, вод і т. п.) проходженню електричного струму. Питомий електричний опір визначається речовинним складом породи, температурою і тиском, за яких вимірюється ця величина.

Лабораторні електрометричні вимірювання зразків керна виконано в сухому і насиченому мінералізованою водою ($M = 200, 160$ та 90 г/л) за температури $20 \text{ }^\circ\text{C}$ за допомогою цифрового RLC-метра МНС-1100, який дозволяє виконувати високоточні вимірювання електричного опору в діапазоні від 10^{-6} до 10^{12} Ом із цифровим записом на ЕОМ за спеціальною програмою. Для вимірювання зразків, насичених розчином NaCl, застосовувався прецезійний цифровий RLC-метр МНС-1100, що дозволяє виконувати вимірювання електричного опору з підвищеною точністю від 10^{-6} до 10^{12} Ом у діапазоні частот $0 \text{ Гц} - 100 \text{ кГц}$. Циліндричні зразки при вимірюванні вставлялися в спеціальний кернотримач з електродами, що не поляризуються, які виготовлені із спеціальної графітенованої гуми [23, 88, 89]. Середня відносна похибка визначення електричного опору становила $2,7 \%$.

З метою встановлення залежності петроелектричних параметрів від ступеня водонасиченості порід у процесі експериментальних лабораторних досліджень виконувалася серія електрометричних вимірювань, що дозволило побудувати кореляційні залежності між коефіцієнтом водонасиченості (k_v) і параметром насичення (P_n).

Установлено, що питомий електричний опір сухих екстрагованих зразків (питомий електричний опір мінерального скелета) змінюється від 1744 до $1585582 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ при середньому значенні $139860 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ (досліджені породи ДДЗ) і від 2988 до 3301680 при середньому значенні 644102 (Бучацька площа Волино-Поділля). При цьому спостерігаються значні варіації значень питомого опору зразків, що пояснюється неоднорідністю в текстурі порід (наявність глинистих і піщанистих прошарків та їхня невпорядкованість, а також піритизація). Питомий електричний опір зразків порід, насичених моделлю пластової рідини, змінюється від 1 до $30,3 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ при середньому значенні $10,4 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ (ДДЗ) і від $10,4$ до $66,1$ при середньому значенні $26,6$ (Бучацька площа Волино-Поділля).

Параметр пористості (відношення питомого електричного опору повністю водонасичених порід до питомого електричного опору пластової води) P змінюється від $6,7$ до $383,3$ при середньому значенні $121,3$ (ДДЗ) і від $52,9$ до $334,8$ при середньому значенні $149,4$ (Волино-Поділля).

За матеріалами лабораторних досліджень побудовано кореляційну залежність (рис. 182) між коефіцієнтом пористості (k_n) і параметром пористості (P). При цьому використано дані з усіх означених вище свердловин, пробурених у ДДЗ. Слід відзначити, що дані з різних свердловин досить добре узгоджуються (зразки представлені переважно аргілітами).

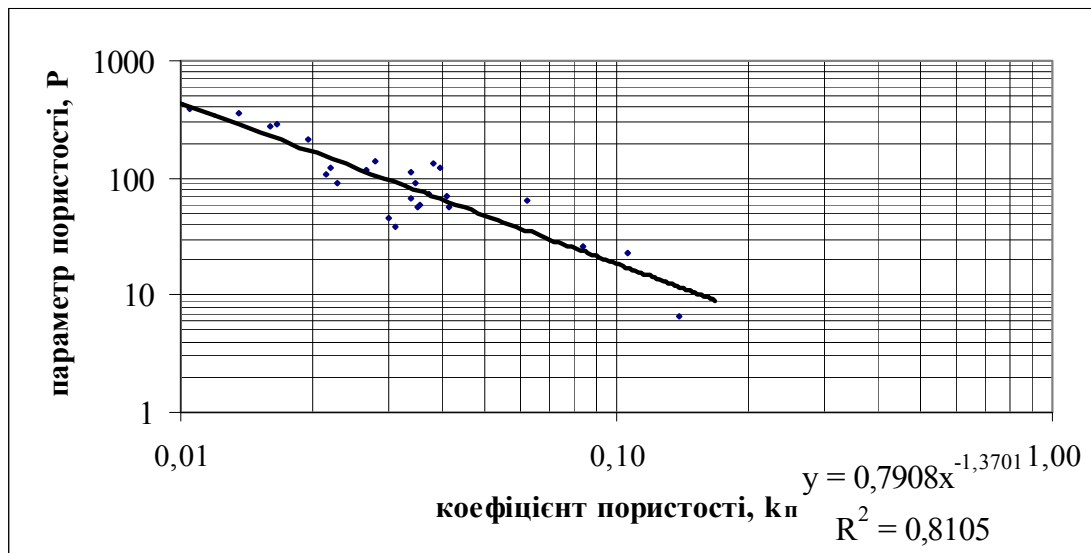


Рис. 182. Кореляційна залежність між коефіцієнтом пористості (k_n) та параметром пористості (P) – рівняння Арчі – Дахнова (ДДЗ)

Визначене рівняння Арчі – Дахнова має вигляд:

$$P = 0,7908 \cdot k_n^{-1,37}, \text{ при } R^2 = 0,8105.$$

Виконано дослідження зміни питомого електричного опору при відгонці водного розчину NaCl на центрифугі ОС-6М (від 1000 до 6000 об/хв з кроком 1000 об/хв, тиск витіснення води змінюється від 0,02 до 1,1 МПа). У результаті цих досліджень визначено коефіцієнт залишкової водонасиченості, що змінюється від 0,5 до 0,9 при середньому значенні 0,76 (ДДЗ) і від 0,58 до 0,82 при середньому значенні 0,7 (Волино-Поділля).

Установлено кореляційну залежність параметра нафтогазонасиченості (P_n) від коефіцієнта водонасиченості (k_b) досліджених порід. Зважаючи на однотипність порід (переважно аргіліти та алевроліти), загальна емпірична залежність установлена для досліджених свердловин ДДЗ:

$$P_n = 0,8332 \cdot k_b^{-8,859}, \text{ при } R^2 = 0,793,$$

де $P_n = \rho_{нв}/\rho_{пв}$, $\rho_{нв}$ – питомий електричний опір не повністю водонасичених порід, $\rho_{пв}$ – питомий електричний опір повністю водонасичених порід.

Ця кореляційна залежність представлена на рис. 183.

Петроакустичні дослідження. Швидкості пружних хвиль визначалися на лабораторних зразках за допомогою цифрової установки "Керн-4", зразки вставлялися в спеціальний кернотримач. Для дослідження швидкостей поширення пружних хвиль у гірських породах застосовано імпульсно-фазовий ультразвуковий метод. Ультразвукові дослідження зразків було проведено за різних станів (після екстрагування, при повному насиченні гасом та розчином NaCl). Ви-

мірювання швидкості повздовжніх хвиль здійснювалося на зразках, що були орієнтовані вздовж нашарування [95, 96].

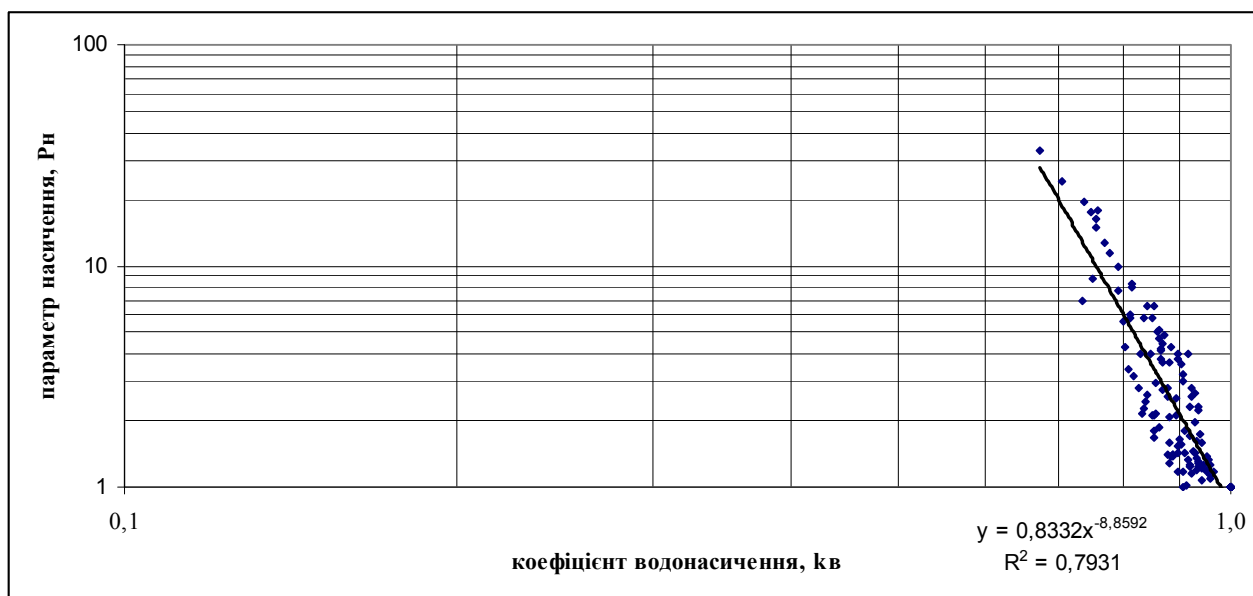


Рис. 183. Кореляційна залежність між коефіцієнтом водонасиченості (k_v) та параметром нафтогазонасиченості (P_n). Дані по свердловинах Дніпровсько-Донецької западини

За допомогою ультразвукової установки проводилося вимірювання часу поширення ультразвукових хвиль повздовжніх швидкостей. Ефективна фазова швидкість поширення пружної хвилі v^* обчислюється за формулою

$$v^* = \frac{l}{2(t - t_0)},$$

де l – довжина зразка; t_0 – час поширення ультразвукової хвилі в затримках; t – час поширення ультразвукової хвилі за наявності між затримками зразка.

Середньоквадратична похибка визначення швидкостей повздовжніх хвиль не перевищує 0,5 % на частоті 0,8 МГц. Вимірювання швидкості повздовжніх хвиль здійснювалося на зразках, що були орієнтовані вздовж нашарування. При контрольних вимірюваннях на еталонах і зразках було встановлено, що відносна похибка вимірювань не перевищує 2–3 % для повздовжніх хвиль.

Ультразвукові дослідження зразків було проведено за різних станів (після екстрагування та при повному насиченні розчином NaCl).

Інтервальний час, визначений для сухих зразків після екстрагування, змінюється від 187 до 442 мкс/м при середньому значенні 243 мкс/м (ДДЗ) і від 168 до 259 при середньому значенні 210 мкс/м (Волино-Поділля). Для насичених розчином NaCl зразків цей параметр змінюється від 177 до 432 мкс/м при середньому значенні 215 мкс/м (ДДЗ) і від 155 до 241 при середньому значенні 190 мкс/м (Волино-Поділля).

Кореляційний зв'язок інтервального часу та коефіцієнта пористості, визначений в лабораторних умовах для насичених розчином NaCl зразків, має вигляд:

$$dt = -3344,4 \cdot k_{II}^2 + 1289 \cdot k_{II} + 152,46, \text{ при } R^2 = 0,729 \text{ (зразки, насичені NaCl).}$$

Графік цієї залежності подано на **рис.** 184.

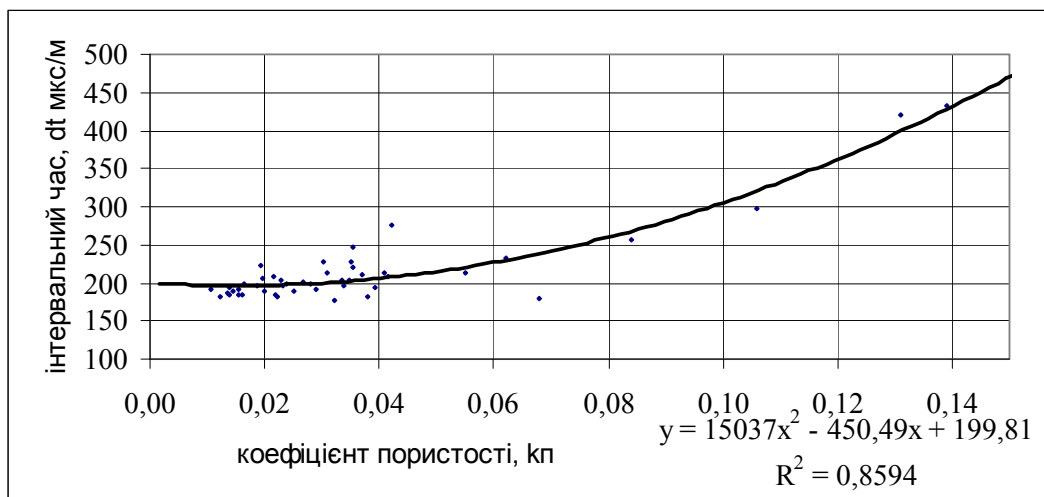


Рис. 184. Кореляційна залежність між коефіцієнтом пористості (k_n) та інтервальним часом (dt). Зразки насичені розчином NaCl

Виконані дослідження зміни швидкості пружних хвиль при відгонці розчину NaCl на центрифугі ОС-6М (від 1000 до 6000 об/хв з кроком 1000 об/хв, тиск витіснення води змінюється від 0,02 до 1,1 МПа). Установлена кореляційна залежність коефіцієнта зміни інтервального часу (K_{dt}) від коефіцієнта водонасиченості (k_v) досліджених порід виражається такою емпіричною формулою (ДДЗ):

$$K_{dt} = -0,4581 \cdot k_v + 1,4455, \text{ при } R^2 = 0,7046.$$

Графік цієї залежності для досліджених порід наведено на [рис. 185](#).

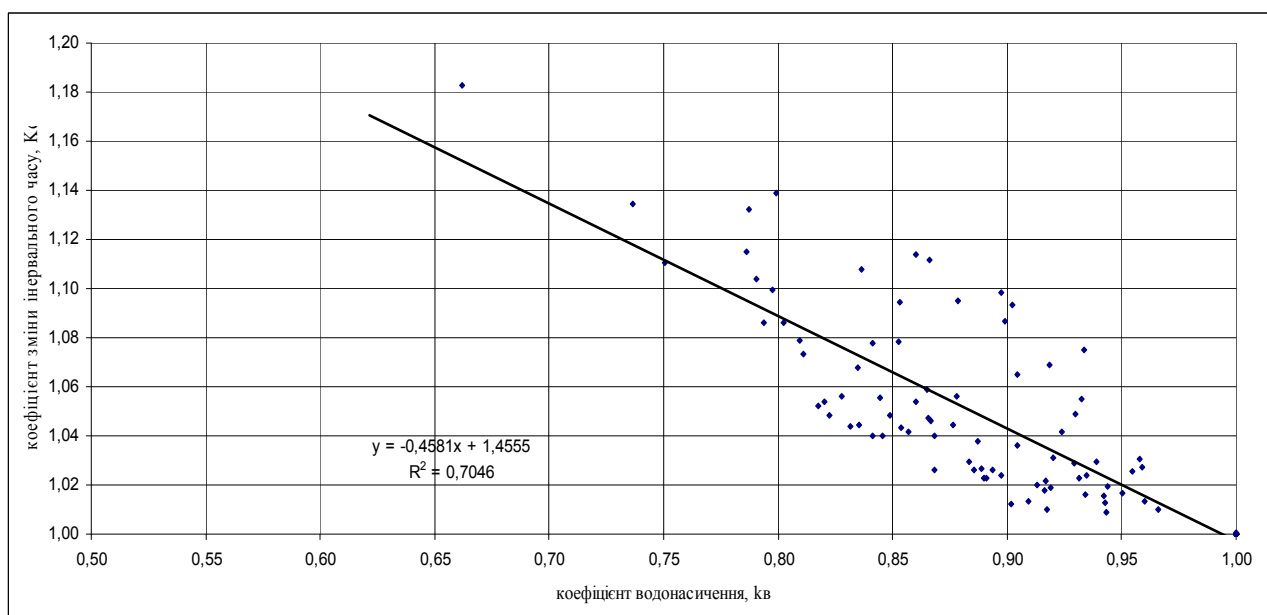


Рис. 185. Кореляційна залежність між коефіцієнтом водонасиченості (k_v) та коефіцієнтом зміни інтервального часу (K_{dt})

Висновки. З метою визначення петрофізичних властивостей зразків керна пошукових свердловин південно-східного сектора ДДЗ (площі: Артемівська, Євгенівська, Зачепилівська, Гашинівська) та Волино-Поділля (Бучацька площа) виконано комплекс експериментальних петрофізичних лабораторних робіт. За даними петрографічних досліджень зразків керна встановлено, що за складом вони на-

лежать до аргілітів та алевролітів, іноді пісковиків. Зустрічаються прошарки глинистого матеріалу, включення органічних залишків, сидериту та піритизація.

Мінливість літологічного складу зумовлює варіації об'ємної густини сухих зразків, яка змінюється від 1761 до 2977 кг/м³ при її середньому значенні 2564 кг/м³ (ДДЗ) і від 2462 до 2695 кг/м³ при її середньому значенні 2632 кг/м³ (Буцацька площа Волино-Поділля).

Установлено, що відкрита пористість, визначена ваговим методом при насиченні зразків керна моделлю пластової рідини, змінюються від 0,2 до 16,9 % при середньому значенні 4,3 % (ДДЗ) і від 0,7 до 7,3 % при середньому значенні 2,7 (Буцацька площа Волино-Поділля). Відкрита пористість "по азоту", яка визначена за допомогою насичення зразків азотом під тиском 2,5 кгс/см², має дещо підвищені значення і змінюється від 1,4 до 11,8 % при середньому значенні 4 % (ДДЗ) і від 1 до 5,2 % при середньому значенні 2,6 % (Волино-Поділля). Зростання значень коефіцієнтів відкритої пористості при насиченні порід азотом пояснюється прониканням газу в мікрокапілярні пори, в які не може проникнути рідина.

За значеннями коефіцієнта пористості досліджені породи належать до IV та V класів колекторів (низька та дуже низька пористість).

Значення коефіцієнта проникності зразків змінюються від 0,0005 фм² до 11,2 фм² при середньому значенні 1,09 фм² (ДДЗ) і від 0,001 фм² до 0,32 фм² при середньому значенні 0,084 фм². За значеннями коефіцієнта проникності досліджені породи належать до IV та V класів колекторів (проникність низька та дуже низька).

Окремі зразки досліджених порід з дещо підвищеною проникністю (> 3 фм²) мають видиму тріщинуватість. Ця тріщинуватість може бути утворена при механічній обробці (при бурінні свердловини або виготовленні лабораторних зразків). Однак це може свідчити про крихкість досліджених порід і сприятливі умови для їхнього гідророзриву.

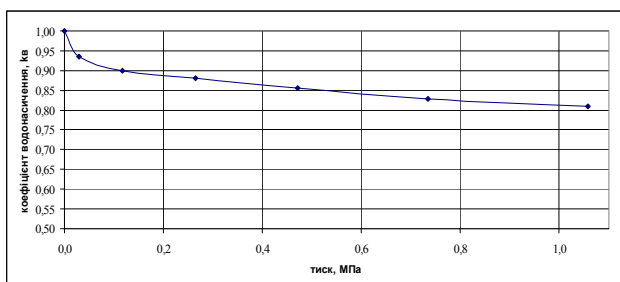
У результаті лабораторних досліджень побудовані криві капілярного тиску (рис. 186), визначено коефіцієнт залишкової водонасиченості, що змінюється від 0,5 до 0,9 при середньому значенні 0,76 (ДДЗ) і від 0,58 до 0,82 при середньому значенні 0,7 (Волино-Поділля).

Питомий електричний опір сухих екстрагованих зразків (питомий електричний опір мінерального скелета) змінюється від 1744 до 1585582 Ом·м при середньому значенні 139860 Ом·м (ДДЗ) і від 2988 до 3301680 при середньому значенні 644102 Ом·м (Буцацька площа Волино-Поділля). При цьому спостерігаються значні варіації питомого опору зразків, що пояснюється неоднорідністю в текстурі порід (наявність глинистих і піщанистих прошарків та їхня невпорядкованість, а також піритизація). Питомий електричний опір зразків порід, насичених моделлю пластової рідини (розчин NaCl), змінюється від 1 до 30,3 Ом·м при середньому значенні 10,4 Ом·м (ДДЗ) і від 10,4 до 66,1 при середньому значенні 26,6 Ом·м (Волино-Поділля). Параметр пористості змінюється від 6,7 до 383,3 при середньому значенні 121,3 (ДДЗ) і від 52,9 до 334,8 при середньому значенні 149,4 (Волино-Поділля).

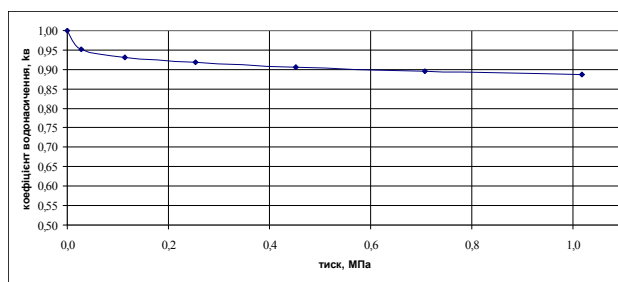
У результаті аналізу матеріалів лабораторних петроелектричних досліджень побудовано ряд кореляційних залежностей: коефіцієнта пористості від параметра пористості (рівняння Арчі – Дахнова) та параметра нафтогазонасиченості від коефіцієнта водонасиченості.

За даними інверсії швидкості повздожніх хвиль встановлено значні варіації швидкості та інтервального часу проходження пружних хвиль матриці твердого скелета, що викликано змінами літологічного складу зразків керна. Інтервальний час, визначений для сухих зразків, після екстрагування змінюється від 187 до 442 мкс/м при середньому значенні 243 мкс/м (ДДЗ) і від 168 до 259 при середньому значенні 210 мкс/м (Волино-Поділля). Для насичених розчином NaCl зразків цей параметр змінюється від 177 до 432 мкс/м при середньому значенні 215 мкс/м (ДДЗ) і від 155 до 241 при середньому значенні 190 мкс/м (Волино-Поділля).

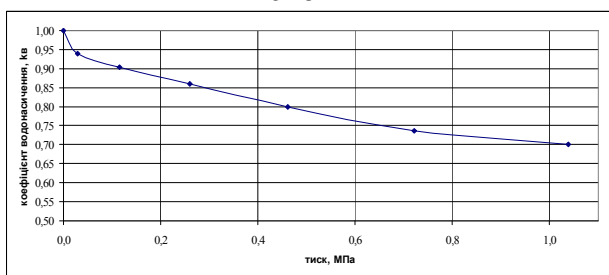
У результаті аналізу лабораторних петроакустичних матеріалів побудовано ряд кореляційних залежностей: коефіцієнта пористості від інтервального часу зразків, насичених розчином NaCl, та коефіцієнта зміни швидкості пружних хвиль від коефіцієнта водонасиченості. Лабораторні дослідження дозволили визначити основні петрофізичні параметри колекції зразків і побудувати кореляційні залежності між ними.



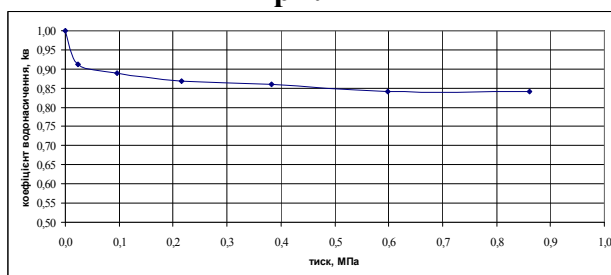
**Артемівська площа. Зр. 102 АТ.
Пісковик**



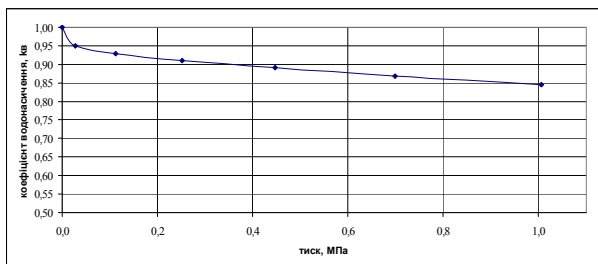
**Артемівська площа. Зр. 103 АТ.
Аргіліт**



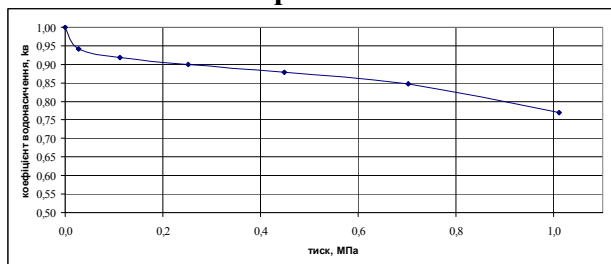
**Артемівська площа. Зр. 104-1 АТ.
Пісковик**



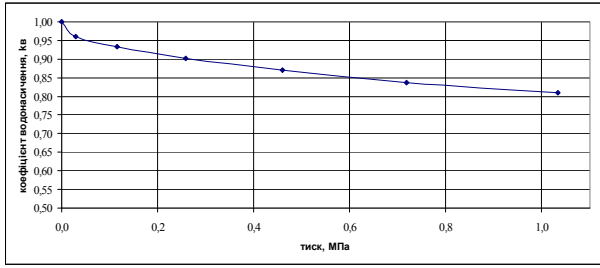
**Артемівська площа. Зр. 106 АТ.
Аргіліт**



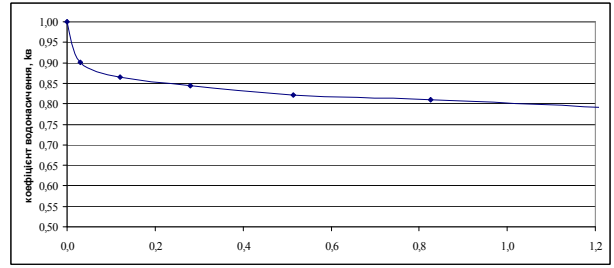
**Артемівська площа. Зр. 107 АТ.
Пісковик**



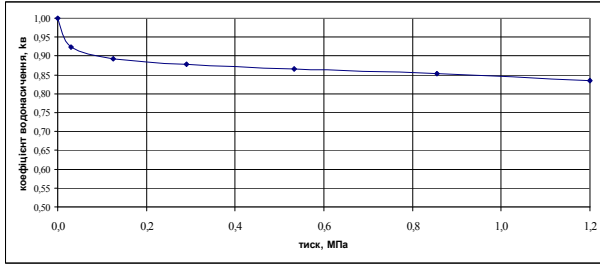
**Артемівська площа. Зр. 108 АТ.
Сланець**



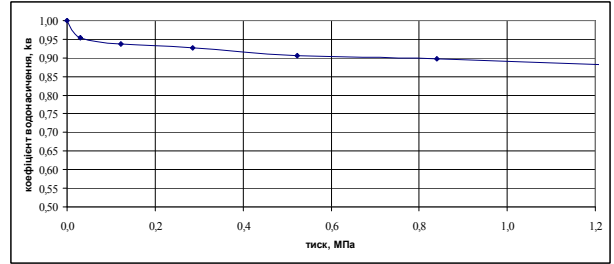
**Дробишівська площа. Зр. 110 ДР.
Пісковик**



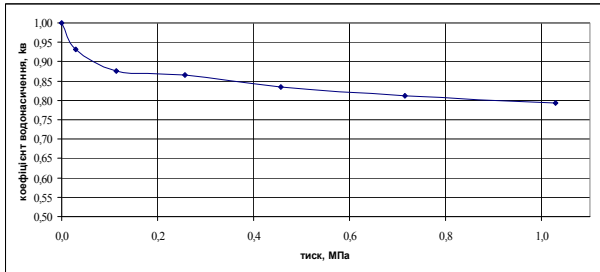
**Дробишівська площа. Зр. 112 ДР.
Аргіліт**



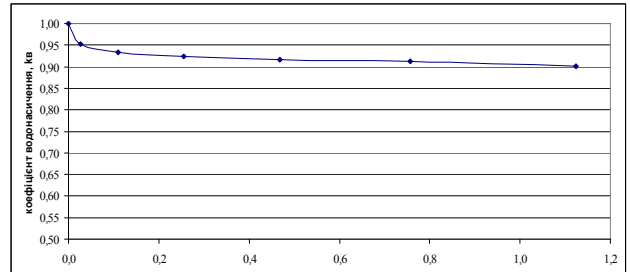
**Дробишівська площа. Зр. 113 ДР.
Аргіліт**



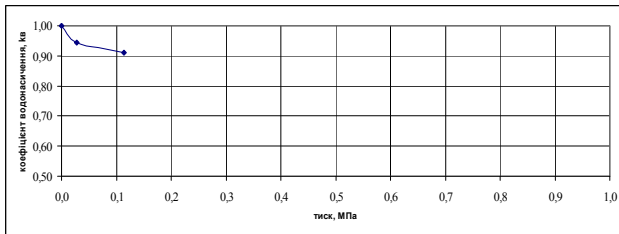
**Дробишівська площа. Зр. 125 ДР.
Аргіліт**



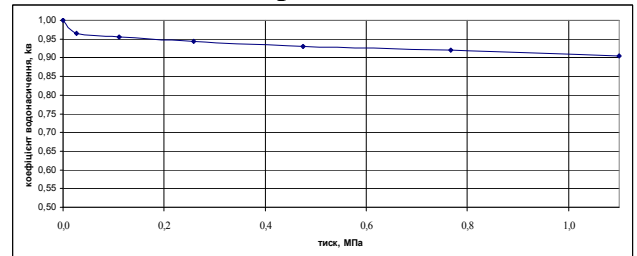
**Дробишівська площа. Зр. 127 ДР.
Пісковик**



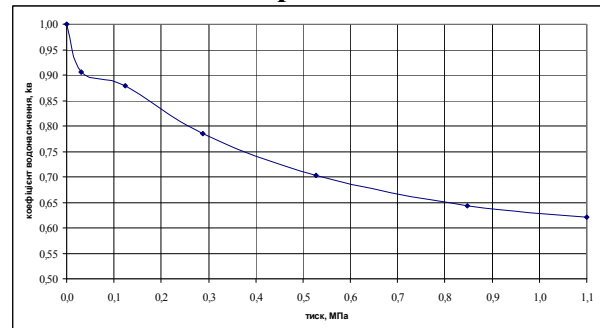
**Дробишівська площа. Зр. 128 ДР.
Аргіліт**



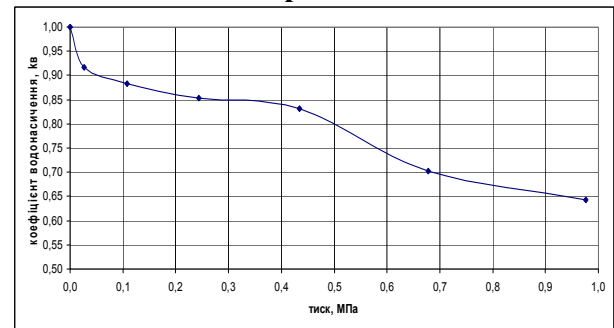
**Святогірська площа. Зр. 114 СВ.
Аргіліт**



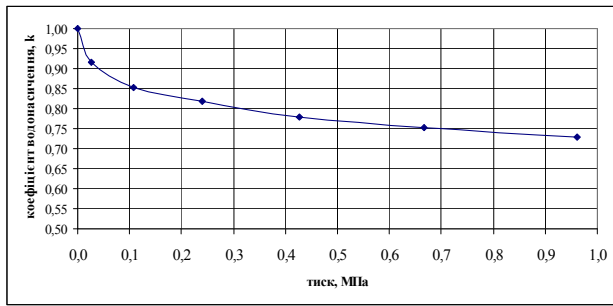
**Святогірська площа. Зр. 116 СВ.
Аргіліт**



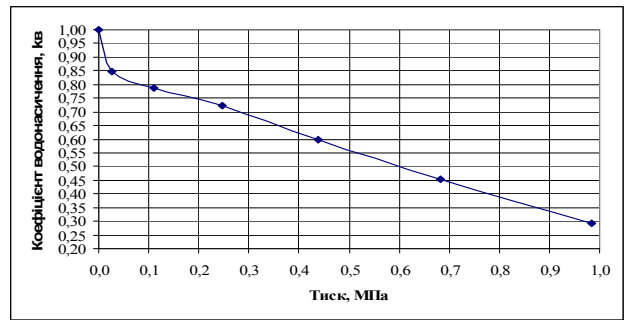
**Святогірська площа. Зр. 117 СВ.
Аргіліт**



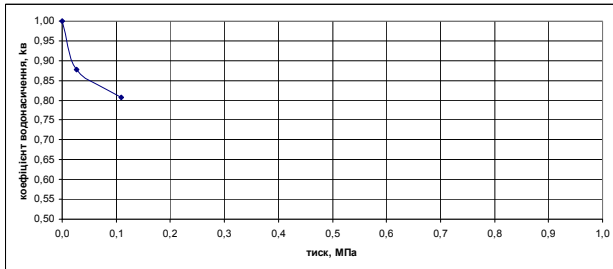
**Святогірська площа. Зр. 118 СВ.
Аргіліт**



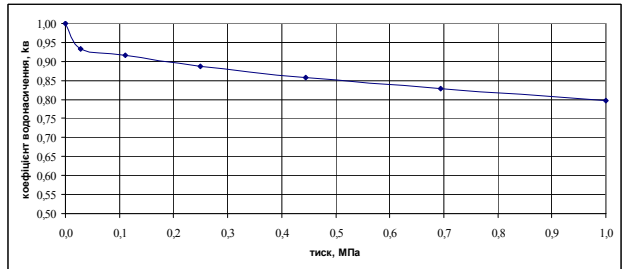
**Євгенівська площа. Зр. 10 ЄВ.
Аргіліт темно-сірий до чорного**



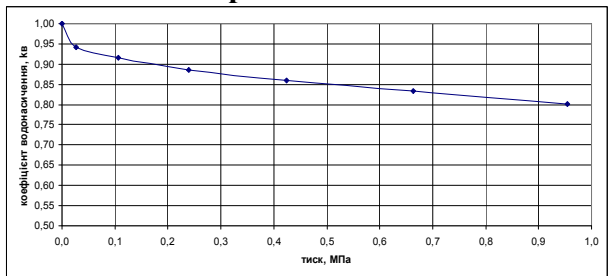
**Євгенівська площа. Зр. 11 ЄВ.
Аргіліт чорний, вуглистий**



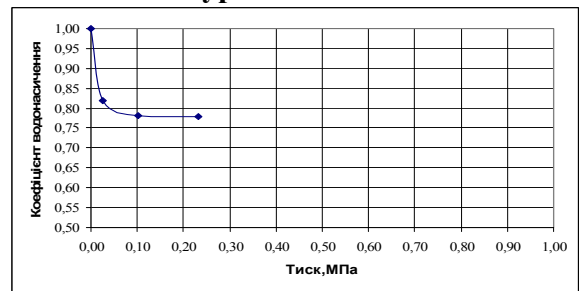
**Євгенівська площа. Зр. 129 ЄВ.
Чорний сланець**



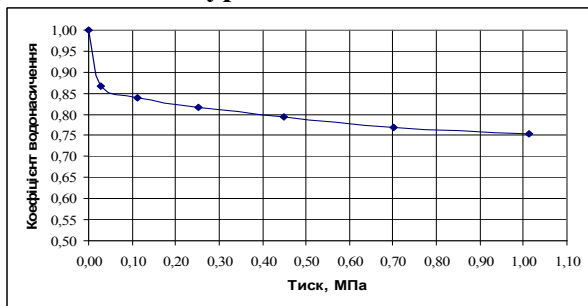
**Євгенівська площа. Зр. 120 ЄВ.
Бурий пісковик**



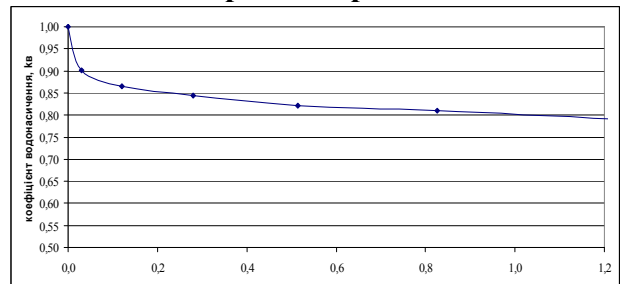
**Євгенівська площа. Зр. 120-1 ЄВ.
Бурий пісковик**



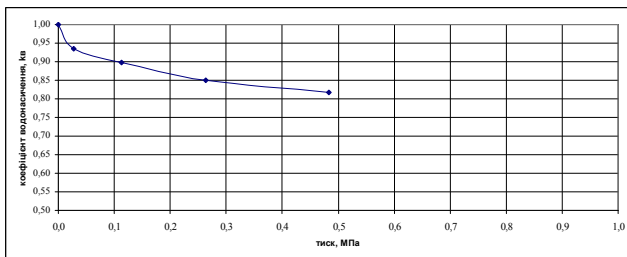
**Євгенівська площа. Зр. 13 ЄВ.
Аргіліт чорний**



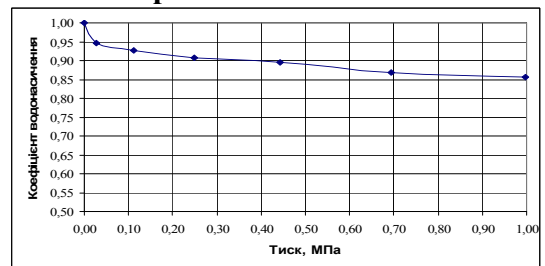
**Євгенівська площа. Зр. 17 ЄВ.
Аргіліт чорний**



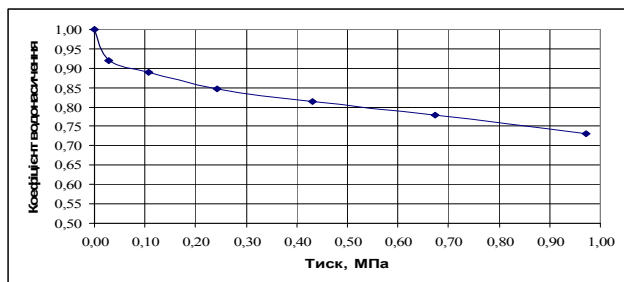
**Дружелюбівська площа. Зр. 141 ДЖ.
Перешарування аргілітів,
алевролітів і пісковиків**



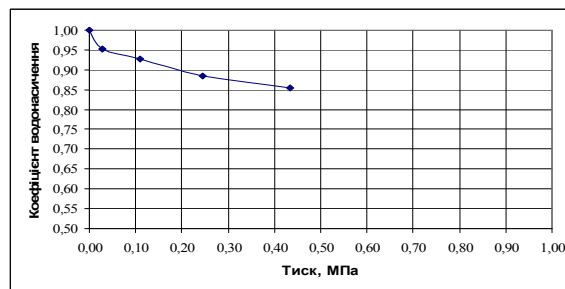
**Дружелюбівська площа. Зр. 143 ДЖ.
Аргіліт**



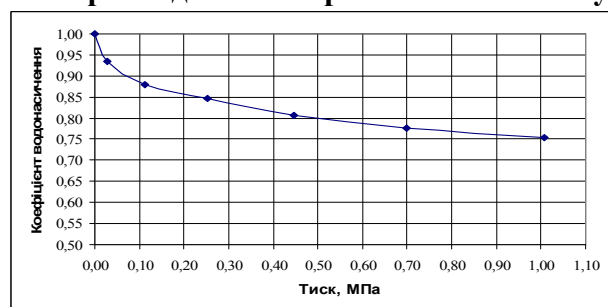
**Зачепилівська площа. Зр. 22 ЗА.
Алевроліт темно-сірий, вуглистий**



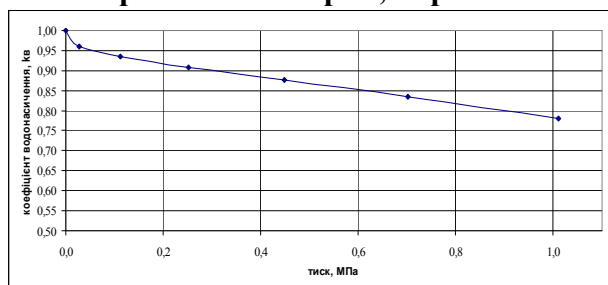
**Зачепилівська площа. Зр. 23-1-3А.
Алевроліт до тонкозернистого пісковик**



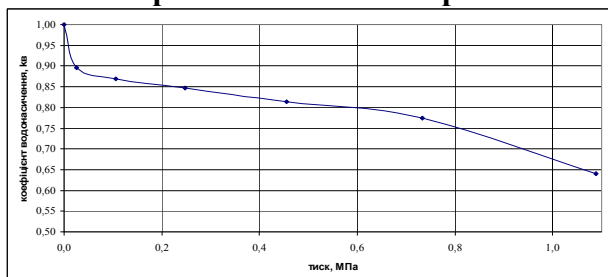
**Зачепилівська площа. Зр. 24-3А-1.
Алевроліт темно-сірий, мергелистий**



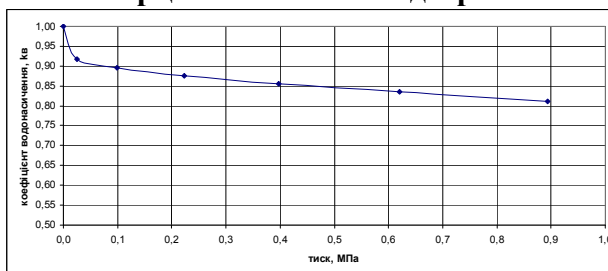
**Зачепилівська площа. Зр. 25 3А.
Алевроліт із залишками рослин**



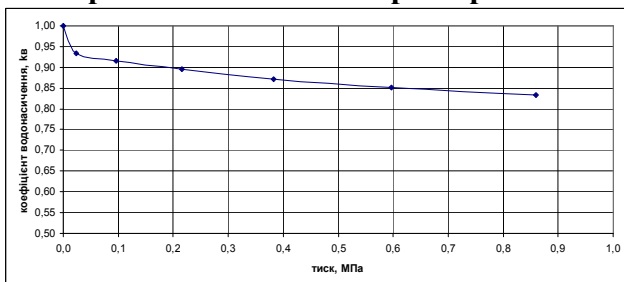
**Гашинівська площа. Зр. 136 ГШ.
Кварцовий пісковик з детритом**



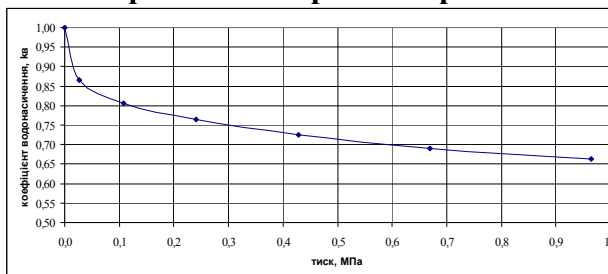
Зр. 138-1 БЧ. Темно-сірий аргіліт



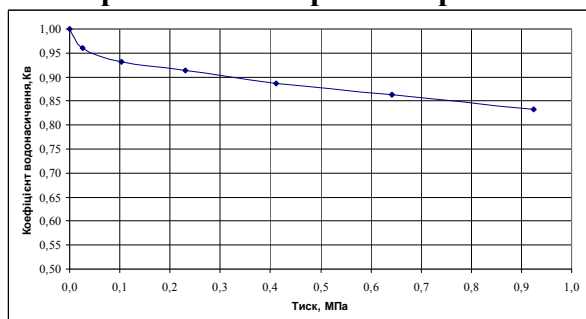
Зр. 139 БЧ. Сірий алевроліт



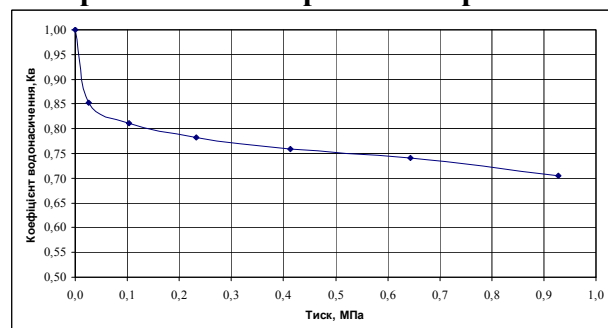
Зр. 139-1 БЧ. Сірий алевроліт



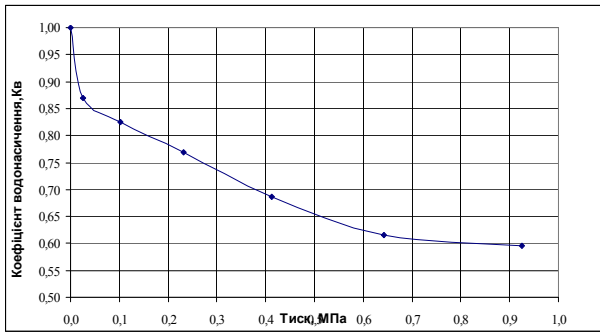
Зр. 140 БЧ. Алевроліти та аргіліти



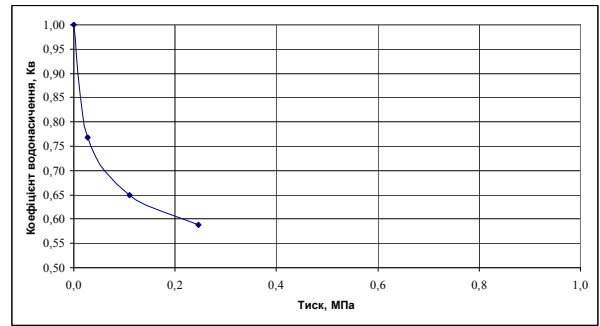
Зр. 1 БЧ. Пісковик тонкозернистий, сірий



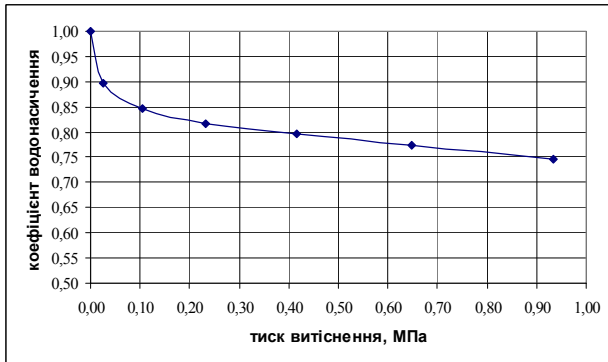
**Зр. 2 БЧ. Вапняк тонкозернистий,
криноїдний**



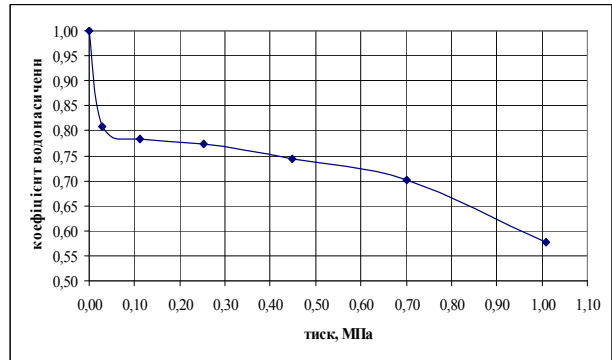
Зр. 3 БЧ. Вапняк тонкозернистий, криноїдний



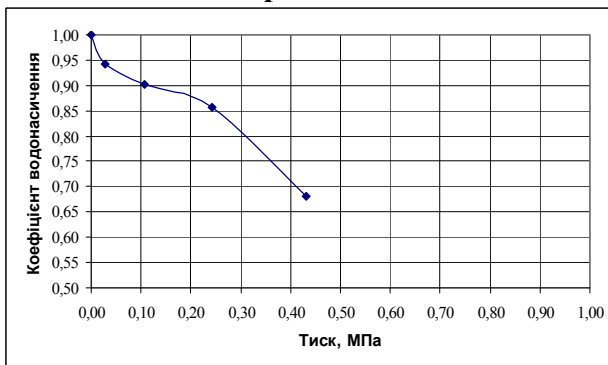
Зр. 4 БЧ. Перешарування пісковику з аргілітом



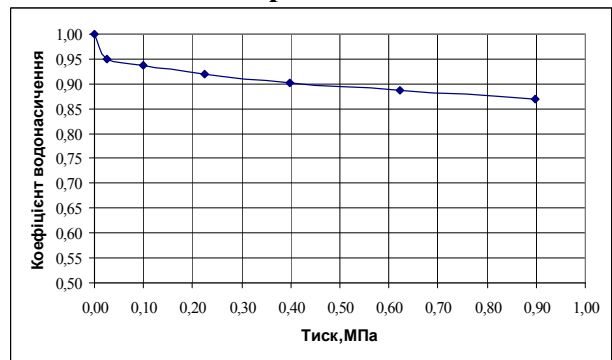
Аннівська площа, зр. 6 АН, аргіліт



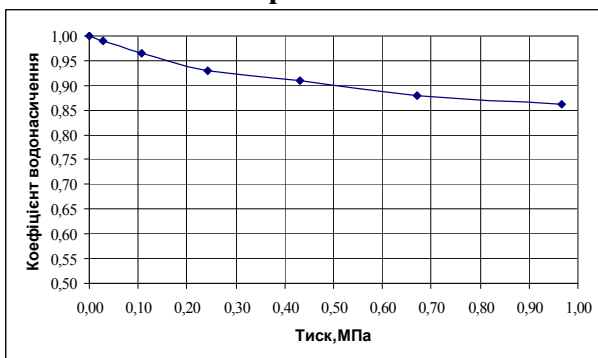
Гашинівська площа, зр. 7-1-ГА, аргіліт



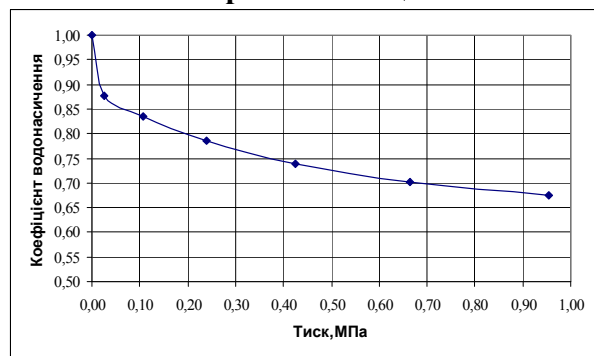
Куличихінська площа, зр. 27 КУ, аргіліт



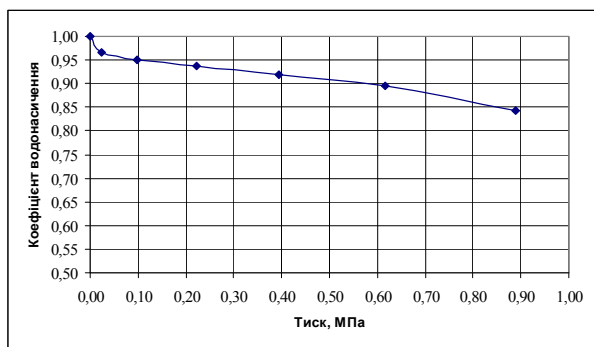
Юліївська площа, зр. 37 ЮЛ, чорний сланець



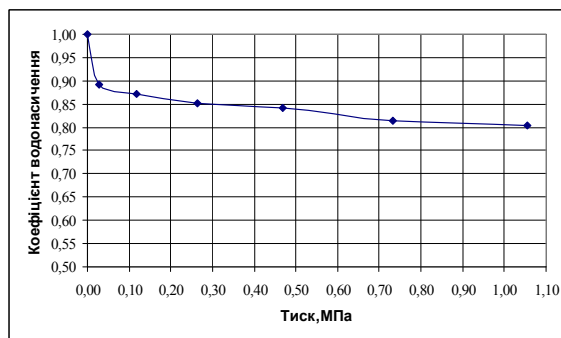
Західношебелинська площа, зр. 18 ЗШ, пісковик



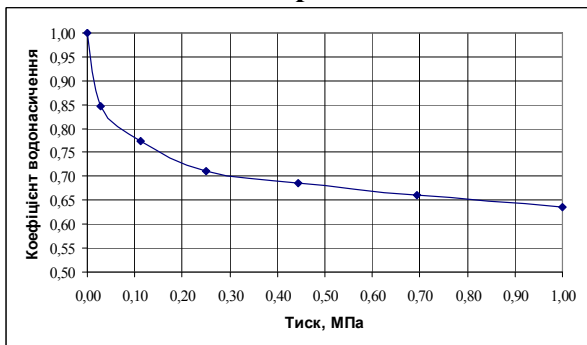
Західношебелинська площа, зр. 19 ЗШ, алевроліт



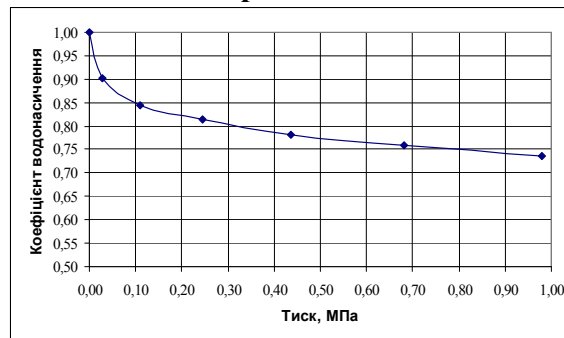
**Західношебелинська площа, зр. 20 ЗШ,
алевроліт**



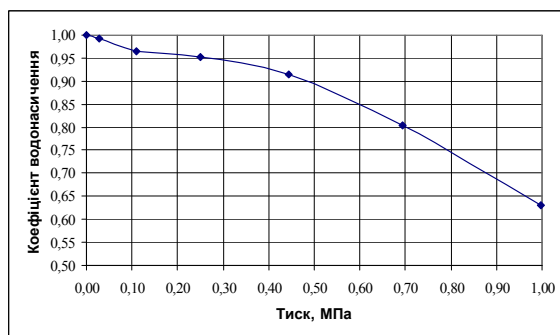
**Західношебелинська площа, зр. 21 ЗШ,
аргіліт**



**Південноколомацька площа, зр. 32 ПК,
аргіліт**



**Південноколомацька площа, зр. 32-1 ПК,
аргіліт**



**Південноколомацька площа, зр. 35 ПК,
аргіліт**

Рис. 186. Криві капілярного тиску

3. ПЕРСПЕКТИВНІ ФОРМАЦІЇ ПІВНІЧНО-ЗАХІДНОЇ ЧАСТИНИ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

Результати виконаних за останній час досліджень свідчать, що Україна володіє значними ресурсами нетрадиційних вуглеводнів (так званих сланцевого газу, газу ущільнених порід, сланцевої нафти), які можуть в разі перевищувати ресурси традиційного типу. Одним з найбільш перспективних у цьому відношенні районів є північно-західна частина ДДЗ. Вона характеризується високим ступенем освоєння традиційних ресурсів вуглеводнів, тут відкрито понад 35 родовищ нафти і газу. Однак в останні 20 років видобуток вуглеводнів з цих родовищ скорочується, а родовища, що відкриваються, як правило, невеликі за запасами і вже не можуть забезпечити ресурсну базу для їхнього нарощування.

Водночас аналіз геолого-геофізичних матеріалів показує, що у відкладах девонського, турнейсько-нижньовізейського і візейського комплексів широко розповсюджені щільні породи-колектори та сланцеві породи, які можуть вміщувати вуглеводні нетрадиційного типу. Яскравим прикладом цього можуть служити Рудівське та Свиридівське газоконденсатні родовища, у межах яких щільні породи турнейського комплексу вміщують понад 12 млрд м³ позабалансових запасів газу.

В Україні за попередніми дослідженнями прогнозуються значні за величиною ресурси неконвекційних вуглеводнів, у тому числі в межах північно-західної частини ДДЗ, де передбачаються скупчення вуглеводнів нетрадиційного типу в сланцевих породах і щільних колекторах девону і карбону.

Геологічній будові та нафтогазоносності ДДЗ, у тому числі її північно-західної частини, присвячена велика кількість наукових публікацій [11, 16–19, 49–52, 63, 81, 92, 108 і багато інших] та звітів [119–121, 124–126, 145, 147, 151, 152, 164, 165, 167, 171, 173–177, 180, 184, 186 і багато інших], які і лягли в основу цієї праці.

У ДДЗ відкрито 208 родовищ нафти і газу: з них дев'ять належать до класу великих за запасами (понад 30 млн т умовного палива) і 26 – середніх (10–30 млн т у.п.), загалом на всіх родовищах налічується більше 700 покладів [6]. Промислова нафтогазоносність у межах північно-західної частини ДДЗ установа в широкому стратиграфічному інтервалі – від юрських до докембрійських утворень, а за глибиною – від 1000 м до 5600 м. Тут виділяються шість продуктивних комплексів: нижньопермсько-верхньокам'яновугільний, серпуховський, верхньовізейський, турнейсько-нижньовізейський та девонський. На сьогодні в межах території дослідження відкрито 11 значних за запасами (більше 10 млн т у.п.) родовищ, у тому числі 5 великих (більше 30 млн т у.п.) (табл. 105).

Майже всі родовища північного заходу ДДЗ (Чернігівський нафтогазопромисловий район) пов'язані зі склепінними пастками. Фонд підготовлених до буріння антиклінальних структур, які розміщуються на цій території, на сьогодні

дуже обмежений. У зв'язку з цим гостро постають питання визначення подальших напрямів нафтогазопошукових робіт у районі, зокрема пошуки нетрадиційних джерел вуглеводнів.

Таблиця 105. Значні за запасами родовища вуглеводнів північно-західної частини Дніпровсько-Донецької западини

№	Родовище	Запаси, млн т у.п. (геологічні/видобувні)
1	Глинсько-Розбишівське НГК	146,5/112,5
2	Гнідинцівське НГК	73,0/49,1
3	Леляківське НГК	89,6/58,1
4	Рудівсько-Червонозаводське НГК	45,7/42,1
5	Яблунівське НГК	160,9/132,1
6	Андріяшівське НГК	25,7/22,2
7	Артюхівське НГК	19,0/12,7
8	Коржівське НГК	21,2/13,5
9	Південнопанасівське НГК	13,9/9,9
10	Перекопівське НГК	13,2/7,7
11	Свирідівське ГК	12,1/10,8

В останні роки світові технологічні досягнення, зокрема горизонтальне буріння, гідророзрив пластів, дали новий імпульс нарощуванню видобутку вуглеводнів з нетрадиційних колекторів, тобто таких, які містять сланцевий газ, газ із щільних колекторів, сланцеву нафту [59, 60, 73, 99]. Прогнозування, виявлення та дослідження колекторів нетрадиційних типів – чорносланцевих порід, ущільнених пісковиків тощо розглядаються як новий перспективний напрям подальших досліджень у ДДЗ. Регіональний прогноз зон поширення таких колекторів, видобуток вуглеводнів з яких обумовлюється сучасними технологічними досягненнями, раніше не проводився. За деяким винятком не аналізувався навіть стратиграфічний розріз північного заходу ДДЗ на наявність у ньому сприятливих інтервалів для локалізації нетрадиційних колекторів. З цього випливає необхідність перегляду й узагальнення як наявних геолого-геофізичних матеріалів, включаючи як літологію і стратиграфію відкладів, так і вивчення умов їхнього формування.

Таким чином, одним з важливих завдань прогнозних робіт є вивчення основних закономірностей поширення в північно-західній частині ДДЗ територій (зон) та інтервалів розрізу сприятливих для локалізації нетрадиційних колекторів вуглеводнів. Зокрема, високими перспективами для пошуків газу сланцевого типу характеризуються глинисто-карбонатні відклади *турнейсько-нижньовізейського комплексу*, освоєння ресурсів газу сланцевих порід і щільних колекторів якого може забезпечити підтримку існуючого рівня видобутку вуглеводнів у межах північно-західної частини ДДЗ, а в перспективі і його нарощування. Тут поклади містять:

- нижньовізейські відклади (C_1v_1) містять один великий (> 30 млн т у.п.) поклад на Яблунівському родовищі, два малих (1–10 млн т у.п.) поклади на Андріяшівському і Перекопівському родовищах та дев'ять дрібних за розміром (<1 млн т у.п.) покладів на Артюхівському, Богданівському, Василівському, Леля-

ківському, Рудівсько-Червонозаводському, Свиридівському, Скороходівському, Талалаївському та Ярмолинцівському родовищах;

- у турнейських (C_{1t}) відкладах містяться 30 покладів, з них 4 малі за розміром на Артюхівському, Коржівському, Липоводолинському, Талалаївському родовищах і 21 дрібних у теригенних відкладах на Анастасівському, Білоусівському, Богданівському, Гайовому, Гнідинцівському, Леляківському, Матлахівському, Миколаївському, Монастирищенському, Озерянському, Перекопівському, Південнопанасівському, Світличному, Скороходівському, Софіївському, Східнорогинцівському, Тростянецькому, Шатравинському, Яблунівському, Ярмолинцівському, Ярошівському родовищах; у карбонатних відкладах знаходяться поклади на Кампанському, Селюхівському, Беличівському, Прирічному, Хортицькому родовищах (запаси трьох останніх ще не обліковуються в балансі запасів).

Одним із важливих комплексів для вирішення означених питань є *візейський комплекс*, з яким пов'язана значна кількість уже відкритих родовищ вуглеводнів на північному заході ДДЗ. Основні продуктивні горизонти (В-25 – В-14) північно-західної частини ДДЗ розміщуються саме у візейських відкладах. Саме з цим стратиграфічним інтервалом пов'язуються подальші перспективи нарощування запасів вуглеводнів у цій частині западини. За оцінками [12] саме у візейських відкладах північного заходу ДДЗ розміщується лівова частка (75 %) залишкових ресурсів (рис. 187). Нерозвідані ресурси вуглеводнів ярусу перевищують 50 % від сумарних, досягаючи 1 млрд т у.п.

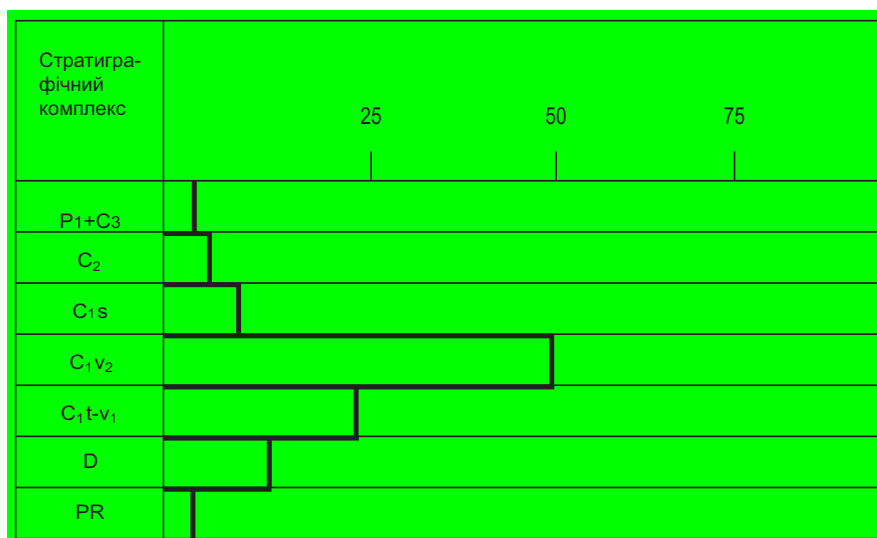


Рис. 187. Розподіл залишкових ресурсів і запасів вуглеводнів за стратиграфічними комплексами на 01.01.2000 (%)

У північно-західній частині ДДЗ розміщено чотири нафтогазоносні райони (НГР): південно-східна частина Монастирищенсько-Софіївського нафтоносного та північно-західні частини нафтогазоносних Талалаївсько-Рибальського, Глинсько-Солохівського та Антонівсько-Білоцерківського районів. Вони відрізняються особливостями геологічної будови, розвитком різних типів локальних структур, просторовим розміщенням покладів і родовищ вуглеводнів, їхнім фазовим станом, продуктивністю нафтогазоносних комплексів [3, 4, 31, 94, 145].

Одним з актуальних питань сьогодні є оцінка нафтогазоносних регіонів України на поклади так званої сланцевої нафти, родовища якої вже розробля-

ються в США. Одним із перспективних районів щодо покладів нафти нетрадиційного типу можуть бути палеозойські сланці північно-західної частини ДДЗ.

У північно-західній частині ДДЗ нафтогазоперспективні чорносланцеві товщі зустрічаються на різних рівнях стратиграфічного розрізу. Вони представлені чорними сланцями, аргілітами, іноді доломітизованими, часто з прошарками пісковиків, шарами вапняків; тонким і грубим перешаруванням аргілітів, алевролітів і вапняків, пісковиків, часто з прошарками вуглистих аргілітів, кам'яного і бурого вугілля, з конкреціями і лінзами сидеритів міжсольової товщі девону (D_3fm), візейського (C_1v) і серпуховського (C_1s) ярусів. Товщина цих горизонтів змінюється від 10–15 до 60–90 м. Для них характерним є підвищений вміст органічної речовини (ТОС 1,41–5,88 %), $C_{орг.}$ (1,35–16,63 %), достатньо високий ступінь термічної переробки ($R_o = 1,15–1,98$), низька пористість (2,2–6,9 %). В окремих шліфах кількість ОР сягає 30–40 % (рис. 188).

Критерії виділення перспективних на сланцеву нафту комплексів близькі до таких, які визначають перспективність потенційно газоносних сланцевих відкладів: літологічний склад (переважання чорносланцевих товщ), значна товщина (не менше 15–30 м), значне площове поширення (сотні км²), порівняно невеликі глибини залягання (не більше 2–4 км), підвищений вміст органічної речовини (не менше 1 %) і $C_{орг.}$ (більше 1 %), достатньо високий ступінь термічної переробки (R_o не менше 0,8–1,0), низька пористість (2–7 %), наявність прямих ознак нафтоносності тощо.



Рис. 188. Збагачений органічною речовиною чорний сланець (св. Ніжинська-338, обр. 61 НЖ, інт. 3075–3084 м, візейський ярус, збільшення 10)

У північно-західній частині ДДЗ відомі окремі нафтові (Щурівське) і нафтогазоконденсатні (Артюхівське) родовища; часто у свердловинах, які не дали промислових припливів, фіксуються нафтопрояви, непромислові припливи нафти, плівки і примазки нафти (св. Кінашівська-1, 3, 5; Ядугівська-1 та ін.). Прямими ознаками нафтоносності, які встановлюються під час випробування свердловин, є (у дужках – інтервали глибин, м):

- запах вуглеводнів у породах: Щурівська-10 (3058–3096, 3260–3268, 3273–3276); Артюхівська-13 (4175–4189, 4229–4239, 4247–4252, 4254–4263, 4268–4288, 4293–4300); Рудівська-5 (5171–5186, 5171–5186, 5191–5231); Південноафанасіївська-11 (3122–3141);

- наявність нафтонасичених пісковиків: Щурівська-10 (3225–3232); Південно-афанасіївська-5 (3138–3182);
- включення чорного бітуму: Кінашівська-6 (2073–2099, 2112–2128);
- випоти чорної окисненої нафти: Олешнянська-2 (2352–2362);
- підвищене газонасичення проб пластової води і фільтрату: Щурівська-10 (3556–3569);
- аномалії газопоказників: Ведильцівська-5 (3670–3680), Ведильцівська-1 (2033–2040, 2114–2118);
- свічення під люмінесцентною лампою: Борківська-15 (3379–3384,8, 4220,3–4256,2);
- підвищений вміст піриту: Ніжинська-338 (4686–4701); Пакульська (1291,6–1296,9); Хорольська-398 (2550–2591); Південноафанасіївська-10 (2782–2845); Кінашівська-6 (1979–2000);
- наявність вуглефікованих залишків рослин (повсюдно);
- підвищений вміст важких гомологів метану в газах західної частини ДДЗ порівняно з її східною частиною, що свідчить про близькість контакту вуглеводневих газів з нафтовими покладами.

На думку Р. М. Новосилецького [77], зональність розподілу нафтових, нафтогазових, газових і газоконденсатних родовищ ДДЗ прямо пов'язана зі ступенем перетворення порід, шарів вугілля і органічної речовини. Так, у північно-західній частині ДДЗ, де є вугілля найнижчого ступеня літифікації (буре вугілля), різко переважають нафтові родовища (97,66 % початкових видобувних запасів вуглеводнів цієї частини западини), у зоні розвитку довгополуменевого вугілля – газові й газоконденсатні (91,50 %), у зоні розвитку газового вугілля зустрічаються лише окремі невеликі поклади газу і газоконденсату, а в зонах розвитку вугілля більш високих ступенів перетворення поклади вуглеводнів відсутні (рис. 189).

3.1. Особливості геологічної будови північно-західної частини Дніпровсько-Донецької западини

У північно-західній частині ДДЗ, як і загалом у Східному регіоні, основні перспективи газоносності пов'язуються з палеозойськими відкладами. На склад, товщину і латеральне поширення відкладів палеозою впливали блокові рухи порід фундаменту, а починаючи з кінця девонського періоду – процеси галокінезу. Докембрійський фундамент у північно-західній частині ДДЗ занурений на різні глибини. Найменші значення глибини фундаменту (2–3 км) спостерігаються в крайній північно-західній частині западини, на південний схід фундамент занурюється на глибини до 8,5 км (Срібнянська депресія). У структурі північно-західної частини, як і ДДЗ загалом, прийнято виділяти приосьову, південну і північну прибортові зони; північний і південний борти. Структура осадового комплексу ускладнена виступами фундаменту (Брусилівсько-

Кошелівський, Чемерський, Лосинівський, Монастирищенсько-Августовський, Дорогинський, Леляківський, Макіївсько-Гнідинцівський, Талалаївський, Великобубнівський, Гайворонський), солянокупольними структурами (Парафіївська, Іваницька, Буромська, Івангородська, Омбишівська, Дмитрівська, Кропивнянська, Ніжинська, Рябушинська та ін.) і рядом міжкупольних депресій (мульд) (Ніжинська, Гужівська, Дмитрівська та ін.).

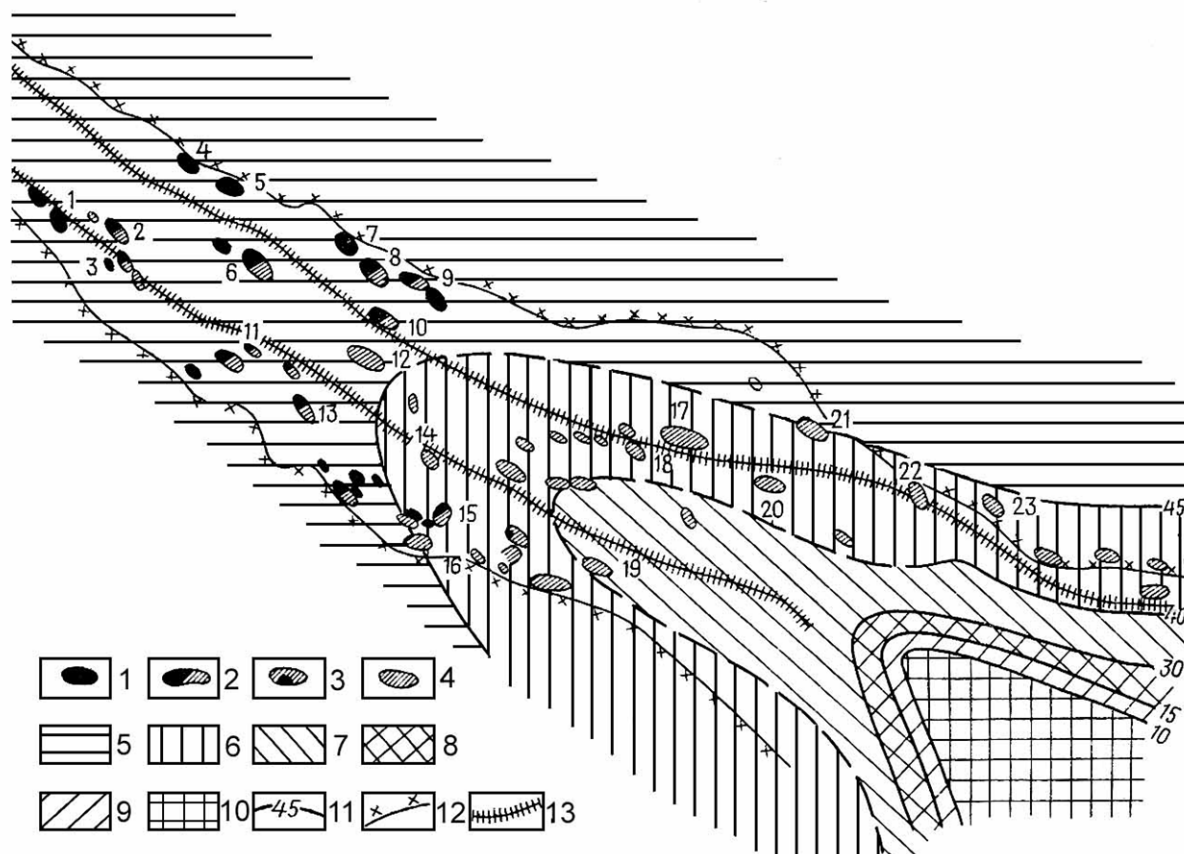


Рис. 189. Зональний розподіл типів вугілля і родовищ вуглеводнів в Дніпровсько-Донецькій западині й Донбасі [77]

1–4 – родовища нафтові (1), нафтогазові (2), газоконденсатні з нафтою (3), газові й газоконденсатні (4); 5–10 – вугілля буре (5), довгополуменеве (6), газове (7), спікливе (8), пісне (9), антрацити (10); 11 – вміст летких речовин вуглефікації; 12 – межі ДДЗ; 13 – осьова зона ДДЗ.

Родовища: 1 – Прилуцьке, 2 – Леляківське, 3 – Гнединцівське, 4 – Великобубнівське, 5 – Роменське, 6 – Погарщинське, 7 – Новотроїцьке, 8 – Качанівське, 9 – Рибальське, 10 – Бельське, 11 – Радченківське, 12 – Солохівське, 13 – Сагайдацьке, 14 – Машівське, 15 – Новогригорівське, 16 – Михайлівське, 17 – Шебелинське, 18 – Єфремівське, 19 – Левенцівське, 20 – Співаківське, 21 – Північногубівське, 22 – Краснокопівське, 23 – Борівське

Детальний опис палеозойських відкладів подано в колективній монографії [27–30], формаційне розчленування цих відкладів запропоновано О. Ю. Лукіним [57]. Нижче наведена стисла характеристика палеозойських відкладів північно-західної частини ДДЗ. Традиційно для палеозою ДДЗ тут виділяються три головні структурно-стратиграфічні комплекси, сформовані на різних етапах розвитку території: середньодевонський платформний; верхньодевонський – рифтовий, кам'яновугільно-нижньопермський – міogeосинклінальний.

Девонські відклади, як правило, не виходять за межі крайових розломів, розміщуючись у межах грабена. В їхньому складі часто виділяють підсольовий, нижній соленосний, міжсольовий, верхній соленосний і надсольовий комплекси. За палінологічними і палеонтологічними даними у складі комплексів виділяються аналоги регіональних горизонтів СЄП, а також численні місцеві стратиграфічні підрозділи, виділені В. А. Хоменком та іншими дослідниками [28, 30, 113].

Середньодевонський платформний структурно-стратиграфічний комплекс відповідає нижній частині *підсольового комплексу* і складений незначними за товщиною середньодевонськими (ейфельськими і живетськими) відкладами, які поширені локально і виповнюють нерівності фундаменту. Це чергування сірих і бурих кварцових аркозових різнозернистих пісковиків, зеленувато-сірих і бурих алевролітів, бурих і коричневих аргілітів. Вік порід установлений за спорово-пилковими комплексами, а також за фауною брахіопод, що знайдені в прошарках вапняків у північно-західній частині ДДЗ. Товщина середньодевонських відкладів, як правило, не перевищує 100 м.

Верхньодевонський рифтовий структурно-стратиграфічний комплекс представлений генетично і структурно зв'язаними вулканогенними, соленосними, глинистими, карбонатними формаціями. На відміну від фрагментарно поширених середньодевонських відкладів верхньодевонські поширені на всій території північного заходу ДДЗ (крім бортів), досягаючи товщини 6 км.

Підсольвий комплекс. Франський ярус. У розрізі підсольових відкладів виділяються схожі із середньодевонськими пісковики, аргіліти і алевроліти сірі, бурувато-сірі, зеленувато-сірі, які у верхній частині розрізу змінюються вапняками, доломітами, аргілітами. Вони незгідно залягають на більш давніх утвореннях, що подекуди підкреслюється наявністю базальних грубоуламкових пісковиків і конгломератів. Товщина відкладів, що корелюються за рештками фауни і результатами палінологічних досліджень з тиманським (кінівським) горизонтом СЄП, становить 20–64 м.

Аналоги саргаївського горизонту в нижній частині складені карбонатними породами – вапняками, доломітами, мергелями та мергелистими аргілітами, товщиною 15–77 м. Вони незгідно залягають на канівських відкладах. На деяких площах карбонатні породи повністю заміщуються по простяганню вулканогенними конгломератами і туфопісковиками.

Аналоги семилуцького горизонту так само незгідно залягають на саргаївських відкладах. Це сірі, темно-сірі й коричневі аргіліти з прошарками вулканогенно-осадових порід. У центральній частині западини нормально-осадові породи частково або повністю заміщуються вулканогенними утвореннями. В її північно-західній частині семилуцькі відклади складені темно-сірими бітумінозними вапняками, доломітами з прошарками аргілітів, що несуть ознаки доманікоїдної седиментації. Товщина цих відкладів 50–210 м [113].

Речицький (алатирський) горизонт незгідно залягає на семилуцько-саргаївських відкладах, або безпосередньо на кристалічному фундаменті. Переважають строкатоколірні аргіліти, алевроліти, пісковики, гравеліти, конгломерати із суттєвим вмістом туфогенного матеріалу і з рідкісними карбонатними прошарками. Товщина цих відкладів 25–500 м.

Воронезький горизонт незгідно залягає на алатирських і семилуцьких відкладах, подекуди на кристалічному фундаменті. Складений сірими і зеленувато-сірими аргілітами, глинистими вапняками, мергелями з прошарками алевролітів і пісковиків. Окремі свердловини розкрили розрізи горизонту, що вміщують кам'яну сіль, ангідрити, ефузиви і пірокластичні породи. У різних частинах западини розкриті різко відмінні розрізи аналогів воронезького горизонту. Максимальна товщина горизонту сягає 760 м.

Нижній соленосний комплекс. Євланівський і лівенський горизонти трансресивно залягають на воронезькому. Нижня їхня частина складена перешаруванням кам'яної солі, вапняків, мергелів, ангідритів, пісковиків, алевролітів і туфітів, верхня повністю складена соленосними відкладами. Серед соленосних відкладів часті ефузиви – базальти і андезибазальти, кількість яких збільшується в північно-західному напрямку. Загальна товщина горизонтів сягає 2500–3000 м.

Міжсольовий комплекс. Фаменський ярус. Задонський і єлецький горизонти незгідно залягають на євланівсько-лівенських відкладах. Вони складені сіроколірними породами – аргілітами, алевролітами, пісковиками з підпорядкованими лінзами вапняків, ефузивів і пірокластичних утворень. У центральних частинах западини переважають аргіліти й алевроліти, у прибортових – пісковики. Максимальна товщина горизонтів у центральних районах сягає 3600 м, на північному заході знижується до 1100 м. З міжсольовим комплексом асоціюють нижньофаменські доманікоїдні відклади, що локалізуються в системі прибортових палеодепресій ДДЗ. У центральних частинах палеодепресій вони представлені темноколірними карбонатно-глинистими відкладами, а в межах палеопідняття заміщуються рифогенно-карбонатними. Товщина глинисто-карбонатних порід цього віку (нижня частина міжсольового комплексу) досягає 800–1200 м.

Верхній соленосний комплекс. Комплекс представлений лебедянським і данковським горизонтами, які незгідно залягають на єлецькому. Комплекс складений кам'яною сіллю, сульфатно-глинистими породами, аргілітами, мергелями, хемогенними вапняками. Його товщина змінюється від 40 до 730 м.

Надсоленосний комплекс відповідає верхній частині данково-лебедянської товщі. Він складений у нижній частині сіроколірними пісковиками, алевролітами, аргілітами максимальною товщиною до 740 м. На північному заході ДДЗ до складу верхньої частини данково-лебедянських відкладів входять вулканогенні утворення, що розкриті на Чернігівській, Відельцівській, Олишівській, Вертіївській та інших площах цієї частини западини, а також в її північній прибортовій зоні (Ярошівська, Талалаївська, Тимофіївська площі). Це відклади значної товщини, у нижній частині переважають ефузиви основного і середнього складу – базальти, андезибазальти, у верхній кислого – ріоліти, фельзити. Товщина ефузивної товщі може досягати 2000 м.

Перехідні девонсько-кам'яновугільні відклади на північному заході ДДЗ і в її північній прибортовій зоні випадають з розрізу. На цей період припадають інтенсивні процеси вивітрювання порід кристалічного фундаменту і девону, формуються кори вивітрювання. Найінтенсивніші процеси вивітрювання припадають на турнейсько-ранньовізейський відрізок часу, коли в різних частинах

платформи (Польща, Воронежський масив, Тиман, Тихвін, Північне Прионежжя) сформувалися кори вивітрювання значної товщини.

У межах північно-західної частини ДДЗ (св. Гужівська-305, Ніжинська-338, Петрівська-1) розкриті теригенні розрізи *верхів девону* (аналоги озерсько-хованських відкладів ССП) аномальної товщини [38, 39]. Остання, наприклад у св. Гужівська-305, перевищує 2000 м. Товща складена субконтинентальними утвореннями – перешаруванням пісковиків, аргілітів і алевролітів з домішкою туфогенного матеріалу, ділянками, збагаченими рештками рослин з прошарками вугілля. Пісковики – білі каолінізовані; алевроліти та аргіліти сірі, зелені й червоноколірні. Піщанистість розрізу досягає 60–70 %. Розкрита товща зіставляється з лиманськими і руденківськими шарами південної прибортової зони.

Незважаючи на тривалі пошукові роботи, які проводилися в межах північно-західної частини ДДЗ, у девонських відкладах відкриті лише невеликі скопчення важкої нафти – Бахмацьке, Холмське, Тванське. Промислова нафтоносність установлена на Ядугівській (Північна прибортова зона), газоносність – на Петровській площі (Південна прибортова зона). На деяких структурах, серед яких Грибоворуднянська, Борковська, Івашкинська, Седнівська, фіксувались прояви вуглеводнів. Водночас територія має значні перспективи для виявлення вуглеводнів у нетрадиційних колекторах – глинистих породах, збагачених ОР. В її межах виділяються три формації, які на окремих ділянках складені породами з підвищеним вмістом ОР (рис. 190):

- 1) Глинисто-карбонатна підсольова формація, що корелюється із семилуцьким горизонтом франського ярусу ССП. Складена вапняками темно-сірими з прошарками і лінзами аргілітів у нижній частині. По простяганню заміщуються строкатоколірними та туфогенними породами. Товщина формації до 60 м.
- 2) Глиниста і теригенно-глиниста міжсольова формація, яка корелюється із задонським і елецьким горизонтами нижньої частини франського ярусу ССП. Формація складена теригенно-карбонатними і теригенно-флішоїдними утвореннями. Серед останніх часто зустрічаються аргіліти темно-сірі з прошарками алевролітів і вапняків з морською фауною.
- 3) Озерсько-хованська теригенно-глиниста формація, яка утворилась у субконтинентальних умовах і збагачена розсіяною ОР рослинного походження.

Кам'яновугільно-нижньопермський міogeосинклінальний комплекс відділяється від верхньодевонського рифтового структурною незгідністю. Він характеризується наявністю генетично і структурно пов'язаних морських, паралічних, ритмічних товщ, складених пісковиками, алевролітами, аргілітами, вапняками, солями і вугіллям. Товщі регіонально витримані й характеризуються відсутністю вулканогенних порід.

Кам'яновугільні відклади північно-західної й центральної частин ДДЗ формувались у межах трьох структурно-фаціальних зон (з північного заходу на південний схід): Чернігівсько-Ічнянської, Дмитрівсько-Валківської, Срібнянсько-Лохвицької.

Турнейсько-нижньовізейські відклади часто відносять до перехідних рифтово-синеклізних утворень. У межах Чернігівсько-Ічнянської зони вони складені континентальними строкатоколірними залізисто-ааліто-сухарноглинистими

утвореннями континентального генезису. Їхня товщина тут становить 800 м. Далі на південний схід вони поступово заміщуються сіроколірними карбонатно-теригенними і карбонатними породами переважно морського генезису, що досягають товщини 1000 м.

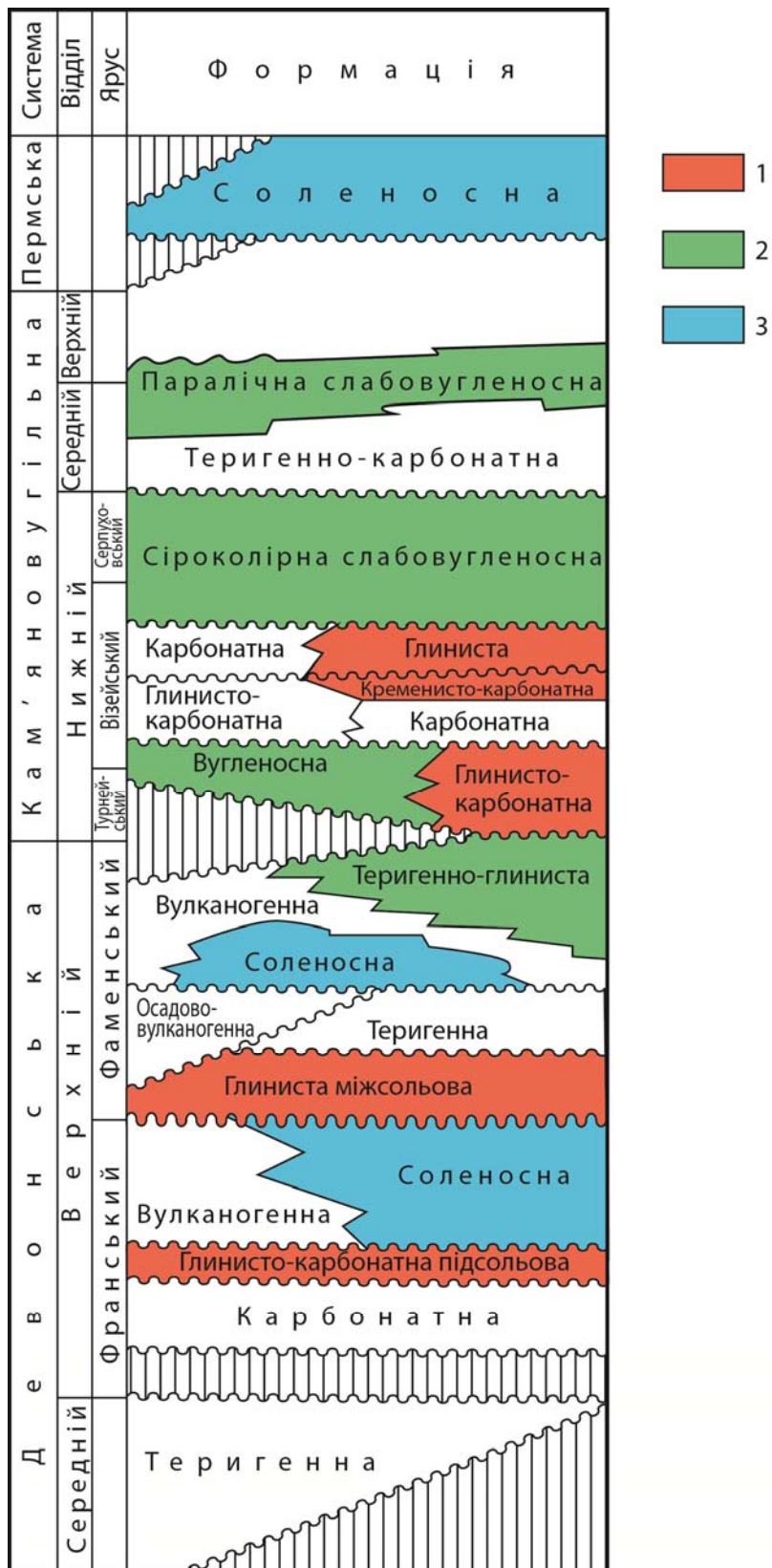


Рис. 190. Формації палеозою північно-західної частини Дніпровсько-Донецької западини

Континентальні турнейсько-нижньовізейські утворення поширені на північному заході ДДЗ і в прибортових частинах. З урахуванням значної вугленосності А. О. Біликом та ін. [8] виділені "турнейська вугленосна" і "візейська вугленосна" товщі. Визначення віку континентальних відкладів цього району базується на вивченні спорово-пилкових комплексів [28–30].

Візейські континентальні утворення об'єднуються в артюхівську світу, що відповідає XIV МФГ (мікрофауністичні горизонти) [97, 103]. У центральних частинах ДДЗ нижня підсвіта артюхівської світи заміщується переважно морськими депресійними фаціями – темно-сірими аргілітами і пелітоморфними вапняками пісківської світи з морською фауною. Верхньоартюхівська підсвіта складена аргілітами гідрослюдистими з прошарками біокластичних вапняків, доломітів, пісковиків, які далі на схід заміщуються морськими переважно карбонатними відкладами, що для цієї території відомі як "візейська карбонатна плита", або яблунівська світа. За біостратиграфічними даними більша частина яблунівської світи має ранньовізейський вік. Карбонати цієї світи поширені в найзаглибленіших частинах північного заходу ДДЗ (Срібненсько-Лохвицька структурно-фаціальна зона).

Загальна товщина нижньовізейських континентальних і морських відкладів північного заходу ДДЗ може досягати 300 м.

Верхньовізейські відклади. Крім яблунівської світи, на північному заході ДДЗ карбонатні породи утворюють більш молоду товщу мошківської світи. Самостійність цієї світи визнають не всі фахівці, але, на думку більшості геологів, мошківська (молода карбонатна "плита" верхів XIII-XIIa МФГ) і яблунівська світи (нижня "плита", нижня частина XIII МФГ) є різновіковими, тобто діахронними. У північних і південних прибортових частинах ДДЗ карбонатні відклади мошківської світи заміщуються аргілітами незначної товщини. Те ж саме відбувається в приосьовій зоні ДДЗ, де синхронні мошківській світи утворення складені переважно аргілітами, алевролітами, пісковиками з прошарками біоморфних вапняків, що виділяються як солохівська світа (XIIa МФГ).

Яблунівська і мошківська світи розділені рудівськими шарами, складеними кременисто-карбонатними та кременисто-глинистими породами спірного генезису та віку. Вони, як правило, розглядаються як базальні верстви солохівської світи (XIIa МФГ), збагачені ОР сапропелевого походження і описані як доманікоїди. Ці утворення вважаються нафтоматеринськими. Їхня товщина 35–65 м. По простяганню ці шари виклинюються або заміщуються континентальними утвореннями. О. Ю. Лукін виділяє їх як тульську кременисто-карбонатну формацію. В. В. Огар [78], розглядаючи походження зазначених порід, дійшов висновку щодо їхнього можливого генетичного зв'язку з ранньотульським бокситоутворенням у центральних частинах платформи, виділивши морські аналоги континентальної вугленосно-боксито-залізистої формації в кременисто-карбонатну субформацію.

Рудівські шари, на думку більшості дослідників, розміщуються в покрівлі XIII або в основі XIIa МФГ (солохівська та мошківська світи). На відміну від карбонатної мошківської солохівська світа складена чергуванням аргілітів тем-

но-сірих і чорних, алевролітів темно-сірих, рідше пісковиків сірих і темно-сірих з явним переважанням чорних аргілітів, збагачених ОР. Товщина цієї суттєво глинистої товщі досягає 700 м. На північному заході ДДЗ вона поширена в Срібнянській западині, розкривається на значних глибинах і не встановлена західніше Ічнянських куполів. Незгідно, місцями з ознаками перерви, слідами вивітрювання і палеокарсту на ній залягає більш поширена сіроколірна верхньовізейська товща, яка за літологічними ознаками розчленовується на андріяшівську, перекопівську і васильківську світи, що приблизно відповідають обсягам XII, XI і X МФГ. При цьому незгідність між XII і XIIа МФГ трактується як регіональна "передалексинська". На більшій частині території западини товща складена в нижній частині циклічним перешаруванням аргілітів, алевролітів і пісковиків з тонкими прошарками вапняків. У верхній частині зростає роль вуглистих аргілітів і пропластків вугілля. У центральних частинах западини сіроколірна товща має товщину, що може перевищувати 600 м, у північно-західній частині (Чернігівсько-Брагинський виступ) вона скорочується до 100–150 м.

Верхньовізейська сіроколірна товща без перерви нарощується *нижньосерпуховською* луценківською світою (IX МФГ). Ця світа має обмежене латеральне поширення, не виходячи за межі Срібнянської депресії. Вона складена морськими і континентальними аргілітами, алевролітами, пісковиками з лінзами кам'яного вугілля. Товщина світи коливається від 55 м до 280 м у центральних частинах западини.

Літологія верхньовізейсько-нижньосерпуховської товщі свідчить про те, що вона сформувалася протягом одного трансгресивно-регресивного циклу, що відповідає ефремівському регіоярусу Доно-Дніпровського прогину.

На відміну від нижньосерпуховських, що накопичувалися в умовах опріснених лагун, *верхньосерпуховські* – типово морські відклади. В їхньому складі переважають пісковики, алевроліти та аргіліти, що чергуються, трапляються рідкісні прошарки вапняків. На північному заході западини переважають глини з підпорядкованими верствами пісковиків. У південно-західному напрямку вміст пісковиків збільшується. Ці товщі виділяються як абазівська світа (V–VIII МФГ), відділена незгідностями від підстеляючих і перекриваючих товщ. Її товщина змінюється від 30–50 м на північному заході до 600 м у приосьовій частині ДДЗ.

Башкирські відклади мають значне поширення на території западини в усіх структурно-фаціальних зонах. Вони трансгресивно залягають на різних горизонтах серпуховського і візейського ярусів, а на північному заході – і на докембрії. В їхній нижній частині переважають нормально-морські карбонатні породи з прошарками аргілітів і алевролітів. Верхньобашкирські відклади складені циклічною товщею, що характеризується перешаруванням аргілітів, пісковиків, вапняків і вуглистих порід. Роль уламкових порід зростає в північно-західному напрямку. Товщина башкирських відкладів змінюється від 500 м на північному заході до 2500 м у приосьовій частині западини.

Ареал поширення *московських відкладів* набагато менший порівняно з башкирськими. Більша їхня частина утворилася в субконтинентальних умовах. Вони представлені ритмічним перешаруванням аргілітів, алевролітів і пісковиків з

прошарками вугілля і вуглистих порід. Піщанистість характерна для нижньої частини розрізу. У північно-західній частині западини серед московських відкладів зростає роль строкатоколірних порід. Товщина відкладів московського ярусу змінюється від 140 до 545 м, перевищуючи в приосьовій частині 1000 м.

Майже на всій території ДДЗ *верхній карбон* складений циклічною товщею піщано-глинистих сіро- і строкатоколірних порід переважно континентального генезису. У центральних районах западини серед них трапляються прошарки вапняків і доломітів. Формування верхньокам'яновугільних відкладів відбувалося на фоні прогресуючої аридизації клімату. Товщина верхнього карбону зрідка перевищує 400 м, проте в центральних частинах ДДЗ може досягати 1000 м.

Пермські відклади в північно-західній частині ДДЗ поширені аж до кордону з Білоруссю, займаючи приосьову частину западини. Вони представлені соленосними і червоноколірними відкладами, що утворилися в умовах аридного клімату. У Срібнянській депресії їхня товщина перевищує 900 м.

Майже всі родовища вуглеводнів, виявлені в північно-західній частині ДДЗ, зосереджені в кам'яновугільних відкладах. Цей регіон має також значні перспективи для виявлення ВВ у нетрадиційних колекторах. У карбоні північно-західної частини ДДЗ виділяються декілька структурно-стратиграфічних рівнів, збагачених ОР, що накопичилася як у морських, так і в континентальних умовах. До них належать такі формації:

- **вугленосна** турнейсько-нижньовізейська складена аргілітами і алевролітами, що чергуються з підпорядкованими прошарками пісковиків і пропластками кам'яного вугілля; товщина відкладів у середньому близько 100 м, місцями 300–350 м; по простяганню заміщується глинисто-карбонатними морськими утвореннями;
- **кременисто-карбонатна** в об'ємі рудівських шарів ДДЗ, яка є стратиграфічним аналогом стильської світи Донбасу – чорні кременисті мергелі й спікулові силіцити, збагачені ОР сапропелевого складу; товщина відкладів 40–50 м;
- **глиниста** (солохівська світа, ХІа МФГ), одна з найперспективніших [48], поширена в приосьовій та південній прибортовій частинах ДДЗ (Срібнянська депресія) – чергування аргілітів і алевролітів темно-сірих і чорних, товщиною до 700 м; утворилася в умовах некомпенсованого прогинання (депресійні фації); у прибортових зонах заміщуються карбонатами мілководного шельфу (мошківська світа);
- **сіркоколірна слабовугленосна** верхнього візе – нижнього серпухова (андріяшівська, перекопівська, васильківська та луценківська світи) із значним вмістом аргілітів, вуглистими прошарками і розсіяною ОР; сумарна товщина світ досягає 600 м;
- **паралічна слабовугленосна** верхньобашкирсько-московська із значним вмістом аргілітів і розсіяної ОР рослинного походження; товщина відкладів від 600 м до 1500 м.

Особливе значення для перспектив промислової нафтогазоносності має візейський стратиграфічний комплекс.

3.2. Візейський нафтогазоносний комплекс

3.2.1. Особливості геологічної будови візейського комплексу

Відкриття низки нафтогазових родовищ на початкових етапах масштабних нафтогазопошукових робіт у ДДЗ показало, що більша частина покладів нафти і газу міститься у відкладах карбону. Водночас автоматичне перенесення стратиграфічної схеми карбону Донбасу на ДДЗ виявилось неефективним. Тому Н. Є. Бражніковою та іншими дослідниками [71] для ДДЗ була розроблена схема розчленування карбону за форамініферами на МФГ, яка використовується до цього часу. Дещо пізніше запропоновано світний поділ кам'яновугільних відкладів ДДЗ [97]. Широкомасштабні пошукові роботи, які супроводжувалися комплексними дослідженнями (гравімагнітні, сейсмічні, промислово-геофізичні, літо- і біостратиграфічні методи), дозволили розробити детальну стратиграфічну схему продуктивної товщі, у тому числі візейських відкладів. Запропоновано індексацію продуктивних горизонтів, глинистих покришок, маркуючих вапняків і глинистих пачок [183]. Значний внесок у розвиток уявлень про склад і будову візейських відкладів зробили геологи різних наукових і виробничих підприємств та організацій Чернігова, Львова, Києва. Серед досліджень останніх десятиліть це роботи М. В. Вдовенка, В. І. Полетаєва, С. В. Онуфришина, Л. П. Кононенка, В. Т. Кривошеєва, В. А. Іванишина, Я. Г. Лазарука, В. В. Макогона, С. Г. Вакарчука та ін. В останнє десятиліття спеціалістами УКРНДІГАЗ (м. Харків) уточнено синоніміку регіонально-газоносних горизонтів ДДЗ [103].

Переломним моментом у вдосконаленні стратиграфічних схем карбону стало виділення Доно-Дніпровського прогину (ДДП) як субрегіону СЄП, що дозволило для цієї території, яка включає Донецький басейн і ДДЗ, розробити самостійну регіональну (субрегіональну) стратиграфічну схему. Вона ґрунтується на кореляції місцевих стратиграфічних підрозділів окремих структурно-фаціальних зон (районів) з використанням регіональних одиниць – надгоризонтів (горизонтів), що мають географічні назви. Ці одиниці у своїй більшості здавна виділялися в карбоні Донбасу в рангах світ, ярусів, зон, горизонтів. Як показано, зокрема В. І. Полетаєвим, вони мають комплексне літолого-палеонтологічне обґрунтування і загалом відповідають вимогам чинного Стратиграфічного кодексу України до регіоярусів (горизонтів).

Таким чином, для території ДДЗ історично склалася особлива стратиграфічна схема, що включає місцеві (літостратиграфічні) підрозділи (світи, інколи верстви), так звані продуктивні горизонти (ПГ); біостратиграфічні підрозділи, що фігурують під назвою мікрофауністичні горизонти і фактично є комплексними форамініферовими зонами.

У практиці геологічних досліджень карбону ДДЗ широко застосовуються також численні допоміжні сеймостратиграфічні (відбивні горизонти), промислово-геофізичні (радіоактивні репери, глинисті перемички) одиниці, що відображають літологічні особливості розрізу карбону ДДЗ. Використання більшості

з них не передбачено чинним Стратиграфічним кодексом. Діюча стратиграфічна схема візейських відкладів ДДП опублікована 1993 р. під назвою "Стратиграфическая схема нижнекаменноугольных отложений восточных областей Украины" [16, 17]. Зазначимо, що за майже 20-літній період, що спливав від затвердження зазначеної схеми до сьогодні, з'явилися нові дані щодо віку, обсягу та кореляції деяких стратиграфічних підрозділів ДДП, прийнято важливі рішення міжнародними організаціями щодо поділу кам'яновугільної системи на підсистеми, відділи та яруси, уточнено положення меж системи та її підрозділів. Усе ще потребує внесення відповідних змін і доповнень до стратиграфічної схеми ДДП. Звичайно, таку модернізацію доцільно здійснювати після затвердження нової редакції Стратиграфічного кодексу України, розробка якого в стадії завершення. Раніше нами обґрунтовано варіант стратиграфічного розчленування та кореляції візейських відкладів північно-західної частини ДДЗ та Донбасу.

Самостійність і стратиграфічні обсяги деяких світів ДДЗ, головним чином через неоднозначну трактовку віку, залишаються дискусійними. Водночас світи ДДЗ, на наш погляд, не заслуговують критики, яка виходить з під пера деяких дослідників. Адже вони виділені головним чином за промислово-геофізичними даними і фрагментарним керновим матеріалом. Зрозуміло, що обсяги та межі певних світів можуть уточнюватись з появою нових даних. В окремих випадках можна навіть відмовитись від деяких місцевих підрозділів. Одночасно відмова від світного поділу взагалі фактично веде до втрати конкретних літологічних тіл і не відповідає світовій практиці. Нижче наведена коротка характеристика візейських відкладів Донбасу і ДДЗ. Відзначимо, що, з нашого погляду, для вирішення суперечливих питань стратиграфічного розчленування і кореляції візейських відкладів ДДП загалом і ДДЗ зокрема є надзвичайно важливим. Адже в ранньому карбоні Донбас і ДДЗ розміщувались у межах єдиного прогину – ДДП, а отже, візейські відклади обох структур характеризуються близькими закономірностями формування. Оскільки візейські відклади в Південному Донбасі виходять на поверхню, а також розкриті численними кар'єрами з видобутку флюсової сировини, вивчення в Південному Донбасі мають ключове значення для розв'язання проблем стратиграфії ДДЗ.

Стратиграфія візейських відкладів Донбасу. У регіональній стратиграфічній схемі східних областей України, уточненій у зв'язку з фіксацією межі турнейського і візейського ярусів у стратотиповому розрізі Пенчон (Південний Китай) [16], межа турнейського і візейського ярусів проводиться в підшві глибокинського горизонту (зона $C_1^v b$). Відповідно місцевим стратиграфічним підрозділам – волноваській і карпівській світам і докучаєвській пачці відповідають однойменні регіональні підгоризонти, що об'єднуються в чинній схемі в *шуринівський горизонт* і належать до *верхньотурнейського під'ярусу*.

Докучаєвська пачка карпівської світи (зона $C_1^v a$) складена чорними глинистими вапняками та вапнистими аргілітами і має товщину близько 6 м. У відслоненні "Голуб'яча скеля" (рис. 191) пачка розкрита канавою.



Рис. 191. Контакт турнейських і візейських відкладів у відслоненні "Голуб'яча скеля"

Західніше пачка з розмивом залягає на більш давніх утвореннях [1, 91], а згодом повністю виклинюється. Отже, докучаєвська пачка (зона C_1^a), яка тривалий час вважалась візейською, нині належить до турнейського ярусу. Важливо, що таке її положення збігається з покрівлею шуринівського регіоярусу ДДП, назву якого сьогодні пропонується замінити на верхньобузинівський регіоярус (рис. 192) [106].

Докучаєвська пачка перекривається переважно органогенно-уламковими вапняками *скелюватської світи* (зони C_1^{b-d}). Ця світа добре відслонюється по р. Мокра Волноваха (від "Голуб'ячої скелі" до гирла балки Глибока) та на повну товщину розкрита кар'єром Центральний. Поділяється на дві частини (підсвіти). Нижня складена одноманітними сірими форамініферовими або форамініферово-водоростевими пакстоунами і грейнстоунами товстоплитчастими та масивними, верхня виділяється появою жовен і лінз чорних кременів, що з'являються поблизу греблі Стильського водосховища в балці Глибокій.

Породи вміщують багату та різноманітну макрофауну: брахіоподи, остракоди, колоніальні гіллясті та масивні ругози, табуляти. Виявлено також багатий комплекс зелених водоростей. Особливо примітна поява значної кількості колоніальних ругоз, що належать до родів *Siphonodendron*, *Lonsdaleia*, *Lithostrotion*, *Diphyphyllum*, *Dorlodotia*. У відслоненні "Голуб'яча скеля" виділяється 30–50 см коралового прошарку з масовими уламками ругоз *Siphonodendron tanaicum* (Vassilyuk) і табулят *Syringopora geniculata* Phillips. Верхи скелюватської світи в розрізі по р. Мокра Волноваха не відслонюються, але розкриваються кар'єром Центральним, де спостерігається чіткий контакт з кременистими породами стильської світи.

Стильська світа (зона C_1^e) в природних відслоненнях трапляється фрагментарно. Стратотип її розташований на південно-східних околицях с. Стила, де доступна для вивчення лише її нижня частина. На повну товщину світа розкрита в кар'єрі Центральний (рис. 193).

МСШ				Д о н б а с								
Система	Підсистема	Відділ	Ярус	Регіонрус	Горизонт	Вапняк	Комплексна зона	Світа	Індекс світи			
К а м ' я н о в у г і л ь н а	П е н с і л ь в а н с ь к а	Верхній	Касимовський	Торецький	Картанаський	O ₁ N ₅ -N ₅ ¹	C ₃ ^a	Iсаївська	C ₃ ¹ (N)			
										Середній	Московський	Ломоватський
		Сабівський	M ₅	C ₂ ^m d								
		Мар'ївський	L ₇	C ₂ ^m c								
		Лозівський	Кам'янський	L ₁	C ₂ ^m b	K ₁	Алмазна	C ₂ ⁶ (L)				
			Каяльський	Краснодонський	I ₂				C ₂ ^m a			I ₁
		Макиївський		H ₄	C ₂ ^b e	H ₁	Білокалітвинська	C ₂ ⁴ (I)				
		Зуївський		G ₁	C ₂ ^b d				Смолянинівська		C ₂ ³ (H)	
		Башкирський	Мандрикинський	Благодатненський	F ₁	C ₂ ^b a верх.	Mандрикинська	C ₂ ¹ (F)				
				Мануйлівський	E ₈	C ₂ ^b a серед.			Амвросіївська		C ₂ ⁰ (E)=(C ₂ ⁵)	
				Фенінський	E ₁	C ₂ ^b a нижн.						
		М і с с і с і п с ь к а	Нижній	Серпуховський	Старобешівський	Вознесенський	D ₅ ^g v	C ₁ ^s g	D ₁		Кальміуська	C ₁ ⁴ (D)
						Запалюбинський	D ₃	C ₁ ^s e-f				
						Новолюбівський	D ₁ ⁵ n	C ₁ ^s d				
				Візейський	Єфремівський	Прохорівський	C ₅	C ₁ ^s b-c	Самарська		C ₁ ³ (C)	
	Самарський					C ₁	C ₁ ^s a					
	Межівський					B ₁	C ₁ ^v g					
	Турнейський			Оленівський	Сухинський	Донецький		C ₁ ^v f	Донецька	C ₁ ^{dn}		
						Стильський		C ₁ ^v e	Стильська	C ₁ st		
						Глибокинський		C ₁ ^v d ₂	Скелюватська	C ₁ ^{sk}		
				C ₁ ^v d ₁								
				C ₁ ^v c C ₁ ^v b								
			Бузнівський	Докучаєвський	Карпівський		C ₁ ^v a	Карпівська	C ₁ ^{kr}			
	Волноваський					C ₁ ^l d						
	Каракубський					C ₁ ^l c						
	Базаліївський					C ₁ ^l b верх.						
						C ₁ ^l b низ.	Базаліївська			C ₁ ^{bz}		

Рис. 192. Стратиграфічна схема карбону Донбасу [106]



Рис. 193. Контакт стильської й скелюватської світ. Кар'єр Центральний

Хоч більшість дослідників, і зокрема В. І. Полетаєв [106], вважають, що між стильською і скелюватською світою є стратиграфічна перерва, за нашими спостереженнями немає прямих доказів незгідного залягання цих світ. Породи, що становлять стильську світу, легко вивітрувались і часто занурені в палеокарстові нерівності й глибокі провалля. Це створює лише ілюзію незгідного залягання. Насправді доказом останнього є лише різка зміна порід і виявлений Д. Є. Айзенвергом у св. 1025 прошарок середньозернистого кварцового пісковіку з галькою кварцу і кременів, локалізований в нижній частині світи [1].

Стильська світа складена нетиповими для мокроволноваської серії темно-сірими і чорними тонкоплитчастими кременистими мергелями, збагаченими органічною речовиною сапропелевого походження. На незначній висоті від підлоги фіксується декілька малопотужних світло-коричневих прошарків бентонітоподібних глин і рудний пласт (30 см), до складу якого у значних кількостях входять оксиди марганцю. Світа поділяється на дві частини (підсвіти). У нижній частині макрофауна майже не зустрічається. У тонкозернистих кременистих мергелях зафіксована значна кількість залишків організмів з кременистим скелетом - радіолярій та спікул губок. Натомість в органогенних вапняках верхньої частини світи знайдена багата та різноманітна фауна: форамініфери, брахіоподи, двостулкові молюски, гастроподи, амоноїдеї, трилобіти, кріноїдеї, моховатки, одиночні ругози *Zaphrentites* і два види табулят – *Cladochonus*, *Sutherlandia*. У корах вивітрування балки Бузинової, що розміщуються тут серед турнейсь-

ких вапняків, раніше було знайдено породи з ходами точильників і рештками флори. Водорості майже не зустрічаються. У покрівлі світи фіксується стратиграфічна перерва, проявлена у вигляді алюмофосфатної кори вивітрювання [5].

У регіональній стратиграфічній схемі нижньоскелюватській та нижній частині верхньоскелюватської підсвіт відповідає *глибокинський підгоризонт* (в об'ємі $C_1^v b-d_1$), верхній частині верхньоскелюватської підсвіти – *сухінський* (підзона $C_1^v d_1$), стильській світі – *стильський* підгоризонти *оленівського* горизонту. Глибокинський, сухінський і нижня частина стильського (підзона $C_1^v e_1$) горизонтів у стратиграфічній схемі 1993 р. належать до *нижньовізейського під'ярусу*. При цьому нижня частина стильського підгоризонту зіставляється з верхами бобриківського, а верхня частина – з нижньою частиною тульського горизонту Московської синеклізи. Проте положення під'ярусної межі візейського ярус у ДДП загалом залишається дискусійним, про що йтиметься далі.

Вище залягають органогенні вапняки *донецької світи* ($C_1^v f$), які вивчалися на околицях с. Стила, у розрізах на р. Кальміус поблизу селища 2-й Горний, с. Кипуча Криниця та поблизу кар'єру Центральний. У складі світи виділяються дві підсвіти. Нижня складена світло-сірими біокластичними вапняками (пакстоун і грейнстоун) з уламками масивних колоній ругоз роду *Lithostrotion*, середня – біоморфними кораловими вапняками (бафлстоун), утвореними великими колоніями та нашаруванням гіллястих колоній *Siphonodendron junceum* (Fleming), що формують коралові біостроми і біогерми висотою до 1 м, шириною до 10 м.

Межа з верхньою підсвітою проводиться за появою лінз і прошарків чорних кременів, кількість яких збільшується у верхах верхньої підсвіти. У верхньодонецькій підсвіті часто трапляються гігінтопродуктиди, які утворюють брахіоподові банки, а також хететиди та крупні одиночні ругози родів *Palaeosmia*, *Dibunophyllum*. У породах виявлені різноманітні водорості, серед яких різко переважають зелені та багрянні. Багато представлених й інші групи фауни – форамініфери, двостулкові молюски, гастроподи та ін.

Донецька світа завершує карбонатний розріз мекроволноваської серії. Від наступної *межівської* або піддугленосної світи (зона $C_1^v g$) вона без явної незгідності відділена прошарком відбіленого й озаліженого, тонкорозшарованого вапняка, збагаченого кремнеземом, глиноземом і гідроксидами заліза. Межівською світою починається потужна товща ритмічного перешарування аргілітів, алевролітів, пісковиків і вапняків. Прошаркам вапняків присвоєні індекси від B_1 до B_{12} . Світа відслонюється фрагментарно. Межівська світа вивчалась у розрізах по р. Кальміус, що розміщуються поблизу селищ 2-й Горний, Чкаловський (Грабово), а також у басейні р. Суха Волноваха на північних околицях с. Стила (балки Платіс-Тарама та Старшин-Тарама).

Нижня частина світи вивчалась у розрізі поблизу селища 2-й Горний, що розташований на лівому березі р. Кальміус та в балці Старшин-Тарама. У крутому береговому обриві р. Кальміус відслонюються вапняки B_1 – B_3 , що мають північно-східне падіння, залягаючи під кутом 18–20°. На відстані 40 см від покрівлі суцільної вапнякової товщі виділяється вапняк B_1 . Це сірий органогенно-уламковий вапняк товщиною 1 м з брахіоподами і колоніальними ругозами

Siphonodendron. Вапняк В₁¹ відділений від попереднього тонкорозшарованими вивітряними вапняками товщиною 40 см. Це темно-сіра з коричнюватим відтінком порода, що вміщує колоніальні ругози.

Вапняк В₂ відділений від попереднього 15 м товщею алевролітів і аргілітів. Він представлений темно-сірою і сірою породою з колоніальними ругозами товщиною 60 см, що перекривається вапнистими аргілітами і алевролітами товщиною 15–20 м.

Вапняк В₃ сірий з поверхні світло-коричневий, дрібногрудкуватий, водоростевий, з нерівними площинами напластування. Часті брахіоподи, кріноїдеї, моховатки, дрібні ругози. Вапняк перекривається потужною товщею аргілітів і алевролітів, що перемежуються з нечастими прошарками пісковиків.

У розрізі Старшин-Тарама вивчалися висипки та рідкісні виходи вапняків В₁–В₅. У сірому органогенному вапняку В₂ товщиною 0,5 м знайдено брахіоподи та ругози.

Верхня частина світи вивчена в розрізі Платіс-Тарама та по р. Кальміус напроти смт Чкаловський. У балці Платіс-Тарама спостерігались вапняки В₅–В₇. Це малопотужні (0,2–1,2 м) сірі та світло-коричневі на вивітреній поверхні часто органогенні вапняки, розділені пісковиками та аргілітами. У вапняках зустрічається різноманітна макрофауна, у тому числі колоніальні та одиночні ругози. Вапняки В₈–В₉ виходять на поверхню в якісному відслоненні по правому берегу Кальміуса напроти смт Чкаловський (рис. 194). Вапняки сірі й темно-сірі, глинисті, з різноманітною фауною брахіопод, гастропод, кріноїдей, табулят, одиночних і колоніальних ругоз. Товщина вапняків, що залягають серед чорних сланців, – 0,2–0,4 м.

Самарська або вугленосна світа С₁³(С) (зони С₁^sa-b) охоплює інтервал вапняків С₁–С₈. Вона найгірше відслонена і досліджена головним чином за матеріалами буріння [106]. У західних частинах південного Донбасу вона вміщує промислові пласти вугілля. Лише деякі вапняки верхньої підсвіти, що виходять на поверхню на околицях смт Старобешеве, оглянуті авторами. Серед них вапняки С₅ і С₆ за номенклатурою вуглерозвідувальних організацій, або С₁ і С₂ за номенклатурою співробітників ІГН, що відслонюються на південному схилі г. Лисої (Емерльген-Тау). Перший з них С₅(С₁) – темно-сірий з рештками кріноїдей, брахіопод, ругоз і хететид – виходить біля підніжжя гори. Його товщина близько 1 м. На ньому залягає ритмічно побудована значної товщини теригенна пачка з товстим (24 м) косошаруватим пісковиком з рідкісними тонкими вуглистими пропластками, що відслонюється на вершині гори та ймовірно має підводнодельтове походження. Вапняк С₆(С₂) темно-сірий середньозернистий з рештками кріноїдей, брахіопод, молюсків. Його товщина 0,25 м. Він перекритий алевролітами, пісковиками з малопотужними прошарками вапняків.

На біостратиграфічній основі в регіональній стратиграфічній схемі виділено донецький, межівський та самарський регіональні підгоризонти *єфремівського* горизонту. Загалом межі виділених підгоризонтів відповідають межам описаних вище донецької, межівської та самарської світ. Лише самарський підгоризонт виділяється в обсязі зони С₁^sa і низів зони С₁^sb, а його верхня межа

проводиться у верхній частині самарської світи по підшві вапняку $C_5(C_1)$. Стельський (верхня частина у чинній схемі), донецький і межівський горизонти належать до *верхнього під'ярусу візейського ярусу*, а самарський відповідає *нижньому під'ярусу серпуховського ярусу* МСШ (рис. 194).



Рис. 194. Межівська світа, верхній візе. Правий берег р. Кальміус

Візейські відклади ДДЗ та їхня нафтогазоносність. Карбон становить основну частину розрізу ДДЗ і включає нижній, середній і верхній відділи. Він перекривається пермськими і мезокайнозойськими відкладами і порівняно з Донбасом вивчений не так детально. У ДДЗ історично склалася стратиграфічна схема, що включає місцеві (літостратиграфічні) підрозділи (світи, інколи шари, маркуючі вапняки), так звані продуктивні горизонти і глинисті перемички; біостратиграфічні підрозділи чи мікрофауністичні горизонти [10, 21, 22]. Самостійність і стратиграфічні об'єми деяких світ ДДЗ, головним чином через неоднозначну трактовку віку, залишаються дискусійними.

У візейських відкладах виділяють ПГ В-27-В-14, розділені глинистими перемичками. Нижче наведена стисла характеристика літостратиграфічних підрозділів (світ), характеристика ПГ візе та деякі регіональні особливості їхнього поширення. Дослідження літології ПГ має важливе значення для виявлення регіональних закономірностей поширення неантиклінальних пасток, що обумовлені фаціальними заміщеннями, літологічними неоднорідностями, стратиграфічними незгідностями. Рис. 196 ілюструє типові різновиди теригенних і глинистих порід, що становлять колектори верхнього візе північно-західної частини ДДЗ.

Єдина стратиграфічна шкала			Регіональні стратиграфічні підрозділи			Дніпровсько-Донецька западина					Східно-Європейська платформа			
система	відділ	ярус	горизонт	підгоризонт	зона вапняк	світа	МФГ	продуктивний горизонт	глинисті перемички	маркіруючі реperi	надгоризонт	горизонт	підгоризонт	
КАМА'ЯНОВУГІЛІЙНИЖНІЙ	СЕРПУХОВСЬКИЙ	верхній	Старобішевський	нижній запалтобінський	C ₁ se D ₇ D ₆ D ₅	абазівська	верхня	V	C-1	c-1	старобішевський	верхній		
				середній новолубівський	C ₁ sd D ₃ D ₂			VI	C-2	c-2				
				нижній прохорівський	C ₁ sc D ₁ C ₁ sv D ₁ C ₁			VII	C-3	c-3				
									C-5	c-5				
									C-6	c-6				
									C-7	c-7				
		нижній	Єфремівський	самарський	C ₁ sa B ₁₂ C ₁	луценківська новомиколаївська	абазівська	нижня	VIII	C-8	c-8	старобішевський	нижній	
									C-9	c-9				
									C-14-16	c-14-16				
									C-14-23	c-23				
									V ₁₄	v-14				
									V ₁₃	v-15				
	ВІЗЕЙСЬКИЙ	верхній	Єфремівський	межівський	C ₁ vg B ₈ B ₆ C ₁ vg B ₄ B ₁	василівська перекопівська юлійська	абазівська	нижня	X	B-14	v-14	олександрівський	верхній	
									XI	B-15	v-15			
										B-16	v-16			
										B-17	v-17			
										B-18	v-18			
										B-19	v-19			
		нижній	Єленівський	донецький	C ₁ vf ₂ C ₁ vf ₁	андріяшівська	абазівська	нижня	XII	B-20	v-20	олександрівський	нижній	
										B-21	v-21			
										B-22в	v-22в			
										B-22н	v-22н			
										B-23	v-23			
										B-24	v-24			
нижній	Єленівський	стильський	C ₁ ve ₂ C ₁ ve ₁	солохівська	абазівська	нижня	XIIa	B-21	v-21	олександрівський	нижній			
							XIIa	B-22в	v-22в					
							XIIa	B-22н	v-22н					
							XIIIa	B-23	v-23					
							XIIIb	B-24	v-24					
							XIIIb	B-25	v-25					
нижній	Єленівський	сухинський	C ₁ vd ₂ C ₁ vd ₁	яблунівська	абазівська	нижня	XIII	B-24в	v-24в	олександрівський	нижній			
								B-24н	v-24н					
								B-25	v-25					
								B-26в	v-26в					
								B-26н	v-26н					
								B-27	v-27					
нижній	Шуринський	глибоківський	C ₁ vc C ₁ vb	артюхівська песківська	абазівська	нижня	XIV	B-26в	v-26в	олександрівський	нижній			
								B-26н	v-26н					
								B-27	v-27					
								B-27	v-27					
								B-27	v-27					
								B-27	v-27					
нижній	Шуринський	докучасвський	C ₁ va	артюхівська песківська	абазівська	нижня	XIV	B-27	v-27	олександрівський	нижній			
								B-27	v-27					
								B-27	v-27					
								B-27	v-27					
								B-27	v-27					
								B-27	v-27					
нижній	Шуринський	карпівський	C ₁ td	артюхівська песківська	абазівська	нижня	XVd	T-1	t-1	олександрівський	нижній			
								T-1	t-1					
								T-2	t-2					
								T-2	t-2					
								T-2	t-2					
								T-2	t-2					
нижній	Бугаєвський	волновахський	C ₁ tc	артюхівська песківська	абазівська	нижня	XVc	T-2	t-2	олександрівський	нижній			
								T-2	t-2					
								T-2	t-2					
								T-2	t-2					
								T-2	t-2					
								T-2	t-2					
нижній	Бугаєвський	каракубський	C ₁ tb _n	артюхівська песківська	абазівська	нижня	XVb	T-3	t-3	олександрівський	нижній			
								T-3	t-3					
								T-3	t-3					
								T-3	t-3					
								T-3	t-3					
								T-3	t-3					
нижній	Бугаєвський	базалеївський	C ₁ tb _n	артюхівська песківська	абазівська	нижня	XVb	T-4	t-4	олександрівський	нижній			
								T-4	t-4					
								T-4	t-4					
								T-4	t-4					
								T-4	t-4					
								T-4	t-4					
ДЕВОНСЬКА СИСТЕМА					C ₁ ta		XVa	T-5	t-5		озерсько-хованський			

Рис. 195. Стратиграфічна схема карбону Дніпровсько-Донецької западини [171]

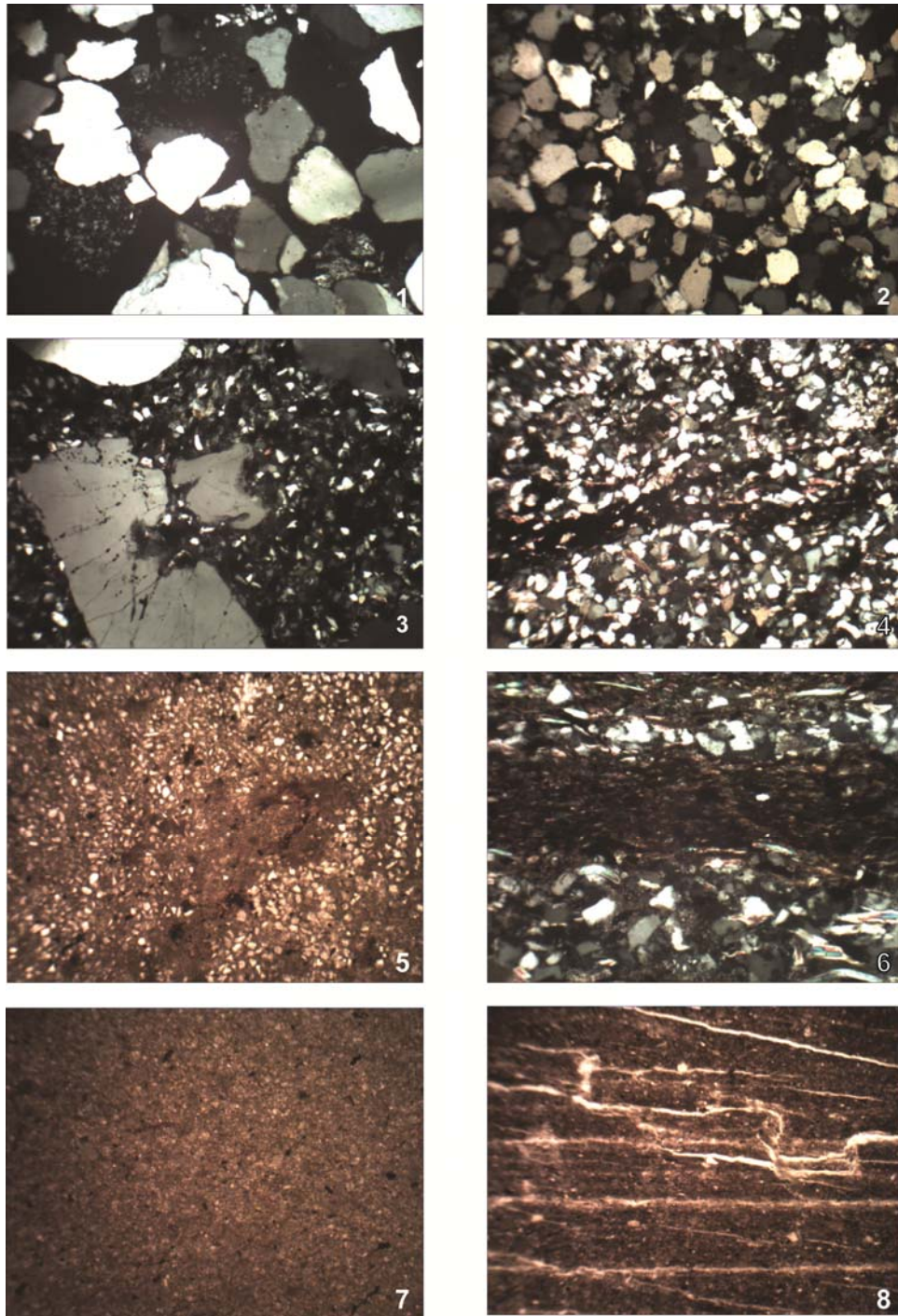


Рис. 196. Теригенні й глинисті породи візейського віку (ширина поля 2,4 мм)

1 – пісковик, св. Леяківська-20 (інт. 2178–3182 м); 2 – пісковик дрібнозернистий, св. Ярошівська-2 (інт. 4069–4073 м); 3 – пісковик, св. Талалаївська-7 (інт. 3881–3886 м); 4 – пісковик дрібнозернистий, св. Чернігівська-1, (інт. 1513–1520 м); 5 – алевроліт глинистий, св. Веркіївська-6 (інт. 2928–2938 м); 6 – пісковик глинистий, св. Леяківська-20 (інт. 3031–3034 м); 7 – аргіліт, св. Веркіївська-6 (інт. 2798–2800 м); 8 – аргіліт, св. Тванська-2, інт. 2893–2904 м

Артюхівська світа зі стратотипом у св. 1 – Ярмолинцівська (інт. 4437–4630 м) поширена на північному заході частини ДДЗ і в прибортових частинах. Товщина світи у стратотипі – 193 м. Світа ділиться на дві підсвіти. Нижня підсвіта складена пісковиками і аргілітами каолінітового складу з прошарками і лінзами кам'яного вугілля та рештками рослин. Ця товща названа А. О. Біликом

та ін. [7] "візейською вугленосною товщею". Верхня підсвіта складена аргілітами гідрослюдистими з прошарками біокластичних вапняків, доломітів, пісковиків. Світа незгідно з перервою залягає на більш давніх утвореннях (леляківська і побиванська світи), що належать до турнейського ярусу.

Вважається, що артюхівська світа вміщує продуктивні горизонти В-27 і В-26, однак належність ПГ В-27 до цієї світи, на наш погляд, сумнівна. Доцільніше цей горизонт, який має відповідно до нового положення турнейсько-візейської межі в МСШ належати до турнейського ярусу, віднести до верхів *побиванської* світи. ПГ В-27 представлений пісковиками світло-сірими, різнозернистими, переважно кварцовими з каолінітовим і кварцовим цементом, з хорошими ємнісними та фільтраційними властивостями. Серед пісковиків трапляються лінзи, пласти і пакети аргілітів каолінітових, світло-сірих, подекуди строкатих, що свідчить про континентальний генезис. Можливо, саме подібні відклади розглядалися А. О. Біликом та ін. як "турнейська вугленосна товща".

ПГ В-26 літологічно і фаціально змінюється від карбонатних шельфових до піщаних континентальних відкладів (пісківська, нижня частина артюхівської світи). Ділиться на два підгоризонти: В-26н і В-26в. Представлена аргілітами з прошарками алевролітів і пісковиків. У верхній частині іноді зустрічаються вапняки (Білоусівська площа). Західніше Північнолеляківської площі нижній підгоризонт виклинюється, залишається тільки верхній (В-26в), який майже повністю представлений пісковиками з прошарками аргілітів. За мікрофауною він належить до XIV і XIII МФГ. Однак межа між турнейськими і візейськими відкладами спірна. Традиційно її проводять по подошві ПГ В-27, який зіставляється з докучаєвською пачкою (Va) Донбасу. Однак ця пачка після приведення стратиграфічного розчленування згідно з міжнародним лімітотипом віднесена до турнейського ярусу.

Отже, у ДДЗ аналоги цієї пачки необхідно також відносити до візейського ярусу. Ще контрастнішою робить цю межу регіональна перерва, що простежується по всій ДДЗ, хоч трактується неоднозначно. У Донбасі докучаєвський горизонт обмежений двома перервами, а його покрівля збігається з покрівлею бузинівського регіоярусу. Відповідно до міжнародного лімітотипу межу турнейського і візейського ярусів М. В. Вдовенко на підставі вивчення форамініфер проводить у нижній частині XIV МФГ, що відповідає положенню цієї межі в ДБ між докучаєвським (C_1^{Va}) і глибокинським ($C_1^{\text{Vb-d}_1}$) горизонтами.

Нижня підсвіта артюхівської світи в центральних частинах ДДЗ заміщується *пісківською* світою, що складена переважно морськими утвореннями – аргілітами темно-сірими і вапняками темно-сірими, пелітоморфними з морською фауною. Стратотип світи вибрано у св. Зорківська-370 (інт. 5585–5745 м) і має товщину 160 м.

Теригенно-карбонатні породи верхньої частини артюхівської світи на південний схід поступово заміщуються вапняками яблунівської світи (XIII МФГ), що за сейсмогеологічними даними виділяються під назвою "нижньовізейська карбонатна плита" (XIII^н МФГ).

Яблунівська світа ("нижня плита") зі стратотипом у св. Яблунівська-2 (інт. 4693-4774 м) складена вапняками чорними, часто глинистими, біокластичними з макрофауною. Товщина у стратотипі – 81 м. Найбільші значення товщини фіксуються в центральній частині ДДЗ, де вона може досягати 250 м. Нижня межа світи супроводжується стратиграфічною перервою, яка не виявлена в Південному Донбасі, оскільки припадає на середину скелюватської світи. З яблунівською світою пов'язують ПГ В-25, В-24.

ПГ В-25 на північному заході ДДЗ складений аргілітами з прошарками пісковиків (Галицька, Ведильцівська, Анисівська, Олішевська площі). У приосьовій та осьовій частинах западини спостерігається заміщення карбонатного розрізу на глинистий, представлений переважно аргілітами темно-сірими, слюдистими, алевритистими, шаруватими, рідко з прошарками алевролітів і вапняків. Однак на чітко виражених антиклінальних структурах осьової зони (Яблунівська, Рудівська, Бакумівська) ПГ В-24 представлений карбонатними відкладами, майже аналогічними типовому розрізу.

Продуктивний горизонт В-24 на північному заході ДДЗ поширений обмежено. У центральній частині Срібнянської депресії він приурочений до середньої частини "візейської плити", складений аргілітами і вапняками і має товщину 18–58 м. У прибортових частинах, зокрема на північ від Лакізінської, Артюхівської, Перекопівської площ на півночі та Озерянської на півдні серед аргілітів з'являються прошарки алевролітів і пісковиків.

На окремих площах південної прибортової зони спостерігаються невеликі органогенні споруди в горизонтах В-24, В-25 – біогерми, біостроми, банки (Біличівська, Хортицька, Селюхівська площі). Однак, на нашу думку, ці споруди можуть мати молодший пізньовізейський вік.

Мошківська світа ("верхня плита") зі стратотипом у св. Мошківська-1 (інт. 4399–4580 м, товщина 181 м) ділиться на дві підсвіти – нижню і верхню. Нижня підсвіта складена переважно вапняками з прошарками аргілітів. Верхня – аргілітами, що вміщують прошарки вапняків. Товщина підсвіти – 85 м. Мошківська світа багата різноманітною фауною, серед решток якої виявлені брахіоподи, кріноїдеї, форамініфери, корали, спікули губок. Серед карбонатних порід виявлені органогенні споруди типу біостромів і біогермів. Фауна свідчить про її верхньовізейський вік (ХІа МФГ). У нижній частині світи розміщуються домініти *рудівських* шарів (радіоактивний репер V₃R), які подекуди простежуються і в підшві мошківської світи, а отже, є важливим кореляційним репером. Кореляційне значення цього репера, як і його стратиграфічне положення, оцінюється неоднозначно. Його відносять або до низів ХІа МФГ, або ж до верхів ХІІв МФГ. До нього за останніми даними приурочений ПГ В-23. Цей горизонт за одними уявленнями становить базальні верстви ХІа МФГ, за іншими – верхи ХІІ МФГ. На північному заході ДДЗ – це карбонатно-глинисті породи. На Зорківській, Луценківській та Свиридівській площах горизонт вміщує прошарки пісковиків товщиною 2–10 м. На Харківцівській та Солохівській площах складений дрібнозернистими пісковиками та алевролітами косошаруватими, у нижній частині з дрібною кварцевою галькою.

У північних і південних прибортових частинах карбонатні відклади мошківської світи заміщуються аргілітами незначної товщини. Те ж саме відбувається в приосьовій зоні ДДЗ, де синхронні мошківській світи утворення складені переважно аргілітами і алевролітами, пісковиками з прошарками біоморфних вапняків, що відомі під назвою *солохівська* світи. Стратотип солохівської світи вибрано у св. 52 – Солохівська (інт. 4113–4539 м). Її товщина становить 426 м. Серед порід солохівської світи виділяються маркуючі горизонти карбонатно-глинистих порід – v₃–v₆. В її нижній частині виявлені амоніти верхньовізейського віку [106]. За біостратиграфічними даними мошківська і солохівська світи належать до ХІа МФГ. До мошківської й солохівської світ приурочені ПГ В-21 і В-22.

Нижня межа ПГ В-22 неоднозначна. Його товщина коливається в дуже великих межах – від 0 до 277 м і залежить від повноти розрізу. Складений пісковиками сірими, міцними, дрібнозернистими (розмір уламків 0,01–0,15 мм), до 5–7 % становить домішка алевритового матеріалу (0,04–0,06 мм). Цемент порового типу (до 15–17 %) представлений переважно дрібнозернистим каолінітом, окремі ділянки складені кальцитом пойкилобластової структури; частина пор заповнена чорним бітумом.

Серія продуктивних пластів ПГ В-21 локалізується в занурених зонах западини. Загальна товщина горизонту коливається в дуже широкому діапазоні – від 0 до 200 м у прибортових зонах та від 200 до 550 м у центральних депресіях. У повному обсязі встановлений в межах Срібнянської й Жданівської депресій, де на Янтарній, Золотихінській і Річній площах товщина його сягає 120 м, на Харківській структурі – 110 м, на Солохівській – 151 м, на Опішнянській – 147 м. У прибортових зонах товщина його зменшується до від 5 до 53 м. Серед піщаних порід переважають дрібнозернисті кварцові пісковики з домішкою алевритової й середньозернистої піщаної фракції, а також пісковики різнозернисті (розмір уламків від 0,1 до 0,8 мм) з домішкою гравійного кварцового матеріалу (до 3–4 мм) на північному заході та в прибортових зонах. Цементом є дрібно- і крупнозернистий каолініт (від 3 до 15 %) у порах, рідше анкерит, кальцит і бітумінозна речовина. У деяких різновидах пісковиків цемент повністю бітумний. Відкрита пористість вторинного походження в деяких пластах досягає 10–12 %. Глинисті породи у складі горизонту представлені тонковідмученими аргілітами бітумінозними, часто поширено збагаченими тонкоалевритовим кварцовим матеріалом, подекуди бітумінозною речовиною сапропелевого складу.

Андріяшівська світа ймовірно незгідно залягає на мошковській і солохівській світах. Її стратотип розміщений у св. Андріяшівська-6, інт. 4375–4653 м, відповідно товщина світи – 278 м. Андріяшівська світа має поліфаціальний склад і складена ритмічним перешаруванням морських і континентальних порід. Морські породи представлені аргілітами темно-сірими гідрослюдистими, з прошарками і лінзами вапняків, що вміщують фауну брахіопод, кріноїдей, моховаток і остракод. Континентальні утворення складені аргілітами сірими, гідрослюдисто-каолінітовими, слюдистими з рештками рослин, алевролітами і пісковиками.

Андріяшівська світа поширена по всій ДДЗ, включаючи її борти. Лише на солянокупольних структурах вона може виклинюватись. Зі світою пов'язані чо-

тири продуктивні горизонти – В-20-В-17, а також маркуючі вапняки v_7-v_{11} та гнідинцівський репер, що складається з трьох пачок, витриманих по простяганню морських аргілітів.

ПГ В-20 розкритий бурінням на Свистуньківській, Харківцівській, Перевозівській, Свиридівській і Червонолуцькій ділянках. Складений він пісковиками дрібно-середньозернистими, сірими, дрібнозернистими та алевролітами масивної й горизонтально-хвилястошаруватої текстури. Цемент гідролітичний-каооліновий. До продуктивного горизонту приурочена складна пастка, що трактується як барова на моноклінальному північному схилі Срібненської депресії. З нею пов'язано велике газоконденсатне Волошківське родовище. Зважаючи на це, виявлення вікових аналогів цього піщаного тіла має важливе значення для подальших пошуків вуглеводнів. Крім Волошківського родовища, газоконденсатні поклади в горизонті В-20 відомі на Білоусівському, Мехедівському, Золотихінському, Яблунівському, Комишнянському родовищах. Товщина ПГ В-20 становить 60–75 м.

ПГ В-19 регіонально нафтогазоносний. Він складений перешаруванням пісковиків, алевролітів та аргілітів, які формувались в умовах мілководно-морського басейну. Прошарки вапняків (0,5–1,5 м) і аргілітів розділяють піщані та алевритові шари. У найповніших розрізах у занурених зонах западини загальна товщина горизонту перевищує 160 м. Вона зменшується до 15–50 м і до повного виклинювання в прибортових зонах і на бортах. Характерною є значна глинізація пластів (особливо В-19в) на крайньому південному сході прибортових зон і бортів западини. У зануреній частині западини ПГ В-19 залягає згідно на глинистій пачці, що відділяє його від ПГ В-20. У прибортових зонах і на борту та на північно-західному замиканні ДДЗ він трансгресивно залягає на різновікових відкладах, аж до ранньодокембрійських, нерідко з гравієм і галькою підстеляючих порід.

ПГ В-18 також є регіонально нафтогазоносним. Він має характерну будову з двома рівнями локалізації алеврито-піщаних порід, розділених аргілітами з прошарками вапняків у нижній частині. Виділяються два продуктивні підгоризонти. При цьому пісковики нижнього підгоризонту більш витримані, а верхнього – часто заміщуються алевролітами та алевритистими аргілітами (особливо в південно-східній частині прибортових зон). Це сірі й світло-сірі, міцні, дрібно-, середньо-, рідко грубозернисті різновиди. Останні характерні для прибортових зон. Виділяються масивні, переривчасто-шаруваті, нечітко виражені хвилясто-шаруваті текстури. Уламковий матеріал майже повністю кварцовий з незначною домішкою слюди (1 %), польових шпатів (2–3 %) і рідкісних уламків кременистих порід. Більшість пісковиків мають високий ступінь сортування уламкового матеріалу. Алевроліти за речовинним складом не відрізняються від пісковиків, але більш ущільнені й уміщують підвищену кількість глинистого цементу (20–35 %). Нерідко кількість його збільшується і алевроліти переходять в аргіліти алевритові. Піщані проникні породи утворюють пласти товщиною від 2 до 15 м, досягаючи інколи 25–37 м в імовірно барових спорудах (Харківцівська площа). Товщина піщано-алеєвритових порід (50–75 м і більше)

приурочена до позитивних структур, де також підвищені та ефективні (колекторські) потужності пісковиків (30–60 м).

Загальна товщина ПГ змінюється від 15 до 85 м у прибортових зонах. У приосьовій зоні північного заходу і центру западини товщина змінюється від 100 до 150 м, а південного сходу – від 150 до 200 м і більше.

Нафтові й газоконденсатні родовища в ПГ В-17 відомі на всій території ДДЗ. Він складений перешаруванням пісковиків, алевролітів, аргілітів, серед яких виділяється 3–5 малопотужних (1–2 м) пропластків вапняків. Від горизонту, що залягає вище, він відділяється глинистою пачкою (10–20 м) з пропластком вапняку, яка відома як маркуючий репер. Пісковики утворюють пласти товщиною 1–20 м. Сумарна товщина ПГ В-17 змінюється від борту до зануреної частини, поблизу крайових порушень становить 40–50 м, а в занурених зонах – 130–170 м. Такий же характер спостерігається і в розподілі піскуватості, але в більшості випадків підвищені значення піскуватості приурочені до антиклінальних структур або їхніх схилів. Подібні ділянки зустрічаються і в межах моноклінальних схилів, і в зануреній частині западини, де вони пов'язані з формуванням вузлових акумулятивних піщаних тіл у межах палеопідняття і на схилах великих структурних елементів.

Перекопівська світа зі стратотипом у св. Перекопівська-1, інт. 4105–4230 м, товщиною 125 м складена переважно аргілітами темно-сірими, вуглисто-гідролудистими морськими, з прошарками алевролітів, пісковиків і вапняків. Трапляються також континентальні утворення. Світа має значне поширення, незгідно залягає на андріяшівській світі, за стратиграфічним об'ємом відповідає XI МФГ. До неї приурочені ПГ В-15 і В-16, а також маркуючі вапняки $v_{12-v_{15}}$.

ПГ В-16 один з найвитриманіших у ДДЗ, складений пісковиками з прошарками алевролітів і пісковиків. На бортах западини у складі горизонту переважають карбонатні породи, на північному заході він складений ритмічним перешаруванням аргілітів, вапняків, алевролітів. Пісковики світло-сірі до білих, різнозернисті, частіше кварцові, рідше поліміктові. Цемент карбонатно-глинистий. Загальна товщина горизонту коливається від 10–15 м до 110 м.

ПГ В-15 поширений по всій западині. У північно-західній її частині складений переважно карбонатно-глинистими морськими породами: у верхній частині вапняками, нижче – аргілітами з прошарками вапняків, алевролітами і пісковиками. Пісковики частіше малопотужні, ущільнені. Товщина горизонту від 10–15 м до 45–50 м. На Ярошівському родовищі ПГ В-15 складений біокластичними вапняками. З ними пов'язаний значний за запасами нафтовий поклад.

Васильківська світа завершує розріз візейського ярусу. Її стратотип розміщеній у св. Південножданівська-313 (інт. 4442–4517 м), товщина – 75 м, у приосьовій частині ДДЗ збільшується до 135 м. Світа складена аргілітами темно-сірими, алевритуристими з прошарками вапняків, що вміщують фауністичні рештки. За комплексом форамініфер світа віднесена до X МФГ. Світа вміщує ПГ В-14 і маркуючий вапняк v_{16} . ПГ В-14 на північному-заході ДДЗ складений аргілітами з прошарками вапняків і алевролітів. Пісковики малопотужні, трапляються спорадично. Товщина горизонту – від 10–15 м до 60–80 м.

Згідно на василівській світі залягають алевритисті аргіліти з прошарками алевролітів, дрібнозернистих пісковиків, вугілля *луценківської світи* (IX МФГ), які належать уже до серпуховського ярусу. При цьому регіональна незгідність розташована в покрівлі цієї світи, тобто приблизно відповідає межі під'ярусів серпуховського ярусу.

Андріяшівська (XII МФГ), *перекопівська* (XI МФГ) та *василівська* (X МФГ) *світи* за біостратиграфічними даними належать до верхнього візе.

Дискусійні питання стратиграфічного розчленування і кореляції. Визначення меж підрозділів МСШ взагалі, і візейського ярусу зокрема, є складною і водночас дуже важливою проблемою. Різні тлумачення обсягу візейського ярусу призводять до непорозумінь і загалом до такої, на жаль, досить частоті ситуації, коли одні й ті ж самі відклади різні дослідники відносять до різних ярусів. Звідси неоднозначна кореляція, розбіжності в палеогеографічних реконструкціях і, нарешті, різна оцінка нафтогазоносності товщ. Те ж саме стосується і під'ярусного поділу. Адже межа і навіть кількість цих підрозділів неоднакові у різних авторів, що викликає зайву плутанину. Тому зрозуміло, що стабілізація меж підрозділів МСШ, яка є важливим напрямом міжнародних досліджень, має важливе значення і для стратиграфії карбону ДДП. Міжнародним співтовариством визнано, що основним критерієм такої стабілізації можуть бути лише поступові еволюційні перетворення окремих архістратиграфічних груп, що швидко еволюціонували і часто трапляються як викопні рештки. До таких у карбоні віднесено конодони, форамініфери та амоноідеї. Остання група зустрічається далеко не у всіх морських фаціях карбону і тому використовується в основному для кореляції віддалених розрізів. Отже, основним критерієм стабілізації меж підрозділів МСШ, у всякому разі для фанерозою, є біостратиграфічний. Усі інші критерії відіграють лише допоміжну роль. Серед таких особливо швидко вдосконалюються ізотопні методи визначення віку. Ізотопні датування дозволили скласти паралельну геохронологічній шкалу ізотопного віку. Зазначимо, що ізотопна шкала, відірвана від геохронологічної, є лише послідовністю цифр і самостійного значення не має.

Ми вважаємо, що розмови про те, де існують межі ярусів і під'ярусів карбону в ДДЗ, можуть тривати нескінченно довго і вносити зайву плутанину в кореляцію товщ та індексацію ПГ. Не можна, використовуючи лише геофізичну, промислово-геофізичну та літологічну інформацію, проводити межі міжнародної шкали (ярусів, відділів, систем) у Донбасі, ДДЗ чи в будь-якому іншому регіоні, як це часто роблять геологи, що займаються вивченням карбону ДДЗ. Адже яруси – це планетарні підрозділи, межі яких встановлюються на підставі вивчення еволюції архістратиграфічних груп. Значною мірою ці межі несуть елементи компромісу між різними дослідниками, що входять до складу міжнародних робочих груп. До того ж ці межі вибираються в літологічно однорідних монотонних розрізах, адже тільки вивчаючи такі розрізи, можна зафіксувати відносно плавні та безперервні еволюційні зміни організмів. Цим обумовлюється те, що положення стратиграфічних меж частіше не збігається з регіональними перервами, що проявляються у різкій зміні літології, появі перерв у седиментах.

нтації, розмивів, а саме вони і відображаються в геофізичних матеріалах. З нашого погляду, є два виходи для запобігання подібній колізії.

Перший вихід – необхідно приймати положення меж міжнародних стратиграфічних підрозділів, визначаючи їх у конкретних розрізах за вибраними при розробці МСШ критеріями, тобто на підставі ретельних біостратиграфічних досліджень. Це складний шлях, якщо враховувати занепад палеонтології й відсутність кваліфікованих спеціалістів. Говорячи про візейські відклади, ми маємо на увазі межі візейського ярусу, прийняті у МСШ. Якщо ж ми не згодні з тим, що, наприклад, межа турнейського і візейського ярусів у ДДЗ припадає на середню частину XIV МФГ, то необхідно на підставі вивчення еволюції форамініфер доказати інше, або не вживати назв турнейський і візейський яруси взагалі. Інакше плутанині й неоднозначному розумінню віку одних і тих самих товщ запобігти неможливо. Іншими словами, *віднести якийсь продуктивний горизонт до турнейського, візейського чи будь-якого іншого ярусу можна тільки на підставі біостратиграфічних даних.*

Другий вихід полягає в застосовуванні регіональних стратиграфічних підрозділів, які найточніше відображають особливості розвитку регіонів. Таким шляхом уже давно розвивається стратиграфія карбону Західної Європи. Скажімо, у Бельгії для нижнього карбону застосовуються регіояруси з власними назвами. Переважно карбонатна частини нижнього карбону (динанту) тут ділиться на Nastarian, Ivorian, Moliniacian, Livian, Warnantian. Подібна ж ситуація із стратиграфічним розчленуванням карбону Великобританії, де турнейські й візейські відклади розчленовуються на такі регіональні яруси: Courseylian, Chadian, Arundian, Holkerian, Asbian, Brigantian. Зазначені регіональні шкали є повністю самостійними і лише зіставляються з МСШ. При цьому, наприклад, про межу під'ярусів візейського ярусу, щодо якої точаться дискусії в Україні, взагалі не йдеться. І це, незважаючи на те, що саме в Бельгії розміщуються стратотипові розрізи турнейського і візейського ярусів. До речі, вони нині розглядаються лише як історичні місцевості. У Донбасі також давно виділені подібні за своїм обсягом до західноєвропейських регіояруси, що поділяються на горизонти. Ураховуючи те, що Донбас і ДДЗ у карбоні являли єдиний Доно-Дніпровський прогин, регіояруси і горизонти Донбасу з успіхом можна застосовувати для розчленування карбону загалом і нижнього відділу зокрема. Щоправда в ДДЗ склалася своя система біостратиграфічних підрозділів – МФГ, що по суті є комплексними форамініферовими зонами та за своїм об'ємом у більшості відповідають аналогічним зонам і відповідним регіональним горизонтам Донбасу. Практика показує, що вони достатньо ефективно застосовуються для розчленування і кореляції кам'яновугільних відкладів ДДЗ, хоч ні їхнє виділення, ні номенклатура не відповідають вимогам Стратиграфічного кодексу України.

Вивчення керн глибких свердловин північного заходу Дніпровсько-Донецької западини. Візейські відклади вивчені безпосередньо в польових умовах у природних відслоненнях і кар'єрах Південного Донбасу та за керном глибких свердловин. При цьому розрізи візейських відкладів Південного Донбасу нами розглядалися як ключові для вивчення літології, стратиграфії, умов

седиментації візейських відкладів у північно-західній частині ДДЗ, де синхронні відклади представлені фрагментарно у керні свердловин.

Зразки керна відібрано із свердловин, пробурених головним чином ВО "Чернігівнафтогазогеологія". Проведено макролітологічний опис, а після виготовлення шліфів породи вивчено під мікроскопом. Окремо вивчались палеонтологічні рештки, головним чином корали, на підставі чого в окремих випадках вдалось уточнити або підтвердити чи встановити вік розкритих відкладів, а також реконструювати умови їхнього утворення.

Крім того, для вивчення літології візейських відкладів залучено матеріали попередників, що містяться в деяких фондових та опублікованих джерелах [13–15, 28–30, 48, 98, 178, 179, 181, 161]. Коротку літологічну характеристику візейських відкладів північно-західної частини ДДЗ за результатами комплексних досліджень наведено нижче.

Як зазначалось, на північному заході ДДЗ виділяються такі літостратиграфічні підрозділи: артюхівська (нижня та верхня підсвіти); пісківська, яблунівська, мошківська (нижня підсвіта з рудівськими шарами в подошві та верхня підсвіта), солохівська, андріяшівська; перекопівська, василівська. Самостійність і стратиграфічні обсяги деяких світ ДДЗ, в основному через неоднозначну трактовку віку, залишаються дискусійними. Вони виділені головним чином за промислово-геофізичними даними і фрагментарним керновим матеріалом. Зрозуміло, що обсяги та межі деяких світ можуть уточнюватися з появою нових даних. В окремих випадках можна навіть відмовитись від деяких місцевих підрозділів. Водночас відмова від світного поділу взагалі, на чому вже наголошувалось, фактично веде до втрати конкретних літологічних тіл і не відповідає світовій практиці.

Світи, що виділені в північно-західній частині ДДЗ, вміщують горизонти, з якими пов'язують основні поклади вуглеводнів. Зазначимо, що назва "продуктивний горизонт" до них застосовується умовно, незалежно від того, чи є у них вуглеводні, чи немає. Вживання цього терміна не передбачено діючим Стратиграфічним кодексом, згідно з яким подібні літостратиграфічні підрозділи, що підпорядковані світі, необхідно називати пачками. Але у практиці робіт ДДЗ такі пачки, як правило, мають різнофаціальний склад, оскільки виділяються в межах усієї ДДЗ. Кореляція різнофаціальних пачок проводиться за даними каротажу. Індксація ПГ, крім того, базується на просторових співвідношеннях промислово-геофізичних підрозділів, під "плитою", над "плитою" і т. п. Отже, при такому підході ПГ фактично є літогеофізичними підрозділами. Дослідження літології ПГ, її змін у різних частинах ДДЗ має важливе значення для виявлення регіональних закономірностей поширення неантиклінальних пасток, обумовлених фаціальними заміщеннями, літологічними неоднорідностями, стратиграфічними незгідностями.

За даними вивчення керна глибоких свердловин серед візейських відкладів північного заходу ДДЗ виділяються темно-сірі аргіліти, алевроліти, вапняки верхньої частини *пісківської світи* (XIV МФГ), переважно вапняки *яблунівської світи* (XIII МФГ), що на північний захід заміщуються теригенно-карбонатними породами *артюхівської світи* та за сейсмогеологічними даними виділяються під

назвою "нижньовізейська карбонатна плита" (XIII_n МФГ) нижнього під'ярусу; доманікити *рудівських шарів* (XIII_b МФГ радіоактивний репер V_{3r}), аргіліти, алевроліти, пісковики з прошарками біоморфних вапняків *солохівської світи* та її вікового аналога – карбонатної *мошківської світи* (XII_a МФГ); ритмічне перешарування аргілітів, алевролітів, пісковиків, вапняків *андріяшівської* (XII МФГ), *перекопівської* (XI МФГ) та *василівської* (X МФГ) *світ* верхнього під'ярусу.

Візейські відклади пройдено значною кількістю свердловин. Досліджено лише деякі інтервали розрізу нижнього карбону, охарактеризовані керном. Ни́зи візейських відкладів відповідають пісківській світі, яка вивчена, зокрема, св. Ярмолинцівська-7. Представлені в керні породи (інт. 4645–4705 м) складені темно-сірими аргілітами, алевролітами та інколи вапняками, які належать до XIV МФГ і вміщують залишки одиночних ругоз. Товщина світи за промислово-геофізичними даними – 200 м.

Більшість досліджених свердловин розкрили яблунівську світу, що належить за мікрофауною до XIII МФГ. Її літологічний склад вивчений за керном, який піднято із св. Бережківська-2 (інт. 4180–4184 м); Василівська-7 (4668–4675 м); Горобіївська-360 (5200–5207 м); Луценківська-3 (5254–5260 м); Родниківська-384 (4920–4034 м); Липоводолинська-10 (інт. 4730–4739 м). Переважають вапняки та аргіліти з морською фауною. Значний вміст карбонатних порід, які подекуди формують біостроми і біогерми, дозволяє виділяти світу не тільки за матеріалами буріння, а й за сейсмогеофізичними даними як "нижньовізейську карбонатну плиту". Серед органічних решток визначені брахіоподи, конодонти, остракоди, колоніальні та одиночні корали, які дозволяють зіставляти яблунівську світу з верхньоскелюватською підсвітою Донбасу, а спорово-пилкові комплекси – з бобріківськими континентальними утвореннями Московської синеклізи. У західній частині ДДЗ карбонатні породи яблунівської світи заміщуються морськими аргілітами верхньої частини артюхівської світи. У верхах яблунівської світи виділяється пачка темно-сірих глинистих кременистих часто спікулових вапняків, які виділяються як рудівські шари, що вивчені авторами за керном св. Шумська-1 (інт. 4607–4625 м), Талалаївська-5 (4287–4291 м), Талалаївська-7 (3851–3860 м), Талалаївська-11 (інт. 4183–4185 м). Їхнє стратиграфічне положення дискусійне. За промислово-геофізичними даними ці утворення виділяються як регіональний радіоактивний репер V_{3R}, а за палеонтологічними належать до верхньої частини XIII МФГ, зіставляючись із стильською світою Донбасу та нижньою частиною тультської світи Підмосков'я [18]. Товщина яблунівської світи становить 200–250 м, товщина рудівських шарів у північно-західній частині ДДЗ – 20–40 м. Наводяться докази незгідного залягання рудівських шарів на яблунівській світі та яблунівської світи на пісківській [106]. На рудівських шарах західної частини ДДЗ залягають біоморфні карбонати *мошківської світи*, які в Срібнянсько-Красноградській зоні (осьова частина ДДЗ) заміщуються переважно глинистими глибоководними породами *солохівської світи*. Морські породи перемежуються зі значними за товщиною континентальними утвореннями. Керн, що дозволив вивчити літологію та органічні рештки світ, був піднятий із св. Баранихінська-5 (інт. 4714–4723 м), Бережківська-7 (4177–4188 м), Бережківська-6

(4228–4238 м), Пісківська-371 (4780–4800 м), Шумська-2 (4668–4682 м), Липоводолинська-10 (інт. 4684–4691 м). За мікрофауністичними даними мошківська та солохівська світи належать до ХІа МФГ. За деякими стратиграфічними побудовами рудівські шари розміщуються в нижній частині цього МФГ (ХІа) і відповідно солохівської й мошківської світ [7,13–15]. Вивчені авторами органічні рештки знайдено переважно в аргілітах солохівської світи, і лише деякі (Пісківська-371) походять з мошківської світи західних районів ДДЗ. Товщина мошківської світи становить 260 м, а солохівської досягає 700 м.

Андріяшівська світа трансресивно з ознаками перерви (сліди вивітрювання) залягає на більш давніх утвореннях. Вона вивчена за керном св. Волошківська-2 (інт. 4680–4690 м), Переможна-2 (інт. 3487–3493 м), Пісківська-371 (інт. 4675–4691 м). Світа складена ритмічно перешарованими глинистими, піщано-алевритовими породами, серед яких зустрічаються малопотужні вапнякові прошарки з верхньовізейською фауною, яка дозволяє відносити цю світу до ХІІ МФГ. За спорово-пилковими комплексами світа зіставляється з алексинським горизонтом Підмосков'я. Її товщина в центральних частинах ДДЗ зростає до 400 м, становлячи на північному заході лише перші десятки метрів.

Перекопівська світа вивчалась за керном св. Ісківцівська-315 (інт. 4227–4236 м), Родниківська-384 (4337–4340 м), Яблунівська-4 (інт. 3920–3925 м). Породи, які становлять цю світу, близькі за складом до андріяшівської. Переважно це карбонатно-глинисті утворення з прошарками пісковиків і пропластками кам'яного вугілля. За фауністичними рештками світа належить до ХІ МФГ, а за спорово-пилковими комплексами зіставляється з михайлівським горизонтом Східноєвропейської платформи. Товщина світи – 40–170 м.

Таким чином, у складі візейських відкладів виділяються нижньо- та верхньовізейські. При цьому нижньовізейські за літологічними ознаками діляться на дві частини. Нижня частина складена переважно континентальними утвореннями, що часто вміщують прошарки кам'яного вугілля (артюхівська світа). Верхня – карбонатними породами шельфової зони (карбонатна платформа), що виділяються як яблунівська світа. Остання відома за сейсмогеологічними даними як "нижньовізейська плита". Вона завершується кременисто-карбонатною товщею, збагаченою спікулами губок. Ця товща відома як рудівські шари. У покрівлі цих шарів фіксується регіональна перерва. Далі виділяється потужна глиниста товща, яка належить до ХІа МФГ (солохівська світа). Солохівська світа виповнює Срібнянську депресію, заміщуючись на її бортах, за даними деяких дослідників, серед яких і автори звіту, карбонатними породами, які вміщують невеликі органогенні споруди типу біостромів і біогермів (мошківська світа). Вище залягають верхньовізейські переважно піщано-глинисті андріяшівська, перекопівська і васильківська світи.

Більш повна інформація, порівняно з фрагментарною характеристикою літологічних особливостей візейських відкладів глибоких свердловин, отримана за матеріалами параметричного буріння. Далі наведено геологічне положення та короткий опис візейських відкладів, розкритих деякими з переглянутих параметричних свердловин.

Параметрична свердловина Річна-386 розташована в Лохвицькому районі Полтавської області, на західній центрикліналі Лохвицького (Жданівського) прогину в приосьовій зоні западини. Для підготовки цієї площі до глибокого буріння тематичною партією 21/84-86 (В. М. Лисинчук) було оперативно переглянуто 722 км сейсмічних профілів і встановлено, що верхньовізейські відклади в Лохвицькій депресії залягають на нижньовізейських з кутовою незгідністю, підготовлено паспорт на Річну антиклінальну структуру площею 5,5 км².

Нижньокам'яновугільні відклади розкриті в інтервалі глибин 4288–5750 м (розкрита товщина 1462 м) в обсязі візейського і серпуховського ярусів. Товщина візейських відкладів становить 1056 м (4694–5750 м). Виділено нижньовізейські й верхньовізейські відклади.

Нижньовізейські відклади розкриті в інт. 5677–5750 м (товщина 73 м) в обсязі XIII мікрофауністичного горизонту, що визначено за результатами вивчення форамініфер. Інтервал складений вапняками і масивними темно-сірими аргілітами. У вапняках знайдено перекристалізовані форамініфери, остракоди, брахіоподи і уривки водоростей. Верхньовізейські відклади залягають на глибині 5677–4694 м (товщина 983 м). В їхньому складі виділено мікрофауністичні горизонти XIIa, XII, XI, X. Вони добре охарактеризовані керном.

XIIa МФГ (інт. 5677–5375 м) глинистий. Пісковики та алевроліти становлять у ньому лише 15–18 %. Товщина прошарків пісковиків і алевролітів незначна, 1–7 м. Вони приурочені переважно до верхньої частини горизонту. Аргіліти темно-сірі до чорних, алевроліти темно-сірі, іноді чорні, від дрібно- до крупнозернистих, кварцові. Пісковики ясно-сірі, дрібно-, середньозернисті, кварцові. Виявлені міоспори (В. К. Тетерюк) дали підстави віднести породи, які їх вміщують, до XIIa МФГ.

Породи XII МФГ розкриті в інт. 5375–4960 м (товщина 415 м). Вони представлені пісковиками, алевролітами і аргілітами, які перешаровуються. В інтервалі цього МФГ виділено продуктивні пачки (горизонти) В-20, В-19, В-18, В-17. Піщанистість горизонту становить близько 50 %. Пісковики ясно-сірі, іноді світло-коричневі й білі, дрібно-середньозернисті, кварцові. Алевроліти сірі й темно-сірі, дрібно-середньозернисті, кварцові. Аргіліти темно-сірі до чорних, алевритисті, із дзеркалами ковзання. Горизонт виділено на підставі даних промислово-геофізичних досліджень і зіставлення з розрізами інших свердловин, в яких його вік має фауністичне підтвердження.

Відклади XI і X мікрофауністичних горизонтів виділені в інт. 4960-4770 і 4770–4694 м, де вони мають товщину 190 і 76 м відповідно. У зазначених інтервалах виділено продуктивні пачки (горизонти) В-16н, В-16в, В-15, В-14. За результатами вивчення керна і даних промислової геофізики розріз цих горизонтів складений пісковиками, алевролітами, аргілітами, які перешаровуються, і підпорядкованими прошарками вапняків. Пісковики сірі, темно-сірі, дрібнозернисті. Алевроліти сірі, дрібно- і середньозернисті, масивні. Аргіліти темно-сірі до чорних, із дзеркалами ковзання. Прошарки вапняків виявлено переважно в нижній і середній частині інтервалу. Їхня товщина досягає 20–30 м. Вапняки сірі, дрібнокристалічні, масивні шламодетритові, глинисті. У них знайдено

піритизовані брахіоподи, остракоди, шматки водоростей, форамініфери. Вік порід ґрунтується на визначеннях форамініфер (Б. М. Храковська) і споропилкових комплексів (В. К. Тетерюк).

Параметрична свердловина Північнопогарщинська-389 розташована в Роменському районі Сумської області на північному схилі Північнопогарщинського прогину в приосьовій зоні западини. Свердловина пробурена на підставі робіт МСГТ, виконаних у 1984–1986 рр. сейсмопартіями 4/84, 4/86 (Г. Д. Мірошніченко та ін.) на Герасимівсько-Берестівській антиклінальній зоні, на схилах Бобриківського прогину, північному схилі Північнопогарщинського прогину, на Липоводолинському і Південноафанасіївському родовищах для пошуку нових перспективних площ і деталізації будови структур, виявлених раніше. На окремих сейсмопрофілях, які перетинають північні схили Північнопогарщинського прогину, виявлено клиноформи, які інтерпретувалися як зони можливого виклинювання окремих пачок порід у нижній частині верхньовізейського комплексу. Одна із зон можливого виклинювання простежувалася у вигляді дугоподібної смуги, яка відділяла частину північного схилу Північнопогарщинського прогину і розглядалася як потенціальна пастка для вуглеводнів. Неоднозначне тлумачення результатів сейсмічних робіт вимагало буріння тут параметричної свердловини.

Відклади візейського ярусу розкриті свердловиною в інтервалі глибин 5120–4337 м (розкрита товщина 783 м). Нижньовізейські породи (XIII МФГ, інт. 5120–5105 м) представлені аргілітами темно-сірими, слабокарбонатними, шаруватими, піритизованими і прошарками вапняків сірих, прихованокристалічних, міцних, малої товщини. Верхньовізейські відклади залягають на глибині 5105–4337 м (товщина 768 м). На підставі вивчення комплексів форамініфер виділено XIIIa, XII, XI і X МФГ. Нижня межа XIIIa МФГ проведена по покрівлі "нижньовізейської карбонатної плити", а верхня – по підшві продуктивного горизонту В-20. До МФГ приурочені ПГ В-21, В-22, В-23.

Розріз XIIIa МФГ у свердловині представлений переважно щільними, темно-сірими, алевритистими, рідше вапнистими, шаруватими (під кутом 5°) аргілітами і рідкісними прошарками вапняків. Іноді трапляються мікропроверстки щільних алевролітів. Товщина XIIIa МФГ становить 218 м (5105–4887 м).

XII МФГ за результатами геофізичних досліджень представлений пісковиками, алевролітами, аргілітами, рідше вапняками. У ньому виділено ПГ В-20, В-19, В-18, В-17. Товщина горизонту 307 м (4887–4580 м).

XI і X МФГ (4580–4337 м, товщина 243 м) представлені аргілітами з прошарками пісковиків, алевролітів і вапняків. Тут виділено ПГ В-16, В-15, В-14.

Породи серпуховського ярусу незгідно покривають відклади візейського ярусу. Вони виділені на глибині 4337–4032 м (товщина 305 м) в обсязі нижньо- і верхньосерпуховського під'ярусів, між якими є стратиграфічна перерва.

Отже, за результатами буріння свердловини встановлено, що відклади XIIIa МФГ (ПГ В-21, В-22, В-23), з якими пов'язувалися перспективи на Північнопогарщинській площі, представлені глинистими породами.

Параметрична свердловина Монастирищенська-302. Відклади візейського ярусу (інт. 3345–3864 м) представлені частим чергуванням пісковиків (пе-

реважають), аргілітів, зрідка вапняків. Нижньовізейські відклади розкриті в інт. 3716–3864 м, складені переверстуванням аргілітів, алевролітів, вапняків. Верхньовізейські утворення пройдені в інт. 3345–3716 м. На електрокаротажних кривих простежується ритмічний характер осадконакопичення: пласти пісковиків змінюються алевролітами, глинистими породами. Вапняки найхарактерніші для верхньої, глинистої частини. У зразку керна з інт. 3400–3403 м, представленому вапняком, присутні форамініфери, які вказують на візейський вік порід.

На Монастирищенському родовищі нафтоносним є горизонт В-10, приурочений до серпуховського ярусу, з якого у св. 4 отримана нафта. Св. 302 розташована поза контуром нафтоносності, на відстані 8 км від св. № 4. Прямих ознак нафтогазоносності в розкритому розрізі не виявлено.

Параметрична свердловина Галицька-1 розкрила турнейські та візейські відклади. Утворення турнейського ярусу виділені в інт. 2986–3165 м. Тут домінують уламкові різновиди порід – пісковики та алевроліти з підпорядкованими проверстками аргілітів. Нижньовізейські відклади розкриті свердловиною в інт. 2918–2986 м. В їхньому складі переважають вапняки, а також аргіліти та пісковики. Верхньовізейські відклади розміщуються в інт. 2703–2918 м. Вони складені переважно пісковиками та алевролітами, спостерігаються також аргіліти та вапняки. Товщина нижньо- і верхньовізейських відкладів за даними глибокого буріння на дослідженій території наведена на **рис.** 197, 198.



Рис. 197. Схема товщин нижньовізейських відкладів північного заходу Дніпровсько-Донецької западини [98]:

1 – соляні штоки; 2 – ділянки розмиву; 3 – ізопахіти; 4 – крайові розломи

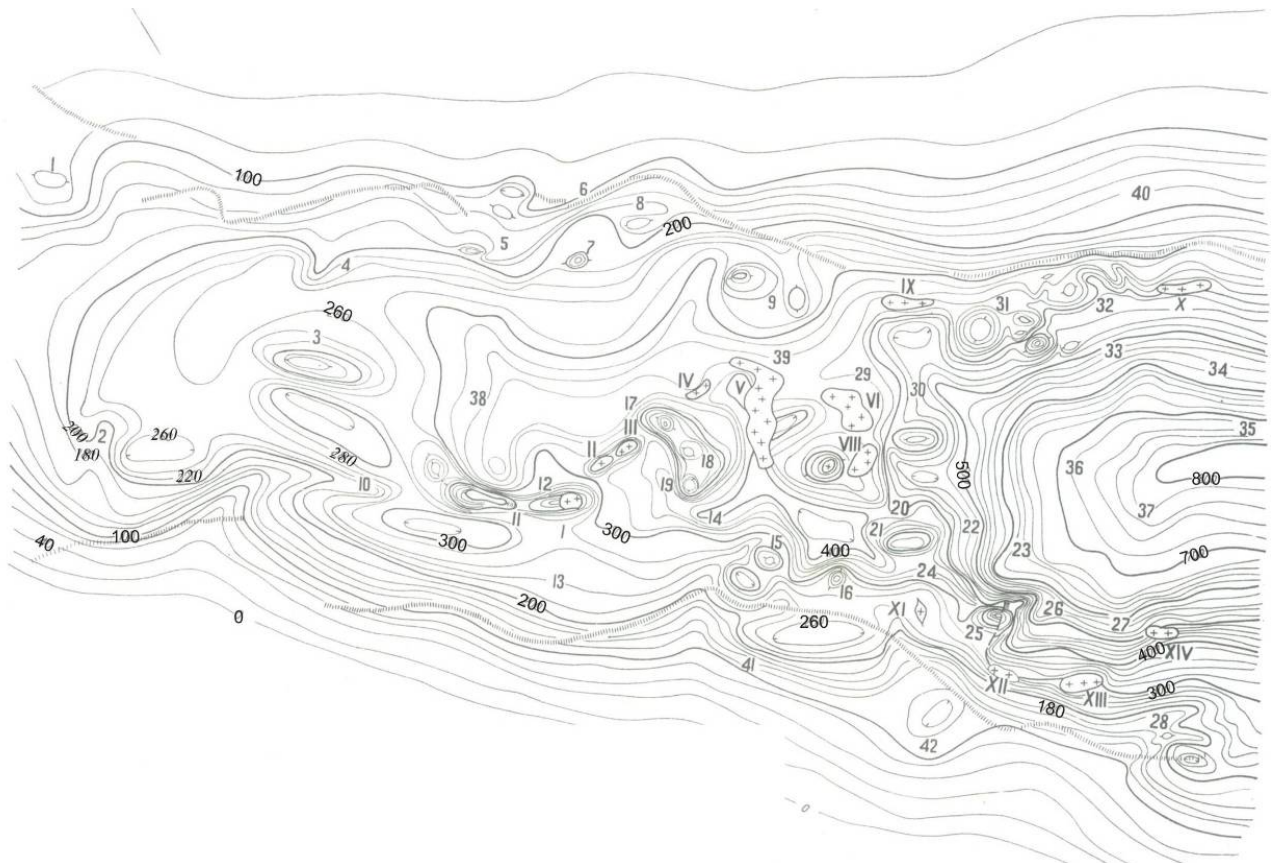


Рис. 198. Схема товщин верхньовізейських відкладів північного заходу Дніпровсько-Донецької западини [98]
(умовні позначення див. на рис. 197)

Як видно із цих схем, нижньовізейські відклади на північному заході ДДЗ не досягають значної товщини. Лише у Срібнянській депресії їхня товщина більше 300 м. На північному заході вона не перевищує 100 м. Візейські відклади незгідно залягають на турнейських. Саме до цього інтервалу приурочена регіональна перерва, положення якої дискусійне. Водночас чітка її інтерпретація має важливе значення для розуміння регіональних закономірностей розміщення ВВ в пограничному турнейсько-візейському інтервалі.

Нижньовізейські відклади на північному заході ДДЗ представлені переважно континентальними відкладами, що, як уже зазначалось, часто вміщують прошарки кам'яного вугілля. Нижньовізейські вугленосні відклади розкриті рядом свердловин. Розріз однієї з них наведено на [рис. 199](#). Він ілюструє наявність вугленосних відкладів у нижньому візе та велику товщину карбонатно-глинистих візейських відкладів Гужівської депресії.

На відміну від нижньовізейських верхньовізейські відклади поширені значно більше, досягають значної товщини (800 м у Срібнянській западині), фаціально більш витримані, представлені переважно морськими утвореннями. Відділяються від нижньовізейських відкладів чіткою регіональною перервою, положення якої знову ж таки дискусійне. Залежно від розуміння положення цих регіональних перерв змінюється кореляція свердловин, а одні й ті ж самі товщі різні дослідники можуть відносити то до турне, то до візе, то до нижнього або до верхнього відділу візе.

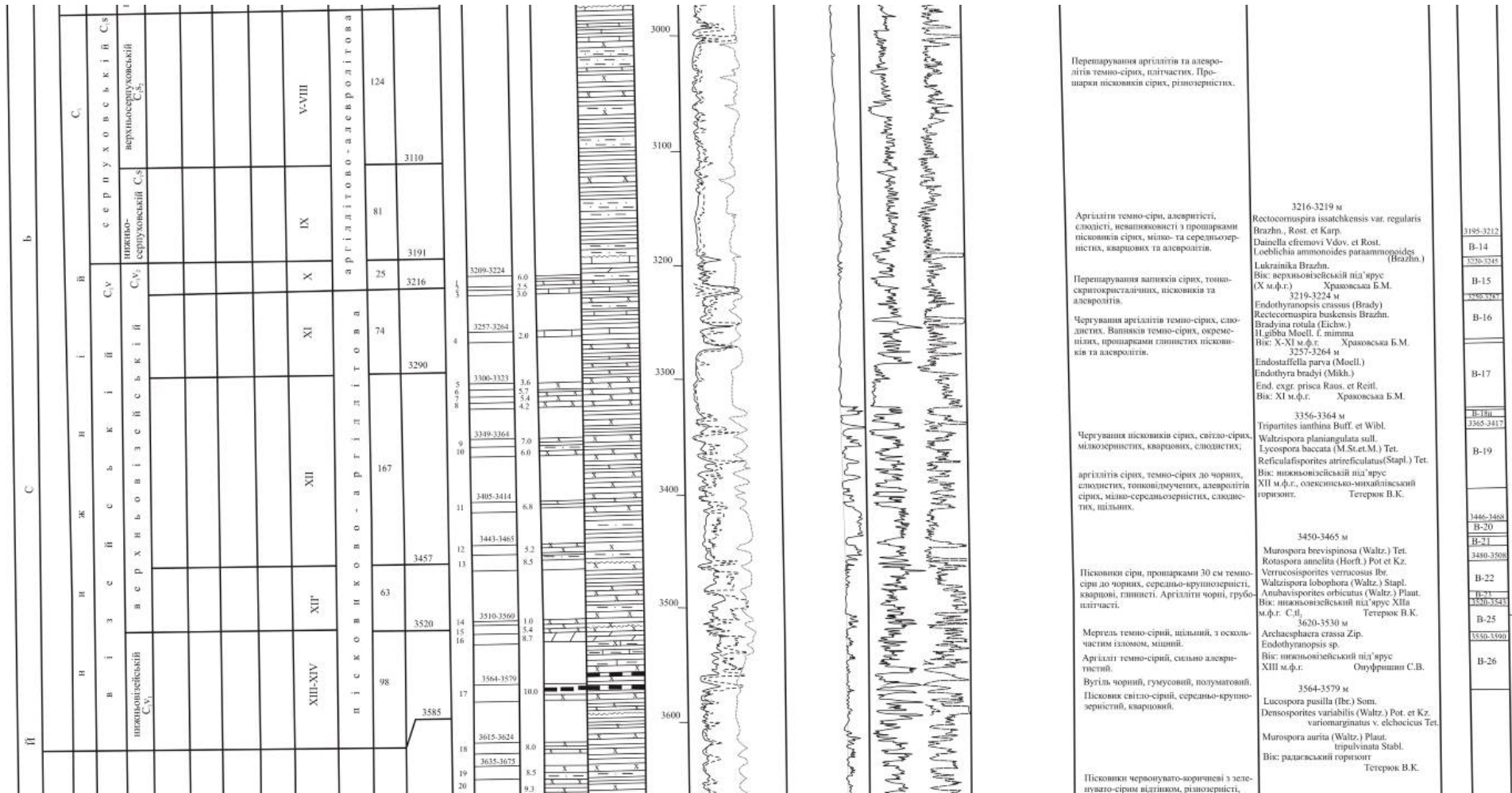


Рис. 199. Фрагмент розрізу параметричної свердловини Гужівська-305 (розкриті вугленосні відклади нижнього візе) [171]

Проведені нами комплексні дослідження дозволяють вважати, що продуктивний горизонт В-27, який зіставляється з докучаєвським горизонтом (Va) Донбасу, має розглядатись як турнейський за аналогією з ним. Адже останній відповідно до положення межі турне/візе у МСШ віднесено до турне. На більшій частині території північного заходу ДДЗ він відсутній (розмитий?), що підтверджує положення регіональної перерви в його покрівлі, а не в подошві. Це підтверджується і положенням верхньої межі шуринівського седиментаційного циклу (регіојарусу), виділеного ще Д. Є. Айзенвергом у Донбасі в покрівлі докучаєвської пачки.

Продуктивний горизонт 23 (рудівська пачка) часто неправильно інтерпретується як ПГ-25, оскільки відповідає покрівлі "карбонатної плити". У Донбасі ця плита відповідає оленівському седиментаційному циклу (регіојарусу), завершальною (регресивною) частиною якого є стильська світа (Ve). При цьому верхня частина стильської світи (e_2) Донбасу несе сліди обміління і розмиву. За біостратиграфічними, палеокліматичними та іншими даними [18] нижня частина світи (e_1) корелюється з нижньотульськими відкладами СЄП, тоді як верхня її частина (e_2), включаючи стратиграфічну перерву, а також нижню частину донецької світи (f_1), зіставляється з верхньотульськими відкладами. Таким чином, регіональна стратиграфічна перерва розміщена відповідно в покрівлі рудівських верств ДДЗ і стильської світи Донбасу, відповідаючи середині тульських відкладів СЄП. Отже, межа під'ярусів візейського јарусу припадає на подошву цих стратиграфічних підрозділів.

Виходячи з цього, внесено відповідні корективи до схем кореляції візейських відкладів, розкритих свердловинами в північно-західній частині ДДЗ.

Перегляд промислово-геофізичних даних. Паралельно з відбором керна вивчались матеріали, для кожної із свердловин. За результатами перегляду промислово-геофізичних матеріалів свердловин (рис. 200, 201) і зіставлення їх з літологічними та біостратиграфічними даними в деяких випадках змінено індексацію ПГ і внесено відповідні корективи до схеми кореляції розрізів свердловин. Корективи стосувалися перш за все нижньої та середньої частини візейських відкладів. ПГ В-23 розглядається як самостійна товща, що віднесена до верхньої частини XIII МФГ (верхньовізейської), а ПГ В-27 віднесено до турне. Особлива увага зверталася на виділення карбонатних і глинистих товщ, перспективних на пошуки нетрадиційних колекторів.

Сейсмогеологічні матеріали. Сейсморозвідувальні роботи методом КМЗХ і МВХ по профілю Яготин – Батурич проводилися ще у 1961 р. Цими роботами була вивчена поведінка поверхні кристалічного фундаменту. Установлено розташування крайових розломів, що обмежують грабен. У межах грабена виділено великі структури фундаменту: Малодівицька, Ічнянська та Красилівська западини, Монастирищенський та Плисківський виступи. В осадовому чохлі були встановлені перегини шарів по башкирському та пермському відбивних горизонтах у районі сіл: Гнилиця, Мала Дівиця, Монастирище, Ічня, Буромка, Івангород і Велика Загорівка. Схеми кореляції розрізів свердловин зіставлено з регіональними сейсмічними профілями. Унаслідок цього в окремих ви-

падках удалося уточнити поширення окремих літологічних пачок, виявити зони регіональних незгідностей та виклинювання стратиграфічних горизонтів, локальні літологічні об'єкти.

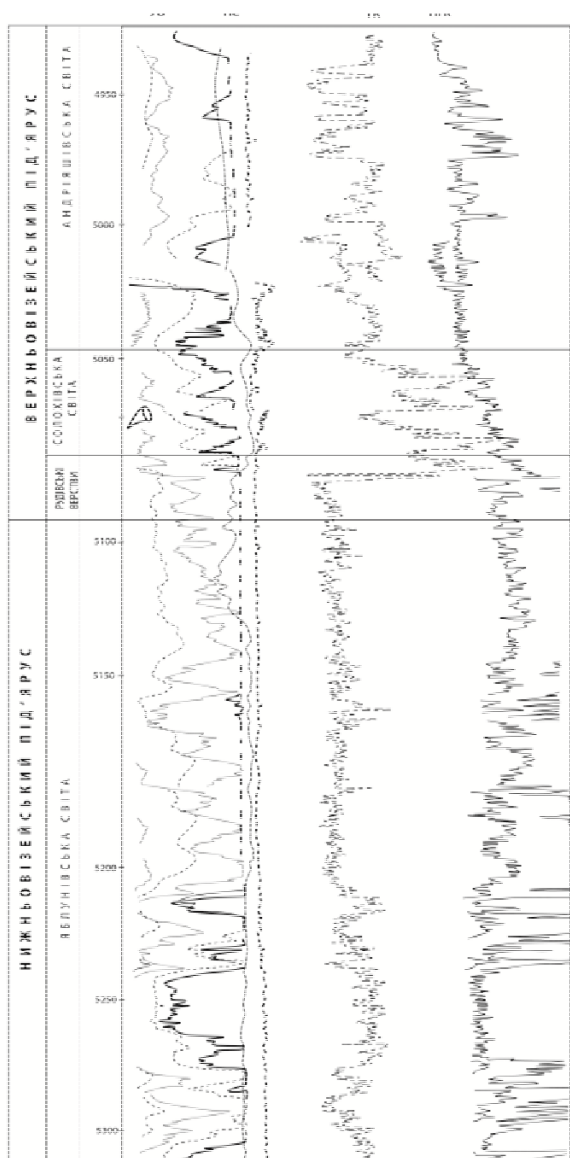


Рис. 200. Промислово-геофізичні криві середньовізейської частини розрізу свердловини Рудівська-3 [171]

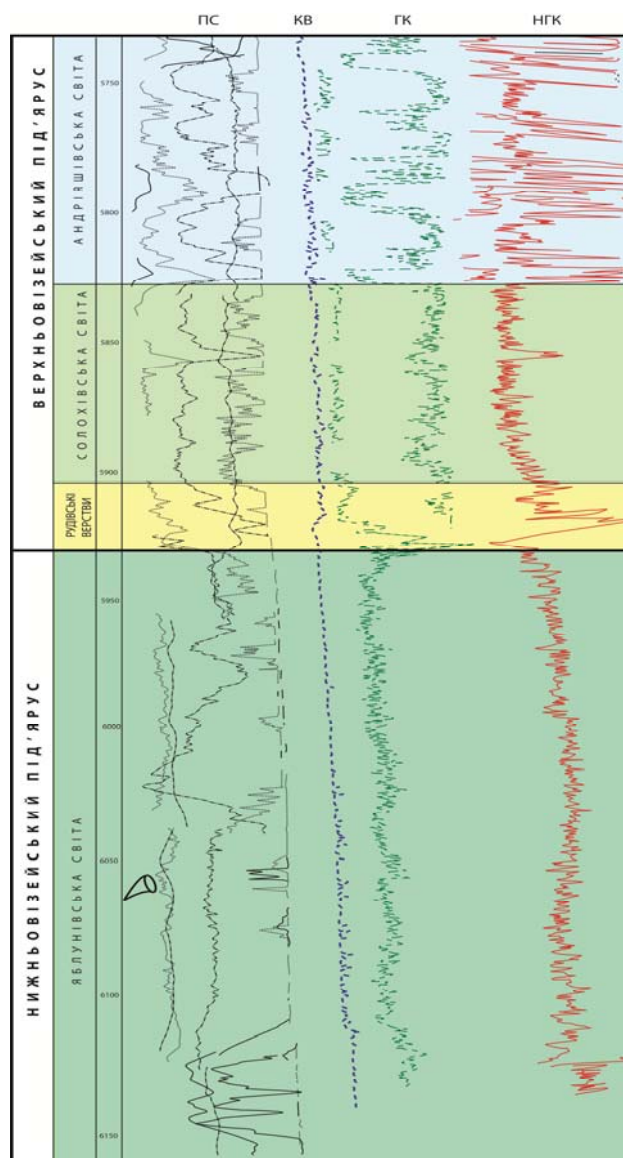


Рис. 201. Промислово-геофізичні криві середньовізейської частини розрізу свердловини Бакумівська-424 [171]

Детальні сейсмостратиграфічні дослідження в межах окремих ділянок північно-західної частини ДДЗ проведено київськими геофізиками [108, 153 та ін.]. Результати цих досліджень сприймаються не завжди однозначно і потребують подальшої перевірки.

Основними відбивними горизонтами у візейських відкладах є такі: $V_{v_2}^1$ поблизу покрівлі, $V_{v_2}^2$ і $V_{v_2}^3$ (верхньовізейські відклади); $V_{v_2}^3$ (межа нижньо- і верхньовізейських відкладів); $V_{v_3}^1$ (покрівля "візейської плити"); $V_{v_3}^2$ (у нижньовізейських відкладах); $V_{v_4}^1$ (поблизу турнейсько-візейської межі) (рис. 202). Ці горизонти відображають найконтрастніші літологічні неоднорідності стратиграфічного розрізу візе. Серед них покрівлі карбонатних пачок, регіональні незгідності. Для

виявлення в розрізі північно-західної частини ДДЗ і простеження зазначених неоднорідностей по латералі проведено перегляд деяких регіональних сейсмічних профілів (рис. 203). Нижче наводяться основні результати цього перегляду.

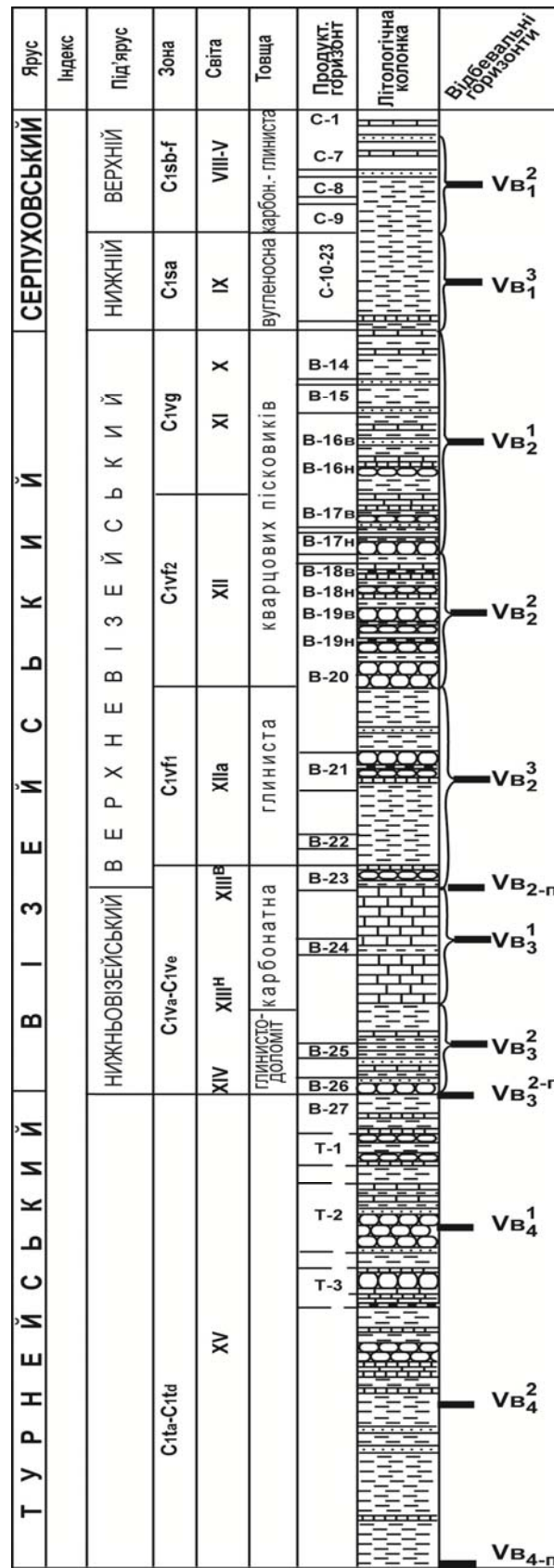


Рис. 202. Положення відбивних горизонтів у розрізі ДДЗ [171]:

1 – алевроліти; 2 – аргіліти; 3 – пісковики; 4 – вапняки; 5 – вугленосність

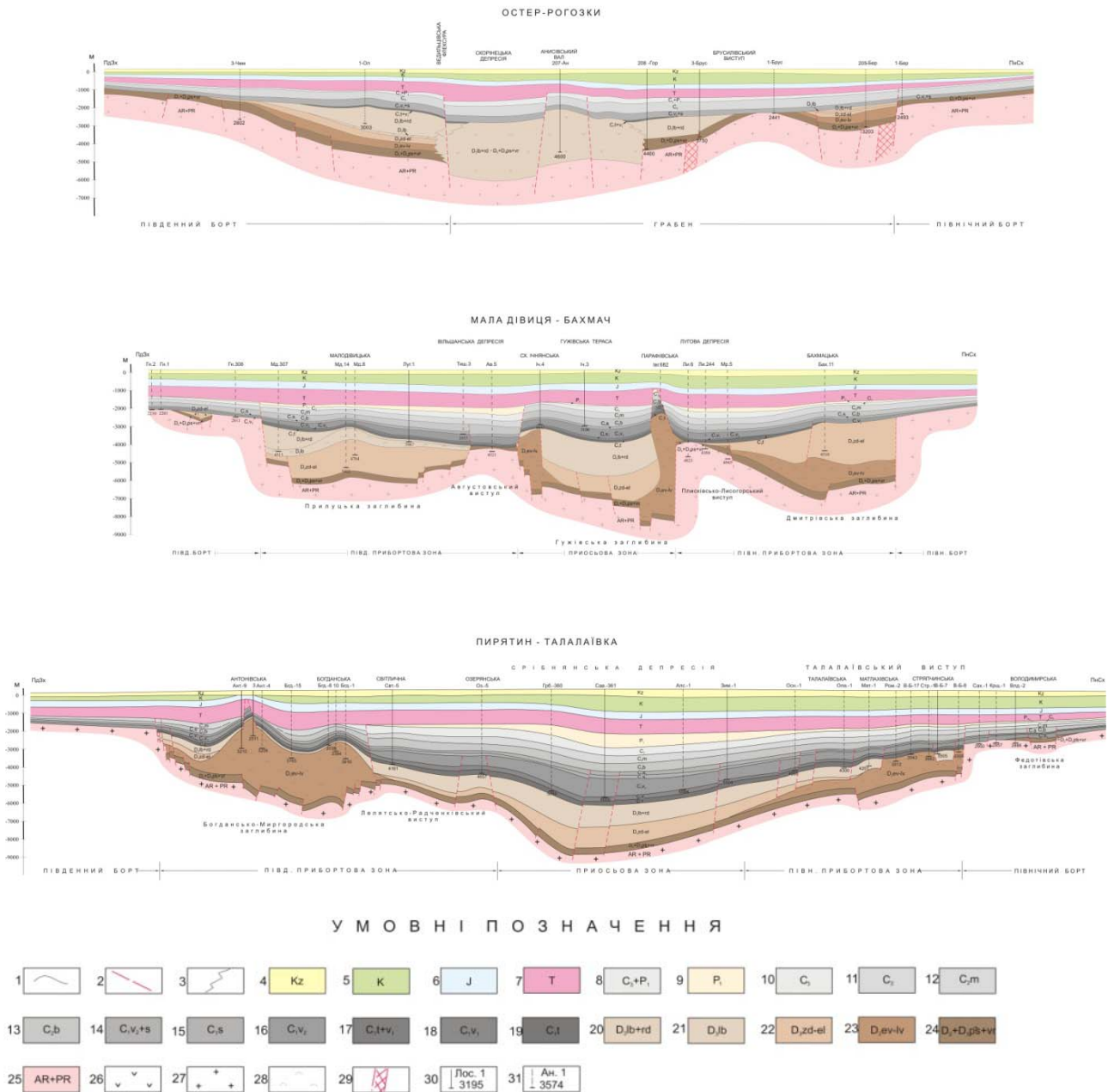


Рис. 203. Регіональні геологічні розрізи північно-західної частини Дніпровсько-Донецької западини [171]

Сейсморозвідувальні роботи методом КМЗХ і МВХ по профілю *Яготин – Батури* проводилися ще 1961 р. Цими роботами була вивчено рельєф поверхні кристалічного фундаменту. Установлено розташування крайових розломів, що обмежують грабен. У межах грабена виділено великі структури фундаменту: Малодівицька, Ічнянська та Красилівська западини, Монастирищенський та Плисківський виступи. В осадовому чохлі були встановлені перегини верств по башкирському та пермському відбивних горизонтах у районі сіл: Гнилиця, Мала Дівиця, Монастирище, Ічня, Буромка, Івангород і Велика Загорівка.

Регіональний профіль МСГТ Остер – Стара Рудня розташований в північно-західній частині території, західніше м. Чернігова, перетинає Чернігівський виступ фундаменту. Характеризується широким розвитком девонських відкладів, які виповнюють великі западини, розташовані між північним і південним бортами та Чемерським і Брусилівським виступами фундаменту. Саме з цими западинами пов'язано поширення малопотужних турнейсько-візейських відкладів, що виділяються південніше Анисівської структури. Незгідно вони перекриваються витриманою верхньовізейсько-серпуховською товщею.

Регіональний профіль МСГТ Лосинівка – Кінашівка розташований на північному заході території, перетинаючи Батуринський виступ дещо східніше від меридіана м. Ніжин. Пересікає зону розвитку девонських відкладів, що досягають значної товщини з інтенсивними проявами солянокупольної тектоніки: Рябушанський та Ніжинський штоки, Холмська солянокупольна структура та ін. На сеймопрофілі виділяються локально поширені незначні за товщиною нерозчленовані турнейсько-візейські відклади. Вони поширені в межах западин Малодівицької, Ніжинської й Холмської. На північному і південному бортах, а також на Лосинівському, Кошелівському виступах ці відклади виклинюються.

Верхньовізейські відклади витримані за товщиною і простежуються безперервною смугою вздовж профілю. Добре видно, що вони незгідно залягають як на турнейсько-нижньовізейських, так і на девонських відкладах. Незгідно перекриваються серпуховськими відкладами, що проявляється у вигляді виклинювання верхніх горизонтів верхнього візе в межах Холмської западини.

Регіональний профіль МСГТ Мала Дівця – Бахмач розташований північно-західніше меридіана м. Прилуки. Перетинає південний борт (Гнилицька структура), Малодівицьке родовище, центральну частину Гужівської міжкупольної тераси, східну перикліналь Бахмацької структури, закінчуючись на північному борті. Профіль розміщується на території з інтенсивними проявами солянокупольної тектоніки (Ічнянський і Рожнівський штоки та ряд солянокупольних структур). За характером хвильового поля виявлено декілька потенційно перспективних об'єктів, розташованих у різних геологічних умовах. Серед них виділяється Північногнилицька структура, розташована в межах Південного борту. Генетично вона пов'язана із Знам'янським грабеном, виповненим девонськими відкладами. У південній частині грабена проявлена малоамплітудна антикліналь і зона виклинювання нижньої частини візейських утворень (рис. 204).

У межах Гужівської міжкупольної тераси, крім виклинювань візейських відкладів, у прикупольних зонах виявлено лінзоподібні тіла, пов'язані із середньою частиною візе, що виділяються в її центральних частинах. У районі Бахмацької структури нижньовізейські й турнейські відклади виклинюються. При цьому чітко фіксується регіональна незгідність усередині візе.

Регіональний профіль МСГТ Прилуки – Дмитрівка проходить західніше Прилук, перетинаючи низку родовищ ВВ, серед яких Мільківське, Тростянецьке, Петрушівське, Бережківське, Ярошівське та ін., а також солянокупольні структури – Мільківська і Дмитрівська (шток). У середній частині візейських відкладів виділяється низка лінзоподібних тіл, імовірно органогенного похо-

дження – Південномільківське (рис. 205), Ряшківське, Хвощове, Нове (р-н Бережківського родовища). На північний схід від Дмитрівського штока за сейсмічними даними чітко фіксується зона виклинювання нижньовізейських відкладів (Східноколяднинська структура).

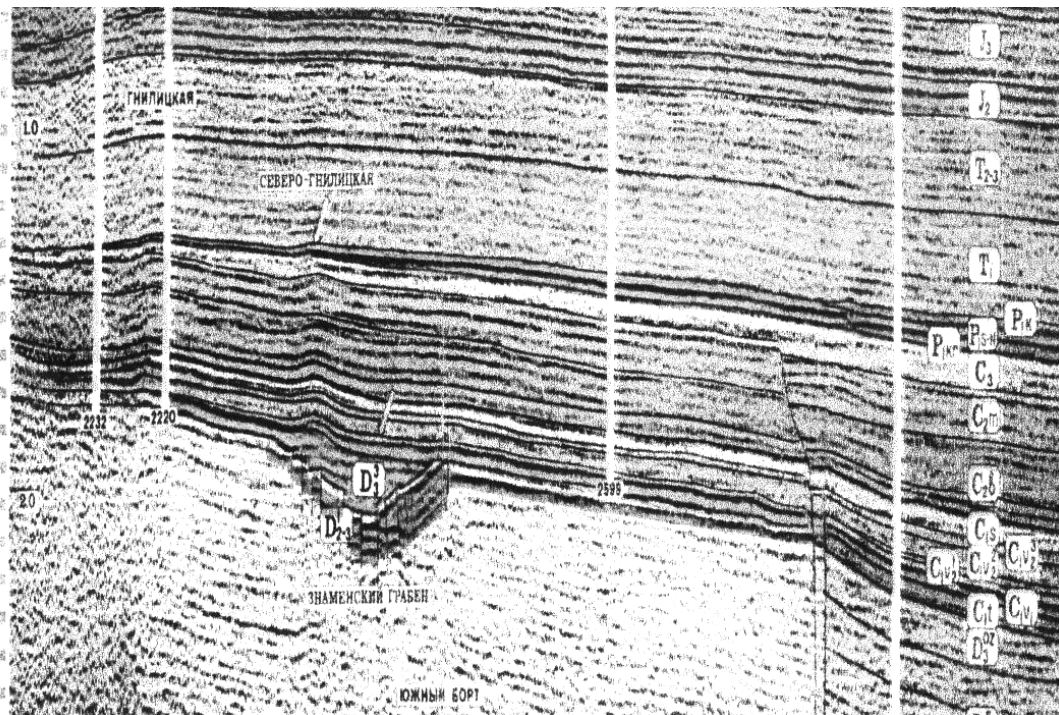


Рис. 204. Північногнилицька структура. Фрагмент сеймостратиграфічного розрізу Мала Дівиця – Бахмач (КГРЕ, 1993)

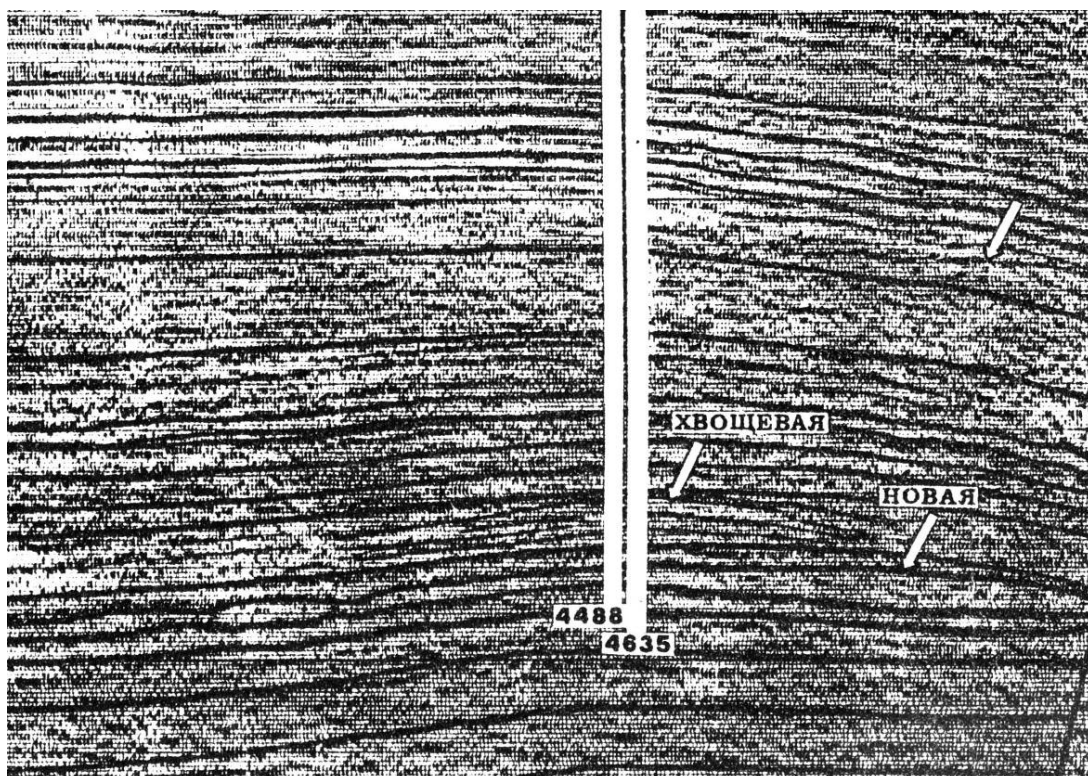


Рис. 205. Лінзоподібні тіла ймовірно органогенного походження в середній частині візейських відкладів (р-н Бережківського родовища, св. Бережківська-8). Фрагмент сейсмогеологічного розрізу Прилуки – Дмитрівка (КГРЕ, 1993)

Регіональний профіль МСГТ Колайдинці – Хмелів перетинає Срібнянську депресію і цілу низку родовищ ВВ, серед яких Чорнухинське, Мехедівське, Луценківське, Шумське, Ярмолинцівське, Артюхівське, Рогинцівське. На профілі чітко простежується регіональна незгідність між візейськими і серпуховськими відкладами. У середній частині візейських відкладів фіксується декілька локальних перспективних об'єктів лінзоподібної форми, імовірно органогенних споруд. Серед них найконтрастніше Московщинське (рис. 206), розташоване в північній прибортовій зоні. Дещо менші за розмірами об'єкти тієї ж природи виділяються в центральній частині западин, південніше Шумської структури.

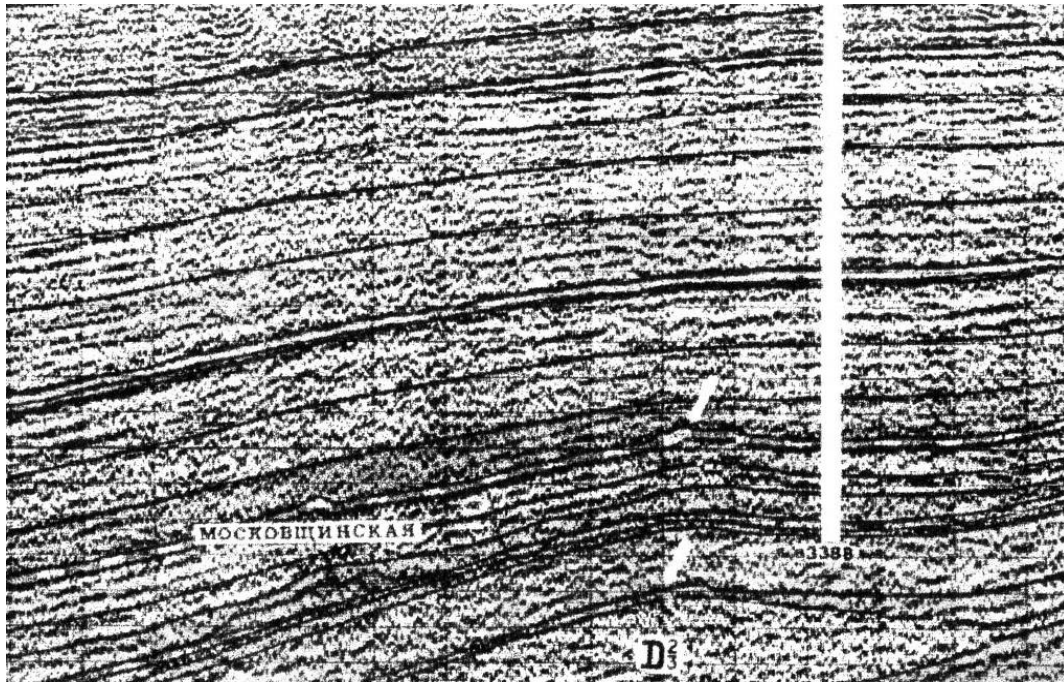


Рис. 206. Московщинський об'єкт. Фрагмент сеймостратиграфічного профілю Колайдинці – Хмелів (КГРЕ, 1990)

Регіональний профіль МСГТ Березняки – Недригайлів, розташований на крайній південно-східній частині дослідженої території, перетинає низка солянокупольних структур – Висачківсько-Ромоданівську, Скоробагатьківський, Роменський шток, а також великі родовища ВВ – Яблунівське, Скоробагатьківське, Червонозаводське, Василівське, Настасівське. На південному борту ДДЗ спостерігається чітка зона стратиграфічного виклинювання окремих горизонтів візейських відкладів.

Лінзоподібні, імовірно біогермні, тіла візейського віку чітко виділяються північніше та південніше Скоробагатьківського родовища – Мільківська, Гайовщинська, Часниківська та ін. Однак це дуже занурені об'єкти, що розміщуються на глибинах 5,0–5,5 км. Ближче до поверхні залягає Снітинський біогерм, розташований на північному крилі Ічнянсько-Ромоданівської солянокупольної структури. Глибина його залягання – близько 4,5 км. Цікаво, що над ним розміщується лінзоподібне піщане Броварненське тіло башкирського віку.

Регіональний профіль МСГТ Монастирище – Близнюки розташований вздовж ДДЗ і є зв'язкою між попередніми профілями, розміщеними перпендикулярно до простягання структури. Починаючись поблизу Ічнянського штока, профіль проходить по південному крилу Срібнянської депресії в напрямку Яб-

лунівського родовища. Уздовж профілю виділяється велика кількість стратиграфічних виклинювань і локальних лінзоподібних об'єктів. Візейські лінзоподібні тіла фіксуються в межах Східноозерянської, Авдіївської, Східноісківцівської, Шумейківської та інших структур.

Регіональні профілі в 90-х рр. минулого століття переглядалися Тематичною партією об'єднання "Укргеофізика" (В. О. Редколіс, 1990, 1993; В. М. Стовба, 1996). Результати цих досліджень сприймаються не завжди однозначно і потребують подальшої перевірки детальними сейсмогеофізичними методами.

Детальні сейсмостратиграфічні дослідження в межах окремих ділянок північно-західної частини ДДЗ також проведені київськими геофізиками (В. П. Смолій, В. О. Редколіс, В. М. Лисинчук, І. В. Карпенко). В останні роки регіональні дослідження в північно-західній частині ДДЗ проведені лише по одному профілю Носівка – Бурцівське, однак звіт щодо цього поки що не завершено і отримані матеріали залишаються недоступними. Польові сейсмічні роботи останнім часом проведені на декількох площах. Серед них Північнозагорівська, Ядутьівсько-Кінашівська, Барбурська, Дмитрівська та Роменська структури.

Генезис візейських відкладів і деякі питання палеогеографії. Уточнення палеогеографічних схем візейського часу для північного заходу ДДЗ базуються на комплексних даних, які охоплюють: 1) результати літологічних досліджень керна і генетичну інтерпретацію умов їхнього утворення; 2) виділення окремих літологічних товщ за промислово-геофізичними даними; 3) кореляції розрізів свердловин за промислово-геофізичними даними і уточнення їхнього віку за біостратиграфічними дослідженнями; 4) простеження поширення літологічних товщ за результатами сейсмогеофізичних даних. Такі палеогеографічні узагальнення проводились і раніше. Мабуть, перші з них наведено ще Д. Є. Айзенвергом [1]. Елементи палеогеографічних реконструкцій візейського віку наводяться в роботах А. О. Білика, В. А. Іванишина [7], Я. Г. Лазарука [48], В. Т. Кривошеєва, В. В. Макогона [169, 170], С. Г. Вакарчука [13–15], І. М. Бабка (рис. 207) та ін. Однак до цього часу немає єдності в розумінні умов візейського осадкоутворення. Ілюстрацією цього є хоча б схеми В. В. Макогона, В. Т. Кривошеєва, з одного боку, і В. М. Лисинчука та І. М. Бабка з іншого. Об'єднуючи в єдине ціле різновікові карбонатні відклади, перші дослідники значно розширюють площу карбонатного ранньотульського морського басейну далеко на північний захід. Побудовані нами схеми (рис. 208) відрізняються від розроблених раніше, оскільки базуються на нових трактовках генезису окремих товщ та уточнень стратиграфічної кореляції деяких з них. Відзначимо, що низькі значення магнітної сприйнятливості карбонатно-глинисто-кременистих порід рудівських шарів свідчать не на користь гіпотези про вплив магматизму на їхній генезис. Адже домішки вулканічного матеріалу неодмінно призвели б до зростання значень магнітних властивостей осадових порід.

Продуктивний горизонт В-27 на північному заході Дніпровсько-Донецької западини загалом виділяється як у пісківській світі XIV МГ нижньовізейського під'ярусу, яка в Срібнянській депресії представлена глинисто-карбонатними породами, так і в теригенних утвореннях артюхівської світи, яка розвивається в бік бортів і на північний захід ДДЗ.

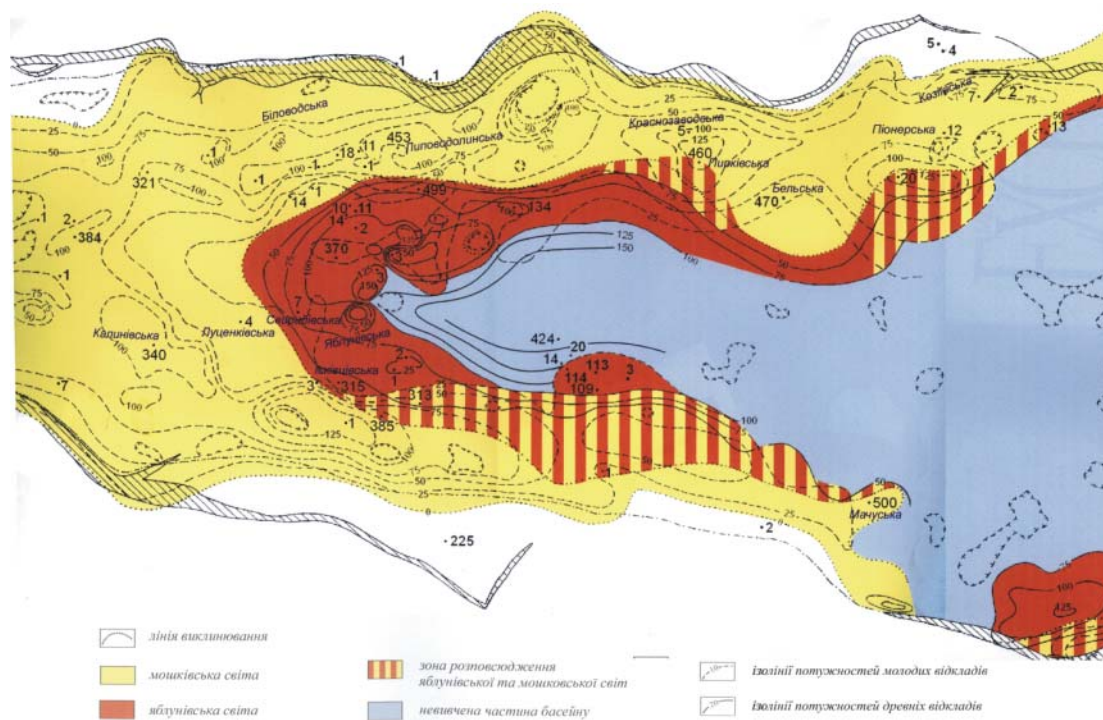


Рис. 207. Схема розвитку карбонатних фацій на північному заході Дніпровсько-Донецької западини (І. М. Бабко, 2006)

Завдяки детальним мікрофауністичним і палінологічним дослідженням, сейсмозрозвідувальним роботам з'ясувалося, що карбонатне осадконагромадження в ДДЗ має діахронний характер [44, 68–70] (рис. 209). У зв'язку з цим на північному заході ДДЗ були виділені дві окремі світи, які відповідають двом стратиграфічним рівням карбонатного осадконагромадження (яблунівська – верхи XIV – низи XIII МФГ, мошківська – верхи XIII–XIIa МФГ).

Уточнення стратиграфічного розчленування і кореляції. Нижня межа візейського ярусу зафіксована в розрізі Пенчонг (лімітотипі) Південного Китаю на підставі вивчення еволюції форамініфер роду *Eoparastaffella* за появою виду *E. simplex* Vdovenko, 1954 від предкового *E. rotunda* Vdovenko, 1971. Відповідно до міжнародного лімітотипу межу турнейського і візейського ярусів М. В. Вдовенко на підставі вивчення форамініфер у Донбасі проводить по покрівлі докучаєвського горизонту (C_1^{Va}). У ДДЗ положення цієї межі припадає на середину XIV МФГ, що відповідає положенню цієї межі в Донбасі між докучаєвським і глибокинським горизонтами. На цій підставі М. В. Вдовенко обґрунтовує переміщення підшви XIV МФГ для приведення у відповідність її положенню в Донбасі та в МСШ [16, 17]. Тобто ПГ В-27 згідно з таким переміщенням переходить до верхів турнейського ярусу. Водночас інші фахівці не виправдано продовжують вважати аналоги докучаєвського горизонту в ДДЗ візейськими [71]. Зазначимо, що вік подібних товщ можна встановити тільки на підставі вивчення форамініфер, за якими, власне, і проведена межа в Південному Китаї. Усі інші варіанти не витримують жодної критики, особливо якщо для цього використовують дані про те, що докучаєвський горизонт і його аналоги в ДДЗ є початком нового трансгресивного циклу.

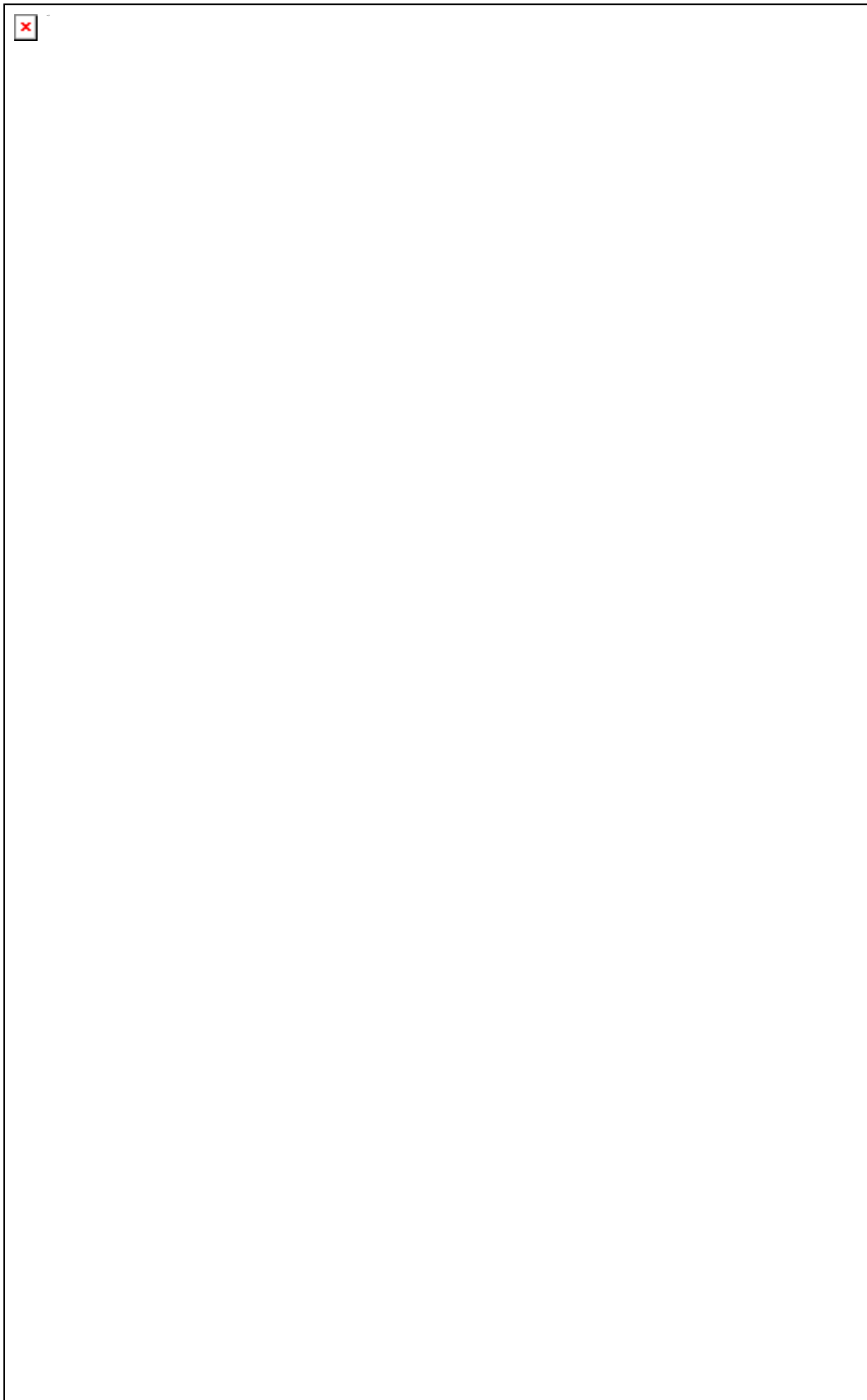


Рис. 208. Палеогеографічні схеми північного заходу Дніпровсько-Донецької западини [171]

а – ранньовізейський час; б – рудівський час; в – мошківський час. Зони поширення фацій:
1 – континентальних на девонській основі; 2 – виходи девонських відкладів на передпізньовізейський зріз; 3 – континентальних; 4 – нормально-морських; 5 – морських з підвищеним вмістом SiO_2 ; 6 – рифогенних мошківської світи; 7 – межа розвитку ранньовізейських відкладів; 8, 9 – перехідні фації; 10 – вугленосність, 11 – виступи докембрію; 12 – свердловини

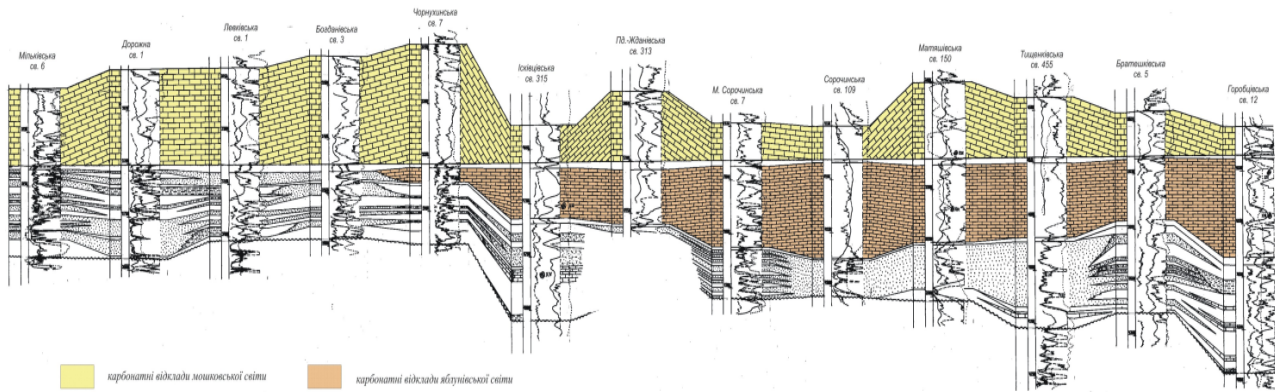


Рис. 209. Схема кореляції карбонатних відкладів Дніпровсько-Донецької западини (південна прибортова зона) [181]

Деякі дані свідчать про регіональну перерву між єфремівським і оленівським регіоярусами в покрівлі докучаєвського горизонту, а не в його підшві, як це вважав Д. Є. Айзенберг. Хоч ознаки такої перерви зафіксовано в Донбасі як за літологічними, так і за біостратиграфічними дослідженнями, у ДДЗ, на думку М. В. Вдовенко, розрізи перехідних турнейсько-візейських відкладів більш повні. При цьому аналоги докучаєвського горизонту в ДДЗ нарощуються знизу, формуючи перехідні турнейсько-візейські відклади. Отже, регіональна перерва може розміщуватись вище – у покрівлі докучаєвського горизонту Донбасу та в покрівлі локально поширеного ПГ В-27, що, імовірно, є аналогом докучаєвського горизонту Донбасу в ДДЗ. В. І. Полетаєв [91] показав, що докучаєвський горизонт є результатом заключної фази бузинівського трансгресивно-регресивного циклу. Тому так звана "турнейсько-візейська перерва" за сучасними критеріями проведення підшви візейського ярусу насправді розміщується вище, ніж це трактується сьогодні. При цьому локальне поширення горизонту В-27 треба пояснювати не приляганням у зв'язку з початком нової трансгресії, а навпаки, регресією і розмивом цих порід у зв'язку з регіональною перервою, що завершила бузинівський трансгресивно-регресивний цикл.

У будь-якому випадку, якщо ПГ В-27 ДДЗ зіставляється з докучаєвським горизонтом Донбасу, він має розглядатись у складі турнейського ярусу, а не візейського, як це було до стабілізації меж. З нашого погляду, на сьогодні видається цілком обґрунтованим віднесення ПГ В-27 ДДЗ і докучаєвського горизонту Донбасу до бузинівського регіоярусу ДДП, що корелюються з косьвинським горизонтом СЄП, до верхів турнейського ярусу.

Верхня межа візейського ярусу, на відміну від нижнього, поки що не встановлена. Міжнародна комісія веде роботу як з вибору стратотипового розрізу, так і з вибору біостратиграфічного критерію її стабілізації [2]. Найперспективнішим з таких критеріїв є рівень переходу конодонтів у філетичній лінії *Lochriea nodosa* – *L. zigleri*. Проте в Донбасі цей перехід не фіксується, а поява зазначених видів розірвана в часі. Водночас в ДДЗ поява *Lochriea zigleri* фіксується в підшві XI МФГ, тобто збігається з положенням підшви ярусу, прийнятої офіційно. Однак у регіональній схемі межа візе/серпухов проходить усере-

дині ефремівського регіоярусу. Адже верхній самарський горизонт цього регіоярусу припадає на заключну регресивну фазу ефремівського трансгресивно-регресивного циклу.

Положення цієї межі за даними мікрофауністичних досліджень неоднозначне, щонайменше для південно-східної частини ДДЗ. Тут у нижньосерпуховському під'ярусі виділяються дві пачки. Нижня пачка вміщує мікрофауну X МФГ, і лише верхня належить до IX МФГ, тобто має ранньовізейський вік.

Під'ярусний поділ візейського ярусу ДДП особливо дискусійний. У стратиграфічній схемі Росії він ділиться на два під'яруси з межею між ними в подошві тульського горизонту. Кореляція цієї межі в ДДП ускладнюється тим, що нижньотульські відклади на Східноєвропейській платформі складені континентальною вугленосною товщею. У Донбасі ж імовірні аналоги нижньої тули погано охарактеризовані фауною і, можливо, ускладнені стратиграфічними перервами. Офіційно прийнято кореляцію подошви верхньої частини стильської світи Донбасу з подошвою тульського горизонту СЄП. Однак останнім часом з'явилися докази кореляції всієї стильської світи та її ймовірного стратиграфічного аналога – рудівських шарів ДДЗ з нижньотульським підгоризонтом СЄП [16, 17]. Незважаючи на думки, які висловлюються деякими дослідниками, на кшталт: "Мы за трехчленное подъярусное разделение визейского яруса и более 30 лет выполняем научные исследования на этой основе" [47, с. 609], на матеріалах ДДЗ і ДДП загалом візейські відклади можна розчленовувати лише на місцеві та регіональні стратиграфічні підрозділи. Усе інше – прерогатива міжнародних комісій, що займаються питаннями стратиграфії візейського ярусу як планетарного підрозділу МСШ. Комісії ці відкриті для співпраці, зокрема видається спеціальне видання "Newsletter on Carboniferous Stratigraphy", де можна викласти обґрунтовані пропозиції для подальшого детального обговорення.

Отже, на сьогодні найобґрунтованішим є поділ візейських відкладів на два під'яруси з межею в подошві стильської світи Донбасу та рудівських шарів ДДЗ. При цьому регіональна перерва, яку часто без достатніх підстав ототожнюють з під'ярусною межею, фактично відповідає середній частині тульського горизонту, і є передверхньотульською. Як зрозуміло з викладеного вище, її наявність не є достатньою підставою для підвищення межі під'ярусів. Адже остання по своїй суті є біостратиграфічною. Водночас наявність регіональної перерви є достатньою підставою для розмежування оленівського та ефремівського регіоярусів (секвенсів за західною термінологією) ДДП.

Щоправда, в останній публікації [106], присвяченій стратиграфії карбону, положення межі оленівського та ефремівського регіоярусів переглянуто і вона проводиться по подошві стильського горизонту Донбасу у складі ефремівського регіоярусу. Нам здається це недостатньо обґрунтованим. Адже ще Д. Є. Айзенберг вважав стильську світу мілководною регресивною, що завершувала оленівський цикл [1]. Це ж пізніше підтвердив В. І. Полетаєв [91]. Відхід від цих уявлень, очевидно для узгодження під'ярусних і регіоярусних меж візе, є кроком назад. Можна погодитись з можливою наявністю в подошві стильської світи Донбасу перерви, однак ця перерва біостратиграфічно не встановлена в ДДЗ. Наявні дані свідчать про те,

що найсуттєвіша регіональна перерва проходить у покрівлі стильської світи і відповідно рудівських шарів у ДДЗ. Якщо порівнювати з Московською синеклізою, то ця перерва припадає на середину тульського горизонту. Тобто вона не збігається з межею під'ярусів візейського ярусу. А отже, навіть знахідки амоноїдей (*Beurichoceras*), що можуть свідчити про верхньовізейський вік нижньої частини стильської світи, не можуть змінити положення цієї перерви, а, відповідно, і не можуть бути достатньою підставою для зміни межі й між оленівським та єфремівським регіоярусами Доно-Дніпровського прогину.

Це підтверджують і нещодавні дослідження І. М. Кривої [46]. Згідно з ними низькі значення магнітної сприйнятливості, а також характер диференціації та дисперсії значень свідчать про спорідненість рудівських шарів з переважно карбонатною товщею XIII МФГ і положенням регіональної перерви в покрівлі цих верств, тобто в покрівлі XIII МФГ (рис. 210). За нашими уявленнями, це цілком відповідає положенню цієї перерви в Донбасі, тобто в покрівлі стильської світи. Ця світа, як уже згадувалось, корелюється з нижньотульським підгоризонтом Московської синеклізи [18].

Модернізована стратиграфічна кореляційна схема. Регіональна стратиграфічна шкала карбону Донбасу потребує деякого коригування після внесення необхідних змін до Стратиграфічного кодексу України. Пропозиції щодо цього також опубліковані В. І. Полетаєвим, який вважає за необхідне розділяти регіоярус – етап геологічної історії регіону, віддзеркалений в породах, і горизонт (регіональний під'ярус) – послідовність зміни комплексів фауни і флори, яка характерна для палеогеографічної області (провінції) загалом. Межі зазначених підрозділів, на думку В. І. Полетаєва, можуть не збігатися. Водночас горизонт і регіоярус у Стратиграфічному кодексі розглядаються як синоніми. Отже, субрегіональна стратиграфічна схема Донбасу, що разом з ДДЗ утворює Доно-Дніпровський прогин, – субрегіон СЄП, має включати регіояруси і регіопід'яруси (горизонти). У діючій стратиграфічній схемі після внесення змін Національним стратиграфічним комітетом 2004 р. до регіональних підрозділів належать надгоризонти і горизонти.

На основі проведених літостратиграфічних і біостратиграфічних досліджень, вивчення розрізів Донбасу нами пропонується уточнений варіант стратиграфічного розчленування і кореляції візейських відкладів (рис. 211). Основні уточнення і корективи стосуються вирішення питання стратиграфії карбону ДДЗ, зокрема визначення віку окремих товщ і уточнення їхньої кореляції з розрізом ДБ. Як уже згадувалось, горизонти (субгоризонти) Доно-Дніпровського прогину мають комплексне літолого-палеонтологічне обґрунтування і загалом відповідають вимогам Стратиграфічного кодексу щодо регіоярусів (горизонтів). Проте, незважаючи на офіційний статус Стратиграфічних схем, навіть побіжний перегляд рукописних та опублікованих робіт, що стосуються проблем регіональної геології закритої частини субрегіону – ДДЗ, показує, що згадані регіояруси в них не використовуються, або наводяться лише для формального зіставлення. Отже, у ДДЗ надійною регіональною стратиграфічною основою мають стати регіояруси, що базуються на синтезі біостратиграфічних і літостратигра-

фічних даних Доно-Дніпровського прогину. Зауважимо, що карбон Західної Європи поділяється саме на регіональні одиниці попри те, що саме в Західній Європі розміщуються стратотипи турнейського і візейського ярусів МСШ.

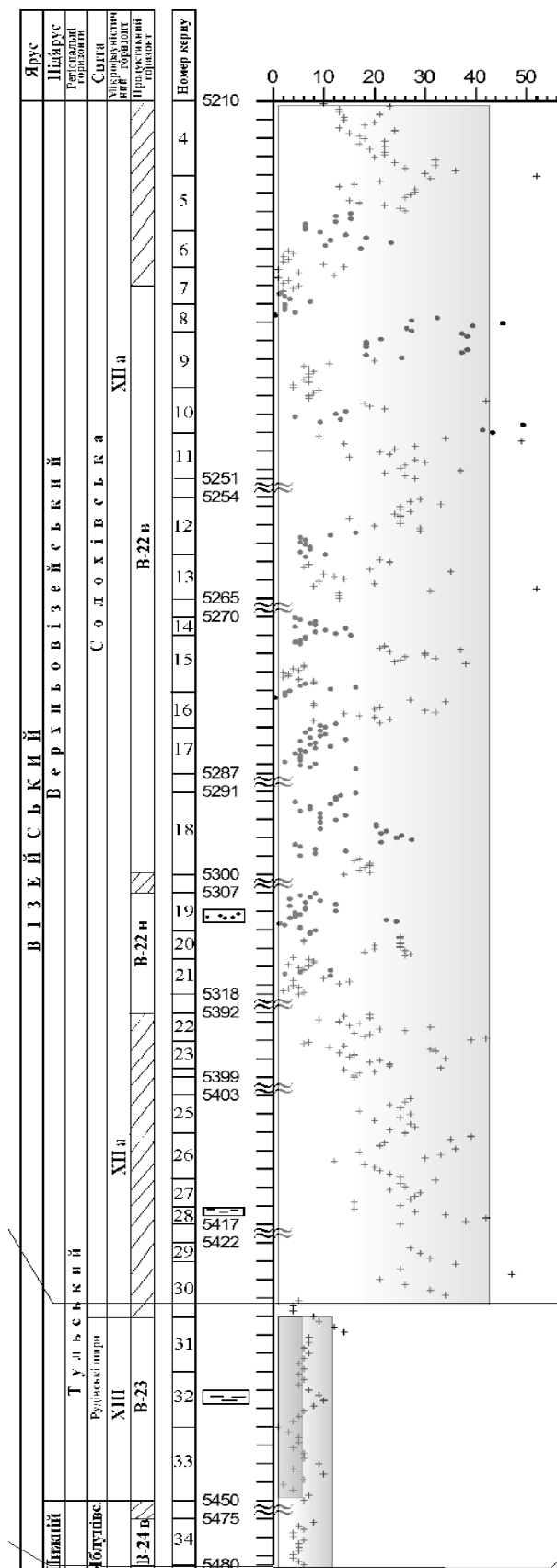


Рис. 210. Розподіл магнітної сприйнятливості в розрізі свердловини Луценківська-6 [46]

МСШ		Д О Н Б А С			Д Д З		С Є П				
Ярус	Під'ярус	Регіонарус	Горизонт	Зона, підзона	Світа, Серія	МФГ	Світа	ПГ	Горизонт		
Серпуховський	Нижній	Єфремівський	Самарський	C ₁ ^s a	Самарська C ₁ ^s (C)	IX	Луценківська	С-16-23	Стешовський		
									Таруський		
Візейський	Верхній	Єфремівський	Межівський	C ₁ ^v g	Межівська C ₁ ^v (B)	X	Василівська	В-14	Веньовський		
									Михайловський		
									Алексинський		
	Нижній	Оленівський	Донецький	C ₁ ^v f ₂	C ₁ ^v (A)	Донецька	XI	Андріяшівська	В-15-16	Верхній	
										Мошківська	Тулський
										Солохівська	
Турнейський	Верхній	Бужинівський	Стильський	C ₁ ^v e ₁	Стильська	XIIIв	Рудівські шари	В-23	Верхній		
									Сухинський	Бобриковський	
									Глибокинський		Нижній
Верхній	Бужинівський	Єфремівський	Докучаєвський	C ₁ ^v a	Докучаєвська пачка	XIV	Пісківська	В-26	Радаєвський		
									Карпівський	Косовинський	
									Волноваський		Кізеловський
Верхній	Бужинівський	Єфремівський	Карпівський	C ₁ ^v d	Карпівська	XV	Лелеківська	В-27	Верхньочерепетський		
									Волноваська	Славківська	
									Побиванська		Т-1-2

Рис. 211. Стратиграфічна схема кам'яновугільних відкладів[171]

Нижня межа візейських відкладів у ДДЗ має бути приведена у відповідність до її положення в міжнародному лімітотипі. Відповідно пропонується змінити межу між XIV і XIII МФГ, опустивши її до рівня покрівлі докучаєвського горизонту Донбасу. У цьому випадку ПГ В-27 ДДЗ розміститься поблизу покрівлі XIV МФГ. З цією межею збігається регіональна стратиграфічна перерва та ймовірно подошва артюхівської й пісківської світ.

Візейські відклади Доно-Дніпровського прогину (ДДЗ і Донбасу), урахувавши спільну історію розвитку у візейському віці, пропонується ділити на оленівський та єфремівський регіонаруси, межа між якими не збігається з положенням межі між під'ярусами візейського ярусу.

Можливими аналогами кременисто-карбонатних відкладів стильської світи Донбасу можуть бути рудівські шари, що виділяються як радіоактивний репер V₃R. Близькість стильської світи і рудівських шарів беззаперечна. Вона обумовлена регіональними особливостями морської седиментації в середині візейського віку. Установлено мілководний характер кременистих мергелів стильської світи і рудівських шарів, що по простяганню заміщуються континентальними вугленосними і бокситоносними відкладами нижньотулського віку. При цьому форму-

вання кременисто-карбонатних відкладів стильської світи Донбасу і рудівських шарів ДДЗ обумовлено палеокліматичним рубежем, що проявляється як ранньотульський максимум бокситоутворення в центральних частинах Східноєвропейської платформи та як час кременисто-карбонатного осадконагромадження на її периферії, а отже, близьке до синхронного. Виходячи з цього, є підстави вважати стильську світу і рудівські шари (ПГ В-23) стратиграфічними аналогами, зіставляючи з нижньотульським підгоризонтом СЄП. Із цього випливає, що залягаюча під ними "нижня плита" (яблунівська світа ДДЗ та її аналог – верхньоскелюватська Донбасу) може зіставлятись з нижньотульськими відкладами, а "верхня плита" (мошківська світа ДДЗ і донецька – Донбасу) – з верхньотульськими утвореннями СЄП. Відповідно фаціальний аналог мошківської світи – солохівська світа ("глиниста товща", або ХІа МФГ) буде також відповідати верхньотульській (нижній) частині донецької світи (зона $C_1^{Vf_1}$) та перерві під нею. Така схема цілком узгоджується з наявними, у тому числі й отриманими в результаті проведених досліджень, біостратиграфічними даними. Невирішеним залишається і положення межі візейського і серпуховського ярусу в МСШ. У ДБ вона проводиться по підшві самарського горизонту і зони $C_1^s a$ (вапняк $C_1(B_{12})$).

3.2.2. Регіональний прогноз нафтогазоносності візейських відкладів

Нафтогазогенеруючі товщі та нетрадиційні колектори. У процесі перегляду та переінтерпретації геологічних і геофізичних даних особлива увага зверталась на товщі, збагачені органічною речовиною. До таких у межах дослідженої території можуть належати вугленосні товщі турнейського і нижньовізейського віків, кременисто-карбонатні й кременисто-глинисті відклади (доманікоїди) середньої частини візейських відкладів, чорні аргіліти верхнього візе. Із зарубіжного досвіду відомо, що:

- вміст горючого газу нетрадиційних колекторів у першому наближенні корелюється із вмістом ОР в осадових породах різного походження;
- газ з ущільнених колекторів (ущільнений газ або газ центрально-басейнового типу) пов'язаний з ОР вугленосних товщ;
- сланцевий газ міститься у збагачених ОР глинистих сланцях (аргілітах), що виникли в морських безкисневих (відновлювальних) умовах.

Перетворення органічної речовини. Численними дослідженнями встановлено, що склад вуглеводнів залежить від генетичного типу ОР, яка є складовою вугілля, вуглистих порід, горючих сланців, або міститься в породі в розсіяному вигляді та перетворюються під впливом тиску і температури. У випадку гумусового складу ОР утворюється метан, інколи підвищений вміст етану, у випадку сапропелітових різновидів суттєва роль належить вищим газоподібним гомологам метану. У візейських відкладах північного заходу представлені пласти вугілля, розсіяна вуглиста речовина, що виникли в континентальних умовах. Поряд із цим дуже поширені морські аргіліти, алевроліти і вапняки, збагачені органічною речовиною сапропелевого або змішаного походження.

При регіональному метаморфізмі вугілля під впливом тиску порід, що перебивають пласт, і температури відбувається його дегазація. Метан утворюється на всіх стадіях метаморфізму. При цьому кількість метану, що виділяється з вугілля і ОР загалом, зростає зі збільшенням ступеня метаморфізму, тоді як інші гази зв'язуються або виводяться за рахунок хімічної й біохімічної взаємодії із вмісними породами.

Одночасно з підвищенням тиску відбувається перехід метану та інших газів у вмісні менш ущільнені породи. Нещодавно це було, зокрема, підтверджено результатами вивчення вугленосних формацій Донбасу [65]. Так, фахівцями УкрНДМІ НАН України показано, що газоносність порід вугленосних формацій Донбасу зростає зі збільшенням вмісту ОР. Крім того, встановлено, що з підвищенням ступеня катагенезу колекторські властивості гранулярних колекторів погіршуються, водночас сорбційні властивості розсіяної ОР міжвугільних інтервалів зростають. У кінцевому результаті, як указують автори, загальна величина газоносності вугленосної товщі не тільки не зменшується, а й зростає. Як і для Донбасу з башкирськими та московськими відкладами ДДЗ також пов'язані вугленосні пласти, хоч їхня товщина і кількість порівняно з Донбасом суттєво зменшуються. Вугленосні відклади ДДЗ занурюються на значні глибини, що зумовило суттєве ущільнення порід. Як відомо, найбільше ущільнюються з глибиною пласти вугілля, найменше – пісковики. Зрозуміло, що саме в ці ущільнені пісковики з розсіяною органічною речовиною і витісняється газ вугільних пластів.

Таким чином, під тиском порід, що залягають вище, гази переходять у вмісні менш ущільнені пісковики та алевроліти, а інколи і в тріщинуваті аргіліти. Цим, з нашого погляду, пояснюється потенційна газоносність так званих щільних колекторів центрально-басейнового типу [75]. Зрозуміло, що регіональна вугленосність середнього карбону ДДЗ виводить у число найбільш перспективних на пошуки родовищ цього типу середньокам'яновугільний комплекс. Можливо, що саме дегазацією ущільнених колекторів середнього карбону (без залучення ендегенних джерел), розміщених на глибоких горизонтах, можна пояснити результати видобутку природного газу на Шебелинському родовищі, обсяги якого давно перевищили теоретичні розрахунки.

Інакше реагують на тиск глини. Так, при значному зануренні (більше 3 км) глини можуть утрачати флюїдотривкі властивості й перетворюватись у тріщинуваті колектори [111]. Однак це не стосується глин, насичених ОР, яка впливає на еластичність порід під навантаженням, перешкоджаючи порушенню їхньої суцільності й сприяє збереженню газу, який і прийнято називати сланцевим.

Отже, наявність метану в глинистих породах і щільних пісковиках обумовлена вмістом у них ОР різного походження та ступенем катагенетичних перетворень первинних осадів. При цьому газогенераційний потенціал гумусової органіки менший порівняно із сапропелевою або змішаною. До того ж гумусова речовина, маючи менші генераційні можливості, генерує головним чином метан і є таким чином джерелом сухого метанового газу.

Вугленосні товщі. У кам'яновугільному періоді на території Донбасу і ДДЗ панував гумідний клімат палеоекваторіальної зони, що сприяло розквіту

органічного світу. Величезні кількості біомаси в умовах озерно-болотного ландшафту перетворювались на вугілля і вугленосні породи. При руйнуванні вугленосних товщ стійкі у водних умовах вуглисті уламки могли первідкокладатись у континентальних умовах і виноситись в узбережні зони морських басейнів. Цьому сприяла часта зміна умов осадконагромадження від континентальних до морських. Водночас у морських басейнах періодично виникали безкисневі умови, які обумовлювали збереження ОР та утворення збагачених органічною чорносланцевих товщ. Причини виникнення таких безкисневих аноксидних зон могли бути викликані глобальними, регіональними та місцевими (локальними) факторами. Швидкі темпи нагромадження порід паралічної формації сприяли консервуванню і збереженню ОР від руйнування та окиснення. У результаті в ДДЗ і Донбасі сконцентрувались гігантські об'єми ОР. Значна частина її зосереджена у вугільних пластах, але, мабуть, ще більша частина міститься в розсіяному вигляді серед порід різного складу.

Н. В. Лопатиним і С. П. Зубайраєвим [53] наводяться отримані ще в 60-х рр. докази того, що родовища природного газу Західної Європи є результатом метаморфізму вугільних товщ верхнього карбону. Так, у районі гігантського газового родовища Гронінгем розміщуються вугленосні пласти верхнього карбону товщиною 30 м і характеризуються етапами вуглефікації Д, Г і Ж.

Виходячи з викладеного, можна вважати, що і поширені локально на північному заході нижньокам'яновугільні вугленосні товщі також необхідно розглядати як перспективні на пошуки газоносних горизонтів. У північно-західній частині ДДЗ такі вугленосні товщі мають переважно пізньотурнейський і ранньовізейський вік. Вони розкриті рядом свердловин і під назвами "турнейська вугленосна товща" та "візейська вугленосна товща" коротко охарактеризовані А. О. Біликом та ін. [7]. У стратиграфічній схемі 1993 р. ці товщі ймовірно віднесені до нижньоартюхівської підсвіти. Вугленосні відклади нижнього візе складені пісковиками, алевролітами, вуглистими алевролітами та аргілітами, кам'яним вугіллям. Пласти кам'яного вугілля часті, їхня товщина може досягати 1,2 м. Частка вугільних шарів в розкритих свердловинами інтервалах становить 14 %. Вугілля дюренового типу рідше сапропелеве. Вугленосні відклади цього віку розкриті в північній прибортовій зоні св. Погребською-1, у центральній зоні північного заходу ДДЗ – Тростянецькою-2, Гужівською-305, у південній прибортовій зоні – св. Богданівською-206. На схід і від бортів до центральної частини западини вугленосні відклади поступово заміщуються тонковідмученими морськими аргілітами з тонкими прошарками карбонатних порід. Товщина вугленосної товщі становить 50–100 м, різко зменшуючись на північний захід від Іваницького та Парафіївського штоків.

Вік цієї вугленосної товщі встановлено на підставі спорово-пилкового аналізу. Отримані дані не завжди однозначні. Так, за даними О. А. Білика та інших він є елховсько-радаєвським, за даними інших дослідників – малинівсько-бобриківським [28–30]. Не виключено, що вугленосна товща нарощується і нижньотульською частиною. Адже на території Прип'ятської западини в нижньотульських відкладах нараховується до дев'яти пластів вугілля [82]. До вугленосної товщі північного заходу ДДЗ приурочені ПГ В-26 і В-27. Перший корелю-

ється з бобриківськими відкладами Московської синеклізи, другий – з радаєвським, а у схемі 1993 р. – із косьвинським горизонтом СЄП та його стратиграфічним аналогом у Донбасі – докучаєвським горизонтом. Ці горизонти, а разом з ними і ПГ В-27, відповідно до міжнародного лімітотипу мають належати до верхів турнейського ярусу. Оскільки докучаєвський горизонт Донбасу, як уже наголошувалось, є явно регресивною частиною бузинівського трансгресивно-регресивного циклу, його стратиграфічні аналоги в ДДЗ також сформувались на регресивній стадії. А отже, невитриманість ПГ В-27 по простяганню може пояснюватись його локальним розмивом, а не трансгресивним приляганням, як це сьогодні вважають більшість дослідників. Відповідно регіональний стратиграфічний перерив приурочений до покрівлі цього горизонту, а не до його підшови.

У табл. 106 наведено дані щодо відбивної здатності вітриніту, отримані для кам'яновугільних відкладів північно-західної частини ДДЗ. З неї видно, що органічна речовина в більшості зразків перебуває на стадіях вуглефікації Д і Г. З цього випливає, що вона могла генерувати значну кількість вуглеводнів переважно метанового складу. Отже, візейсько-нижньотульська товща є важливим джерелом вуглеводнів для північного заходу ДДЗ. До цього часу на цьому на акцентувалась увага.

Таблиця 106. Відбивна здатність вітриніту карбонових відкладів північно-західної частини Дніпровсько-Донецької западини [171]

Свердловина	Інтервал, м	Порода	R ^a , у. о., повітря	Стадія вуглефікації	T °C
Жураківська-34	900–905	Аргіліт	7,3	Д	43
	917–921	–"–	7,2	Д	44
	1155–1159	–"–	7,2	Д	53
	1167–1171	–"–	7,0	БД	54
	1167–1171	–"–	6,9	Б	54
	1171–1175	–"–	7,3	Д	54
	1183–1188	–"–	7,0	БД	54,5
	1199–1203	–"–	7,0	БД	55
	1476–1478	Вапняк	7,1	Д	66,5
	1528–1532	Аргіліт	7,3	Д	69
	1634–1638	–"–	7,3	Д	72
	1962–1967	–"–	7,4	Д	84
	1962–1967	–"–	7,4	Д	84
	2074–2078	–"–	7,4	Д	88
	2146–2150	–"–	7,5	ДГ	91
	2416–2421	–"–	7,7	Г	102
2416–2421	–"–	7,7	Г	102	
1197–1200	Вугілля	6,3	Б		
Лесяківська-58	3031–3034	Аргіліт	7,5	ДГ	
	3110–3113	–"–	7,7	Г	
	3175–3178,7	Пісковик	7,8	Г	
Нинівська-77	3599–3607	Вугілля	8,4		
Озерянська-78	2949–2952	–"–	7,6	Г	76
	2949–2952	Пісковик	7,6	Г	76
	2949–2952	Аргіліт	7,6	Г	76

Свердловина	Інтервал, м	Порода	R ^a , у. о., повітря	Стадія вуглефікації	T °C
Прилуцька-95	1672–1676	–"–	6,9	Б	58
	1676–1683	–"–	6,8	Б	58
	1683–1691	–"–	7,0	БД	58,5
	1683–1691	–"–	7,1	Д	58,5
	1984–1988	Пісковик	7,1	Д	58,5
	1988–1993	Аргіліт	7,1	Д	58,5
	2057–2060	–"–	7,2	Д	70
	2380–2384	Пісковик	7,4	Д	81
	1610,1–1613,9	Вугілля	7,2	Д	57
	1641,6–1645	–"–	7,2	Д	58
	1661–1666,2	–"–	7,3	Д	58,5
	1785,6–1789,6	Аргіліт	7,2	Д	63
	2259–2264	–"–	7,4	Д	78
	2259–2264	Пісковик	7,4	Д	78
	2206,7–2509,9	Аргіліт	7,9	Г	86
	1873–1878	–"–	7,1	Д	65
	1919–1924	–"–	7,1	Д	67
	1961–1965	–"–	7,1	Д	69
2264–2270	Вугілля	7,5	ДГ	78	
Талалаївська-117	3599–3607	–"–	8,2		
	3848–3856	–"–	7,7	Г	
	3476–3483	–"–	7,3	Д	
	3497–3500	–"–	7,4	Д	
	3547–3548	–"–	7,6	Д	
	3738–3745	–"–	7,6	Д	
	3745–3756	–"–	7,5	Д	
	3756–3763	–"–	7,6	Д	
	3685–3690	–"–	7,4	Д	
	3900–3906	–"–	8,0	Г	
Тванська-118	1013–1020	Пісковик	7,3	Д	35
	1013–1020	Глина	7,2	Д	

За даними О. Ю. Лукіна, В. Т. Кривошеєва, Є. З. Іванової, 2004 р.

Газогенераційний потенціал Львівсько-Волинського і Донецького кам'яно-вугільних басейнів оцінено В. І. Узіюком, С. І. Бик та А. В. Ільчишиним [107]. При цьому ніхто не займався газогенераційним потенціалом вугленосних товщ ДДЗ. Можливо це пов'язано з тим, що вугленосні відклади тут на стадії вуглефікації Д і Г і лише зрідка ГЖ. Отже, вважається, що вони розміщуються в нафтовому вікні.

Узагальнення та статистична обробка наявних даних щодо залежності між ступенем катагенезу порід і запасами різних нафтогазоносних комплексів і фазовим складом вуглеводнів наведені в роботі [37]. Автори виходять із стадійності перетворення органічної речовини, розробленої С. Г. Неручевим із співавторами. Згідно з нею головна зона нафтоутворення (ГЗН) виділяється в інтервалах стадій метагенезу (МК) МК₁–МК₂, а головна зона газоутворення (ГЗГ) припадає на стадії метагенезу–апокатагенезу (МК₃–АК₂). При цьому ГФГ поділяється ще на дві під-

фази – газоконденсатну – МК₃ і метанову – МК₄–АК. Як відомо, стадії катагенезу визначаються за відбивною здатністю вітриніту (10R^a) та корелюються з марками вугілля. Відбивна здатність вітриніту 65–70 відповідає стадії протокатагенезу (ПК) і марці вугілля Б – буре, БД; 70–76 – МК₁ (Д – довгополум'яне, Г – газове), 76–84 МК₂ (Г – газове, Ж – жирне); 84–91 МК₃ (Ж – жирне), 91–100 МК₄ (К – кам'яне); 100–107 МК₅ (ОС – пісне, що спікається); 107 і вище – АК (А – антрацити). На рис. 212 (ліва частина) наведено спрощену схему нафто- і газоутворення, складену за зазначеними вище та іншими опублікованими джерелами.

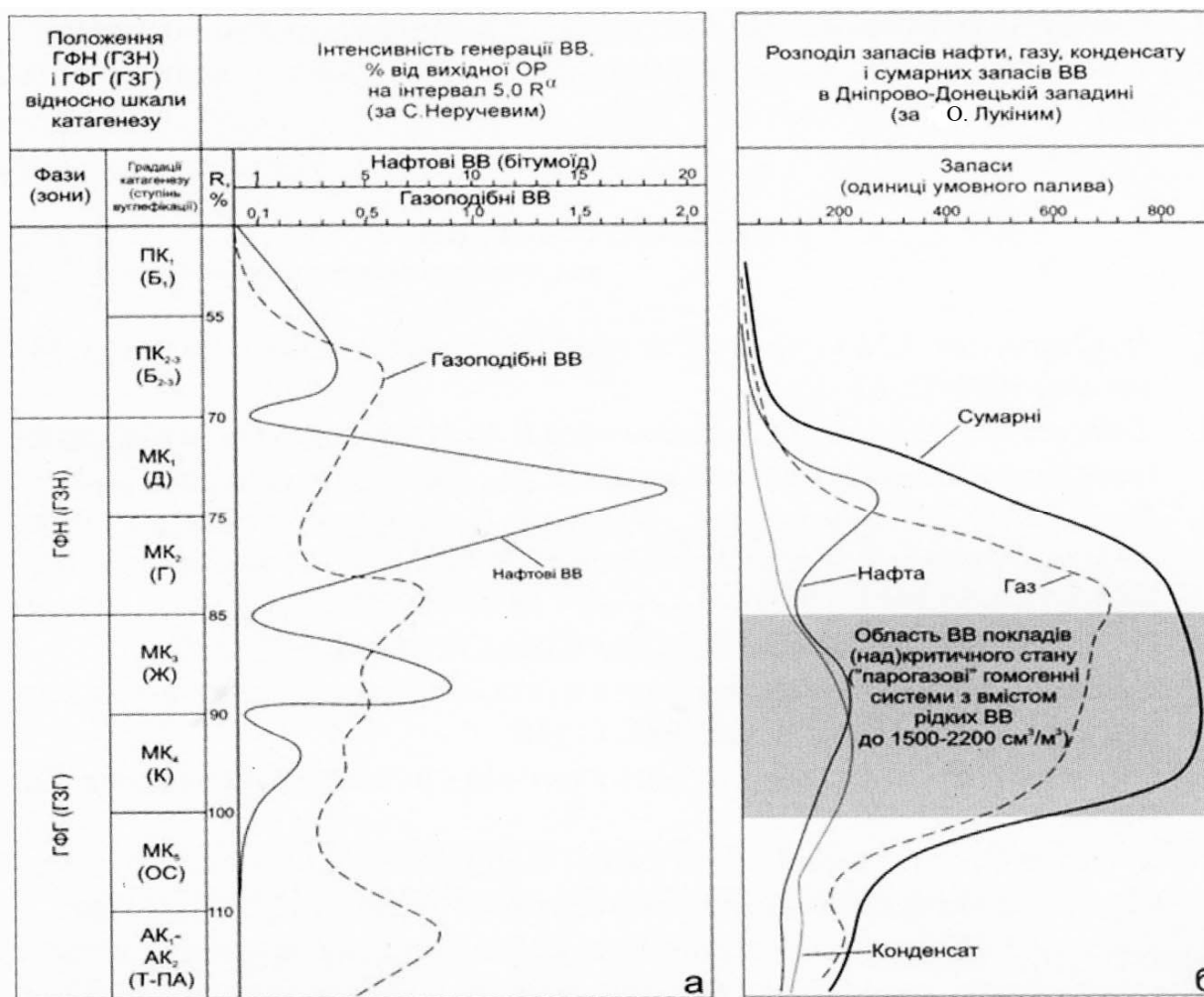


Рис. 212. Зіставлення загальної схеми катагенетичної зональності із зональністю в розподілі родовищ вуглеводню в Дніпровсько-Донецькій западині [58]

Аналіз впливу катагенезу, виконаний згаданими дослідниками для ДДЗ, показує, що лева частка запасів нафти припадає на зони МК₁ (52,9 % запасів) і МК₂ (42,8 % запасів), газоконденсату і газу на зони МК₂ (56,2 %,) і МК₃ (33,1 %). Отже, маємо суттєві розбіжності між теоретичними закономірностями і виявленими в ДДЗ. Адже більша частина родовищ ДДЗ припадає на ГЗН або на "нафтове вікно". Щодо турнейсько-візейського і верхньовізейського комплексу, то на зону МК₂ турнейсько-візейського комплексу припадає 64,2 % запасів нафти і 23,2 % вільного газу, а на МК₃ – нафти 23,8 % і 60,6 % вільного газу від загальних запасів комплексу (окремо по нафті й вільному газу). Для верхньові-

зейського комплексу встановлено дещо інші співвідношення запасів зона МК₂ – нафта 85,5 %, вільний газ – 52,1 %, МК₃ – нафта 3,8 %, вільний газ – 31,2 %.

Виходячи з даних, наведених у табл. 102, північно-західна частина ДДЗ розміщується в зоні катагенезу МК₂. Отже, тут мають переважати нафтові родовища, що фактично і спостерігається, загалом підтверджуючи виявлені статистичні закономірності. Але з цього зовсім не випливає висновок про відсутність тут скупчень вільного газу, що також підтверджується наведеними узагальненнями, а також даними О. Ю. Лукіна (рис. 208, права частина). Відповідно до неї максимальна кількість вільного газу в ДДЗ генерувалась на стадії катагенезу МК₂. Отже, на північному заході ДДЗ існували умови, сприятливі для генерації не тільки нафти, а й газоконденсату та вільного газу.

Цікаво відзначити, що скупчення вільного газу для турнейсько-візейських відкладів зони МК₂ становлять 46 %, хоч частка всіх запасів у цих відкладах – 23 %. Ця невідповідність може свідчити про ймовірність виявлення на північному заході ДДЗ значної кількості покладів вільного газу, але переважно невеликих за запасами. Отже, можна зазначити, що вуглеводні супроводжують весь процес вуглефікації органічної речовини, а родовище Гронінгем є прикладом того, що при стадіях вуглефікації Д, Г і Ж можуть утворюватись гігантські газові родовища і це за відносно незначної товщини вугленосних відкладів.

Вважається, що ОР – сапропелевого типу, що є вихідною для генерації рідких вуглеводнів. Розсіяна ОР за незалежними оцінками має значно більші обсяги порівняно з вугленосними товщами. Відповідно її нафтогазогенераційний потенціал значно перевищує генераційні можливості вугілля. Розсіяна ОР має різне походження. У континентальних відкладах вона має переважно гумусовий склад, у морських – сапропелевий. За оцінками В. І. Узіюка, загальна кількість метану, що утворився з промислових і непромислових пластів вугілля в Донбасі, становить 46,7 трлн м³. Водночас кількість метану, яка утворилася з розсіяної органічної речовини, у п'ять разів більша і становить 231,3 трлн м³. Можна припустити, що подібні співвідношення характерні й для ДДЗ.

У візейських відкладах ДДЗ виділяються декілька товщ, збагачених ОР різного походження. Перша розміщується в покрівлі турнейських відкладів, що, імовірно, тривалий час належала до низів візе. Під можливим регіональним стратиграфічним переривом у північній прибортовій зоні тут розміщена побиванська світа, складена аргілітами і піщанистими алевролітами з лінзами вугілля і прошарками вапняків. У стратотипі світа має товщину всього 25 м, але в приосьових частинах западини її товщина зростає до 280 м.

У Донбасі верхній частині світи відповідає докучаєвська пачка мокроволноваської серії. Вона складена перешаруванням вапняково-глинистих сланців із 5–6 прошарками темно-сірих доломітизованих глинистих вапняків з морською фауною, спікулами губок і піритом. За даними С. О. Мачуліної, у вапняках вміст С_{орг.} – 1,58 %, в аргілітах – 1,15 %.

Пісківська світа товщиною 160 м складена темно-сірими аргілітами з прошарками пелітоморфних вапняків. На північний захід морські відклади пісківської світи заміщуються по простяганню переважно континентальними вугленосними

утвореннями нижньоартюхівської світи. У літературі вона відома як "нижньовізейська вугленосна товща", що складена аргілітами та алевролітами, які чергуються з підпорядкованими прошарками пісковиків і пропластками кам'яного вугілля. Її товщина в середньому становить близько 100 м, досягаючи місцями 300–350 м.

Кременисті утворення. У межах Доно-Дніпровського прогину карбонатно-кременисто-глинисті й кременисто-глинисті породи (доманікити) охарактеризовані в Південному Донбасі (стильська світа) та в Срібнянському прогині ДДЗ (рудівські шари). Є всі підстави вважати, що подібні синхронні утворення поширені на території всього прогину, особливо його центральній частині. Дослідженню доманікоїдних порід ДДП та їхнього генезису присвячена величезна кількість публікацій. Проте до цього часу погляди на її вік, стратиграфічне положення і генезис неоднозначні. У Південному Донбасі вони виходять на поверхню та розкриті кар'єром Центральний і доступні для детальних досліджень.

У середній частині візейських відкладів виділяється кременисто-глинисто-карбонатна тонкоперешарована стильська світа (C_1v^e). Уперше ця товща була виділена М. Й. Лебедевим (1985) і з того часу фігурує у стратиграфічних роботах під різними назвами [106]. Світа складена нетиповими для мокроволноваської серії карбону Донбасу темно-сірими і чорними тонкоплитчастими кременистими мергелями, збагаченими органічною речовиною сапропелевого походження. На думку С. О. Мачуліної, вона є аналогом чорносланцевих формацій світу [67]. Стратотип світи розміщується на південно-східних околицях с. Стила. На повну товщину світа розкрита також на окраїні м. Докучаєвськ кар'єром Центральний, де серед кременистих мергелів трапляються малопотужні світло-коричневі прошарки бентонітоподібних глин. У підошві та покрівлі світи візуально розрізняються сліди перерв. В. І. Полетаєв, базуючись на дослідженнях брахіоподи, указує на відсутність у Донбасі зони в безперервному філогенетичному ряду роду *Linoprotonia*, що може свідчити про стратиграфічну перерву між скелюватською та стильською світами. У ДДЗ цій перерві, на думку В. І. Полетаєва, відповідає яблунівська світа. Отже, перерва між яблунівською світою і рудівськими верствами за палеонтологічними даними в ДДЗ не встановлюється.

Стратиграфічний об'єм перерви, що фіксується у верхній частині світи, поки що не визначено. Водночас у Донбасі він проявлений дуже контрастно.

Незважаючи на відносно невелику товщину (до 40 м), стильська світа характеризується підвищеним вмістом органічної речовини, підвищеним вмістом розсіяних і радіоактивних елементів. Кременисто-карбонатно-глинисті відклади утворювались в умовах застійного мілководдя з підвищеним вмістом розчиненого кремнезему. У чорних кременистих мергелях і спікулових силіцитах стильської світи, що має товщину близько 40 м, вміст $C_{орг}$ становить 3–5,8 % (піролітичний аналіз із застосуванням приладу Rock Eval). За даними термометрії ступінь їхнього катагенетичного перетворення відповідає градаціям МК₄–АК₁ (дані С. О. Мачуліної, 2008). Породи характеризуються підвищеною радіоактивністю, підвищеним вмістом ряду хімічних елементів, у тому числі золота.

Стратиграфічним аналогом світи в ДДЗ є рудівські шари, що розкриті глибокими свердловинами в Срібнянському прогині та виділяються за наявністю

радіоактивного репера V_3R . Їхня товщина близька до товщини стильської світи і становить 8–70 м. Породи характеризуються значним вмістом органічної речовини та підвищеним вмістом сидерофільних і халькофільних елементів. У роботі [24] наведено вміст органічної речовини, що досягає 6 %. Посилаючись на дослідження О. Ю. Лукіна, автори вказують на змішаний склад органічної речовини з переважанням сапропелю (до 80 %). Виділено кременисто-глинисто-карбонатні й кременисто-глинисті різновиди доманікітів Срібнянського прогину. Кременисто-глинисті доманікіти листуватої текстури вміщують лінзи пісковиків, які автори трактують як турбідитні. Вони поширені в приосьовій зоні прогину. Кременисто-глинисто-карбонатні фації поширені локально. Вони часто тріщинуваті й уміщують кременисті стяжіння та уламки. Для доманікітів ДДЗ характерна піритизація та горизонтальні прошарки, збагачені органічною речовиною, що чергуються з прошарками глин переважно гідрослюдистого складу. Указується на домішки туфогенного і фосфатного матеріалу.

У св. Селюхівська-5 нижня частина мошківської світи (рудівські шари) охарактеризована керном з інт. 3278–3253 м. Тут шари більш вапнисті, представлені переважно вапняками темно-сірими, ділянками сірими, нерівномірно вуглистими, глинистими, частіше – сильно глинистими до переходу в аргіліти, унизу – у перем'яту, тріщинувату глинисто-карбонатно-кременисту породу з домішками алевриту, іноді з прошарками сірих дрібнозернистих глинисто-теригенних порід. Вапняки шламово-детритові, від крипто-тонкозернистих до дрібно-середньозернистих, іноді до крупнозернистих, перекристалізовані (кальцит часто заміщений фосфатом), окременілі, піритизовані, бітумінозні. У слабоглинистих різновидах частіше зустрічаються ізольовані пори, каверни, тріщини – відкриті або виповнені середньо-дрібнозернистим кальцитом, вуглистою або бітумінозною речовиною. У нижній частині пачки аргіліти темно-сірі, вуглисто-гідрослюдисті, дуже окременілі, бітумінозні, піритизовані, зі скупченнями кременистих спікул губок, іноді сферолітів сидериту. Текстура плямиста.

Спроба синхронізувати рудівські шари з карбонатними породами мошківської світи (Срібнянський прогин), як це зроблено С. О. Мачуліною [68], на наш погляд, невдала. Адже рудівські шари підстеляють карбонати мошківської світи і на бортах прогину виклинюються. Це добре видно на палеогеографічному профілі, складеному Л. П. Кононенком і І. М. Бабком (рис. 213). Хоч насправді, з нашого погляду, виклинюється радіоактивна пачка, а морські кременисто-карбонатні породи можуть просто заміщуватись континентальними вугленосними бокситоносними і каоліноносними відкладами.

Так, відомо, що в межах західної частини Дмитрівсько-Валківської структурно-фаціальної зони до аналогів стильської світи належать верхи піщано-сухарноглинистої товщі, яка включає також прошарки спікулових кременистих вапняків. Що ж стосується вапняків мошківської світи, то вони, очевидно, синхронні з піщано-глинистою товщею солохівської світи в обсязі XIIа МФГ, як це і трактувалося при виділенні цих світ у стратотипових розрізах [97].

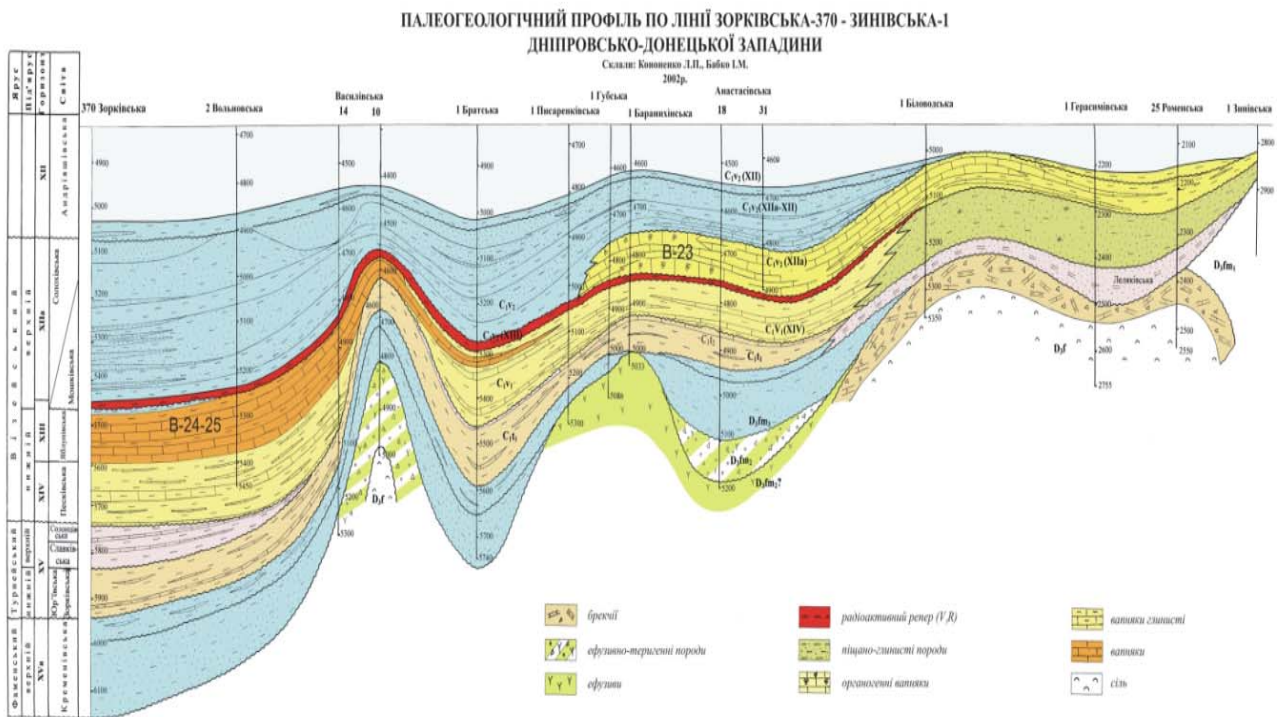


Рис. 213. Палеогеологічний профіль по лінії свердловин Зорківська-370 – Зинівська-1 [171]

У роботі [78] вказано на широкий географічний ареал близьких за віком до стільської світи та рудівських шарів кременисто-карбонатних утворень. На південному крилі Воронезької антеклізи виділяється шептуховська світа (горизонт), що складена перешаруванням вапняків, глинистих і піщанистих порід товщиною 50 м. Установлено горизонти кременистих мергелів часто з масовими скупченнями спікул губок, прошарки вуглистих аргілітів. На південно-західних окраїнах СЄП, що розміщуються в межах України та Польщі, кременисті породи візейського ярусу описано у Львівсько-Волинському басейні (ЛВБ) та Переддобрудзькому прогині. У ЛВБ олеськівська світа складена "...вапняками темно-сірими, сірими і майже чорними, окременілими, бітумінозними, з великою кількістю в них спікул губок" [104, с. 347]. Ці вапняки перешаровуються з теригенними породами, а в підшві світи фіксується витриманий прошарок грубозернистого пісковика або дрібногалькового конгломерату, що свідчить про її трансгресивне залягання. Світа (як і рудівські шари ДДЗ) особливо контрастно проявляється на кривих електрокаратажу. Її товщина в початковому об'ємі становила 40–65 м.

У Переддобрудзькому прогині у св. Сарата-2 (інт. 1398–1465 м) нижня частина колеснинської світи (інт. 1461–1465 м) складена окременілими вапняками зі спікулами губок.

На південно-східних окраїнах СЄП у районі Доно-Медведицьких підняттях (Російська Федерація) бурінням розкриті кременисто-глинисті вапняки, що по простяганню переходять у мергелі зі спікулами губок, харовими водоростями та ходами *Taonurus*, уривками обвуглених рослинних решток і піритом. Вони з розмивом залягають на вугленосній товщі. Товщина цих порід досягає тут 58 м.

Подібні за літологічним складом утворення відомі також у східній частині Прикаспійської западини (Казахстан). В основі тульсько-веньовської карбонатної товщі тут залягають кременисті сланці. На сході СЄП кременисті породи досліджені в розрізі "Дружиніно", розташованому в межах північної частини Уфимського амфітеатру на південний схід від м. Кунгура. Інтервал розрізу, що корелюється з тульською світою [78], тут складений кременистими вапняками, ділянками бітумінозними, аргілітами і кременями загальною товщиною близько 15 м. Навіть на Східному Уралі описано спікуліти жуковського горизонту, що зіставляється з тульським горизонтом СЄП [102]. Перелік пунктів, де виявлено візейські кременисті породи, можна продовжити, та вже з наведеного вище зрозуміло, що вони тяжіють до периферійних частин СЄП і Доно-Дніпровського прогину.

На значне географічне поширення середньовізейських кременистих доманікоїдів раніше вказувала також С. О. Мачуліна у наведених вище роботах. Нещодавно близькі або і синхронні за віком кременисті товщі детально описані для території Канзасу [115].

Вважається, що доманікоїди Донбасу та ДДЗ виникли в умовах некомпенсованого відносно глибоководного прогину із застійним режимом. При цьому підвищений вміст кремнезему, за Д. Є. Айзенвергом, який першим висловив цю гіпотезу, пояснюється інтенсивними вулканічними процесами, що могли відбуватись у цей час [1].

Кам'яновугільний період в історії Землі був найсприятливішим для накопичення органічної речовини переважно у вигляді торфу, що потім перетворювався на вугілля. Як відомо, це пояснюється сприятливим для розвитку біоти гумідним кліматом, поширенням озерно-болотних ландшафтів з багатою рослинністю. Повною мірою це стосується території Донбасу і ДДЗ. Осадочний басейн тут простягався у вигляді вузької смуги з південного сходу на північний захід і розташовувався в палеоекваторіальному поясі. Найдавніші вугленосні відклади виникли в ранньому візі. Цей період відповідає найінтенсивнішим процесам вугленакопичення в центральних районах СЄП (радаєвський, бобрівський та раньотульський часи), що супроводжувались латеритним вивітрюванням кристалічних порід. Продукти цього вивітрювання виносились у ДДЗ з навколишніх ділянок суші, формуючи каолінові прошарки та високоглиноземисті сухарні глини. Для розуміння палеокліматичних особливостей цього часу цікавими є висновки О. Ю. Лукіна щодо природи сухарних глин [55]. На підставі аналізу цих утворень О. Ю. Лукін виділяє особливий етап еволюції біосфери, пов'язаний зі стрибком у розвитку бактеріально-актиноміцетогрибної мікрофлори в пізньотурнейсько-ранньовізейську епоху. У свою чергу субстратом для розвитку цієї біоти стали гумідні кори вивітрювання.

У статті В. В. Огаря [78] наводиться критичний аналіз поглядів на генезис візейських кременистих товщ. Зокрема, автор вважає, що для пояснення підвищеного вмісту органічної речовини в цих товщах зовсім не обов'язково вдаватись до вулканічної гіпотези. Адже підвищений вміст радіоактивних і низки інших металів – характерна властивість порід, збагачених органічною речовиною. За опублікованими даними кременисті утворення цього періоду просте-

жуються по периферії ССП на величезних відстанях. На нашу думку, таке глобальне поширення близьких до синхронних кременистих відкладів важко пояснити впливом вулканізму на склад морських вод. Нещодавно отримані дані щодо магнітних властивостей рудівських шарів [46] не підтверджують суттєвого впливу вулканічних процесів на їхнє формування. Адже за наявності вулканогенного матеріалу в породах магнітна сприйнятливість останніх неодмінно була б підвищеною. Проте за цим параметром вони не відрізняються від карбонатних порід яблунівської світи. Простіше наявність цих утворень можна трактувати особливими палеокліматичними і палеотектонічними умовами, що виникли в середині візейського віку.

В. В. Огарем показано, що джерелом оксиду кремнію в морських водах, які омивали ССП, могли бути латеритні кори вивітрювання. Адже відомо, що латеритне вивітрювання супроводжується вивільненням великих кількостей кремнезему. Максимум латеритного короутворення в центральних частинах ССП припадає на ранньотульський час. Отже, на цей час припадає і максимальне виносення кремнезему, який в розчиненому вигляді виносився в навколишні моря, включаючи і морський басейн Доно-Дніпровського прогину.

Таким чином, кременисто-глинисто-карбонатні та кременисто-глинисті утворення можуть бути морськими аналогами ранньотульських латеритів. При цьому встановлюється подійний характер рубежу середини візейського віку (ранньотульський час), який був викликаний аномальним хімічним складом морських вод і супроводжувався збідненням різних груп фауни. Рубіж відображає особливий етап розвитку ССП та обумовлений комплексною дією палеотектонічних, палеокліматичних і палеогеографічних та інших факторів.

Співвідношення кременистих товщ з іншими по латералі виявлено лише в окремих випадках. Найбільш чітко воно встановлено у східних районах ССП, де розрізи стратиграфічно найбільш повні. Тут кременисто-карбонатні породи тульського віку заміщуються у східному напрямку нормально-морськими шельфовими вапняками з різноманітною фауною, а на захід – спочатку узбережними теригенними, а далі континентальними вугленосними та бокситоносними утвореннями [78]. Загалом, виходячи з наведених даних, для території ССП та її периферії виділено безперервний формаційний ряд генетично взаємозв'язаних формацій (субформацій), що змінюються по латералі. У центральних частинах платформи здавна виділяється вугленосно-боксито-залізіста формація, яку можна розділити на субформації – відповідно вугленосну, бокситову і залізісту. Її морські аналоги об'єднуються в карбонатну платформну формацію, у складі якої пропонується виділяти теригенно-карбонатну, кременисто-карбонатну та карбонатну субформації. Наведений формаційний ряд відображає особливий етап геологічної історії ССП.

Отже, рудівські шари ДДЗ є дуже ймовірним стратиграфічним аналогом стильської світи Донбасу. У чорних кременистих мергелях і спікулових силіцитах стильської світи, що мають товщину близько 40 м, вміст $C_{орг}$ становить 1,9–5,8 %. За даними вітринітової термометрії ступінь їхнього катагенетичного перетворення відповідає градаціям MK_4 – AK_1 (дані С. О. Мачуліної). Порооди хара-

ктеризуються підвищеною радіоактивністю, підвищеним вмістом ряду хімічних елементів, у тому числі золота. Схожі показники мають і рудівські шари ДДЗ.

Як показано вище, кременисто-глинисті й кременисто-карбонатно-глинисті доманікоїдні відклади Доно-Дніпровського прогину мають підвищені значення вмісту ОР переважно сапропелевого походження і цілком обґрунтовано вважаються нафтоматеринськими. Разом із тим, на деяких родовищах кременисто-карбонатні відклади виступають колекторами вуглеводнів. Так, промислові припливи газу і газоконденсату із цих відкладів отримані у св. Луценківська-3, Мехедівська-2, Голотовщинська-1. Це дозволило ще в 1974 р. розглядати їх як потенційно нафтогазоносний об'єкт [24]. За останніми даними він виділяється як ПГ В-23 і розміщується в покрівлі візейської "карбонатної плити".

В останні роки в Канзасі та Оклахомі (США) отримано підтвердження нафтогазоносності візейських кременистих товщ близького віку. За опублікованими даними [115] нафтогазоносні резервуари пов'язані з Cowley Formation, що має товщину 122 м і складена переважно спікулітами. За даними американських геологів, згадана формація розміщується в середній частині візе на межі регіональних підрозділів Osagean і Meramecian (рис. 214). В Оклахомі з верхньою частиною Osagean пов'язана велика стратиграфічна перерва, що охоплює всю верхню частину міссісіпської системи. Проте в брекчіюваних і діагенетично змінених породах кори вивітрювання фіксуються уламки органогенних силіцитів, які, очевидно, є продуктами руйнування кременистих товщ, аналогічних описаним у Канзасі. Як видно з кореляційних схем, складених визнаними стратиграфами, що займаються карбоном, Cowley Formation корелюється з бобрівськими або тувльськими відкладами Східної Європи (рис. 215).

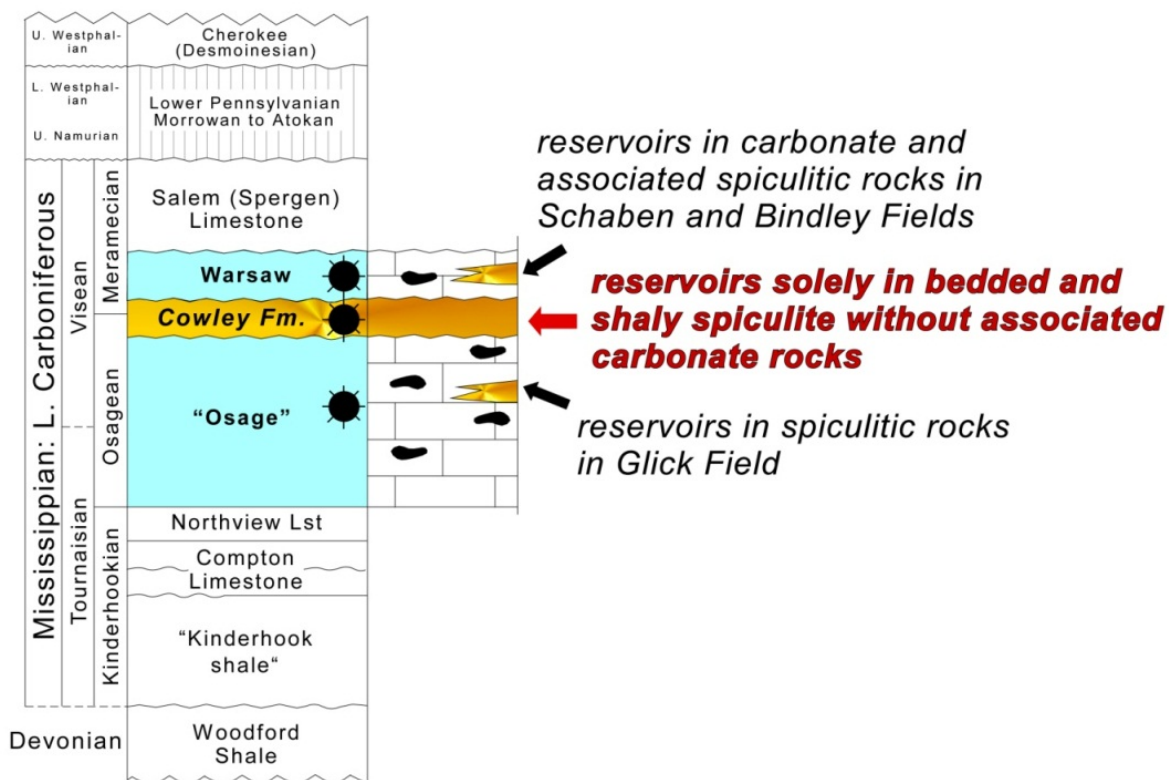


Рис. 214. Розміщення спікулітових резервуарів у міссісіпії Канзасу (США) [171]

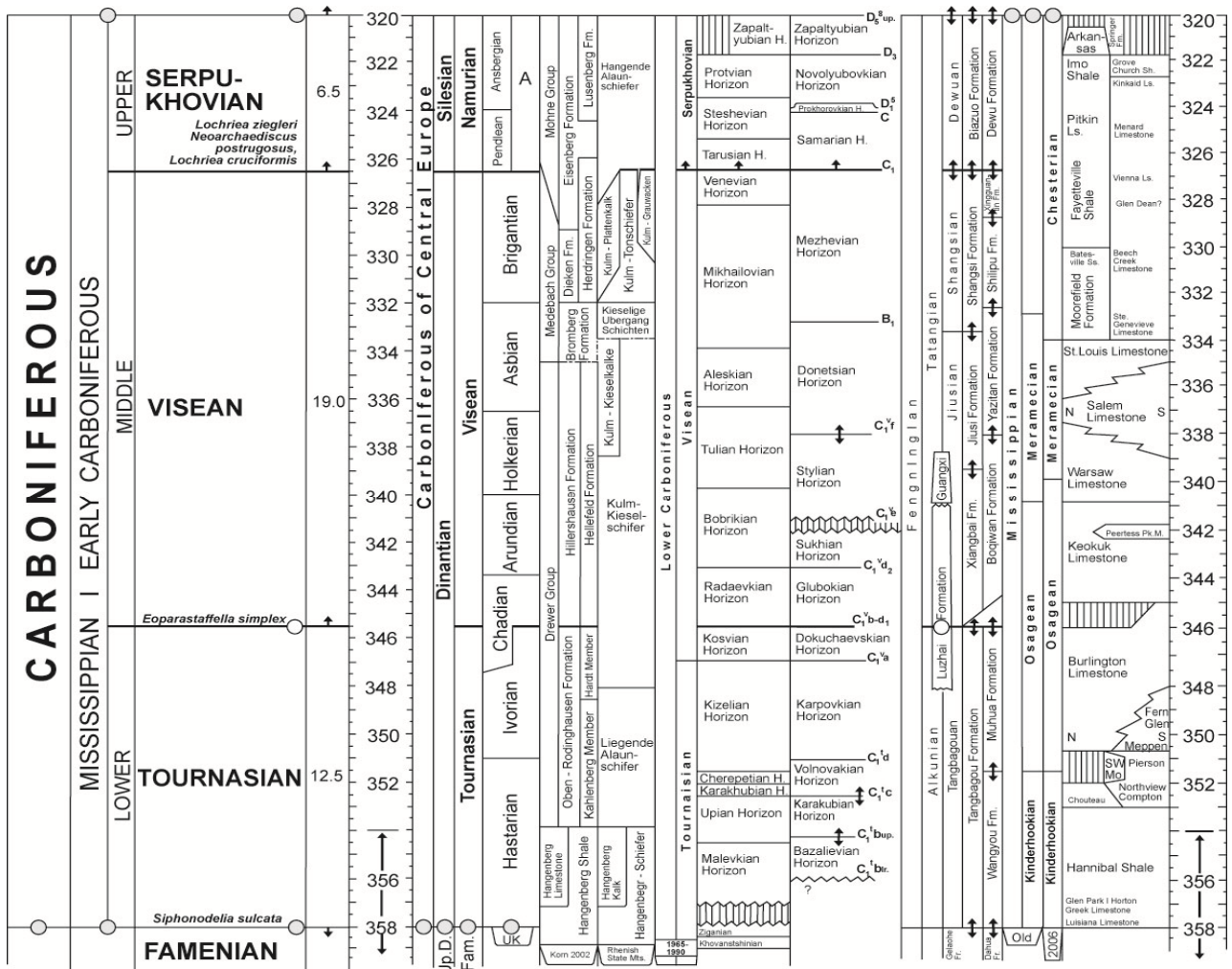


Рис. 215. Міжрегіональна кореляція підрозділів карбону [114]

Неоднозначність кореляції обумовлена різним трактуванням віку стильської світи і рудівських шарів. Загалом же близький вік, або і синхронність кременистих товщ Канзасу і ДДП, не викликає сумніву. Їхня промислова нафтогазоносність у Канзасі може мати важливе значення для прогнозування пасток у схожих відкладах ДДЗ.

Формація Cowley Formation складена мілко- і глибоководними спікулітами, сланцями, карбонатами. У підшві й покрівлі фіксуються незгідності. За текстурними ознаками і складом виділяються шаруваті спікуліти, лінзоподібно-шаруваті спікуліти і сланці, темно-сірі сланці й вапняки. Товща несе сліди виходу осадів на поверхню, що свідчить про їхню мілководність. Разом із тим, лінзоподібно-шаруваті спікуліти і темноколірні сланці вважаються більш глибоководними. Регіональна незгідність приурочена до покрівлі формації, верхня частина якої складена брекчією. Пористість спікулітів становить 9–14,5 %, проникність 0,5–5,5 мд (в окремих зразках до 337 мд). Максимальні значення пористості за даними нейтронного каротажу можуть досягати 28 % (рис. 216). Продуктивні горизонти приурочені до відносно мілководних шаруватих і лінзоподібно-шаруватих спікулітів. У глибоководних сланцях продукція не виявлена, а в брекчіюваних породах покрівлі формації вуглеводні трапляються зрідка.

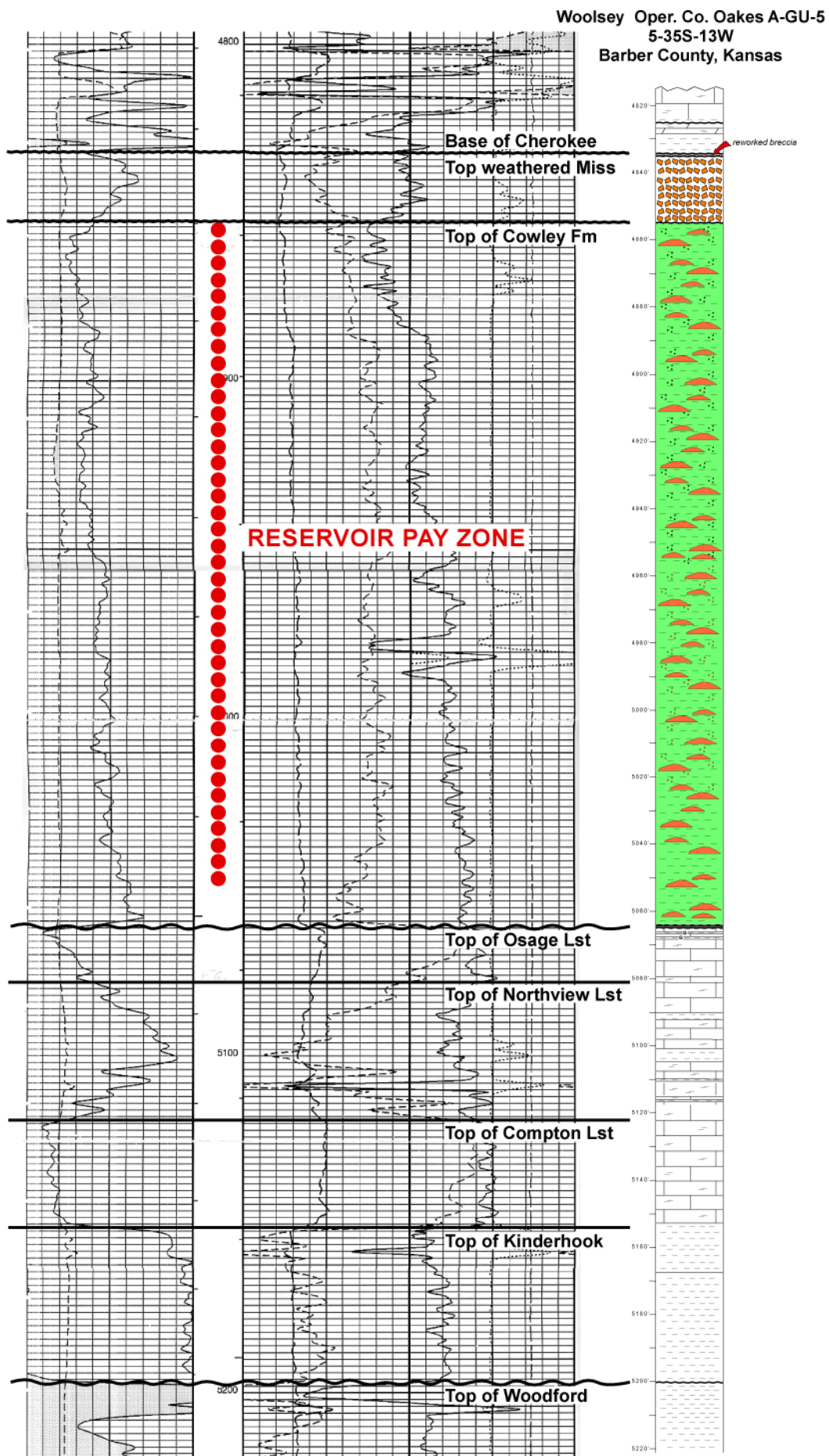


Рис. 216. Продуктивний інтервал, складений кременистими колекторами [115]

Як видно з фото шліфів (рис. 217), спікуліти Донбасу та ДДЗ нічим не відрізняються від спікулітів Канзасу. У ДДЗ спікуліти розкрили багато глибоких свердловин. Зразки, що відповідають рудівським верствам (ПГ В-25), підняті із свердловин Селюхівської площі [179]. Вони вивчені під мікроскопом С. А. Онуфришин, яка достатньо обґрунтовано пропонує відносити їх до покрівлі XIII МФГ.

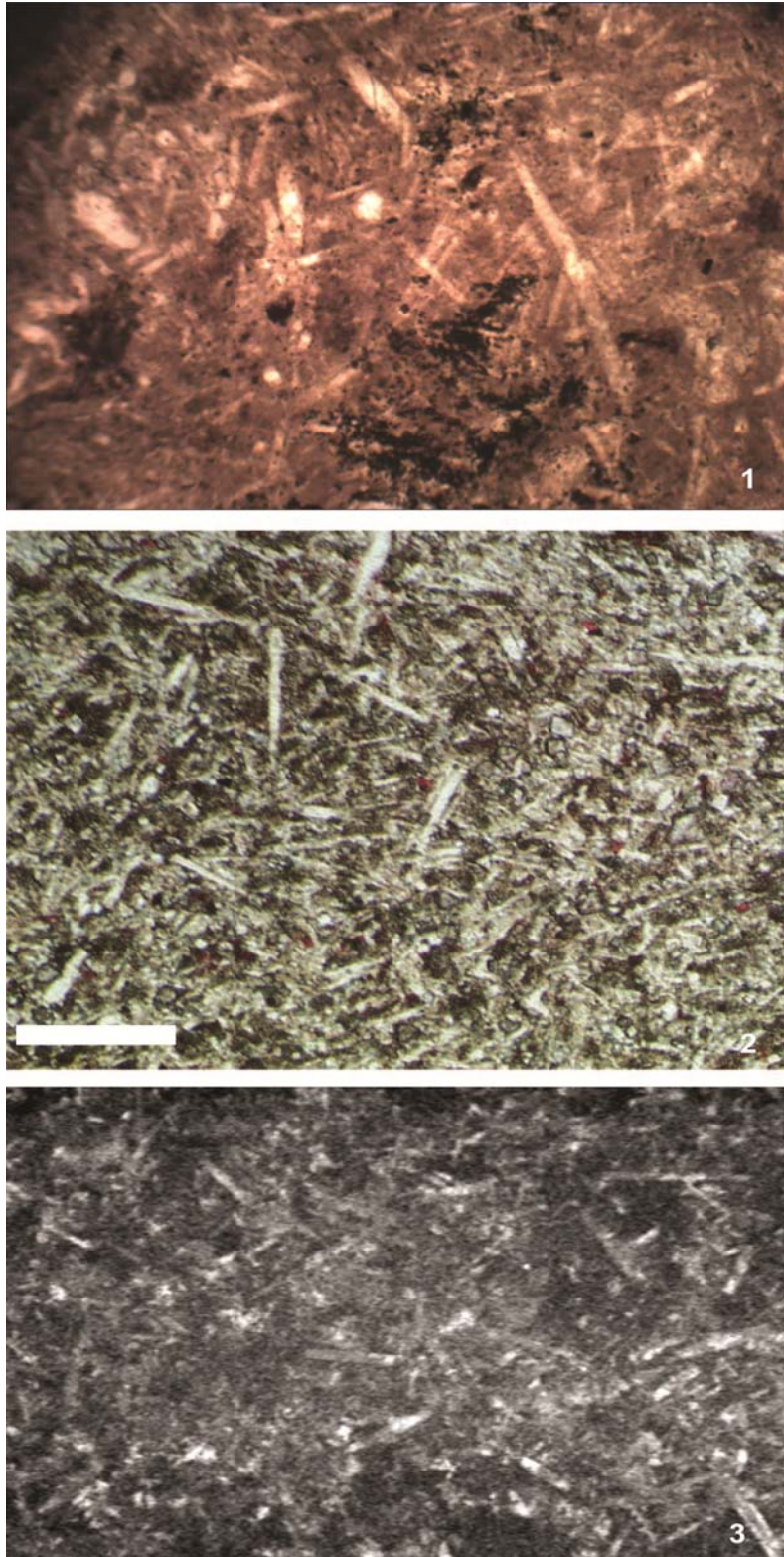


Рис. 217. Спікуліти: 1 – свердловина Талалаївська-5 (інт. 4228-4236 м); 2 – формація Cowley [115], Канзас; 3 – стильська світа, Південний Донбас

Аналогічні породи досліджено нами з того ж ПГ В-25, розкритого свердловинами Талалаївської площі, зокрема св. Талалаївська-7 (інт. 3852–3860 м), Талалаївська-11 (інт. 4183–4185 м). За іншим варіантом індексації ці породи належать до ПГ В-23, що, на нашу думку, більш корретно. Колекторські властивості цих порід вивчені недостатньо. За опублікованими даними їх пористість може досягати 8 % [24].

У подошві й покрівлі рудівських шарів, так само як і стильської світи Донбасу, фіксуються перерви. Проте найчіткіше виділяється перерва в покрівлі рудівських шарів. Як свідчать численні побудови, глиниста товща солохівської світи (ХІІа МФГ) незгідно залягає на рудівських шарах. Очевидно синхронна незгідність фіксується в покрівлі стильської світи Південного Донбасу, де вона проявляється у вигляді кори вивітрювання, складеної уламками кременистих порід, зцементованих високоглиноземистим матеріалом [45]. Можна передбачити, що подібний вигляд має і перерва, локалізована в покрівлі рудівських шарів ДДЗ. Загалом же геологічна обстановка середини візе ДДП цілком відповідає описаній для Канзасу. Виходячи з установленної аналогії, ми можемо підтвердити перспективність рудівських шарів як самостійного об'єкта пошуків нафти та газу і рекомендувати його для подальшого ретельного вивчення.

Чорносланцеві товщі. На рудівських шарах у приосьовій та південній прибортовій частині ДДЗ залягає товща, складена чергуванням аргілітів і алевролітів темно-сірих і чорних. Зрідка трапляються світло-сірі пісковики з обвугленими рослинними рештками. Товща дістала назву солохівської світи, що за мікрофауністичними даними виділяється як ХІІа МФГ і має товщину до 700 м. На бортах западини ця товща заміщується карбонатами мілководного шельфу, що вміщують численні карбонатні споруди і виділяються в мошківську світу товщиною до 200 м. Кореляція з розрізом Донбасу неоднозначна. Найобгрунтованішим, на нашу думку, є зіставлення мошківської й солохівської світ з нижньою частиною донецької світи (підзона $C_1^v f_1$). При цьому не виключено, що суттєва частина відповідного стратиграфічного інтервалу в Донбасі припадає на стратиграфічну перерву. Сіроколірні теригенно-слабовугленосні андріяшівська, перекопівська та васильківська світи ДДЗ із значним вмістом аргілітів відповідають верхній частині донецької карбонатної й межівської карбонатно-теригенній світам верхнього візе Донбасу. Сумарна товщина світ у ДДЗ досягає 600 м.

Вміст ОР у верхньовізейських аргілітах Петрушівського родовища становить 1,72–2,92 % [185]. У нафтогазогенераційному відношенні це характеризує такі породи, як добрі (1–2 %) і дуже добрі (2–4 %). По ДДЗ взагалі до цих двох груп належать більшість із 160 проаналізованих зразків у різних зонах, хоч немало зразків показали і більш сприятливі генеруючі властивості порід із вмістом $C_{орг}$ 4–11 %. Останнє стосується доманікітів ХІІа МФГ горизонту, що поширені й на схід від Петрушівської площі [185]. За термальною зрілістю ОР (T_{max}) два зразки (з $T_{max} = 437$ °C) потрапляють до верхньої частини ГЗН, а третій з $T_{max} = 452$ °C – до нижньої. Це свідчить про те, що верхньовізейські відклади на Петрушівському родовищі перебувають у сприятливих умовах для генерації саме нафтових вуглеводнів, а не газових.

Індекс продуктивності в досліджених зразках дуже низький – 0,04–0,08, що свідчить про те, що частка вже відгенерованих вуглеводнів дуже мала (4–8 %). Більша ж частина ВВ міститься в керогені у зв'язку з незначним ступенем катагенезу породи та ОР (як зазначалося вище, це верхня частина ГЗН, тобто МК₁, і лише частково МК₂). На [рис.](#) 218, 219 наведено фото шліфів верхньовізейських аргілітів, збагачених ОР.

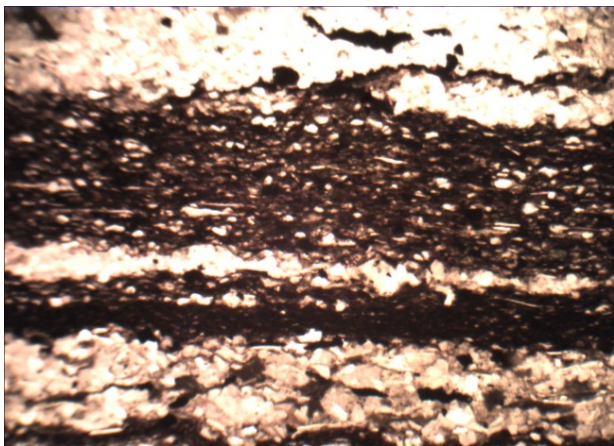


Рис. 218. Пісковик з прошарком аргіліту, збагаченим ОР (св. Тванська-2, інт. 2893-2904 м, верхнє візе)

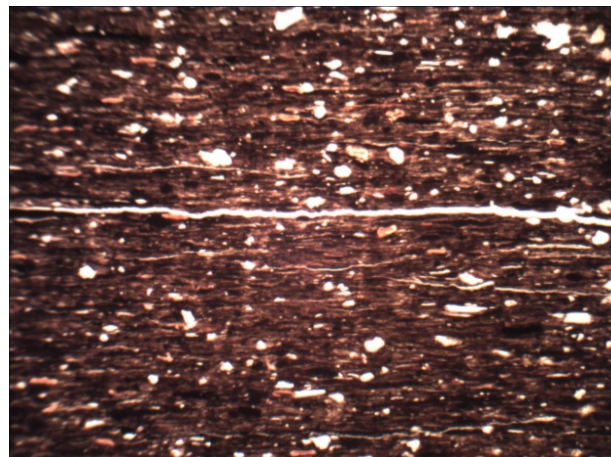


Рис. 219. Аргіліт алевритистий тріщинуватий, збагачений ОР (св. Тванська-3, інт. 2664-2673 м, верхнє візе)

На візейських відкладах залягає луценківська світа, яка відповідає самарській вугленосній товщі Донбасу та його західного продовження і належить до серпуховського ярусу. Складена циклічним перешаруванням аргілітів, алевролітів, пісковиків і зрідка вапняків. Товщина 55–200 м. Світа збагачена розсіяною ОР і також може розглядатись як газогенеруюча.

Кори вивітрювання. У центральних частинах СЄП протягом ранньовізейсько-ранньотульського часу в умовах гумідного клімату відбувалося континентальне осадконагромадження. Процеси осадкоутворення супроводжувались інтенсивними процесами латеритного вивітрювання та вугленагромадження: сформувались промислові поклади вугілля, залізорудних і бокситових руд. З карбоном СЄП пов'язані родовища залізних руд осадового походження та бокситів [78]. Поклади залізних руд і бокситів бобріківсько-ранньотульського часу відомі в центральних і східних частинах Московської синеклізи та у Воронежській антеклізі. У Прип'ятській западині (Білорусь) проводились пошукові роботи на боксит-давсонітові руди бобріківського віку [82].

Процеси вивітрювання відбувались і на території Українського щита та Воронежського масиву. На території ДДЗ і Донбасу мілководні шельфові моря зберігались у приосьових частинах Доно-Дніпровського прогину. При цьому на північному заході ДДЗ переважали континентальні умови.

Континентальне осадконагромадження було перерване пізньютульською трансгресією, яка охопила значну частину території СЄП. При цьому "високе" стояння УЩ не сприяло збереженню ранньовізейсько-ранньотульських кір вивітрювання. Вони були розмиті на більшій території Південного борту ДДЗ. Водночас на пологих південних схилах Воронежського масиву вивітрени породи подекуди збереглись від руйнування.

У зоні зчленування ДДЗ і південного схилу Воронежської антеклізи візейські відклади залягають на розмитій поверхні турнейських вапняків або на корі вивітрювання порід кристалічного фундаменту. Кори вивітрювання мають нижньовізейський (на нашу думку, бобріківсько-ранньотульський) вік. Найдетальніше вони вивчені в межах Воронежської антеклізи, де встановлена їхня бокситоносність. У карбоні ДДЗ виділяється товща строкатоколірних каолінових аргілітів, аргілітоподібних і сухарних глин, що поширена в Чернігівсько-Ічнянській зоні. Вік товщі за палінологічними даними визначається як малиновсько-бобріківський. Вона формувалась у межах великої алювіально-дельтової рівнини, що розміщувалась між областями розвитку гумідних каолінових і бокситоносних кір вивітрювання. Схожі утворення описані для західної частини Дмитрівсько-Валківської зони ДДЗ. Це піщано-сухарноглиниста товща, що включає прошарки спікулових вапняків, принаймні верхня частина якої розглядається як аналог стильської світи Донбасу.

Сухарні глини є, на думку О. Ю. Лукіна [55], викопними сіалітними ґрунтами, які формувались на алювіально-заплавних і озерно-болотних мулах. Вони відображають особливий етап розвитку біосфери, що підтверджується формуванням у центральній частині СЄП специфічних товщ бокситів, каоліну, які по літералі асоціюють з осадовими залізними рудами, вугленосними товщами, сухарними глинами, а також силіцитами, збагаченими органічною речовиною (доманікітами).

Таким чином, ранньовізейсько-ранньотульські відклади північно-західних частин ДДЗ утворились у результаті переважно континентальної седиментації (алювіальні та озерно-болотні умови), що утворювались при гумідному кліматі. У центральних, східних частинах ДДЗ і Донбасу зазначені товщі поступово заміщуються мілководними морськими карбонатами, що характеризуються наявністю спікулітів, підвищеним вмістом органічної речовини та загалом підвищеним вмістом кремнію.

На відміну від поширеної думки про розвиток допізньодевонської кори вивітрювання [64] ми вважаємо, що такі кори були у своїй більшості зруйновані. Про це свідчить, зокрема, фрагментарне поширення їх у межах Воронежського масиву та Українського щита. Адже каолінові кори вивітрювання УЩ мають переважно мезокайнозойський вік [35].

Водночас на Воронежському масиві й на СЄП, як уже згадувалось, дуже поширені бокситоносні кори вивітрювання ранньовізейського (радаєвсько-бобріківського) віку. Отже, на Українському щиті, очевидно через інтенсивний розмив, майже не збереглися навіть ранньовізейські кори вивітрювання, а не те що більш давні. Це, як відомо, пов'язано з інтенсивнішим здійсненням Українського щита порівняно з Воронежським масивом.

У північно-західній частині ДДЗ виділяється ціла низка виступів фундаменту, серед яких Брусилівсько-Кошелівський, Чемерський, Лосинівський, Монастирищенсько-Августовський, Дорогинський, Леляківський, Макіївсько-Гнідинцівський, Талалаївський, Великобубнівський, Гайворонський. Зі схилами цих виступів пов'язуються перспективи нафтогазоносності дезінтегрованих по-

рід фундаменту, а також девонських і кам'яновугільних відкладів [49, 50]. Переважно в девонських відкладах тут відкриті невеликі скупчення важкої нафти – Бахмацьке, Холмське, Тванське. Промислова нафтоносність установлена на Ядугівській (Північна прибортова зона), газоносність – на Петровській площі (Південна прибортова зона). На ряді структур (Грибоворуднянська, Борковська, Івашкинська, Седнівська) фіксувались прояви вуглеводнів.

На нашу думку, найсприятливішими для локалізації кір вивітрювання є північний і південний борти ДДЗ, а також північні схили Брусилівсько-Кошелівського, Городищенського виступів фундаменту, де в ранньому візі і протягом ранньотульського часу відбувались процеси вивітрювання докембрійського фундаменту. На цих ділянках девонські відклади не встановлені, а фундамент перекривається відкладами верхнього візі, що консервують давні кори вивітрювання та дезінтегровані породи докембрійського фундаменту. Це підтверджується особливостями геологічної будови Юліївського і Хухрянського родовищ, де виявлено поклади в корі вивітрювання кристалічних порід. У межах цих родовищ візейські відклади залягають безпосередньо на дезінтегрованих породах фундаменту. Те саме стосується і Чернетчинського родовища, де у св. Чернетчинська-1, Чернетчинська-2, а також у параметричній свердловині Журавненська-442 отримано припливи нафти з кори вивітрювання фундаменту, що перекривається верхньовізейськими відкладами (ПГ В-21). Висновок підтверджується і матеріалами щодо Гашинівського родовища, яке розміщено в східній частині Північного борту. Щоправда, за даними ГДС тут виділяється малопотужна пачка (68 м) нижньовізейських відкладів, яка проте швидко викинається в північному напрямку. Верхня її частина (32 м) складена карбонатами (підосва "візейської плити"), нижня – глинисто-алевролітовими відкладами. Ще нижче в інт. 3554–3641 м розкрита кора вивітрювання фундаменту. Відзначимо, що від руйнування тут зберігся практично повний профіль кори вивітрювання, який складається із зон, що послідовно розкривалися свердловиною Гашинівська-1: каолінової, вилуговування і дезінтеграції [75].

Нафтогазоносності північного борту присвячена велика кількість публікацій та звітних матеріалів, зокрема [32, 74, 75]. За результатами цих узагальнень виділена нафтогазоносна субобласть північного борту ДДЗ та оцінено її прогностні геологічні ресурси за категоріями C_2+D . При цьому на докембрійський комплекс припадає 24,9 %, а на турнейсько-візейські комплекси – більше половини (51,7 %) від загальних ресурсів.

Поширення, товщина та склад кори вивітрювання і локальних зон дезінтеграції порід тісно пов'язані з речовинним складом і розломами докембрійського фундаменту. Це підтверджується вивченням бокситоносних кір вивітрювання Воронезької антеклізи. Показано, що саме до залізорудних структур приурочені максимальні потужності кір вивітрювання (до 400 м і більше). Крім того, ці кори проявляються в рельєфі поверхні фундаменту у вигляді гребенів, відносною висотою 50–100 м. Із цього випливає, що залізорудні структури можуть указувати на положення найбільш потужних первинних кір вивітрювання середньовізейського та іншого віків. Це важливо для прогнозу неантиклінальних пасток

вуглеводнів північного борту ДДЗ та Старобільсько-Мілерівської монокліналі, які могли формуватись як у результаті власне вивітрювання порід кристалічного фундаменту, так і внаслідок облягання чи літологічного виклинювання кам'яновугільних утворень поблизу підвищень морського дна, складених вивітряними залізорудними утвореннями. Відзначимо, що жодна із пробурених тут в останні роки параметричних свердловин не потрапляє в контури гравімагнітних аномалій, які інтерпретувались як залізорудні структури (рис. 220).

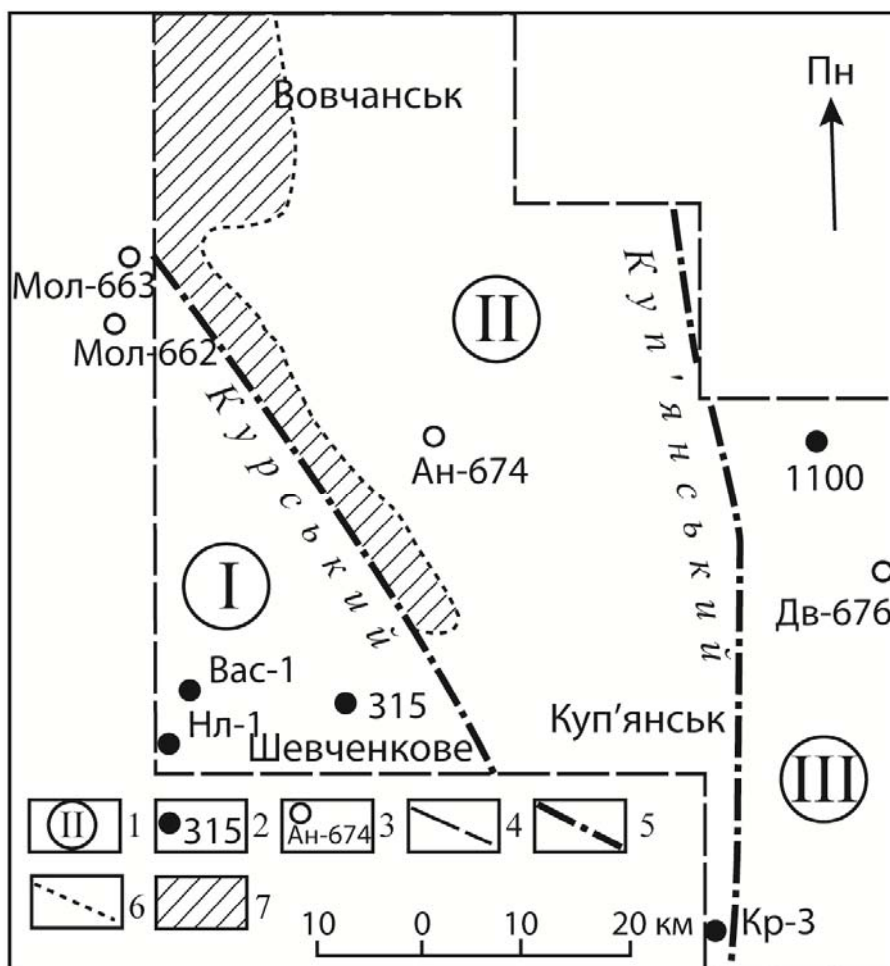


Рис. 220. Тектонічна схема Вовчансько-Куп'янського району (Старобільсько-Мілерівська монокліналь) [80]:

- 1 – блоки кристалічного фундаменту: I – Шевченківський; II – Куп'янський; III – Сватовсько-Троїцький; 2 – свердловини, що розкрили кристалічний фундамент;
- 3 – параметричні свердловини ДК "Укргазвидобування"; 4 – контур аеромагнітної зйомки;
- 5 - міжблокові розломи; 6 – межі комплексів кристалічних порід;
- 7 – залізорудна товща за магнітометричними даними

Отже, для локалізації найперспективніших територій рекомендується проводити випереджувальні дослідження комплексом "легких" методів магніторозвідки і гравірозвідки. Комплексна геологічна інтерпретація гравітаційного та магнітного полів дозволяє визначити речовинний склад порід фундаменту та закартувати розривні структури. Методи особливо ефективні при вивченні територій з помірною товщиною осадового чохла, до яких саме і належать Північний і Південний борти ДДЗ.

4. ПЕРСПЕКТИВНІ ПЛОЩІ ПІВНІЧНО-ЗАХІДНОЇ ЧАСТИНИ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

4.1. Ніжинська площа

Параметрична свердловина Ніжинська-338 була пробурена в період з 23 листопада 1991 р. по 14 лютого 1994 р. в межах Ніжинської депресії, у склепінній частині Валентієвської структури з метою вивчення розрізу й оцінки перспектив його нафтогазоносності (рис. 221, 222). Проектна глибина свердловини – 5500 м, фактична – 5337 м [39].

Свердловиною розкрито такий розріз (м) [150]:

- четвертинні, неогенові й палеогенові відклади – 0–243;
- верхня крейда – 243–580;
- нижня крейда – 580–720;
- верхня юра – 720–930;
- середня юра – 930–1042;
- тріас – 1042–1801;
- нижня перм – 1801–1845;
- верхній карбон – 1845–1983;
- середній карбон: московський ярус – 1983–2341;
башкирський ярус – 2341–2714;
- нижній карбон: серпуховський ярус – 2714–2948;
верхньовізейський під'ярус – 2948–3296;
нижньовізейський під'ярус – 3296–3369;
- верхній девон: надсольовий комплекс (дорогінська світа верхнього фамену) – 3369–5337.

Відклади верхнього девону представлені потужною товщею теригенних осадів надсольового комплексу, складених перешаруванням строкато-колірних (до глибини 4000 м) і сіро-колірних кварцових і кварц-польовошпатових пісковиків, алевrolітів та аргілітів, часто туфогенних.

У процесі буріння свердловини було отримано приплив мінералізованих вод в інт. 3193–3250, 3283–3370, 3521–3800, 4384–4480 м.

Виділені в девоні шари пісковиків і алевrolітів за даними ГДС характеризуються як водонасичені чи щільні. Турнейські колектори представлені водоносними пісковиками (пористість 12–14,5 %). Що стосується візейських колекторів, які виділені в інт. 2974–3000, 3008–3035, 3043–3066, 3097–3124, 3132–3169, 3173–3202, 3224–3235, 3261–3291 м, то вони (а також колектори серпуховського ярусу) є водоносними. Також є безперспективними колектори комплексів середнього і верхнього карбону та нижньої пермі.

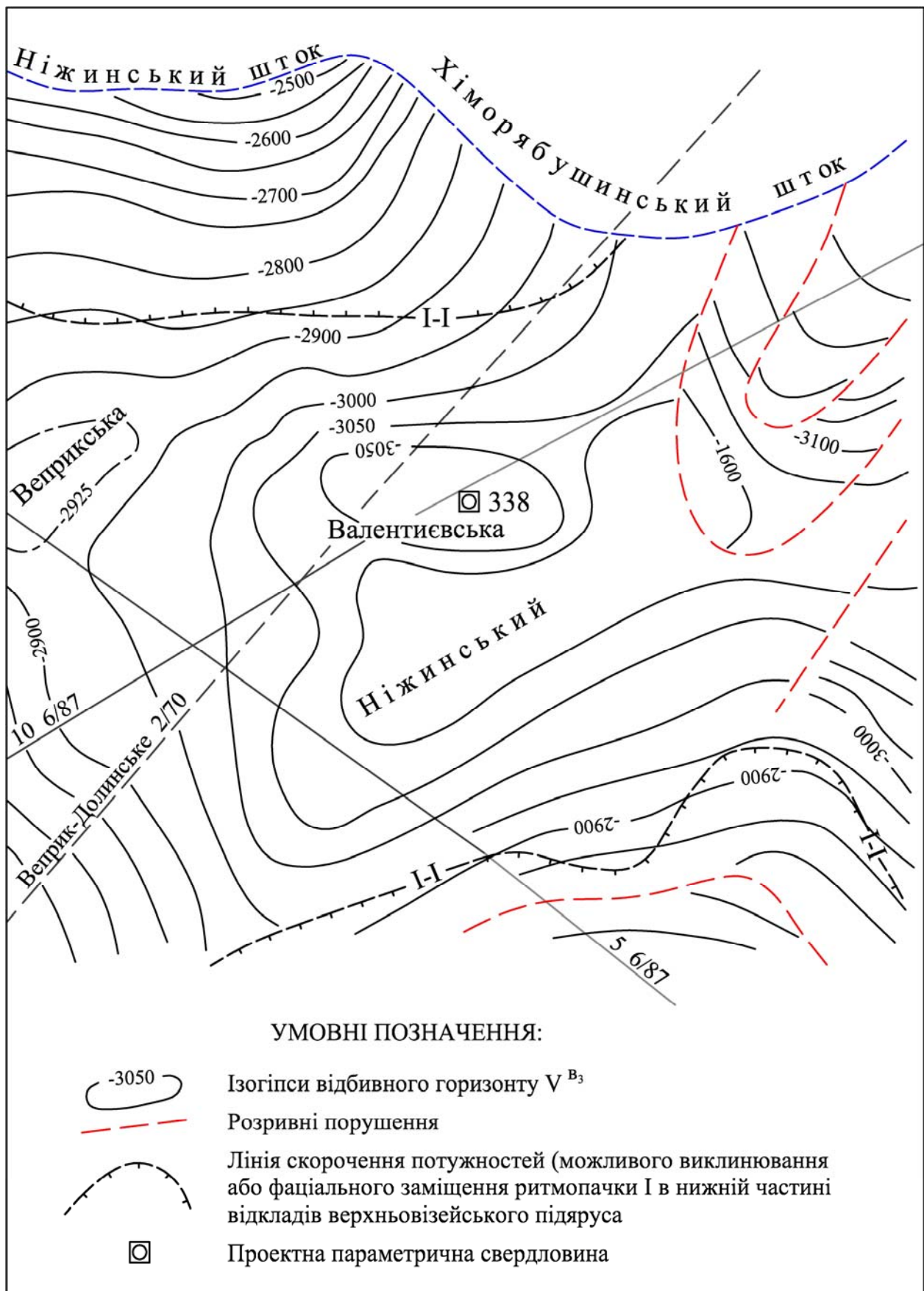


Рис. 221. Структурна карта Ніжинської площі по відбивному горизонту C_{IV}^b [150]

D₃fm:

- 3396–3404 – пісковики зеленувато-сірі, поліміктові, дрібнозернисті, у верхній частині шар (0,5 м) аргілітів темно-коричневих, алевритистих, слюдистих, з прошарками (2–15 мм) пісковиків зеленувато-сірих, дрібнозернистих;
- 3465–3481 – пісковики сірі, зеленувато-сірі, кварц-польовошпатові, дрібнозернисті, зверху і знизу шари (1,0–1,7 м) аргілітів темно-коричнювато-сірих, зеленуватих;
- 3585–3600 – перешарування (0,15–3,1 м) аргілітів та алевролітів темно-сірих, пісковиків сірих і червонуватих, туфопісковиків сірих, червонуватих, базальтів;
- 3681–3696 – перешарування (0,4–3,5 м) пісковиків коричнювато-сірих і аргілітів темно-сірих, коричнюватих;
- 3795–3810 – аргіліти темно-сірі, зверху шар (2,4 м) пісковіку;
- 3863–3868 – аргіліти темно-сірі, зверху шар (0,5 м) пісковіку;
- 3890–3905 – аргіліти коричнюваті, з прошарками пісковиків червоно-сірих;
- 3932–3935 – аргіліти коричнювато-сірі, з прошарками пісковиків;
- 3984–3990 – пісковики коричнювато-сірі, зверху шар (0,8 м) аргілітів;
- 4000–4005 – аргіліти коричнювато-сірі;
- 4109–4116 – перешарування (0,45–2,60 м) аргілітів коричнювато-сірих і пісковиків туфогенних, коричнювато-сірих, дрібнозернистих до гравелистих;
- 4212–4218 – перешарування (0,2–2,4 м) аргілітів і пісковиків;
- 4222–4227 – перешарування (0,5–1,8 м) аргілітів і пісковиків коричнюватих;
- 4272–4276 – аргіліти коричнювато-сірі, лінзоподібно-шаруваті;
- 4330–4345 – пісковики сірі, темно-сірі, кварцові, середньозернисті, з прошарками (0,5–1,2 м) аргілітів темно-коричнювато-сірих, лускуватих;
- 4415–4419 – пісковики червоно-сірі із шаром (0,5 м) аргілітів темно-коричневих;
- 4500–4515 – перешарування (0,2–2,0 м) туфогенних аргілітів і туфопісковиків;
- 4590–4605 – перешарування аргілітів темно-сірих і алевролітів коричнювато-сірих, зверху шар (1,2 м) пісковіку коричнювато-сірого, середньокрупнозернистого;
- 4686–4701 – аргіліти сірі, темно-коричнювато-сірі, туфогенні, із залишками вуглистої матеріалу, іноді піритизовані із шаром (1,2 м) туфопісковіку гравелистого;
- 4768–4776 – перешарування пісковиків, алевролітів і аргілітів;
- 4852–4860 – чергування аргілітів, алевролітів і пісковиків;
- 4931–4931,7 – аргіліти темно-коричнювато-сірі й туфопісковики коричнювато-сірі;
- 4943–4951 – чергування (0,9–2,4 м) аргілітів і туфопісковиків;
- 5030–5038 – чергування аргілітів темно-сірих і туфопісковиків коричнювато-сірих;
- 5082–5088 – перешарування (0,2–2,0 м) аргілітів і туфопісковиків;
- 5111–5118 – аргіліти коричнювато-сірі з горизонтом (1,5 м) пісковіку;
- 5173–5179 – аргіліти та алевроліти темно-сірі;
- 5249–5256 – перешарування (0,9–2,4 м) пісковиків бурувато-коричнюватих і аргілітів;
- 5293–5300 – пісковик бурувато-коричнюватий, кварцовий, дрібнозернистий.

За результатами опису шліфів потенційно продуктивні горизонти нижнього карбону складені такими різновидами порід, як:

- **аргіліти** (шліфи 61 НЖ, 64 НЖ) – характеризуються фітопелітовою структурою, масивною текстурою, складені глинисто-гідролюдистою масою переважно каолінового складу, крипнокристалічної структури, коричневатобурого кольору, збагаченою рослинним рівномірно розсіяним детритом (до 35–40 %), на фоні якої виділяються плямоподібні згущення кутастих уламків кварцу, польового шпату, мусковіту, поодиноких зерен хлориту; присутні уламки (0,15–0,2 мм) криноїдей (рис. 223);
- **алевроаргіліти** (шліф 63 НЖ) – мають алевропелітову структуру, текстуру змучування, складені уламками (30–40 %) кварцу і гідратованої слюди розміром до 0,03 мм у глинистому (вочевидь каолінового ряду) цементі з домішкою вуглистою матеріалу, піритизованого рослинного детриту (5–7 %);
- **алевроліти** (шліфи 60 НЖ, 65 НЖ) – з фітоалевроитовою дрібнозернистою структурою, тонко-лінзоподібною шаруватою текстурою, складені уламками розміром 0,01–0,025, 0,025–0,1 мм (до 80 %) кварцу (20–40 %), польового шпату (до 40 %), біотиту (до 10 %), гранату (до 1 %), рослинного детриту (20–40 %), а також землистих агрегатів карбонатів крипнокристалічної структури (30–35 %), мікролускатих агрегатів хлориту, глинисто-гідролюдистих агрегатів, уламків мікростриалічного кремнезему, видовжених лейст мусковіту (1–2 %) у поровому і базальному вуглецево-карбонатному і гідролюдистому (хлорит-гідролюдистому) цементі; рослинний детрит дрібний, алевроитової розмірності, бурого і чорного кольору, рівномірно розподілений по породі; розрізняється тріщинуватість двох типів: 1) короткі непряжні вздовж нашарування чи під гострим кутом до нього, шириною 0,001–0,002 мм, довжиною 0,5–5 мм, виповнені гідролудою (тріщини усихання); 2) уздовж нашарування шириною 0,025–0,04 мм; 3) розміщені під значним кутом відносно нашарування, часто сильно розгалужені (рис. 224, 225);
- **вваннисті алевроліти** (шліфи 62 НЖ, 66 НЖ) – структура алевропсамітова, текстура органогенно-детритова, часто шарувата, порода складена уламками (0,05–4 мм) фауни (криноїдей, фузуліні, втулок черепашок, оолітів) у поровому карбонатному мікростриалічному цементі (до 10–15 %); рослинний детрит присутній в невеликій кількості (до 1 %).

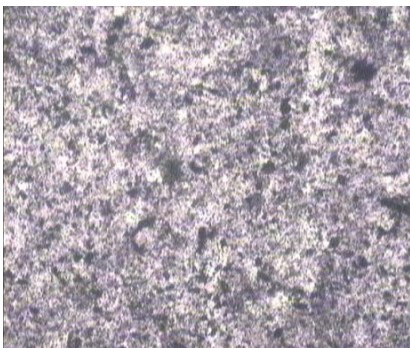


Рис. 223. Аргіліт з численним детритом; шліф 64 НЖ, зб. 10



Рис. 224. Алевроліт, збагачений рослинним детритом; шліф 63 НЖ, зб. 10

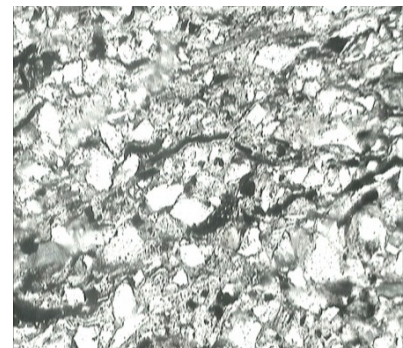


Рис. 225. Алевроліт з рослинним детритом, шліф 65 НЖ, зб. 4

Результати аналізу порід наведено в табл. 107–110

Таблиця 107. Хімічний аналіз порід

№ проби	SiO ₂	Al ₂ O ₃	FeO	Fe ₂ O ₃	TiO ₂	MnO	P ₂ O ₅	CaO	MgO
62 НЖ	2,33	0,45	2,66	0,67	0,05	0,17	0,65	48,07	2,90

Продовження табл. 107

№ проби	K ₂ O	Na ₂ O	SO ₃ сув.	ВМП	Сума**	CO ₂ карб.	H ₂ O ⁻	C _{орг.}
62 НЖ	0,11	0,22	0,46*	41,25	99,99	38,05	0,09	1,35

Таблиця 108. Результати визначення масових часток елементів у пробах, відібраних із свердловини Ніжинська-338

№ проби	Інтервал, м	Ярус	Порода	C _{орг.} , %	H ₂ O ⁻ , %	U·10 ⁻⁴ , %
60 НЖ	2799–2815	C _{1s}	Аргіліт	3,21	2,25	4,8
61 НЖ	3075–3090	C _{1v2}	–"	7,60	1,49	15,3
63 НЖ	3136		Алевроліт	6,76	2,14	5,6
64 НЖ	3138		Аргіліт	8,00	2,27	5,3
65 НЖ	3190–3199		Алевроліт	3,17	2,26	2,8
66 НЖ	3235–3242		–"	1,35	0,41	3,0
67 НЖ			Аргіліт	16,63	2,70	11,2

Таблиця 109. Результати термічного аналізу проб

№ проби	<120 °С	120–300 °С	300–390 °С	390–550 °С	ТОС, %
60 НЖ	0,80948	1,56745	0,19618	2,7488	4,51243
62 НЖ	0,04313	0,08979	0,05595	0,71391	0,85965
63 НЖ	2,03944	0,78995	0,39856	4,29682	5,48533
64 НЖ	0,94053	1,17661	0,41043	3,21533	4,80237
65 НЖ	1,83503	0,84335	0,22787	2,70471	3,77593
66 НЖ	0,05034	0,21732	0,07466	1,12358	1,41556
67 НЖ	2,50894	1,60914	0,78269	6,52026	8,91209

Таблиця 110. Результати виміру відбивної здатності вітриніту

№ проби	Інтервал, м	Заміри	Кількість	Середнє
60 НЖ	2807–2815	1,45; 1,45; 1,55; 1,56; 1,62; 1,82; 1,84; 1,90; 1,98; 2,11; 2,12; 3,00; 3,30	13	1,98
65 НЖ	3138	0,41; 0,85; 0,88; 0,91; 0,92; 0,98; 1,00; 1,04; 1,08; 1,12; 1,14; 1,18; 1,18; 1,22; 1,23; 1,24; 1,26; 1,36; 1,37; 1,41; 1,45; 1,54; 1,60	23	1,15

Таким чином, у результаті комплексного аналізу матеріалів буріння і вивчення керна свердловини Ніжинська-338 можна виділити такі перспективні інтервали у відкладах серпуховського і візейського ярусів нижнього карбону:

- 2799–2815 (C_{1s}) – аргіліти (ОР – 4,51; C_{орг.} – 3,21, R₀ – 1,98) з прошарками пісковиків;
- 3075–3140 (C_{1v2}) – аргіліти (ОР – 0,86–4,80; C_{орг.} – 6,76–8,00) з горизонтами пісковиків і вапняків;
- 3190–3250 (C_{1v2}) – перешарування аргілітів, алевролітів (ОР – 1,41; C_{орг.} – 1,35–16,63; R₀ – 1,15), вапняків.

Аналіз промислово-геофізичних даних свідчить про наявність потенційних об'єктів, які можуть вміщувати рідкі вуглеводні у сланцюватих гірських породах, представлених аргілітами, перешаруванням аргілітів, пісковиків і алевролітів (рис. 226). Після оцінки літологічного складу порід розрізу, видимих

товщин пластів з урахуванням промислово-геофізичної інформації, опису гірських порід у зразках керн та лабораторних аналізів кернового матеріалу нами зроблено висновок про існування в досліджуваному інтервалі двох об'єктів. Це потужні товщі переважно глинистого складу з підпорядкованим включенням шарів пісковиків і алевролітів. Спираючись на результати термічного аналізу проб – оцінки вмісту органічної речовини та відбивної здатності вітриніту і подібності геофізичних характеристик інтервалів, звідки був відібраний керн для аналізів і перспективних товщ, виявлено об'єкти в межах 2846–2881 та 2893–2945 м. Величина пористості аргілітів на рівні 0,06, пісковиків – 0,05 (при коефіцієнті залишкового водонасичення 0,54). Інші товщі аргілітів і перешарування теригенних порід (аргілітів з пісковиками та алевролітами) розташовані поблизу від водонасичених пластів пісковиків, де не може бути реалізована технологія гідророзриву. Рекомендовано такі перспективні інтервали для свердловин Ніжинська-338: 2846–2881, 2893–2945 м.

Свердловина Щурівська-10. Щурівське нафтове родовище розташовано в Прилуцькому районі Чернігівської області в 15 км від м. Прилуки, у західній частині приосьової зони ДДЗ (рис. 227) [6]. Родовище розвідано в 1961–1975 рр., 1975 р. при випробуванні св. 7 з утворень верхнього візе (продуктивний горизонт В-15, інт. 3045–3053 м) одержано фонтан нафти дебітом 46 т/добу через штуцер діаметром 5 мм. Усього на родовищі пробурено 12 пошукових і розвідувальних свердловин, які розкривають розріз від четвертинних до девонських відкладів (рис. 228).

По покрівлі горизонту В-15 структура є куполоподібною малоамплітудною складкою розмірами 1,8 x 2,2 км, південно-західне і південно-східне крила якої ускладнені скидами (рис. 229). Розвідано й оцінено запаси чотирьох покладів: В-15, 17, 18, 21, які розміщені у візейських пісковиках і алевролітах. Поклади пластові, склепінні, літологічно обмежені, тектонічно екрановані. Родовище розробляється із 1977 р., фонд видобувних свердловин – 9 одиниць. Склад газу газових покладів Щурівського родовища наведено в табл. 111.

Таблиця 111. Склад газу газових покладів Щурівського родовища, % [6]

Поклад	Маса	Густина	СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	С ₄ Н ₁₀ (n/i)	С ₅ Н ₁₂ (n/i)	СО ₂	Н ₂	Не
В-15	22,4	0,8078	52,3	8,72	12,43	4,09/1,69	0,92/0,95	1,85	16,78	
В-17		0,7564	49,62	8,34	8,45	3,03/2,61	2,78/2,82		11,58	
В-18	21,89	0,7557	57,36	9,88	12,21	3,34/2,60	0,53/0,75	2,07	10,40	
В-21	34,44	1,0623	52,79	13,8	15,23	5,14/2,56	1,57/1,84	0,36	5,76	0,01

Свердловина Щурівська-10 була пробурена в склепінній частині Комунівського підняття в 1 км південніше від св. № 7, в 0,5 км на схід від сейсмічного профілю 88 в період з 28.06.76 по 10.08.77 з метою вивчення геологічної будови й оцінки промислової нафтогазоносності кам'яновугільних відкладів. Проектна глибина свердловини 4100 м, фактична – 3979 м, свердловиною розкрито розріз від мезокайнозойських відкладів до надсольового комплексу верхнього девону (данково-лебедянський).

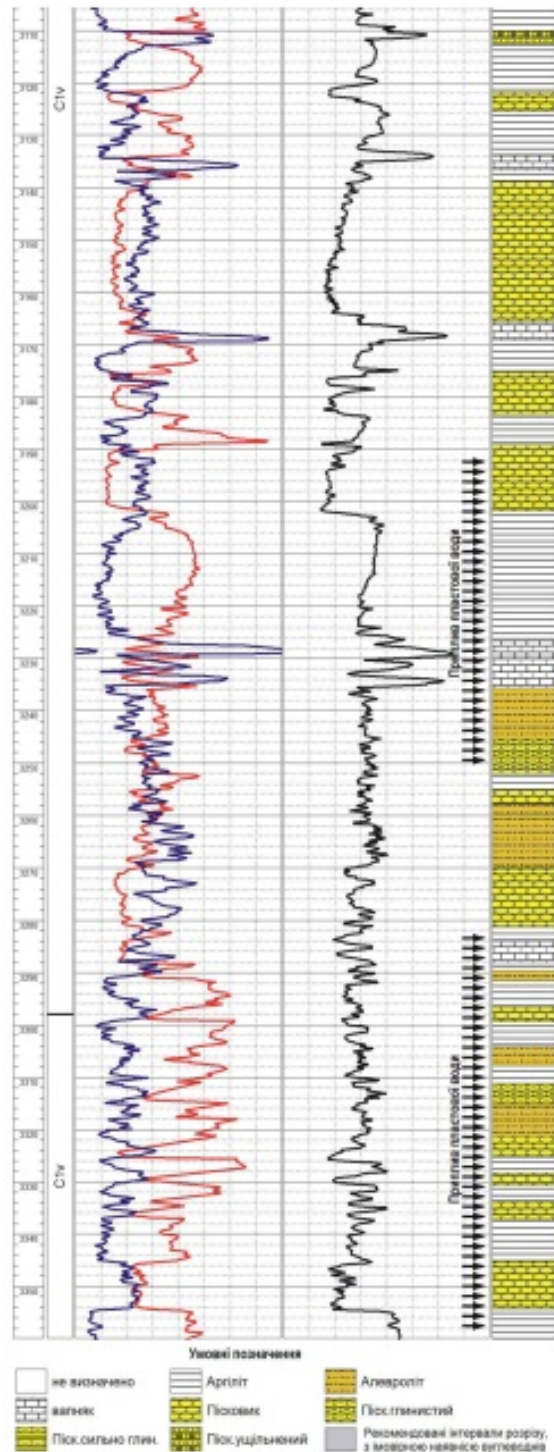
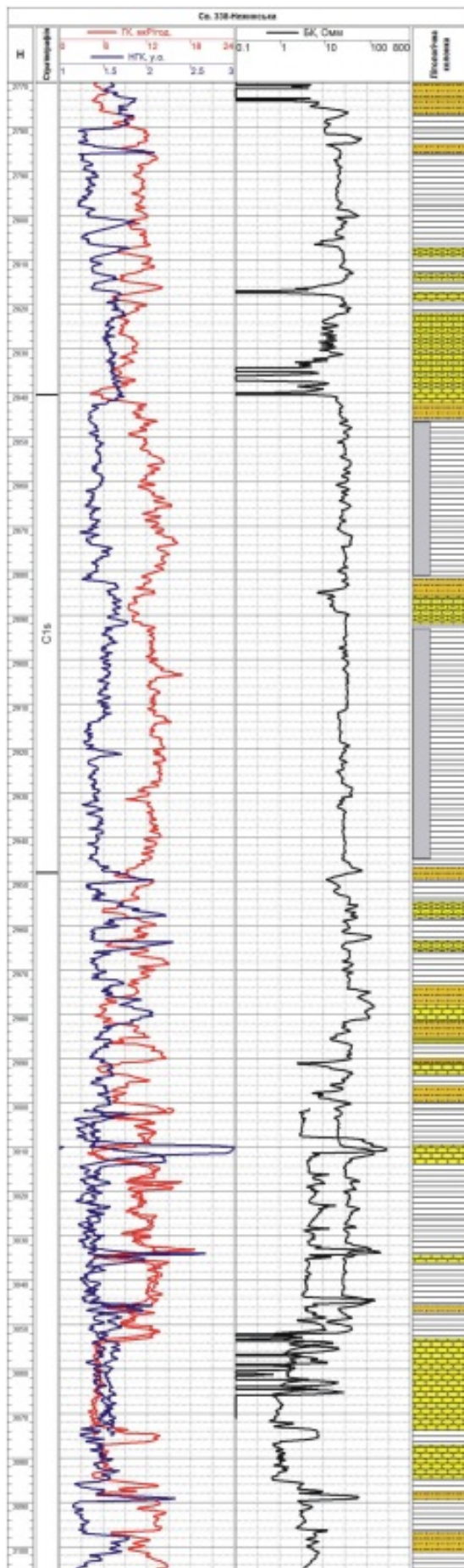


Рис. 226. Промислово-геофізична характеристика та результати кількісної інтерпретації даних ГДС у розрізі свердловини Ніжинська-338 (фрагмент)

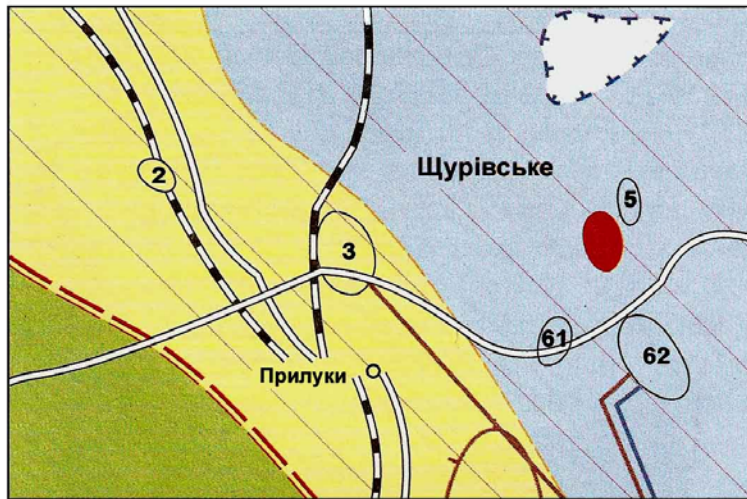
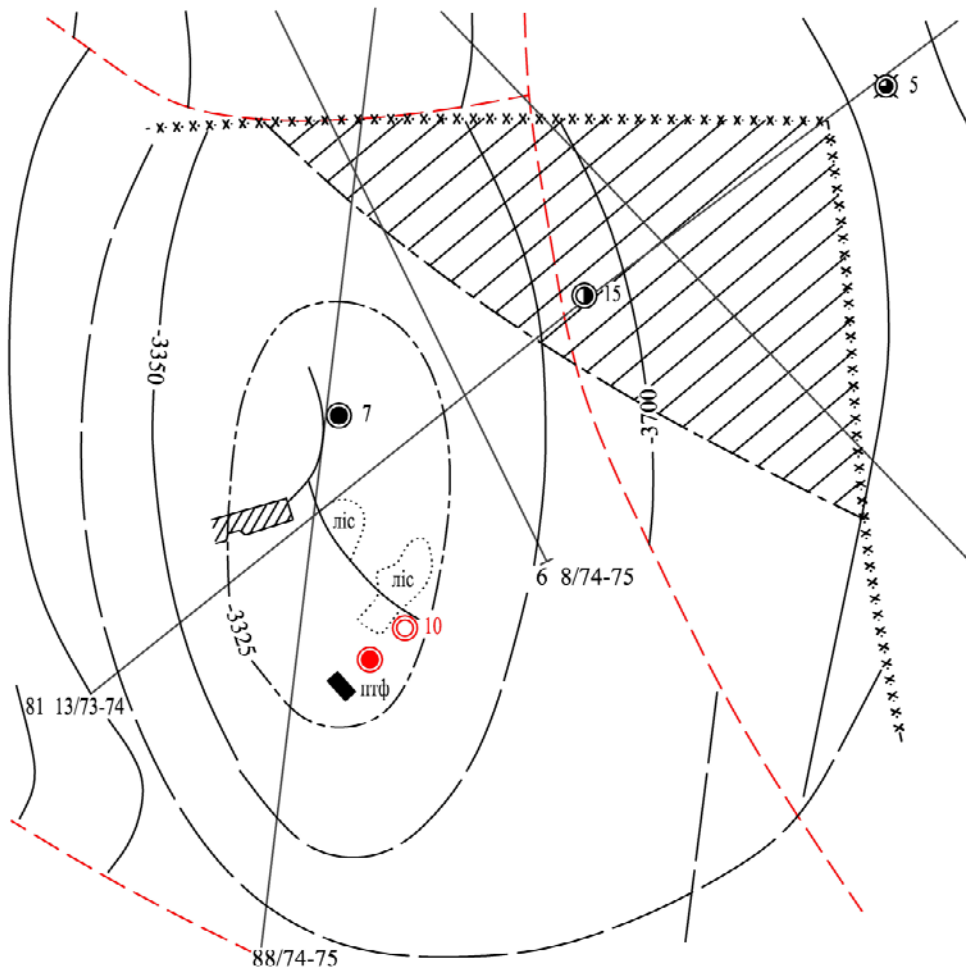


Рис. 227. Схема розміщення Щурівської площі [6]



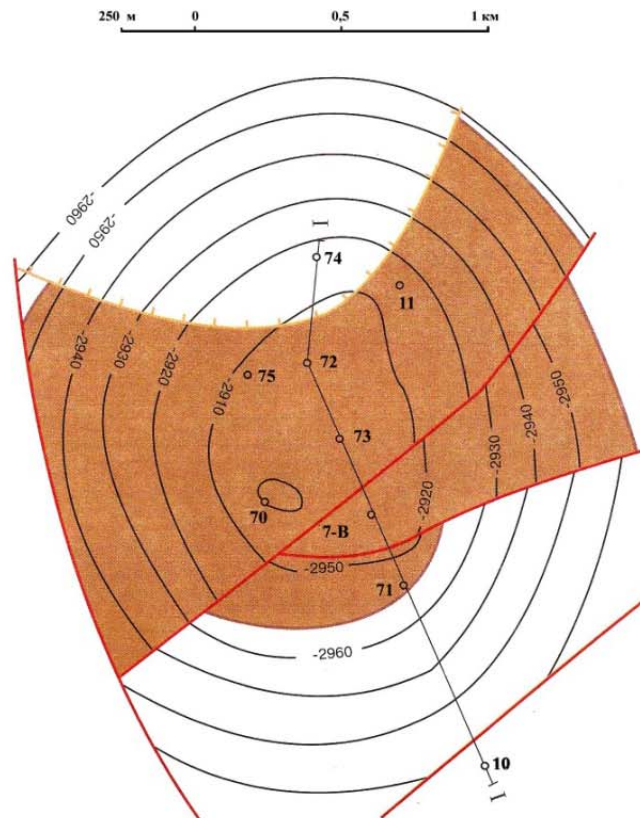
УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:

- 3325 — Ізогіпси відбивного горизонту V^{B_3}
- - - - - Тектонічні порушення
- — — — — Контури нафтогазопопності
- . x x x x x Область зміни фізичних властивостей пласта-колектора
- Місцеположення свердловини по проекту
- Свердловина, що видана в натурі

Рис. 228. Структурна схема Щурівської площі по відбивному горизонті $C_1V^{B_3}$ [149]

Усі регіональні продуктивні горизонти кам'яновугільного віку за даними промислової геофізики і випробувань інтерпретуються як безперспективні в нафтогазовому відношенні. За допомогою КП-146 випробувано такі об'єкти [149]:

- 3619–3740 (надсольові відклади верхнього девону) – отримано приплив пластової води густиною $1,16 \text{ г/см}^3$ з розчиненим газом дебітом $65,5 \text{ м}^3/\text{добу}$;
- 3564–3597 (турнейські відклади) – отримано приплив мінералізованої води густиною $1,15 \text{ г/см}^3$ з дебітом $350 \text{ м}^3/\text{добу}$;
- 3472–3450 (візейські відклади) – приплив не отримано, але за даними ГРС горизонт є водоносним.



СТРУКТУРНА КАРТА
покривлі продуктивного горизонту B-15
за Е.Ф. Селюзкіним

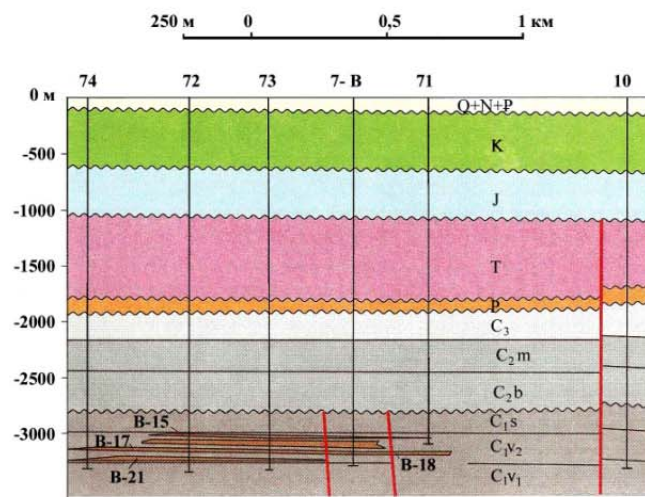


Рис. 229. Структурна схема і геологічний розріз по лінії I–I Щурівської площі [6]

- 3225–3232 – перешарування аргілітів чорних – зр. 74 ЩР і пісковиків темно-сірих, тонкозернистих, знизу (0,55 м) середньозернистих, нафтонасичених;
- 3260–3268 – пісковики світло-сірі, із запахом бензину, прошарок (30 см) аргіліту;
- 3270–3273 – пісковик світло-сірий, дрібнозернистий, водоносний, з прошарком (10 см) аргіліту темно-сірого;
- 3273–3276 – пісковик сірий, дрібнозернистий, із запахом бензину;
- 3436–3453 – пісковики сірі та темно-сірі, дрібно- і середньозернисті, кварц-польовошпатові, щільні, у кінці інтервалу із шаром (1,5 м) аргіліту темно-сірого;

нижній карбон, турнейський ярус:

- 3574–3592 – перешарування пісковиків сірих, дрібно- і середньозернистих, кварц-польовошпатових (переважають) і аргілітів сірих щільних;

верхній девон: надсольовий комплекс (данково-лебедянський):

- 3658–3663 – аргіліт голубувато-сірий;
- 3663–3669 – пісковик сірий і світло-сірий крупнозернистий;
- 3684–3694 – вапниста брекчія;
- 3779–3795 – брекчія з прошарками чорного аргіліту;
- 3831–3841 – брекчія вапнякова;
- 3841–3850 – ефузивні породи;
- 3866–3880 – аргіліти темно-сірі до чорних, з прошарками пісковиків і вапняків;
- 3919–3927 – пісковик темно-сірий, кварцовий, щільний;
- 3930–3938 – пісковик темно-сірий, кварцовий, щільний;
- 3938–3945 – брекчії із включеннями уламків кварцу і польового шпату;
- 3958–3979 – кварцити темно-сірі, туфогенні, щільні.

У шліфах описано такі різновиди порід:

- **вуглисті аргіліти та алевроліти** (74 ЩР–76 ЩР) – структура алевропелітова, переважний розмір зерен 0,01–0,25 мм; текстура шарувата, прошарки товщиною 2,5–3,0 мм розрізняються за ступенем відсортваності матеріалу і присутністю карбонатного матеріалу; цемент глинистий, поровий до базального (10 %) з незначною кількістю гідролуїди і кальциту; рослинний детрит (10–15 %) обвуглений, часто піритизований (рис. 230–232).

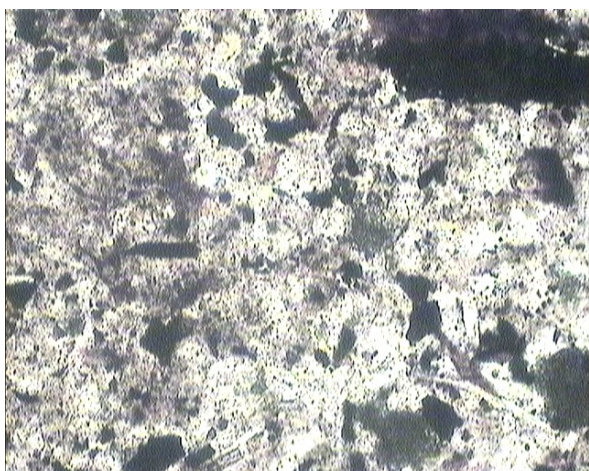


Рис. 230. Вуглисті аргіліти, збагачені детритом. Шліф 74 ЩР, зб. 10



Рис. 231. Уламки рослинного детриту в алевролітах. Шліф 75 ЩР, зб. 10



Рис. 232. Алевроліти, збагачені рослинним детритом.
Шліф 76 ЩР, зб. 4

За результатами опису аншліфів породи представлені:

- чорними сланцями (75 ЩР) з детритовою пелітовою структурою, мікросланцюватою текстурою, тип мацерал – колодетриніт, колотеленіт;
- алевритистими аргілітами (76 ЩР) з пелітовою та алевритистою структурою, шаруватою текстурою, рудні мінерали – глобулярний пірит (0,1 %), тип мацерал – вітриніт.

Склад газу газових покладів родовища наведено в **табл.** 112, результати аналізу порід – у **табл.** 113–115.

Таблиця 112. Склад газу газових покладів за результатами випробування свердловини Щурівська-10 % [137]

Поклад	Інтервал, м	Густина	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀ (n/i)	C ₅ H ₁₂ (n)	CO ₂	N ₂	He
В-15*	3058–3070	0,85714	70,41	3,81	1,57	0,10/0,22	Сл./сл.	4,93	18,07	0,02
C ₁ t**	3565–3597	0,7920	75,40	1,60	0,20	Сл./0,10	Сл./сл.	Сл.	22,50	0,05
C ₁ t**	3564–3597	0,7835	77,34	1,52	0,20	Сл./0,22	Сл./сл.	Сл.	20,49	0,05

* – Н – 0,33, О – 0,54; ** – Ar – 0,15.

Таблиця 113. Результати визначення масових часток елементів у пробах, відібраних із свердловини Щурівська-10

№ проби	Інтервал, м	Ярус	Порода	C _{орг.} , %	H ₂ O ⁻ , %	U·10 ⁻⁴ , %
75 ЩР	3179–3186	C _{IV}	Пісковик	2,31	1,06	3,0
74 ЩР	3225–3232		Аргіліт	3,32	1,53	5,1

Таблиця 114. Результати термічного аналізу проб

№ проби	< 120 °С	120–300 °С	300–390 °С	390–550 °С	ТОС, %
75 ЩР	0,48502	0,37807	0,24388	2,63938	3,26133
74 ЩР	1,16176	0,55213	0,3055	3,65293	4,51056

Таблиця 115. Результати виміру відбивної здатності вітриніту

№ проби	Інтервал, м	Заміри	Кількість	Середнє
76 ЩР	3173–3179	0,90; 0,95; 0,98; 1,05; 1,05; 1,06; 1,07; 1,09; 1,10; 1,11; 1,13; 1,13; 1,14; 1,15; 1,16; 1,20; 1,21; 1,28; 1,29; 1,30; 1,34; 1,40; 1,45	23	1,15
75 ЩР	3179–3186	0,60; 0,78; 0,82; 0,84; 1,32; 1,37; 1,42; 1,61; 1,80; 1,82; 2,08; 2,68; 4,10	13	1,10

Таким чином, у результаті комплексного аналізу матеріалів буріння і вивчення керн св. Щурівська-10 можна виділити такі перспективні інтервали у відкладах візейського ярусу нижнього карбону:

- 3165–3232 (C_{1v}) – аргіліти (OP – 3,26; C_{орг.} – 2,31–3,32, R_o – 1,33) з прошарками нафтонасичених пісковиків і бурого вугілля.

Свердловина Артюхівська-13. Артюхівське нафтогазоконденсатне родовище розміщено в Роменському районі Сумської області, у 16 км від м. Ромни, у північно-західній частині приосьової зони ДДЗ, у межах Артюхівсько-Анастасіївського структурного валу (рис. 233, 234). Родовище розвідано в 1966–1977 рр., 1968 р. при бурінні св. 1 з нижньовізейських відкладів одержано приплив газу дебітом 636 тис. м³/добу через штуцер діаметром 22 мм. Усього пробурено 14 пошукових і розвідувальних свердловин, якими розкрито розріз карбонатно-теригенних порід від четвертинних до верхньодевонських. По поверхні горизонту В-20 (верхній візе) структура є брахіантикліналлю субширотного простягання розміром 2 x 4,2 км (по ізогіпсі –3950 м), амплітудою 55 м, яка ускладнена поперечним скидом. Продуктивними є горизонти В-18, 19, 19а, 20, 26 у пісковиках і алевролітах візейського ярусу. Поклади пластові, склепінні, тектонічно екрановані й літологічно обмежені. Родовище експлуатується з 1976 р. Усього на площі пробурено 23 експлуатаційні свердловини, діючий фонд становить 7 одиниць. Склад газу газових покладів родовища наведено в табл. 116.

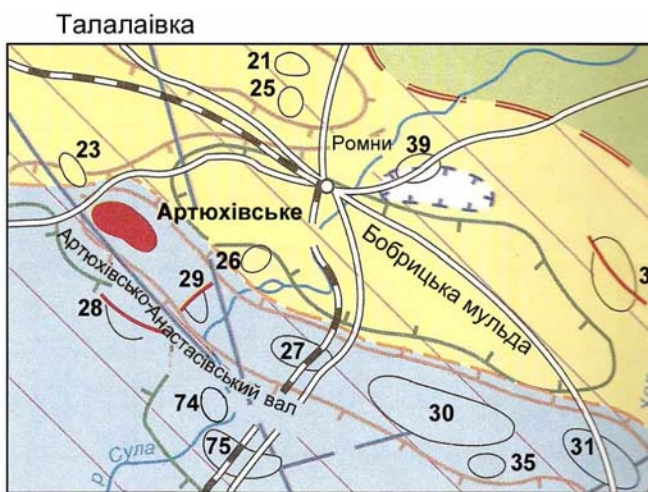


Рис. 233. Схема розміщення Артюхівської площі [6]

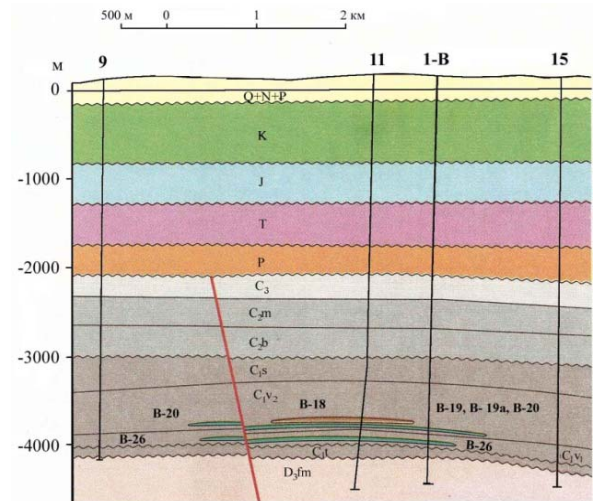


Рис. 234. Геологічний розріз Артюхівського родовища [6]

Свердловина Артюхівська-13 пробурена в західній частині Коржівського склепінного підняття з метою пошуків нафтогазоносних покладів у відкладах нижнього карбону. Проектна глибина свердловини 4900 м, фактична – 4814 м, розкрито розріз четвертинної, неогенової, палеогенової, крейдової, юрської, тріасової та кам'яновугільної систем, забій свердловини розташований у відкладах турнейського ярусу карбону [134].

Свердловина пробурена без ускладнень. Ознаки нафтогазоносності (запах вуглеводнів) відзначені в інт. 4175–4189, 4229–4239, 4247–4252, 4254–4263, 4268–4288, 4293–4300 м. У процесі буріння випробувачем пластів на трубах виконано випробування в інт. 4300–4324 м і отриманий приплив нафти.

Таблиця 116. Склад газу газових покладів Артюхівського родовища, % [6]

Поклад	Маса	Густина	СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	С ₄ Н ₁₀ (n/i)	С ₅ Н ₁₂ (n)	СО ₂	Н ₂	Не
В-19	22,19	0,7658	73,5	10,4	5,8	1,4/0,6	0,7	2,2	5,32	0,04
В-19а	22,26	0,7681	73,7	13,2	7,4	2,0/0,8	0,9	1,8	0,12	0,08
В-20	22,38	0,7723	73,5	12,4	6,7	2,2/0,6	1,26	1,94	1,39	0,04
В-26	20,01	0,6908	81,3	8,7	3,8	0,8/0,4	0,40	2,72	1,86	0,06

У відкладах юри, тріасу, пермі, верхнього і середнього карбону до глибини 3630 м пласти-колектори представлені пісковиками і вапняками, які за матеріалами ГДС характеризуються як водонасичені. У відкладах намюрського ярусу нижнього карбону виділено чотири пласти (№ 1–4), два з яких є глинистими вапняками, а два – водонасиченими пісковиками з ПЕО 1,1–1,2 Ом·м.

У відкладах візейського ярусу нижнього карбону виділено 27 пластів:

- № 5 – ущільнений алевроліт;
- № 6 – щільний глинистий вапняк;
- № 7–9 – низькоякісні глинисті колектори (ПЕО 6,5–12 Ом·м, пористість 6–8,5 %);
- № 10, 11 – водонасичені (ПЕО 2,5–5,5 Ом·м, $K_{п}$ 7–13 %);
- № 12 – ущільнений глинистий нафтогазонасичений пісковик (ПЕО 200 Ом·м);
- № 13–15 – дрібно-середньозернисті нафтогазонасичені пісковики із слабким запахом вуглеводнів (пористість 11–15 %, коефіцієнт нафтогазонасиченості 72–87 %);
- № 16 – газонасичений ущільнений колектор;
- № 17 – ущільнений глинистий вапняк;
- № 18 – водонасичений пісковик (ПЕО 2,2 Ом·м);
- № 19 – пісковик з хорошими колекторськими властивостями ($K_{п}$ 9,5–14 %, $K_{р}$ 10,8–14,4 %), який залягає в зоні контакту газ (нафта) – вода;
- № 20 – водонасичений пісковик;
- № 21–23 – ущільнені карбонатні пісковики;
- № 24 – нафтогазонасичений пісковик ($K_{п}$ 10,5–16 %, коефіцієнт нафтогазонасиченості 90 %);
- № 25 – колектор (пористість 7–12 %, коефіцієнт нафтогазонасиченості 64–70 %; у районі пластів 24, 25 при випробуванні отримано приплив нафти);
- № 26 – ущільнений нафтогазонасичений пісковик, у підшві можлива вода;
- № 27–31 – щільні вапняки.

У турнейському ярусі нижнього карбону виділено 32 пласти (м):

- № 32 – глинистий пісковик (пористість 6–10 %, ПЕО 20 Ом·м, коефіцієнт нафтогазонасиченості 56–62 %);
- № 33, 34, 36 – газонасичені пісковики (НГК 8–12 %, коефіцієнт газонасиченості 82–89 %), при їхньому випробуванні отримано газ;
- № 35 – глинистий пісковик;
- № 37 – водонасичений чи ущільнений ($K_{п}$ 5–7 %);
- № 38 – верхня частина – ущільнений пісковик ($K_{п}$ 5–7 %), нижня – газонасичений (пористість 10–12 %);
- № 39–41 – нафтогазонасичений (ПЕО 3–8 Ом·м, пористість 9–12 %);
- № 42 – водонасичений пісковик ($K_{п}$ 11 %, ПЕО 4 Ом·м);

- № 43 – ущільнений пісковик;
- № 44 – водонасичений колектор;
- № 45–47 – колектори низької якості (пористість 8,5–12 %, ПЕО 7–8 Ом·м);
- № 48 – водонасичений пісковик;
- № 49 колектор низької якості ($K_{п}$ 7–9 %);
- № 50 – водоносний пісковик ($K_{п}$ 10–11 %, ПЕО 8 Ом·м);
- № 51–53 – обводнені колектори;
- № 54–56 – водонасичені колектори;
- № 57,58 – обводнені пісковики ($K_{п}$ 7,5–8,5 %);
- № 59 – водонасичений колектор;
- № 60 – колектор низької якості ($K_{п}$ 5,5–7 %);
- № 61, 62 – ущільнені пісковики;
- № 63 – обводнений колектор низької якості ($K_{п}$ 7–9,5 %).

За результатами ГДС виділено вісім нафтогазоносних інтервалів (м) (у дужках – номер пласта): 4166–4179 (12), 4179–4188 (13), 4188–4190,8 (14), 4190,8–4196,4 (15), 4200–4205 (16), 4295,6–4303,2 (24), 4308,8–4314,8 (25), 4468,8–4471,2 (28), 4471,2–4472,4 (34), 4478–4479,2 (36). Невизначений характер насичення мають пласти в інт. 4534,4–4537,4 (45), 4537,4–4541,2 м (46).

Відбір керн здійснювався в інтервалах (м): 4070–4081, 4103–4107, 4175–4192, 4229–4300, а відбір оперативних зразків в інтервалах (м): 4457–4467, 4809–4814. Керн являє собою:

- 4268–4270 – аргіліти чорні, вуглефіковані – зр. 78 AP;
- 4302–4309 – аргіліти чорні, вуглефіковані – зр. 77 AP;
- 4457–4467 – пісковик темно-сірий до чорного, різнозернистий, кварцовий, зверху аргіліт темно-сірий до чорного, із залишками рослинного детриту, скупченнями зерен піриту;
- 4809–4814 – базальт темно-зелений, афіровий, карбонатизований вздовж тріщин; Колекторські властивості порід наведено в табл. 117.

Таблиця 117. Колекторські властивості порід свердловини Артюхівська-13 [134]

Інтервал, м	Вік	Порода	Пористість, %	Газопроникність, мд	Прояви ВВ
4075–4081	C _{1v2}	Пісковик	0,6	–	–
4075–4081	C _{1v2}	–"	6,36	–	–
4075–4081	C _{1v2}	Алевроліт	1,5	–	–
4075–4081	C _{1v2}	–"	0,33	–	–
4075–4081	B-17–18в	Вапняк	1,1	0,42	–
4075–4081	B-17–18в	–"	2,5	–	–
4103–4107	B-17–18в	Алевроліт, аргіліт	2,0	–	–
4103–4107	B-17–18в	–"	1,3	–	–
4175–4181	B-18н	Алевроліт	1,6	–	–
4175–4181	B-18н	–"	2,2	–	–
4175–4181	B-18н	–"	1,3	–	–
4175–4181	B-18н	Пісковик	14,0	–	Вміст бітуму 0,08 %
4175–4181	B-18н	–"	15,0	–	–
4175–4181	B-18н	–"	13,4	–	Люмінесціює

Інтервал, м	Вік	Порода	Пористість, %	Газопрони- кність, мд	Прояви ВВ
4175–4181	В-18Н	—"	10,5	—	—
4175–4181	В-18Н	—"	12,5	16,4	—
4175–4181	В-18Н	—"	12,5	—	—
4175–4181	В-18Н	—"	13,0	105,2	—
4181–4182	В-18Н	—"	11,5	—	—
4181–4182	В-18Н	—"	13,3	—	Вміст бітуму 0,08 %
4183–4184	C _{1v2}	—"	14,3	—	Вміст бітуму 0,156 %
4183–4184	C _{1v2}	—"	14,4	—	Люмінесціює
4189–4192	В-18Н	—"	5,4	—	—
4229–4239	В-19	Алевроліт	2,3	—	—
4229–4239	В-19	Пісковик	2,8	—	—
4229–4239	В-19	—"	2,0	23,0	—
4239–4247	В-19	—"	1,2	—	—
4239–4247	В-19	—"	2,0	—	—
4239–4247	В-19	—"	5,0	1,35	—
4247–4249	C _{1v2}	—"	10,76	20,3	—
4247–4249	C _{1v2}	—"	14,0	47,8	—
4247–4249	C _{1v2}	—"	13,99	42,1	—
4247–4249	C _{1v2}	—"	14,38	4,75	—
4247–4249	C _{1v2}	—"	13,81	0,57	Вміст бітуму 0,313 %
4247–4249	C _{1v2}	—"	13,62	135,5	—
4249–4252,5	C _{1v2}	—"	14,68	—	—
4249–4252,5	C _{1v2}	—"	15,2	—	Вміст бітуму 0,313 %
4249–4252,5	C _{1v2}	—"	13,6	—	Люмінесціює
4249–4252,5	C _{1v2}	—"	14,5	—	"
4252,5–4254	C _{1v2}	—"	14,78	204,6	—
4252,5–4254	В-19	—"	14,6	—	Вміст бітуму 0,313 %
4252,5–4254	В-19	—"	14,6	130,4	Люмінесціює
4252,5–4254	В-19	—"	15,6	687,7	—
4252,5–4254	В-19	—"	13,8	56,5	—
4254–4256	В-19	—"	15,0	176,4	Вміст бітуму 0,313 %
4254–4256	В-19	—"	13,4	110,0	Люмінесціює
4256–4263	В-19	—"	15,96	164,4	—
4256–4263	В-19	—"	9,64	284,8	—
4256–4263	В-19	—"	13,4	190,2	Люмінесціює
4256–4263	В-19	—"	16,0	232,4	—
4256–4263	В-19	—"	16,0	275,0	—
4256–4263	В-19	—"	1,6	0,3	—
4256–4263	В-19	—"	2,0	—	—
4256–4263	В-19	—"	3,6	10,6	—
4256–4263	В-19	—"	2,54	—	—
4256–4263	В-19	—"	3,5	—	—
4256–4263	В-19	—"	3,6	—	Люмінесціює
4256–4263	В-19	Алевроліт	9,1	12,0	"
4256–4263	В-19	—"	9,4	10,5	"

Інтервал, м	Вік	Порода	Пористість, %	Газопрони- кність, мд	Прояви ВВ
4256–4263	В-19	–"	9,2	–	"
4256–4263	В-19	–"	2,0	–	–
4256–4263	В-19	–"	4,1	–	–
4268–4278	В-20	–"	7,6	9,5	Вміст бітуму 0,04 %
4268–4278	В-20	Пісковик	2,2	0,34	-
4268–4278	В-20	–"	2,9	0,2	Люмінесціє
4268–4278	В-20	–"	4,8	20,5	–
4268–4278	В-20	Алевроліт	10,0	18,0	Люмінесціє
4268–4278	В-20	–"	10,9	–	–
4278–4288	В-21	–"	2,2	0,82	–
4278–4288	В-21	Пісковик	11,0	200,6	Вміст бітуму 0,156 %
4288–4293	В-21–22	–"	10,6	37,2	–
4288–4293	В-21–22	–"	7,0	8,0	Люмінесціє
4288–4293	В-21–22	Алевроліт	5,1	–	–
4288–4293	В-21–22	–"	7,2	–	Люмінесціє
4288–4293	В-21–22	Пісковик	2,6	0,45	–
4293–4300	В-21–22	–"	15,92	–	–
4293–4300	В-21–22	–"	14,0	–	–
4293–4300	В-21–22	–"	17,0	–	–
4300–4302	В-21–22	–"	15,44	749,9	–
4300–4302	В-21–22	–"	16,20	490,7	–
4300–4302	В-21–22	–"	6,3	0,45	–
4300–4302	В-21–22	–"	15,4	360,0	Вміст бітуму 0,625 %
4300–4302	В-21–22	–"	17,2	831,2	Люмінесціє
4300–4302	В-21–22	–"	17,1	1376,7	"
4300–4302	В-21–22	–"	15,1	1179,4	–
4300–4302	В-21–22	–"	13,1	536,3	–
4302–4309	В-21–22	–"	13,34	1194,6	–
4302–4309	В-21–22	–"	15,57	1109,2	–
4302–4309	В-21–22	–"	14,3	1099,4	Вміст бітуму 0,625 %
4302–4309	В-21–22	–"	12,74	729,2	Люмінесціє
4302–4309	В-21–22	–"	12,8	267,2	"
4302–4309	В-21–22	–"	11,6	430,5	"
4302–4309	В-21–22	–"	13,2	915,0	"
4302–4309	В-21–22	–"	12,4	541,4	"
4302–4309	В-21–22	–"	12,8	849,6	"
4302–4309	В-21–22	–"	15,0	1560	"
4302–4309	В-21–22	–"	15,0	2255,3	"
4302–4309	В-21–22	–"	13,7	1165,6	"
4302–4309	В-21–22	–"	13,0	1205	"
4302–4309	В-21–22	Гравеліт	10,5	302	"
4309–4313	В-21–22	Пісковик	6,1	28,0	"
4309–4313	В-21–22	–"	7,5	72,8	"
4309–4313	В-21–22	–"	8,63	–	"
4313–4316	В-21–22	–"	16,0	812,2	"

Інтервал, м	Вік	Порода	Пористість, %	Газопрони- кність, мд	Прояви ВВ
4313–4316	B-21–22	–"	14,8	430	"
4313–4316	B-21–22	–"	15,1	415,1	Вміст бітуму 0,625 %
4313–4316	B-21–22	–"	14,4	366,6	Люмінесціює
4316–4318	B-21–22	–"	11,0	164,0	Вміст бітуму 0,625 %
4316–4318	B-21–22	–"	11,1	213,0	Люмінесціює
4316–4318	B-21–22	–"	6,3	–	"
4316–4318	B-21–22	–"	11,8	–	"
4316–4318	B-21–22	–"	9,7	246,4	
4446–4457	B-26	–"	4,1	0,65	–
4446–4457	B-26	–"	4,2	0,3	–
4446–4457	B-26	–"	7,3	0,25	–
4457–4467	B-26	–"	12,1	761,5	–
4467–4476	B-26	–"	6,6	1,85	–
4476–4482	B-26	–"	12,92	1197,4	–
4476–4482	B-26	–"	6,1	0,45	Вміст бітуму 0,04 %
4476–4482	B-26	–"	12,2	217	Люмінесціює
4476–4482	B-26	–"	10,0	164,0	–
4476–4482	B-26	–"	10,8	–	Люмінесціює
4476–4482	B-26	–"	12,6	–	–
4484–4493	B-26	–"	0,15	–	–
4493–4500	B-26	–"	11,08	147,01	–
4493–4500	B-26	–"	10,04	238,4	–
4493–4500	B-26	–"	9,82	–	–
4493–4500	B-26	–"	11,0	–	Вміст бітуму 0,04 %
4493–4500	B-26	–"	12,3	–	–
4493–4500	B-26	–"	11,6	169,6	–
4493–4500	B-26	–"	5,3	–	–
4493–4500	B-26	–"	3,8	–	–
4493–4500	B-26	–"	5,13	–	–
4500–4506	B-26	–"	11,59	0,3	–
4500–4506	B-26	–"	10,8	–	Люмінесціює
4500–4506	B-26	–"	11,1	208,0	"
4529–4539	B-26	–"	11,5	–	–
4529–4539	B-26	–"	11,8	–	–
4529–4539	B-26	–"	12,0	–	–
4539–4545	B-26	–"	12,5	–	Вміст бітуму 0,04 %
4539–4545	B-26	–"	9,2	232,0	–
4539–4545	B-26	–"	12,5	–	Вміст бітуму 0,04 %
4539–4555	B-26	–"	11,58	–	–
4539–4555	B-26	–"	11,56	4,0	–
4539–4555	B-26	–"	12,21	4,0	–
4642–4652	B-26	–"	4,7	0,9	–
4642–4652	B-26	–"	10,1	–	–
4642–4652	B-26	–"	8,8	–	–
4642–4652	B-26	–"	10,0	–	–
4642–4652	B-26	–"	11,0	–	–

За результатами опису шліфів породи представлені чорними щільними сланцями, збагаченими вуглифікованим рослинним детритом (рис. 235).



Рис. 235. Чорні сланці, збагачені рослинним детритом. Шліф 78 AP, зб. 4

За результатами опису аншліфів породи представлені:

- аргілітами чорними, піритизованими (77 AP) з пелітовою структурою, шаруватою текстурою, у значній кількості присутній глобулярний пірит (до 5 %), тип мацерал – колодетриніт, колотеленіт;
- алевритистими аргілітами (78 AP) з алевритистою структурою, сланцюватою текстурою, рудні мінерали – глобулярний пірит (0,1 %), тип мацерал – колотеленіт.

Склад газу газових покладів родовища наведено в табл. 118, а результати аналізів – у табл. 119–121.

Таблиця 118. Склад газу Артюхівського родовища за результатами випробування свердловини 13, % [134]

По-клад	Інтервал, м	Гус-тина	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀ (n/i)	C ₅ H ₁₂ (n)	CO ₂	N ₂	He
В-18	4175–4182	0,7146	78,85	8,50	4,66	0,43/0,91	0,30/0,23	2,51	3,58	0,03
В-18	4175–4182	0,7111	78,05	8,56	5,20	0,42/0,83	0,10/0,11	1,83	4,88	0,02
В-18	4175–4182	0,7356	74,56	10,63	6,18	0,42/0,74	0,19/0,09	2,20	4,97	0,02
В-18	4191–4198	0,9487	53,11	14,45	16,37	2,40/3,68	0,81/0,56	Сл.	8,39	0,23
В-19в*	4200–4206	0,7179	76,36	9,99	5,75	0,54/1,00	0,23/0,18	–	5,82	0,02
В-19	4240–4248	0,8715	60,69	14,83	11,77	0,84/2,15	0,34/0,28	5,00	4,08	0,02
В-19**	4240–4248	0,8651	60,54	14,79	11,90	0,87/1,89	0,14/0,20	4,90	4,74	0,02
В-19**	4240–4248	0,8635	60,09	16,99	9,46	0,86/2,20	0,36/0,28	5,05	4,68	0,02
В-20	4295–4305	0,6536	69,78	15,77	8,17	0,70/1,65	0,30/0,32	1,86	1,43	0,02
В-20	4295–4305	0,6424	69,78	17,31	6,56	0,48/1,51	0,33/0,27	1,73	2,01	0,02
В-20	4295–4305	0,6189	73,53	13,84	5,86	0,41/1,33	0,20/0,20	2,21	2,90	0,02
В-20	4295–4305	0,6517	68,87	15,61	6,99	0,59/1,47	0,25/0,25	2,99	2,95	0,03
В-20	4295–4305	0,6595	69,31	15,20	6,44	0,56/1,60	0,25/0,26	3,06	3,28	0,04
В-20	4309–4315	0,7499	74,17	12,64	5,96	0,31/1,06	0,29/0,32	3,03	2,19	0,03
В-20	4309–4315	0,7531	73,97	12,68	5,77	0,49/1,14	0,37/0,22	3,14	2,18	0,04
В-20	4309–4315	0,7534	73,77	12,73	5,98	0,52/1,10	0,32/0,24	2,94	2,36	0,04

По-клад	Інтервал, м	Густи-на	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀ (n/i)	C ₅ H ₁₂ (n)	CO ₂	N ₂	He
В-20	4309–4315	0,7532	73,73	12,78	6,08	0,46/1,14	0,39/0,36	2,84	2,38	0,04
В-20	4309–4315	0,7473	74,53	13,00	6,02	0,39/1,04	0,26/0,18	3,05	1,50	0,03
В-23*	4350–4376	0,7486	75,10	10,21	6,00	0,79/1,78	0,65/0,70	Сл.	4,65	0,02
В**	4479–4465	0,7745	75,96	8,17	7,93	0,91/2,36	0,76/0,52	2,30	2,07	0,01
В	4479–4465	0,7659	77,14	7,25	6,45	0,93/2,36	0,82/0,85	2,28	2,01	0,01
В**	4479–4465	0,6473	86,83	5,31	2,72	0,19/0,43	0,06/0,05	1,82	2,56	0,02
В**	4479–4465	0,6509	86,57	5,26	2,91	0,23/0,49	0,06/0,07	1,71	2,73	0,02
В***	4479–4465	0,6574	86,05	5,47	2,45	0,27/0,75	0,21	1,87	2,70	0,05
Т	4495–4505	0,6540	86,64	5,35	2,72	0,22/0,54	0,12/0,05	2,40	1,94	0,02
Т	4495–4505	0,6503	86,70	5,47	2,43	0,18/0,51	0,08/0,08	2,24	2,29	0,02
Т	4495–4505	0,6475	86,31	6,70	2,15	0,13/0,39	0,09/0,06	1,93	2,22	0,02
Т	4495–4505	0,6673	84,92	5,96	3,03	0,25/0,63	0,12/0,14	2,62	2,31	0,02
Т	4495–4505	0,6481	86,88	5,99	2,30	0,23/0,52	0,08/0,07	1,93	1,99	0,01

* – Н – 0,10; ** – Н – 0,01; *** – 0,02

Таблиця 119. Результати термічного аналізу проб

№ проби	< 120 °С	120–300 °С	300–390 °С	390–550 °С	ТОС, %
78 AP	0,48257	0,56341	0,19133	3,47464	4,22938
77 AP	0,87047	0,54154	0,27004	3,41936	4,23094

Таблиця 120. Результати визначення масових часток елементів у пробах із свердловини Артюхівська-13

№ проби	Інтервал, м	Ярус	Порода	C _{орг.} , %	H ₂ O ⁻ , %	U·10 ⁻⁴ , %
78 AP	4268–4270	C _{1v2}	Аргіліт	6,13	1,31	4,3
77 AP	4302–4309		–"	7,77	1,57	4,5

Таблиця 121. Результати виміру відбивної здатності вітриніту

№ проби	Інтервал, м	Заміри	Кількість	Середнє
78 AP	4268–4270	0,98; 1,32; 1,47; 1,48; 1,48; 1,63; 1,64; 1,72; 1,80; 1,81	10	1,70
77 AP	4302–4309	0,85; 0,86; 0,87; 0,88; 0,89; 0,90; 0,92; 0,95; 0,97; 0,98; 0,99; 0,99; 1,00; 1,03; 1,08; 1,10	16	0,95

Таким чином, у результаті комплексного аналізу матеріалів буріння і вивчення керна св. Артюхівська-13 можна виділити такий перспективний інтервал у відкладах візейського ярусу нижнього карбону: 4268–4309 (C_{1v}) – аргіліти чорні вуглефіковані (OP – 4,23; C_{орг.} – 6,13–7,77, R₀ – 0,95–1,70).

Аналіз промислово-геофізичних даних (рис. 236). У досліджуваній частині розрізу свердловини зустрічаються як потужні пачки глинистих порід, масивні пласти пісковиків, так і шаруваті товщі, представлені чергуванням мало-потужних шарів аргілітів і крупноуламкових різновидів літотипів. Про нафтоносність порід свідчать позитивні результати випробувань в інт. 4300–4324 м, звідки отримано приплив нафти. Також більшість пластів пісковиків має добрі колекторські характеристики та за даними інтерпретації матеріалів ГДС характеризується як газоносні. Відібраний керн з попередньо рекомендованого ін-

тервалу представлений аргілітами чорними вуглефікованими з високим вмістом органічної речовини (більше 4 %). Усе це свідчить про потенційну наявність вуглеводнів у відносно неоднорідній за літологією переважно глинистій товщі розрізу. Нами рекомендовано як об'єкт із вмістом "рідких вуглеводнів" (з винятком шарів пісковиків) інтервал порід у межах від 4263 до 4328 м. Слід відмітити, що глинисті пачки в межах об'єкта характеризуються значною вертикальною літологічною неоднорідністю, яка яскраво відображається на кривих, різних за своєю природою промислово-геофізичних методів. Можливим наслідком такої диференціації за геофізичними параметрами є літологічна та текстурна мікронеоднорідність, яка формує так звані літогенетичні тріщини (за Б. Маєвським, Т. Здеркою). Саме літогенетичні тріщини можуть сприяти успішному застосуванню технології гідророзриву в аргілітоподібних породах. Рекомендовано перспективний інтервал для св. Артюхівська-13: 4263–4328 м.

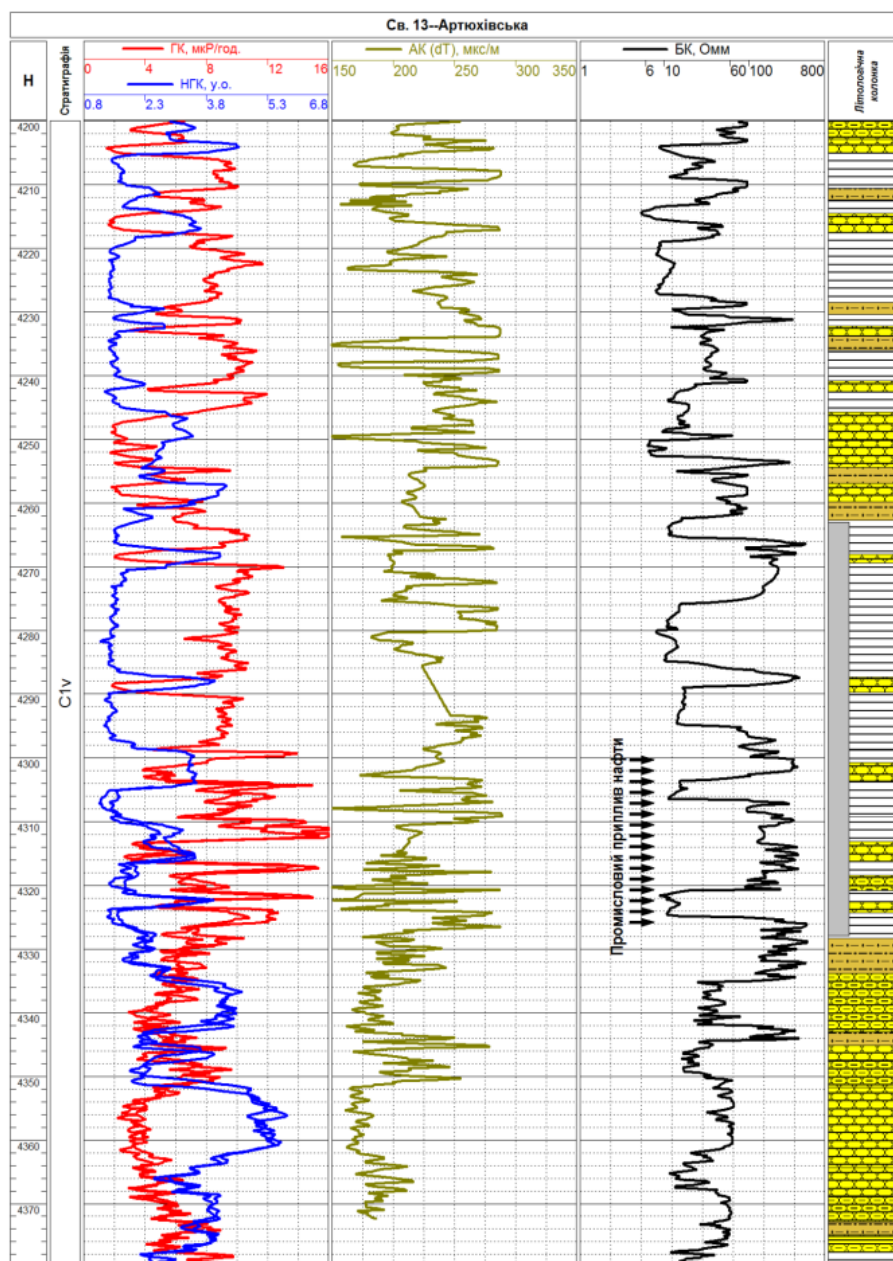


Рис. 236. Промислово-геофізична характеристика та результати інтерпретації даних ГДС у розрізі свердловини Артюхівська-13 (фрагмент)

Свердловина Рудівська-5. Керн являє собою (Акт-каталог сдачі кернавого матеріала по скважині № 5 Рудовская в центральне кернаохранилище):

- 5042–5044 – аргіліти темно-сірі до чорних – зр. 101 РД (рис. 237);
- 5171–5186 – грубе перешарування (0,8–5,2 м) аргілітів темно-сірих, щільних горизонтальношаруватих і пісковиків сірих, дрібно-тонкозернистих, місцями зі слабким запахом вуглеводнів;
- 5191–5231 – чергування шарів аргілітів темно-сірих до чорних (до 10 м) і пісковиків (до 5 м) світло-сірих, інколи коричнювато-сірих, із запахом вуглеводнів (5206);
- 5242–5252 – аргіліти темно-сірі, з піритизованими залишками рослинних решток;
- 5255–5264 – аргіліти темно-сірі, із залишками рослин;
- 5269–5283 – аргіліти темно-сірі, із залишками рослин;
- 5332–5345 – аргіліти темно-сірі;
- 5535–5562 – аргіліти темно-сірі;
- 5610–5640 – аргіліти темно-сірі, з прошарком (1,5 м) вапняків;
- 5640–5670 – чергування вапняків темно-сірих і аргілітів темно-сірих;
- 5690–5730 – аргіліти темно-сірі, із залишками рослин;
- 5800–5820 – аргіліти темно-сірі, із залишками рослин, з прошарком (0,7 м) пісковиків сірих, дрібнозернистих;
- 5831–5875 – аргіліти темно-сірі, із залишками рослин, з прошарками (до 1,3 м) пісковиків чорних, дрібнозернистих;
- 5887–5889 – пісковики світло-сірі, дрібнозернисті, кварцові, з прошарками аргілітів;
- 5889–5906 – тонке перешарування аргілітів і пісковиків;
- 5906–5922 – аргіліти темно-сірі, з окремими шарами пісковиків світло-сірих, дрібнозернистих (до 1,2 м) і вапняків темно-сірих (до 2 м);
- 5938–5948 – туфопісковики.

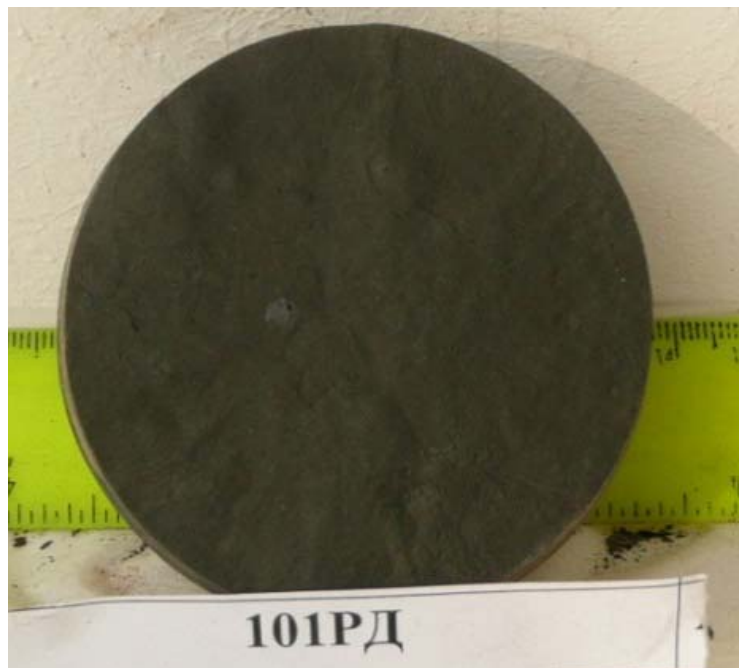


Рис. 237. Зразок 101 РД. Аргіліт. Свердловина Рудівська-5, інтервал 5042–5044 м

За результатами опису аншліфу 101 РД породи представлені аргілітами алевритистими з пелітовою до алевритистої структурою, тонкошаруватою текс-

турою, часом поширені гнізда мікрокристалічного кальциту; тип мацерал – вітродетриніт, широко розвинений (5 %) глобулярний і глобулярно-зіркоподібний пірит (рис. 238, 239).

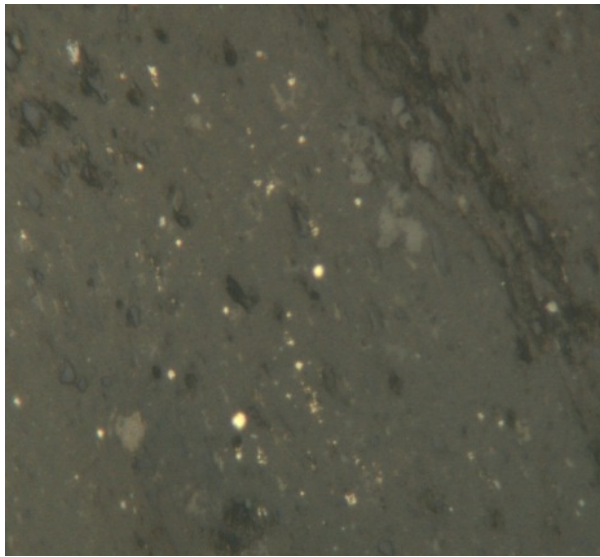


Рис. 238. Вітродетриніт в асоціації з глобулярним піритом. Аншліф 101 РД

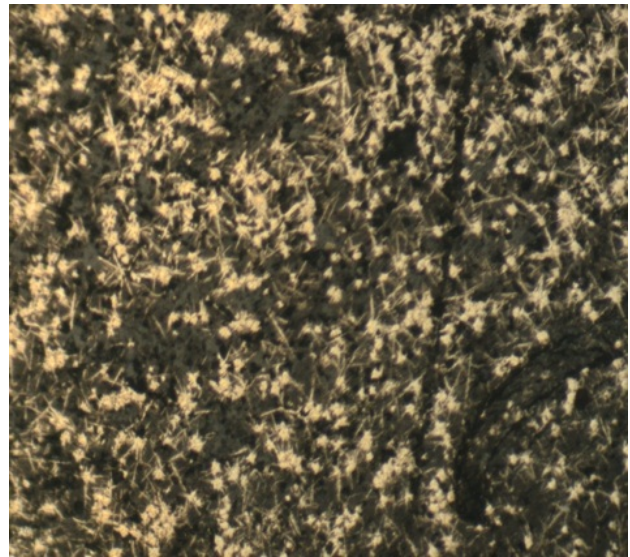


Рис. 239. Глобулярно-зіркоподібний пірит. Аншліф 101 РД

Результати аналізів наведено в табл. 122, 123.

Таблиця 122. Результати визначення масових часток елементів у пробах, відібраних із свердловини Рудівська-5

№ проби	Інтервал, м	Ярус	Порода	$C_{орг.}$, %	H_2O^- , %	$U \cdot 10^{-4}$, %
101РД	5042–5044	C_{IV}	Аргіліт	6,41	0,65	3,6

Таблиця 123. Результати виміру відбивної здатності вітриніту

№ проби	Глибина	Заміри					Кількість	Середнє
101 РД	5042–5044	0,80; 0,84; 0,92; 0,96; 1,35; 1,36; 1,38; 1,38;					37	1,47
		1,40; 1,42; 1,43; 1,44; 1,45; 1,45; 1,47; 1,48;						
		1,49; 1,50; 1,51; 1,52; 1,52; 1,53; 1,54; 1,55;						
		1,56; 1,58; 1,59; 1,60; 1,60; 1,61; 1,64; 1,64;						
		1,67; 1,68; 1,75; 1,82; 1,94						

Таким чином, чорносланцева товща візе, розкрита свердловиною нижче 4268 м, вірогідно є газоносною, але значні глибини не дозволяють вважати її перспективною.

4.2. Хорольська площа

Північнозагорівська площа. Пошукова свердловина № 1. Північнозагорівська площа розміщена в межах Талалаївсько-Рибальського НГР у північній прибортовій частині ДДЗ, являє собою асиметричну антикліналь, ускладнену в склепінній частині поздовжнім порушенням північно-західного простягання, по якому опущено її південно-західне крило (рис. 240, 241).

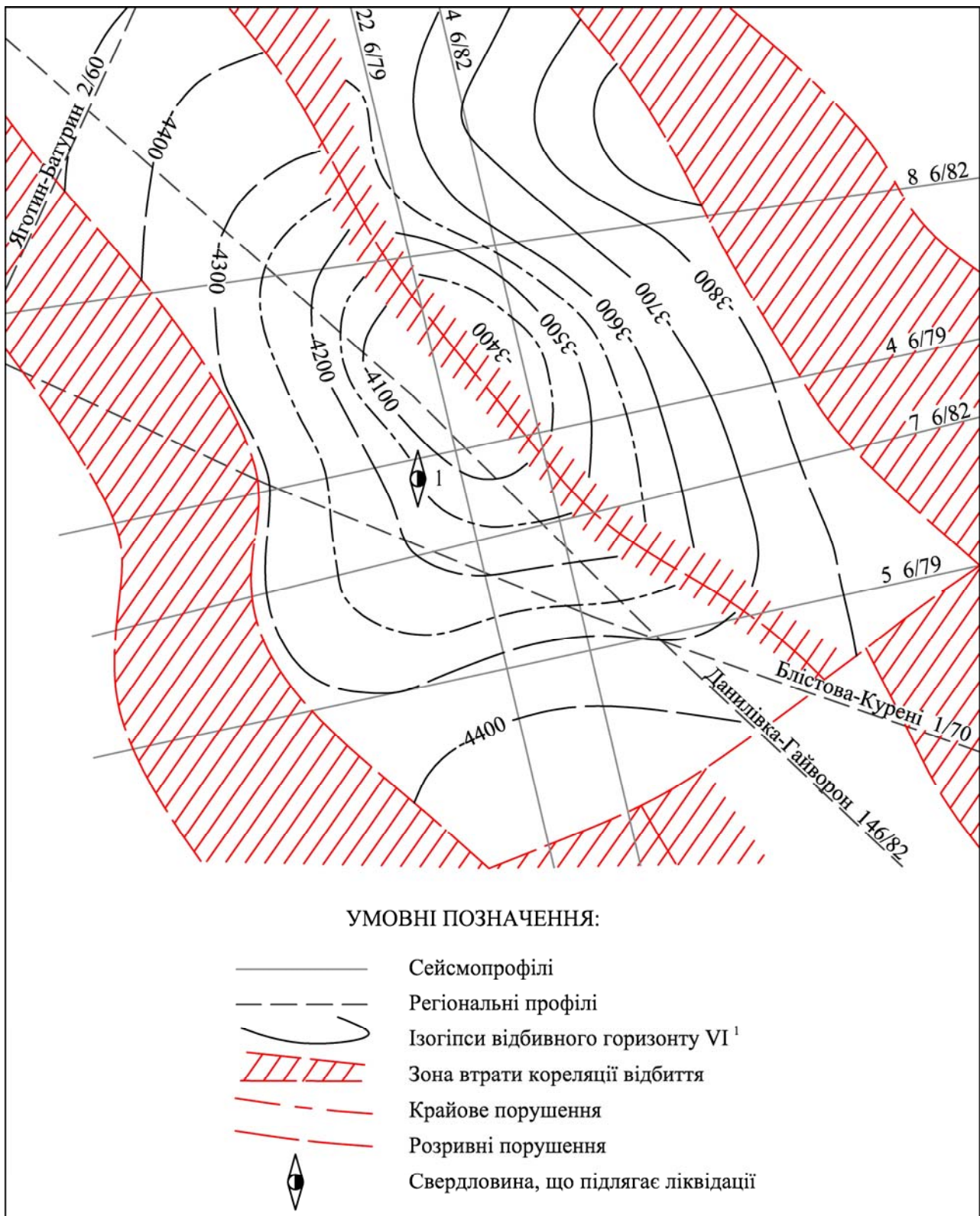


Рис. 240. Структурна карта Північнозагорівської площі по умовному відбивному горизонту VI¹ [148]

Північнозагорівська структура виявлена в 1981 р. сейсмічними роботами МСГТ у задонсько-елецьких міжсольових відкладах девону в межах підвищеного блока Куренівського виступу фундаменту [160]. Вона є похованою брахіантиклінальною структурою з порушеним склепінням, до міжсольових відкладів приурочені піщані й карбонатні колектори, глибина залягання 3500–4400 м.

1986 р. було підготовлено паспорт на цю структуру по горизонту відбиття VI¹ (VI₃) міжсолевих відкладів девону (D₃ zd-el), у межах ізогіпс –4300 м і –3550 м з розмірами 3,5 x 5,5 км, перспективною площею 15 км², прогнозними ресурсами нафти за категорією С₃ – 3,4 млн т.

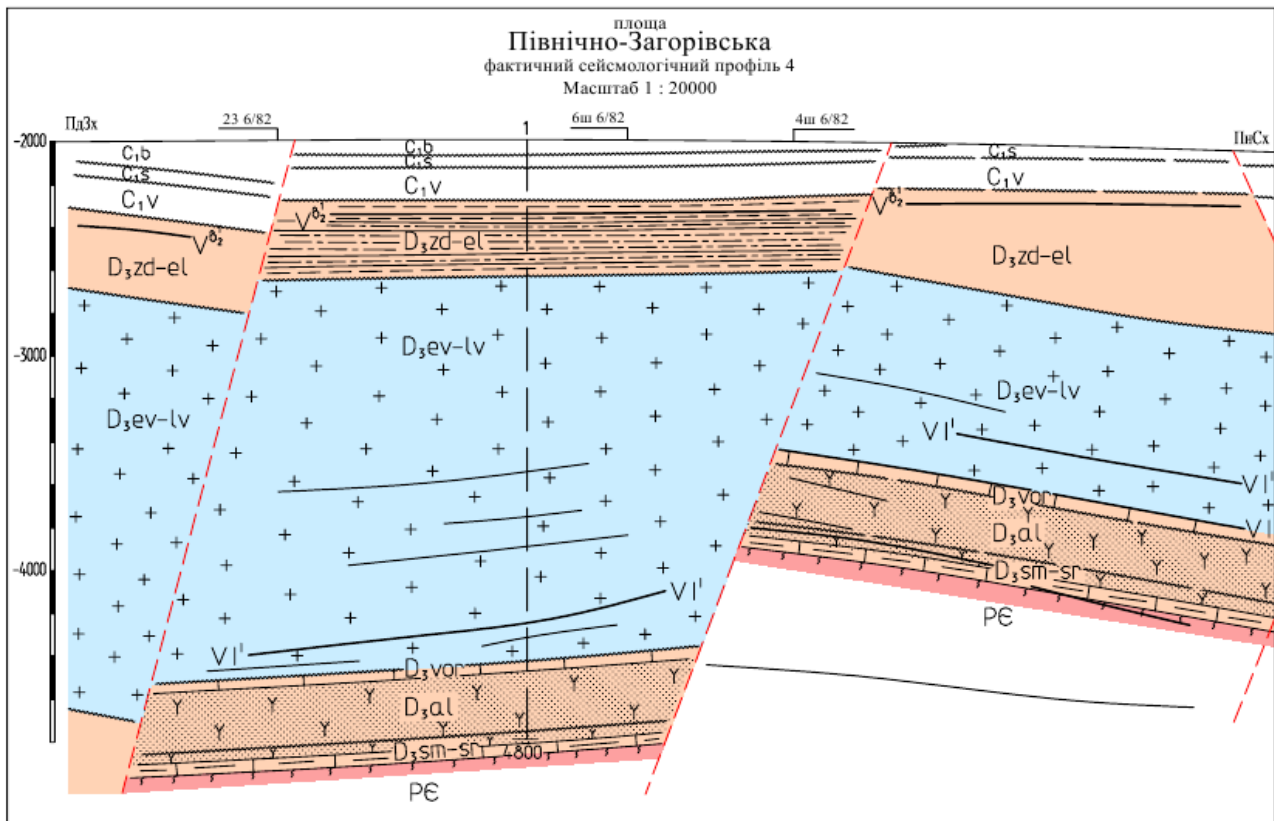


Рис. 241. Сейсмогеологічний профіль Північнозагорівської площі [160]

Пробурена в 1987 р. св. Північнозагорівська-1 не підтвердила прогнозу будову структури. Безпосередньо під відкладами карбону вона розкрила переважно глинисту товщу міжсолевого девону (нижня глиниста підтовща єлецьких і задонських, карбонатна частина яких сильно піщаниста) з нечисленними прошарками пісковиків, де виявила лише ознаки нафтонасиченості. У підсолевих відкладах розкрита пачка карбонатних порід (близько 14 м) теж з ознаками нафтонасиченості.

У розкритому свердловиною міжсоловому комплексі девону (2460–2815 м) виділяється нижня глинисто-карбонатна (задонський горизонт) сильно піскувата товща та верхня теригенна (єлецький горизонт) товща, представлена в основному нижньою глинистою підтовщею (2460–2521 м). Середня – глинисто-пісково-гравелітова підтовща, до якої приурочені основні пласти-колектори на Кінашівському та Ядутівському підняттях, а також верхня піщано-алевритоглиниста підтовща в розрізі свердловини відсутні.

Північнозагорівська структура є антиклінальною складкою, притуленою по тектонічних порушеннях до Великозагорівського солевого масиву на південному заході та підвищеного блока на півночі. Вона утворена за рахунок локального збільшення потужності нижньої солі, яке виникло внаслідок вторгнення солі з Великозагорівського солевого масиву.

У цій структурно-тектонічній зоні в теригенних відкладах міжсольового девону на сусідніх площах свердловинами зафіксована значна кількість нафтопроявів, зокрема непромислові припливи нафти виявлено у св. Кінашівська-3 та 5. У підсольових туфогенно-карбонатних відкладах алатирсько-воронезького горизонту також відмічаються плівки та примазки нафти (св. Кінашівська-1), проте припливів флюїду при випробуванні ВПТ не отримано.

Колекторські властивості міжсольових відкладів можна оцінити за аналогією із сусідніми площами. На Ядутівській та Кінашівській площах виділяються товщі:

- верхня – глинисто-піщана, до якої приурочені насичені вуглеводнями пісковики у св. Кінашівська-2, 3, 5, 6;
- середня – піщано-глиниста (піщана), розкрита св. Кінашівська 3, Адамівська-1, 2, 3, 6, Борзнянська-303.
- нижня – глинисто-карбонатна, розкрита кількома свердловинами на Кінашівській структурі.

На північний захід від Кінашівської розташована Ядутівська структура, у межах якої у св. Ядутівська-1 отримано приплив з верхньої частини піщано-глинистої товщі міжсольових відкладів девону. Таким чином, за даними буріння та ГДС на сусідніх площах перспективними в цій зоні можуть бути глинисто-піщана та піщано-глиниста товщі міжсольового девону.

Пошукова свердловина № 1 пробурена в період з 29 січня по 11 грудня 1987 р. в межах південно-західної опущеної частини Північнозагорівського підняття з метою вивчення геологічної будови і пошуків покладів нафти і газу в міжсольових і підсольових утвореннях девону. Проектна і фактична глибина свердловини 4800 м. Свердловиною розкрито такий розріз (м) [148]:

- четвертинні, неогенові й палеогенові відклади – 0–250;
- верхня крейда – 250–667;
- нижня крейда – 667–773;
- верхня юра – 773–943;
- середня юра – 943–1060;
- тріас – 1060–1588;
- нижня перм – 1588–1612;
- верхній карбон – 1612–1678;
- середній карбон: московський ярус – 1678–1940;
башкирський ярус – 1940–2235;
- нижній карбон: серпуховський ярус – 2235–2300;
візейський ярус – 2300–2460;
- верхній девон, шари: задонсько-елецькі – 2460–2815;
євланівсько-лівенські – 2815–4475;
воронезькі – 4475–4515;
алатирські – 4515–4758;
саргієвсько-семилуцькі – 4758–4800.

Свердловиною в інт. 2460–2815 м розкрито розріз перспективних, як вважалося, у нафтогазовому відношенні міжсольових (задонсько-елецьких) відкладів, представлених переважно аргілітами з невеликими прошарками алевролітів і пісковиків і поодинокими прошарками вапняків. Однак проникні різновиди

порід у розрізі відсутні, за даними лабораторних досліджень і ГДС пористість пісковиків і алевролітів дорівнює 5–9 %, проникність менше 0,1 мд, що характеризує їх як щільні. Випробування, проведені в інт. 2521–2613, 2638–2715, 2763–2814 м, позитивних результатів не дало. Однак з інт. 2648–2655 м було піднято кварцовий дрібнозернистий пісковик (0,4 м), просочений легкою нафтою, пористість якого за даними лабораторних досліджень становить 13 %, а проникність 3,6 мд. Під час випробування цього інтервалу отримано слабкий приплив суміші фільтрату з пластовою водою.

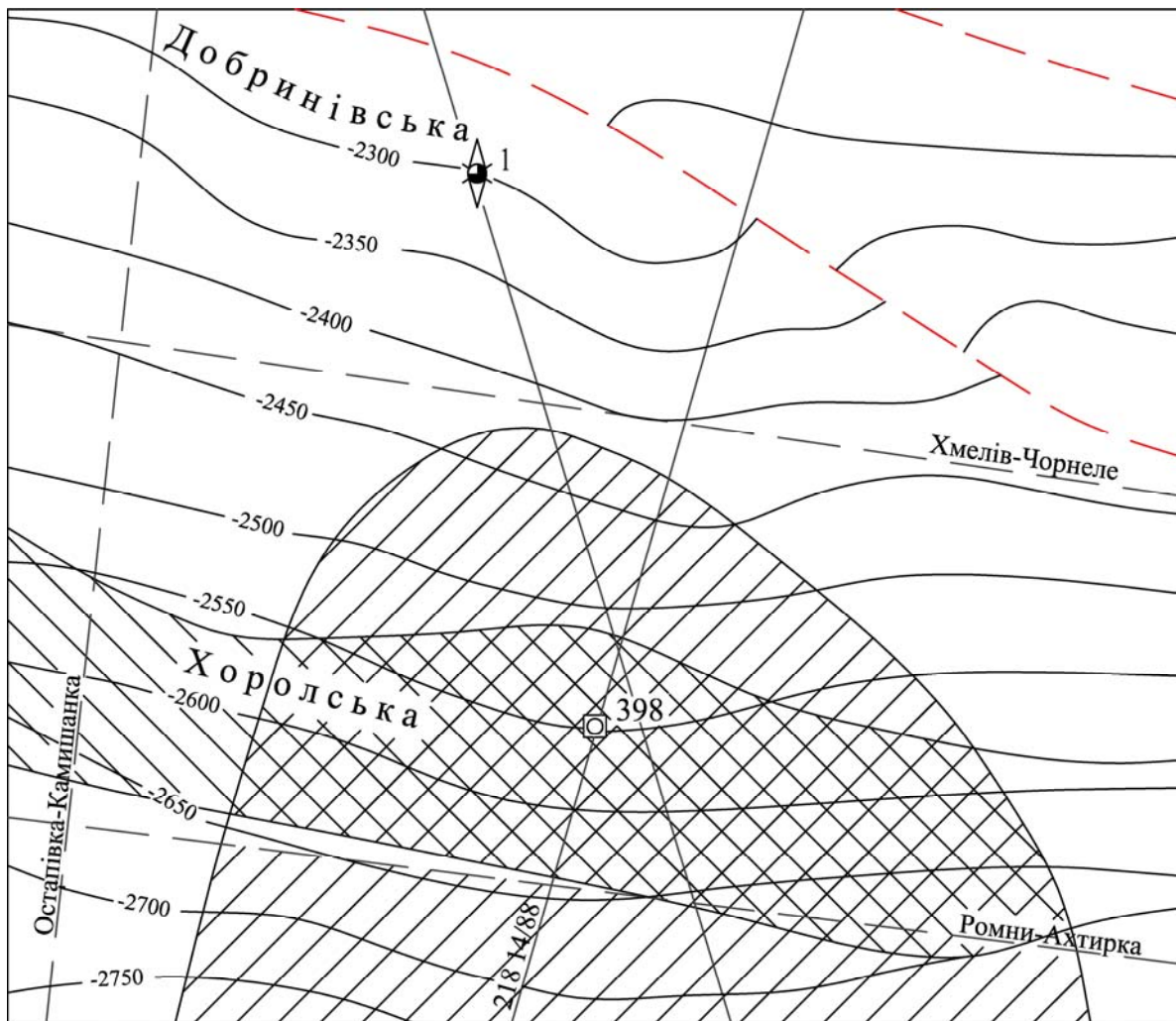
В інт. 2815–4475 м розкриті нижньосоленосні (євланівсько-лівенські) відклади, представлені потужною товщею кам'яної солі з численними прошарками глинисто-мергелистих і сульфатно-карбонатних порід, в яких колекторські різновиди відсутні. Вони підстеляються підсольовими відкладами девону: глинисто-карбонатними породами воронезького (4475–4515 м) і туфами, туфопісковиками, туфоаргілітами, ефузивами алатирського (4515–4758 м) і сарагаєвсько-семилуцького (4758–4800 м) горизонтів. Продуктивні різновиди відсутні й у цій частині розрізу. Ураховуючи відсутність сприятливих фацій для розвитку колекторів у розрізі св. 1, вона була ліквідована як така, що виконала своє геологічне призначення (протокол геолого-технічної наради ПГО "Чернігівнафтогазгеологія" від 19.02.88). Керн св. № 1 являє собою (м):

- 2417–2421 – аргіліт темно-сірий, слюдистий, з вуглефікованими залишками рослин, знизу прошарок (40 см) пісковіку світло-сірого, тонкозернистого;
- 2480–2486 – аргіліт до алевроліту темно-сірий, слюдистий;
- 2535–2543 – зверху туфопісковик сірий, дрібно-середньозернистий, з уламками вапняків, ефузивів, польових шпатів і темноколірних мінералів на карбонатному цементі; знизу аргіліти сірі, карбонатні, з прошарками алевролітів;
- 2543–2568 – аргіліти до алевролітів сірі, темно-сірі, карбонатні, з тонкими прошарками (0,5–2 см) вапняків темно-сірих, глинистих, прихованокристалічних; знизу шар (0,6 м) пісковіку сірого кварцового;
- 2568–2576 – пісковик темно-сірий, поліміктовий дрібно-середньозернистий, з прошарком аргіліту темно-сірого;
- 2640–2648 – перешарування вапняків темно-сірих, глинистих, шаруватих, аргілітів темно-сірих і пісковиків сірих, поліміктових, карбонатних;
- 2648–2655 – пісковики темно-сірі, дрібнозернисті, поліміктові, слюдисті, із шарами (0,2–1 м) пісковиків коричнюватих, нафтоносних і аргілітів темно-сірих;
- 2682–2715 – перешарування аргілітів темно-сірих, карбонатних і пісковиків сірих, дрібнозернистих, поліміктових, слюдистих;
- 2740–2768 – перешарування аргілітів темно-сірих, інколи карбонатних і пісковиків сірих, зеленувато-сірих, дрібнозернистих, поліміктових;
- 2790–2805 – аргіліти сірі, темно-сірі до чорних, карбонатних, іноді доломітизовані;
- 2824–2832 – сіль кам'яна сіра, коричнювата, крупнокристалічна, з уламками темно-сірих аргілітів і вапняків;
- 3157–3166 – аргіліти темно-сірі, карбонатні, зверху і знизу сіль кам'яна, жовтуваточервона, крупнокристалічна, шарувата з прошарками (до 1,5 см) та уламками аргілітів;
- 3327–3335 – сіль кам'яна, жовтуваточервона, незабарвлена всередині шару, зверху шар (0,4 м) аргіліту темно-сірого;

- 3590–3598 – зверху (2,6 м) тонке чергування алевролітів зеленувато-сірих, карбонатних і аргілітів сірих, карбонатних; знизу (4,2 м) сіль кам'яна, сіра, червонувата, крупнокристалічна;
- 3710–3720 – сіль кам'яна, жовтувато-бура і сіра, крупнокристалічна, із шарами (до 1,6 м) аргілітів темно-сірих, карбонатних;
- 3395–4005 – сіль кам'яна, сіра, темно-сіра, крупнокристалічна, із шарами (до 0,8 м) аргілітів сірих, темно-сірих, карбонатних;
- 4025–4032 – аргіліт темно-сірий, карбонатний;
- 4032–4045 – сіль кам'яна сіра, темно-сіра, крупнокристалічна; знизу шар (2,0 м) аргілітів темно-сірих, карбонатних;
- 4080–4090 – зверху шар (4,3 м) аргілітів зеленувато-сірих, карбонатних; знизу сіль кам'яна, жовтувато-червона і незабарвлена, крупнокристалічна (3,7 м);
- 4264–4274 – перешарування (1,0–3,7 м) аргілітів сірих, карбонатних і кам'яної солі сірої, крупнокристалічної;
- 4410–4423 – перешарування (1,0–6,7 м) солі кам'яної, червонувато-сірої, крупнокристалічної та аргілітів зеленувато-сірих, карбонатних;
- 4482–4485 – вапняки темно-сірі, глинисті, прихованокристалічні;
- 4496–4497 – вапняки темно-сірі, глинисті, прихованокристалічні;
- 4525–4530 – аргіліти темно-сірі, інколи зеленуваті й коричнюваті, з домішкою туфогенного матеріалу; знизу шар (0,8 м) туфів темно-коричневих, вапнистих;
- 4559–4564 – туфи основного складу темно-сірі з уламками ефузивів (до 1 см);
- 4614–4619 – туфи основного складу темно-сірі, карбонатизовані, з прошарками туфоаргілітів темно-коричневих;
- 4659–4665 – лави і туфи основного складу темно-сірі, карбонатизовані;
- 4694–4701 – перешарування туфопісковиків, туфоалевролітів і туфоаргілітів зеленувато-коричнювато-сірих;
- 4797–4800 – аргіліти зеленуваті й коричнюваті, з уламками темно-сірих ефузивів.

Свердловина Хорольська-398 пробурена між Томашівсько-Добринівською і Вовківцевсько-Кривоярською зонами підняття північного борту ДДЗ в період з 30 січня по 13 листопада 1992 р. з метою вивчення геологічної будови району і з'ясування перспектив його нафтогазоносності (рис. 242). Тут за матеріалами сейсмічних досліджень МЗГТ було виявлено два перспективні об'єкти: 1) аномальну ділянку розуцільнених порід лінзоподібної форми в докембрійському фундаменті розміром 5,8 × 6,5 км на глибину до 650–700 м; 2) прогнозу Хорольську палеоморфологічну пастку в осадовій товщі верхньовізейського сейсмічного комплексу у вигляді вузького видовженого тіла шириною 1,2–1,9 км, довжиною до 24 км, товщиною до 100–200 м.

Проектна глибина свердловини 3600 м, фактична – 3079 м. У ній виконано такий комплекс промислово-геофізичних досліджень (м): стандартний каротаж (0–3060), інклінометрія (0–3050), кавернометрія (0–3067), профілеметрія (292–3067), БКЗ (1680–3060), боковий каротаж (1680–3067), індукційний каротаж (1680–3065), мікрокаротаж (1680–3065), мікробоковий каротаж (1680–3004), АК 1:500 (290–3065), АК 1:200 (1680–3065), ГК 1:500 (0–3065), НГК 1:500 (290–3065), ГК, НГК 1:200 (1680–3065), АКЦ (0–1514), магнітний каротаж (2500–3065), ОПК (2553–2723), сейсмокаротаж (0–3040).



УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:

- 2500 - ізогіпси відбивного горизонту V^{b-n}
- розривні порушення
- прогнозна сейсмічна фация типу ерозійний вріз у верхньовізейських відкладах
- ділянка аномальної хвильової карти по фундаменту (типу вріз)
- свердловина ліквідована
- свердловина проектна

Рис. 242. Структурна карта Хорольської площі по відбивному горизонту V

У процесі випробування свердловини були одержані такі результати: 2562–2594 – приплив мінералізованої води; 2720–2805, 2725–2740, 2854–2933 – немає припливу. Свердловиною розкрито такий розріз (м):

- кайнозой – 0–262;
- крейда – 262–964;
- юра – 964–1292;
- тріас – 1292–1697;
- перм – 1697–1725;
- верхній карбон – 1725–1943;

- середній карбон: московський ярус – 1943–2168;
башкирський ярус – 2168–2404;
- нижній карбон: серпуховський ярус – 2404–2508;
візейський ярус – 2508–2718;
- докембрій – 2718–3079.

Керн являє собою:

- 2430–2444 – аргіліти темно-сірі до чорних, щільні, плитчасті – зр. 92 ХР – з прошарками пісковиків сірих, дрібнозернистих кварцових (0,2 м) і алевролітів (1,8 м);
- 2498–2509 – аргіліти темно-сірі до чорних, щільні, плитчасті;
- 2509–2526 – грубе перешарування (0,4–4 м) пісковиків світло-сірих, дрібнозернистих, кварцових, алевролітів сірих, щільних, із включеннями вуглефікованого рослинного детриту, вапняків темно-сірих, щільних, у нижній частині глинистих;
- 2526–2540 – алевроліти сірі, масивні, щільні, з численними вуглефікованими залишками рослин;
- 2550–2591 – аргіліти до алевролітів темно-сірі, із включеннями вуглефікованих залишків рослин, рідкісними включеннями глобулярного піриту – зр. 91 ХР – із шарами (0,1–2,3 м) пісковиків світло-сірих, кварцових і вапняків сірих, щільних, прихованокристалічних, із залишками фауни;
- 2623–2657 – аргіліти до алевролітів темно-сірі до чорних, з вуглефікованими залишками рослин – зр. 90 ХР, із шарами (0,3–0,7 м) вапняків сірих, прихованокристалічних, із залишками фауни і пісковиків сірих, кварцових, із залишками детриту (рис. 243);
- 2675–2687 – аргіліти до алевролітів темно-сірі до чорних, з численними залишками вуглефікованого детриту, з прошарками (0,2–0,3 м) вапняків;
- 2719–2732; 2752–2755; 2766–2782; 2790–2805; 2879–2893; 2977–2983; 3009–3019; 3074–3079 – гнейси темно-сірі, щільні, біотит-амфіболові.



Рис. 243. Зразок 90 ХР. Чорний аргіліт. Свердловина Хорольська-398, інтервал 2641–2657 м

Таким чином, свердловиною розкрито докембрійські відклади на глибині 2718–3079 м, представлені гнейсами, які при питомому електричному опорі 24–500 Ом·м характеризуються як щільні. Зони розущільнення тут не встановлені, припливу не одержано. На них з кутовою незгідністю залягають верхньовізейські відклади, які розкриті в інт. 2508–2718 м. У межах цієї товщі виділяють аналоги продуктивних горизонтів (м):

- В-19 (2685–2718) – аргіліти з двома прошарками пісковиків, які характеризуються як водонасичені (ПЕО = 0,8–1,7 Ом·м, $K_{\text{п}} = 0,15–0,18$), при їхньому випробуванні одержано приплив фільтрату і пластової води (25–35 %);
- В-18 (2673–2680) – щільний вапняк (ПЕО = 14 Ом·м);
- В-17 (2627–2666) – аргіліти з прошарком щільного алевроліту і водонасиченого пісковика (ПЕО = 1,3 Ом·м, $K_{\text{п}} = 0,13$);
- В-16 (2587–2622) – аргіліти з прошарками щільних вапняків (ПЕО = 15–20 Ом·м, $K_{\text{п}} = 0,02–0,03$) і водонасичених пісковиків (ПЕО = 0,8–25 Ом·м, $K_{\text{п}} = 0,19$);
- В-15 (2560–2586) – аргіліти з прошарком щільного вапняку (ПЕО = 22 Ом·м, $K_{\text{п}} = 0,03$) і водонасиченого пісковика (ПЕО = 0,5 Ом·м, $K_{\text{п}} = 0,21$).

Відклади карбону і пермі, що залягають вище, інтересу в нафтогазовому відношенні не становлять. Таким чином, за результатами інтерпретації матеріалів промислово-геофізичних досліджень, вивчення керна і випробування нафтогазоносні об'єкти в розкритому свердловиною розрізі відсутні.

За результатом опису аншліфів породи представлені:

- алевропісковиками (аншліфи 90 ХР, 91ХР), які характеризуються дрібнопсамітовою до крупноалевритовою структурою, іноді органогенно-детритовою (91 ХР), нерівномірнозернистою, шаруватою текстурою, де в базальному до контактово-порового цементі виділяються слабосортвані уламки силікатних мінералів; інколи розвивається плямиста текстура (91 ХР), де плями представлені включеннями темного бітумінозного вапняку); мацерали представлені вітродетринітом до антрациту (рис. 244), а рудні мінерали – глобулярним піритом (до 1 %) і гематитом (до 0,5 %) (рис. 245);
- аргілітами алевритистими (92 ХР), з пелітовою алевритистою структурою, шаруватою текстурою, з уламками напівобкатаних силікатних мінералів; тип мацерал – вітродетриніт, присутній глобулярний пірит (до 0,1 %).



Рис. 244. Вітродетриніт (антрацит) в асоціації з глобулярним піритом.
Аншліф 90 ХР

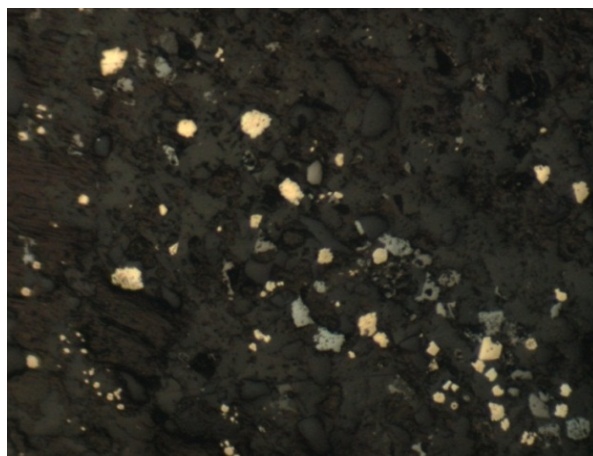


Рис. 245. Пірит-гетит-гематитова асоціація.
Аншліф 91 ХР

Результати визначення масових часток елементів у пробах, термічного аналізу та вимірів відбивної здатності вітриніту наведено в [табл. 124–126](#).

Таблиця 124. Результати визначення масових часток елементів у пробах, відібраних із свердловини Хорольська-398

№ проби	Інтервал, м	Ярус	Порода	C _{орг.} , %	H ₂ O ⁻ , %	U-10 ⁻⁴ , %
92 ХР	2430–2444	C _{1s}	Аргіліт	3,01	0,81	3,6
91 ХР	2579–2591	C _{1v}	–"–	4,16	0,82	3,5
90 ХР	2641–2657	C _{1v}	–"–	5,53	0,89	7,9

Таблиця 125. Результати термічного аналізу проб

№ проби	Інтервал, м	< 120 °С	120–300 °С	300–390 °С	390–550 °С	ТОС, %
92 ХР	2430–2444	0,55974	0,92171	0,60037	3,59221	5,11429
91 ХР	2579–2591	1,33266	0,91575	0,60529	4,09238	5,61342

Таблиця 126. Результати виміру відбивної здатності вітриніту

№ проби	Глибина	Заміри	Кількість	Середнє
92 ХР	2430–2444	1,05; 1,06; 1,08; 1,10; 1,20; 1,34; 1,35; 1,36; 1,37; 1,38; 1,40; 1,48; 1,49; 1,50; 1,50; 1,51; 1,52; 1,53; 1,60; 1,60; 1,61; 1,64; 1,68; 1,73; 1,74; 1,75; 1,90	27	1,46
91 ХР	2579–2591	4,83; 4,91; > 5,00; > 5,00; > 5,00	5	4,95
90 ХР	2641–2657	0,55; 0,58; 0,59; 0,59; 0,60; 0,62; 0,64; 0,64; 0,66; 0,67; 0,69; 0,71; 0,73; 0,73; 0,74; 0,75; 0,75; 0,75; 0,76; 0,76; 0,78; 0,78; 0,80; 0,82; 0,84; > 5,00; > 5,00; > 5,00; > 5,00; > 5,00; > 5,00; > 5,00; > 5,00	33	1,74 0,70*

*Без урахування аномальних значень (> 5,00).

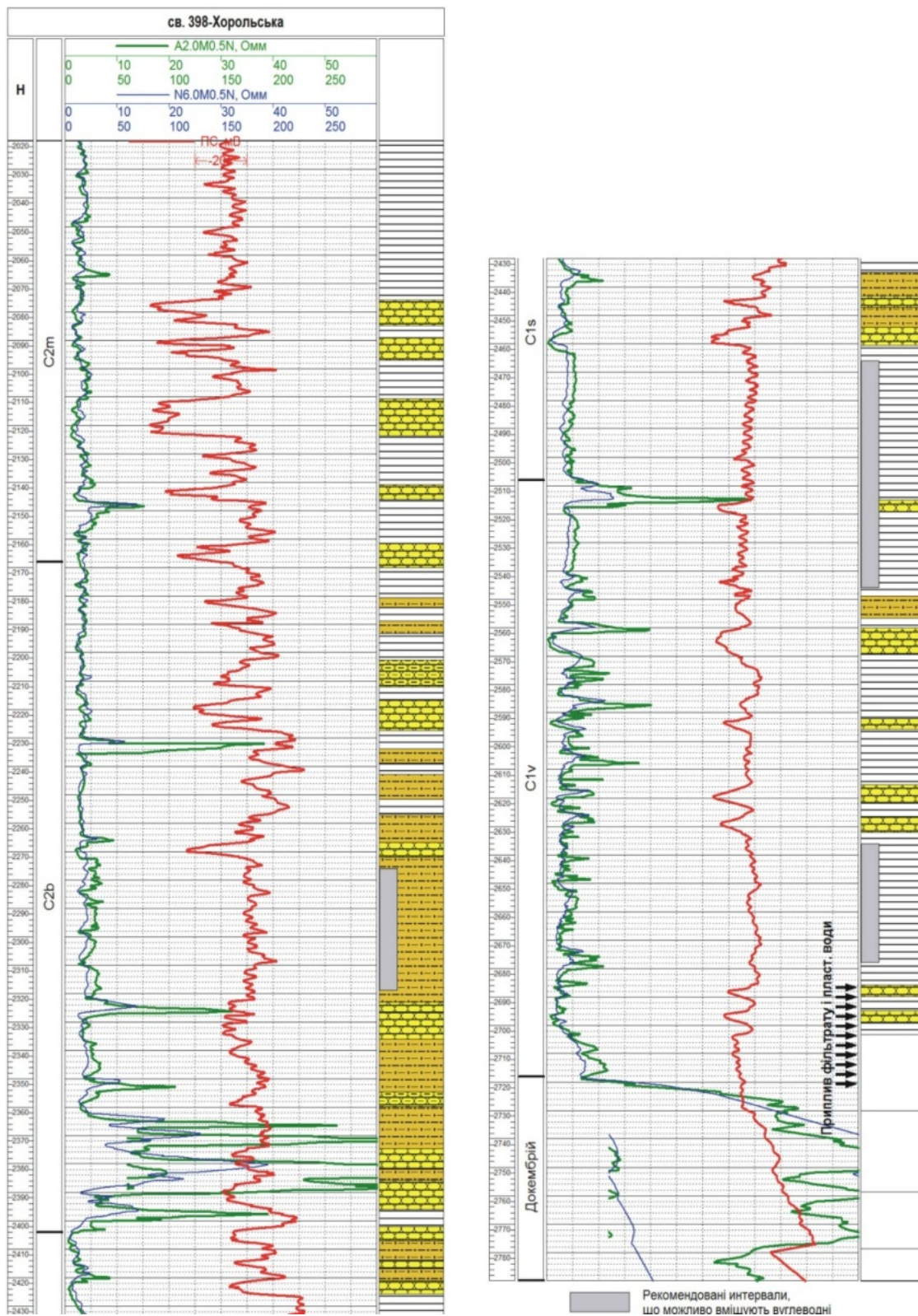
Таким чином, у результаті комплексного аналізу матеріалів буріння і вивчення керна св. Хорольська-398 можна виділити такі перспективні інтервали у відкладах серпуховського і візейського ярусів нижнього карбону:

- 2430–2444 (C_{1s}) – аргіліти (C_{орг.} – 3,01) з прошарками пісковиків і алевролітів;
- 2550–2591 (C_{1v}) – аргіліти до алевролітів (C_{орг.} – 4,16) із шарами пісковиків;
- 2623–2657 (C_{1v}) – аргіліти до алевролітів (C_{орг.} – 5,53) із шарами вапняків і пісковиків.

Аналіз промислово-геофізичних даних. У досліджуваній ділянці розрізу свердловини виявлено декілька перспективних об'єктів, розташованих у нижній частині нижнього карбону над покрівлею докембрійських відкладів ([рис. 246](#)).

Саме тут, можливо, розташовані перспективні товщі глинистих порід з ознаками нафтоносності. Це підтверджується такими фактами. Зразки, що відібрані з товщ аргілітів у межах виділених інтервалів, характеризуються високим вмістом ОР – у межах 3,01–5,53 %. Аргіліти від темно-сірих до чорних, колір визначається високим вмістом вуглефікованих рослинних залишків. Крім того, у межах нижнього виділеного інтервалу перспективних відкладів 2636–2678 м зустрінуто прошарки вапняків і пісковиків також із залишками вуглефікованого детритового матеріалу. Таким чином, наведені перспективні шари в плані наявності рідких вуглеводнів зосереджені в товщах аргілітів, що чергуються з алев-

ролітами (2276–2319 м), а також у товщі переважно аргілітів (2465–2546 м та 2636–2678 м). Значення пористості, виміряне на зразку аргіліту з інтервалу глибин 2579–2591 м, дорівнює 0,11. За даними ГДС з урахуванням результатів лабораторних аналізів керн та літологічної характеристики порід рекомендовано перспективні інтервали: 2276–2319, 2465–2546, 2636–2678 м.



Розвідувальна свердловина Південноафанасіївська-5 пробурена в південно-східній частині центрального блока Південноафанасіївської структури в 1984 р. в 1,5 км на південний схід від св. № 1 з метою розвідки покладів нафти і газу в нижньокам'яновугільних відкладах і уточнення геологічної будови площі. Проектна глибина свердловини 3400 м, фактична – 3402 м, проектний і фактичний горизонт – візейський ярус. У свердловині виконано такий комплекс промислово-геофізичних досліджень (м): стандартний каротаж (0–3400), інклінометрія (0–34000), кавернометрія (0–3402), профілеметрія (447–3402), БКЗ (2700–3402), боковий каротаж, індукційний каротаж, мікрокаротаж, мікробоковий каротаж (2700–3402), акустичний каротаж (440–3402), термометрія (0–3402), ГК 1:500 (0–3402), НГК 1:500 (400–3402), ГК, НГК 1:200 (2065–3402), ОПК (2754–3315).

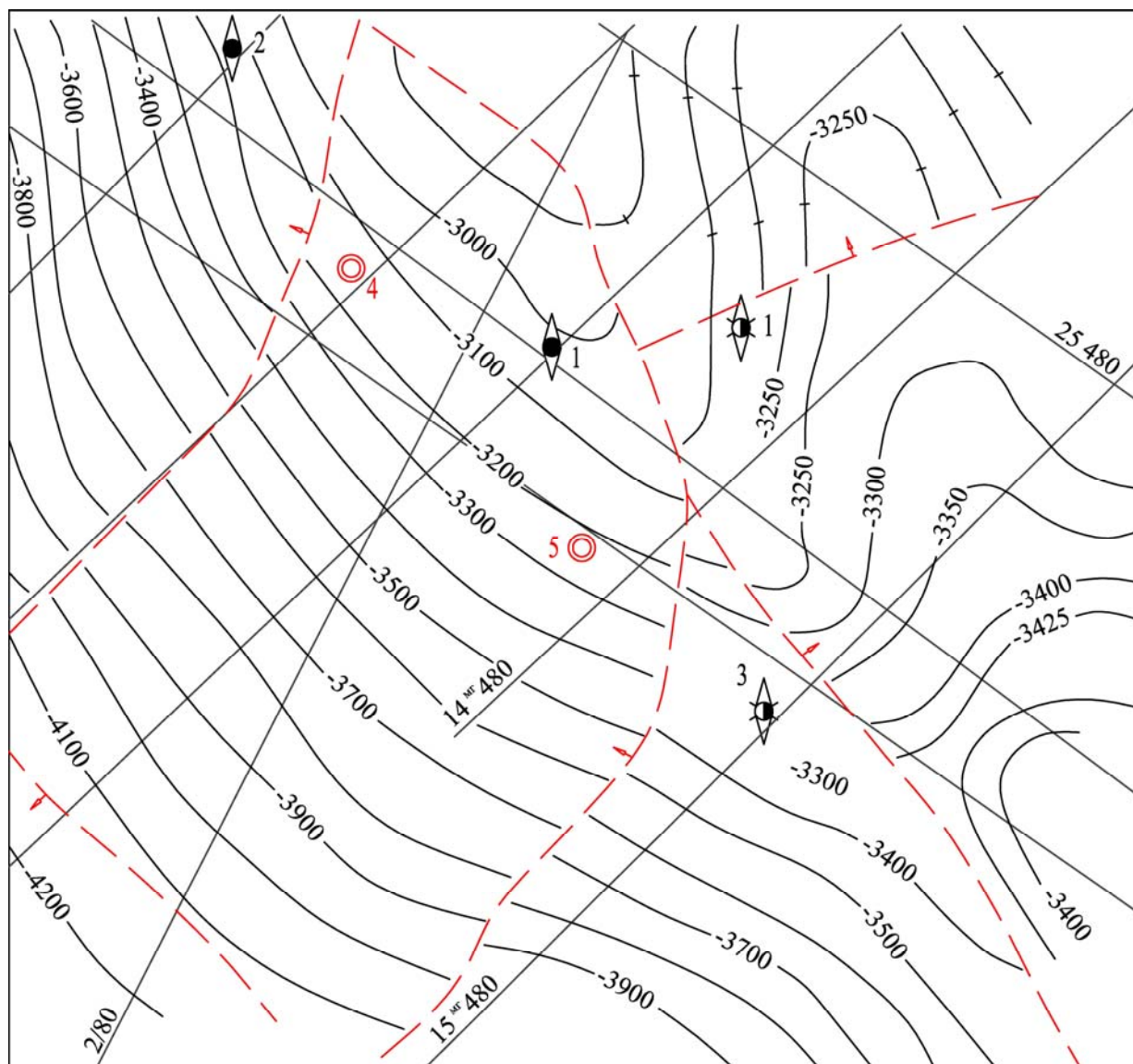
Південноафанасіївська площа розміщена в північній прибортовій зоні ДДЗ, приурочена до Талаліївсько-Берестовської зони антиклінальних і солянокупольних підняттяв. Її геологічна будова вивчена сейсмічними дослідженнями МОГТ с.п. 4/80 по відбивних горизонтах V_2 , V_{b4} , V_{b3} , а також за результатами буріння св. № 1–5. По горизонту V_{b3} структура являє собою моноклінальний схил, обмежений з північного сходу скидом з амплітудою 70–180 м. Двома поперечними порушеннями з амплітудою 30–80 м вона поділяється на три уособлені блоки, з яких центральний є опущеним відносно північно-західного і південно-східного. Загальні розміри структури по подошві нижнього карбону в межах ізогіпси –3400 становлять $12,4 \times 2,5$ км (рис. 247).

Свердловиною розкрито такий розріз (м):

- кайнозой – 0–418;
- верхня крейда – 418–930;
- нижня крейда – 930–1090;
- верхня юра – 1090–1310;
- середня юра – 1310–1435;
- тріас – 1435–1909;
- нижня перм – 1909–1990;
- верхній карбон – 1990–2273;
- середній карбон: московський ярус – 2273–2557;
башкирський ярус – 2557–2800;
- нижній карбон: серпуховський ярус – 2800–2979;
візейський ярус – 2979–3402.

На глибині 2780 м свердловина пересікла розривне порушення зі скидовою амплітудою близько 55 м, а на глибині 1435 – з амплітудою 37 м.

Продуктивні в межах площі горизонти серпуховського ярусу (Н-5) і верхньовізейського під'ярусу (В-16, В-18, В-19) за даними буріння, промислово-геофізичних досліджень і ОПК оцінюються як водонасичені чи ущільнені. Горизонт В-17 розкрито в приконтурній частині, він має незначний дебіт ($0,6 \text{ м}^3/\text{добу}$) і промислового значення за даними ГДК не має. Горизонти середнього і верхнього карбону, а також нижньої пермі безперспективні в нафтогазовому відношенні. При випробуванні в процесі буріння свердловини в інт. 3061–3127 м отримано приплив мінералізованої води ($1,12 \text{ г/см}^3$), а в інт. 2284–3402 м припливу не отримано.



УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:

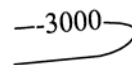


-  -3000 - ізогіпси відбивного горизонту V^{b3}
-  - розривні порушення
-  - свердловина проектна

Рис. 247. Структурна карта Південноафанасіївської площі по відбивному горизонту V^{b3}

Відбір керна проводився переважно з кам'яновугільних відкладів, з керна пробурено 117 м, винос керна 72,5 м (62 %). В інт. 3143–3150 м відібрано керна з ознаками вуглеводневого насичення. Керна представлені (Акт-каталог здачі керна матеріала по скважині № 5 Южно-Афанасьевской площади в кернахранилище объединения "Черниговнефтегазгеология"):

- 2938–2947 – аргіліти темно-сірі, щільні, алевритисті, слюдисті з численними залишками вуглефікованих рослин – зр. 94 АФ – з тонкими прошарками (до 1–3 см) алевролітів;
- 3090–3118 – чергування шарів (0,9–3,4 м) аргілітів темно-сірих – зр. 95 АФ і алевролітів сірих з конкреціями і лінзами сидеритів, вуглефікованими залишками рослин, прошарками вугілля (до 4 см), окремими шарами пісковиків

(до 2 м) світло-сірих, дрібно-середньозернистих, кварцових, слюдистих і вапняків (до 1,1 м) темно-сірих, прихованокристалічних;

- 3135–3162 – чергування шарів (до 4,9 м) аргілітів темно-сірих, із залишками рослин і скупченнями піриту та алевролітів темно-сірих, з вуглефікованими залишками рослинності, з окремими прошарками пісковиків (0,15–1,25 м), сірих, дрібнозернистих, з вуглефікованими залишками рослинності та вапняків (0,45 м) темно-сірих, прихованокристалічних, з прошарками (до 3 см) кам'яного вугілля;
- 3190–3198 – аргіліти (до алевролітів) темно-сірі, з прошарками сидеритів;
- 3198–3207 – чергування шарів (0,5–1,8) пісковиків сірих, кварцових, дрібнозернистих і алевролітів темно-сірих; прошарки вапняків і сидеритів (до 0,1 м);
- 3229–3240 – пісковики сірі, дрібнозернисті, щільні, кварцові, з прошарками аргілітів (0,25–0,35 м), кам'яного вугілля (до 1 см); зверху (1,35 м) шар аргілітів;
- 3263–3270 – алевроліти сірі, темно-сірі, з прошарками (5–25 см) пісковиків;
- 3283–3291 – аргіліти темно-сірі, з конкреціями, лінзами і прошарками (до 5 см) сидеритів і пісковиків (до 0,2 м);
- 3310–3318 – алевроліти та аргіліти темно-сірі, з вуглефікованими залишками рослин – 93 АФ, тонкими прошарками кам'яного вугілля, у центральній частині – шар (2,7 м) пісковиків світло-сірих, дрібно-середньозернистих, кварцових;
- 3999–3402 – алевроліти темно-сірі.

За даними ГДС у візейському ярусі виділено такі горизонти (м):

- В-26 (3383–3402) – чергування ущільнених пісковиків, алевролітів, аргілітів з прошарками вапняків, припливу з нього не отримано;
- В-20 (3304–3335), В-19 (3232–3281), В-18 (3182–3216) – низькоомні (0,5–16 Ом·м), водонасичені колектори, при випробуванні одержано приплив фільтрату з фоновим вмістом вуглеводнів;
- В-17 (3138–3182) – у нижній частині водоносний, при випробуванні отримано припливи фільтрату і пластової води (пласт 15); у верхній частині як колектор виділений пласт пісковика № 12 товщиною 0,8 м ($УЗС = 15$ Ом·м, $K_{п} 13$ %, K нафтонасиченості 70 %), за даними ГДК він характеризується як слабопроникний об'єкт (гідропроводність 0,2224 Д.см/сп; K продуктивності 0,019 м³/добу; розрахунковий дебіт при депресії 30,4 x 10⁵ Па дорівнює 0,6 м³/добу); він оцінюється як нафтонасичений непромислового значення;
- В-16 (3084–3128), В-15 (3036–3062) – водоносні.

У серпуховському ярусі виділено пласти № 3, 4, складені глинистими алевролітами ($K_{п} = 9–10$ %) з дещо підвищеними значеннями питомого опору (4 Ом·м), що, вочевидь, пов'язано з їхньою залишковою нафтонасиченістю ($K_{н} = 50$ %), приборами ОПК з цих пластів отримано припливи фільтрату з низьким вмістом вуглеводневих газів, вони оцінюються як водонасичені із залишковою нафтоносністю; пласт 5 – водоносний ($K_{п} = 7$ %); у башкирському ярусі виділено два пласти: № 2 – щільний вапняк, № 1 – водоносний карбонатний пісковик.

Таким чином, за результатами ГДС у розрізі св. № 5 у горизонті В-17, інт. 3140–3142 м виділяється слабопроникний нафтонасичений пласт непромислового значення, передбачуваний дебіт якого при депресії 30,4 x 10⁵ Па становить 0,6 м³/добу.

За результатами опису аншліфів породи представлені аргілітами з пелітовою структурою, шаруватою, неясношаруватою до сланцюватої текстурою, дрібним вітродетринітом і глобулярним піритом (до 0,1 %) з прошарками алевролітів

ролітів (94 АФ), з пелітовою до алевритової структурою, неясношаруватою структурою, базальним до контактово-порового цементу, тип мацерал – вітродетриніт, детриніт, зустрічаються глобулярний пірит і гематит (рис. 248, 249).

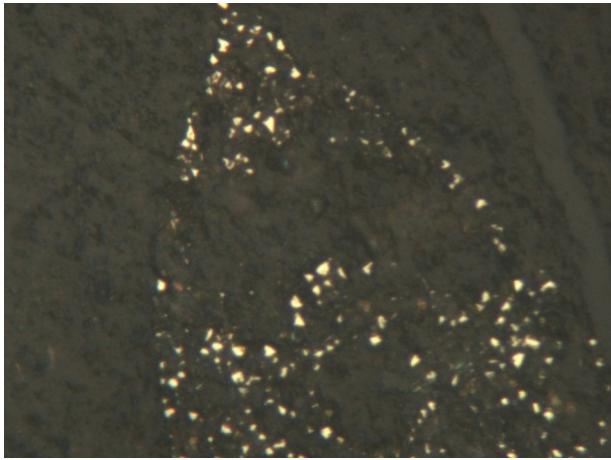


Рис. 248. Глобулярний пірит інкрустує стінки форамініфери. Аншліф 93 АФ

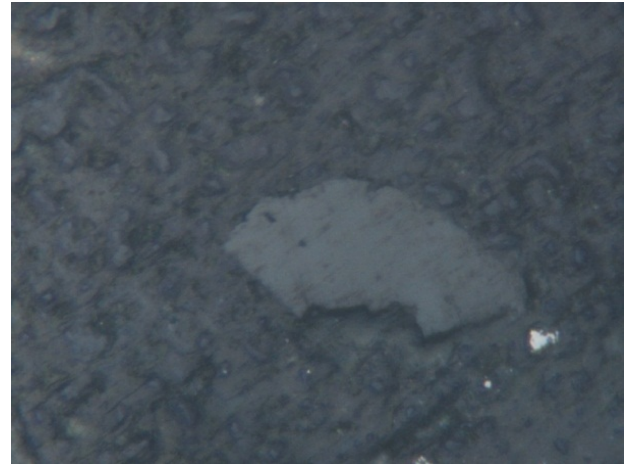


Рис. 249. Вітродетриніт поряд із краплинком гематиту. Аншліф 94 АФ

Результати визначення масових часток елементів у пробах наведено в табл. 127, термічного аналізу проб – 128 і відбивної здатності вітриніту – 129.

Таблиця 127. Результати визначення масових часток елементів у пробах, відібраних із свердловини Південноафанасіївська-5

№ проби	Інтервал, м	Ярус	Порода	C _{орг.} , %	H ₂ O ⁻ , %	U·10 ⁻⁴ , %
94 АФ	2939–2947	C _{1s}	Аргіліт	2,99	< 0,05	4,2
95 АФ	3098–3106	C _{1v}	–"–	4,03	< 0,05	5,2
93 АФ	3310–3313	C _{1v}	–"–	5,02	0,11	5,3

Таблиця 128. Результати термічного аналізу проб

№ проби	Інтервал, м	< 120 °С	120–300 °С	300–390 °С	390–550 °С	ТОС, %
93 АФ	3310–3313	1,23056	0,96802	0,58037	3,34895	4,89734

Таблиця 129. Результати виміру відбивної здатності вітриніту

№ проби	Глибина	Заміри	Кількість	Середнє
94 АФ	2939–2947	0,68; 0,70; 0,72; 0,72; 0,75; 0,76; 0,79; 0,80; 0,82; 0,82; 0,83; 0,83; 0,84; 0,84; 0,85; 0,86; 0,85; 0,86; 0,89; 0,90; 0,91; 0,93; 0,95; 0,98; 1,01; 1,15; 1,16; 1,18; 1,20; 2,10; 2,12; 2,19	32	1,00
95 АФ	3098–3106	0,48; 0,48; 0,50; 0,50; 0,51; 0,56; 0,74; 0,80; 0,86; 0,89; 0,98; 1,00; 1,00; 1,03; 1,05; 1,05; 1,10; 1,15; 1,19; 1,20; 1,20; 1,25; 1,30; 1,34; 1,34; 1,45; 1,46; 1,50; 1,79; 1,85; 1,92	31	1,08
93 АФ	3310–3313	0,70; 0,70; 0,71; 0,84; 0,85; 0,91; 0,92; 0,93; 0,94; 0,95; 0,98; 1,02; 1,03; 1,10; 1,11; 1,13; 1,15; 1,15; 1,21; 1,31; 1,34; 1,78; 1,80; 1,81; 1,84; 1,85; 2,00; 2,01	29	1.21

Таким чином, у результаті комплексного аналізу матеріалів буріння і вивчення керна св. Південноафанасіївська-5 можна виділити такі перспективні інтервали у відкладах серпуховського і візейського ярусів нижнього карбону:

- 2938–2947 (C_{1s}) – аргіліти (C_{орг.} – 2,99);
- 3090–3118 (C_{1v}) – чергування аргілітів і алевролітів (C_{орг.} – 4,03);
- 3310–3318 (C_{1v}) – алевроліти та аргіліти (C_{орг.} – 5,02) з прошарками кам'яного вугілля.

Аналіз промислово-геофізичних даних. Найбільш перспективні інтервали відносно нафтонасичення порід зосереджені в теригенних відкладах переважно глинистого складу серпуховського та візейського ярусу. Виділені товщі характеризуються розповсюдженням та чергуванням аргілітів з окремими прошарками та пластами алевролітів, пісковиків і кам'яного вугілля (рис. 250). Верхній перспективний інтервал серпуховського ярусу розташований на глибинах 2650–2794 м, він представлений темно-сірими до чорних аргілітами з підпорядкованим вмістом пісковиків і алевролітів.

Наступний інтервал з імовірно нафтонасиченими породами розміщений в межах глибин 2910–3030 м (серпуховський і візейський яруси), представлений за промислово-геофізичними даними товщею аргілітів з окремими пластами пісковиків. Аргіліти алевритисті, із залишками вуглефікованих рослин, з тонкими прошарками алевролітів. Пористість зразка аргіліту, відібраного з цього інтервалу, становить 0,08. Вміст ОР в одиничному зразку аргіліту дорівнює 2,99 %. Алевритистість і тонкі прошарки алевролітів сприятимуть розвитку літофациальних тріщин і, відповідно, ефективному використанню технології гідророзриву при розробці покладів такого типу.

Інтервал 3140–3201 м також представлений товщею аргілітів з підпорядкованими тонкими прошарками алевролітів, пісковиків, рідше – кам'яного вугілля. Товща являє собою інтерес як об'єкт для гідророзриву з подальшим вилученням рідких вуглеводнів. Підтвердженням цього є позитивні результати випробування в інт. 3140–3142 м, звідки отримано непромисловий приплив безводної нафти. Нижче розташовано пласт пісковиків, звідки отримано приплив пластової води. Проте рекомендований інтервал відокремлений від водонасичених пісковиків шаром непроникних аргілітів.

Наступний рекомендований інтервал розрізу свердловини – 3285–3376 м представлений чергуванням алевролітів та аргілітів. Присутні вуглефіковані залишки рослин, прошарки кам'яного вугілля. Вміст органічної речовини за даними аналізу зразка аргіліту становить 5,02 %. Коефіцієнт пористості аргілітів – на рівні 0,105. Тобто тут є ознаки, які свідчать про потенційну нафтоносність товщі: підвищений вміст глинистої речовини, вертикальна літологічна неоднорідність, наявність прошарків кам'яного вугілля та детритових залишків, доволі високий вміст органічної речовини, відсутність припливу пластової води при випробуванні пластів у межах рекомендованого інтервалу.

Таким чином, рекомендовано чотири інтервали потенційно нафтонасичених порід: 2650–2794, 2910–3030, 3140–3201, 3285–3376 м.

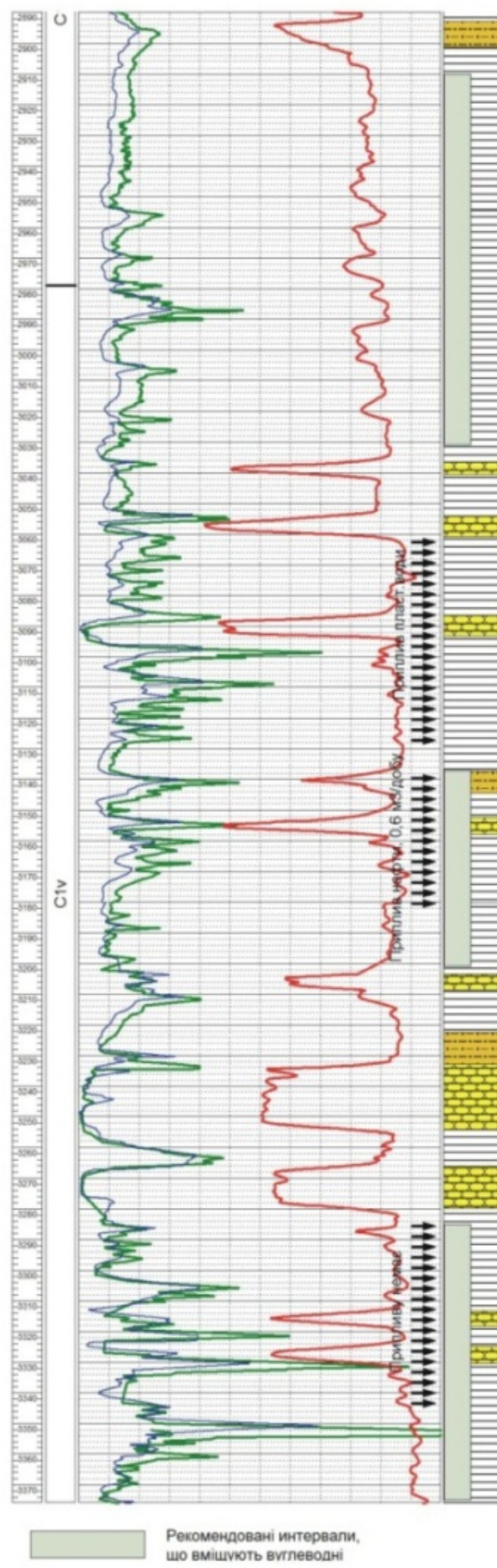
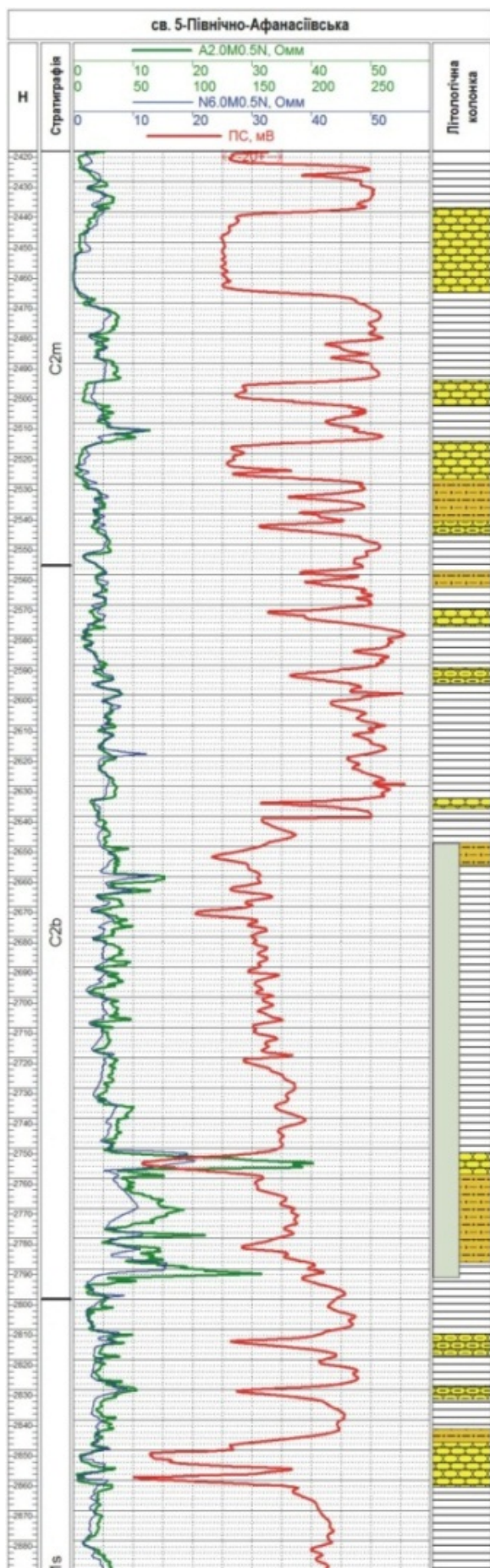
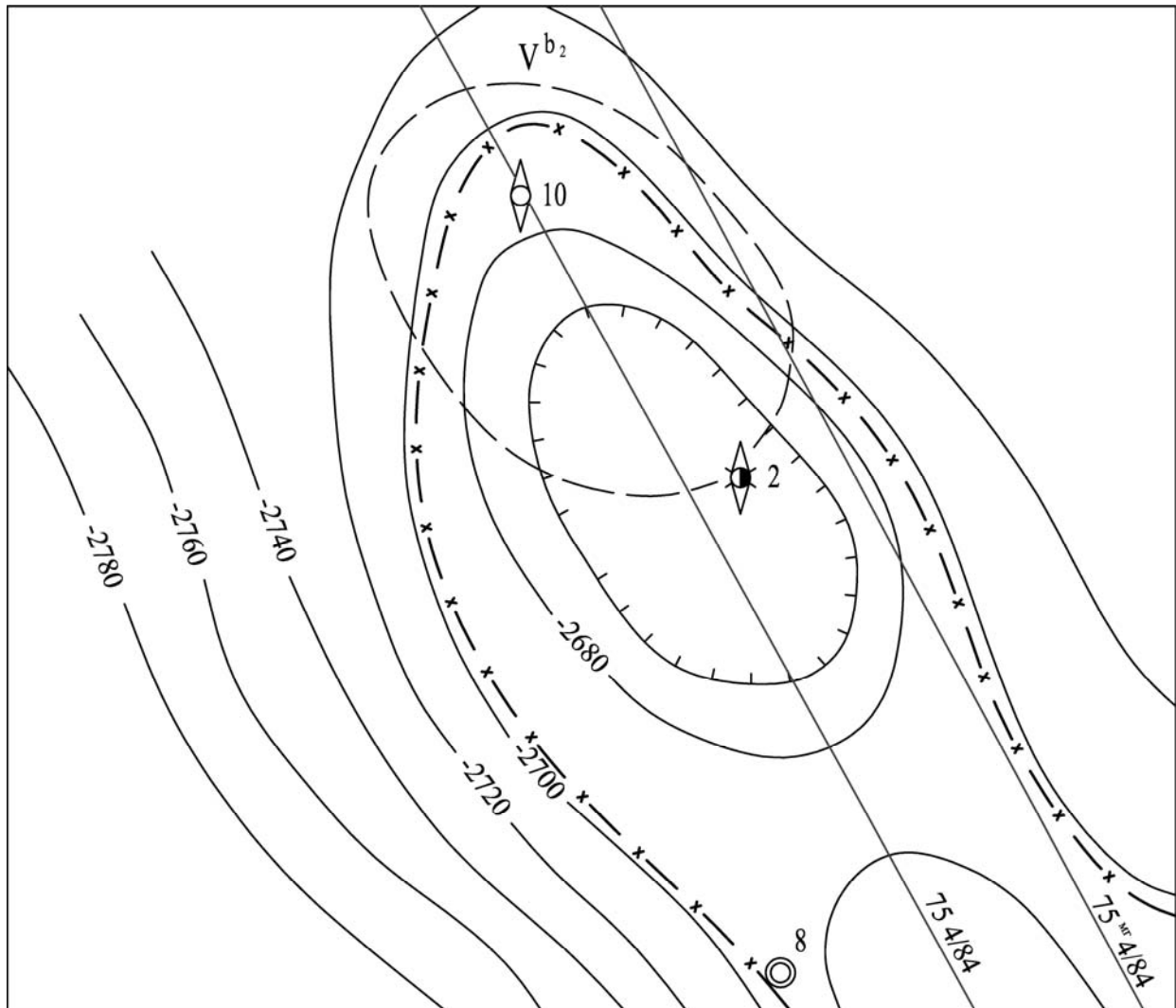


Рис. 250. Промислово-геофізична характеристика та результати кількісної інтерпретації даних ГДС у розрізі свердловини Південноафанасіївська-5 (фрагмент)

Свердловина Південноафанасіївська-10 пробурена в прибортовій зоні ДДЗ, у Талалаєвсько-Берестовій зоні антиклінальних структур, на північно-західній перикліналі Афанасіївської структури, у 1,2 км північно-західніше св. Афанасіївська-2 з метою вивчення геологічної будови і нафтогазоносності серпуховських і візейсько-турнейських відкладів (рис. 251).



УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:


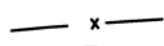


-  - склепіння Афанасіївського підняття по відбивному горизонті С-7
-  - контур газонасності горизонту С-7
-  - передбачувана лінія виклинювання продуктивного горизонту С-7
-  - свердловина проектна

Рис. 251. Структурна карта Південноафанасіївської площі по покрівлі продуктивного горизонту С-7

Геологічна будова площі вивчена сейсмічними дослідженнями МОГТ в 1980–1987 рр. с.п. 4180, 4182, 4/86 і бурінням св. Афанасіївських-1, 2 і Південноафанасіївських-1–13. По покрівлі продуктивного горизонту С-7 Південноафанасіївська

площа є брахіантиклінальною складкою північно-західного простягання з підвищеним південно-західним крилом. Розміри структури 9,5 × 3,5 км, амплітуда 50 м.

У межах Афанасіївського родовища промислова нафтогазоносність установлена в горизонтах С-5, С-6, С-7 серпуховського ярусу і горизонтів В-16, В-17, В-18, В-19, В-20 візейського ярусу.

Проектна глибина свердловини 3400 м, фактична – 3350 м, проектний горизонт – відклади турнейського ярусу, фактичний – відклади візейського ярусу. У свердловині виконано такий комплекс промислово-геофізичних досліджень (м): стандартний каротаж (0–3346), інклінометрія (0–3350), кавернометрія (0–3350), профілеметрія (98–3350), БКЗ (2650–3346), боковий каротаж, індукційний каротаж, мікрокаротаж, мікробоковий каротаж, акустичний каротаж (2650–3350), термометрія (0–3350), ГК (0–3350), ННК-Т, ГГК-П (2650–3350), ОПК (2787–3335).

Свердловиною розкрито такий розріз (м):

- кайнозой – 0–444;
- верхня крейда – 444–936;
- нижня крейда – 936–1086;
- верхня юра – 1086–1255;
- середня юра – 1255–1406;
- тріас – 1406–1859;
- нижня перм – 1859–2040;
- верхній карбон – 2040–2172;
- середній карбон: московський ярус – 2172–2480;
башкирський ярус – 2480–2769;
- нижній карбон: серпуховський ярус – 2769–2912;
візейський ярус – 2912–3303;
турнейський ярус – 3303–3350.

У процесі проведення промислових випробувань отримано такі результати: 2799–2818 м – немає припливу; 3025–3056 м – приплив газу дебітом 737 м³/добу. Відбір керна здійснювався з відкладів нижнього карбону, з виносом керна пробурено 188 м, винос керна 143,6 м (76,4 %). Керн являє собою (Акт-каталог здачі кернового матеріала по скважині № 10 Южно-Афанасьевской площі в центральное кернохранилище):

- 2782–2845 – грубе чергування шарів (у порядку зменшення значимості): аргілітів темно-сірих до чорних, щільних – зр. 98 АФ – з численними залишками рослинного детриту і вуглистої речовини, інколи з вкрапленістю піриту і халькопіриту (0,4–7,9 м), алевролітів світло-зеленувато-сірих (0,7–8 м), пісковиків світло-сірих, дрібнозернистих, щільних, кварцових, слюдистих (0,5–2,5 м), вапняків темно-сірих, щільних, глинистих (0,3–0,5 м), тонкого перешарування аргілітів, алевролітів і пісковиків (до 1,2 м);
- 3021–3033 – перешарування аргілітів темно-сірих до чорних (1,2 м), вапняків світло-сірих (2,8 м), алевролітів сірих (5,8 м);
- 3033–3041 – перешарування аргілітів темно-сірих до чорних (0,2–1,5 м) і алевролітів (0,6–0,9 м) з окремими шарами пісковиків (0,3 м), вапняків темно-сірих (2 м);

- 3056–3080 – перешарування (0,2–5 м) аргілітів (до алевролітів) темно-сірих до чорних – зр. 96 АФ, 97 АФ, інколи із залишками рослинного детриту (переважають) і вапняків сірих;
- 3121–3134 – аргіліти темно-сірі, із залишками вуглефікованою рослинності із шарами пісковиків світло-сірих, дрібнозернистих, кварцових, слюдистих (0,4–1,6 м) і вапняків сірих, щільних, прихованокристалічних (0,1–0,4 м);
- 3145–3157 – алевроліти темно-сірі до чорних, слюдисті, часто з численними залишками вуглефікованого детриту із шарами (0,1–1 м) аргілітів чорних і пісковиків сірих, дрібнозернистих із залишками вуглефікованого детриту;
- 3175–3186 – аргіліти темно-сірі до чорних з численними залишками вуглефікованого детриту, прошарками (0,1 м) сидериту;
- 3212–3232 – грубе перешарування (0,3–4,7 м) аргілітів темно-сірих до чорних, із залишками рослинного детриту і алевролітів сірих з прошарками (до 5 см) пісковиків світло-сірих, крупнозернистих, кварцових, слюдистих;
- 3304–3324 – алевроліти сірі, із включеннями глобулярного піриту (переважають) і аргіліти темно-сірі із залишками вуглефікованого рослинного детриту, рідкісні прошарки (0,3–0,4 м) пісковиків темно-сірих, дрібнозернистих, щільних;
- 3345–3350 – алевроліти та аргіліти темно-сірі до чорних, з рідкісними прошарками (2–3 см) пісковиків сірих, дрібнозернистих.

Таким чином, свердловиною розкрито розріз мезокайнозойський і палеозойських відкладів. Знизу, в інт. 3303–3350 м залягають відклади турнейського ярусу. Горизонт Т залягає в їхній покрівлі (3314,6–3350) і представлений чергуванням низькоомних водоносних пісковиків, алевролітів (ПЕО = 0,4–1,5 Ом·м, $K_{\text{п}} = 0,12–0,18$) і аргілітів. Вони перекриті відкладами візейського ярусу (2912–3303 м), серед яких виділяється ряд горизонтів:

- В-26 (3291–3303) – два пласти водонасичених пісковиків (ПЕО = 0,4–0,5 Ом·м, $K_{\text{п}} = 0,16–0,18$), розділених прошарком аргіліту;
- В-20 (3210–3252) – водонасичені пісковики (ПЕО = 0,5 Ом·м, $K_{\text{п}} = 0,17$);
- В-19, В-18н, В-18в (3126–3204) – водонасичені пісковики (ПЕО = 0,5–3,6 Ом·м, $K_{\text{п}} = 0,11–0,18$);
- В-17 (3064–3115) – аргіліти, щільні вапняки (ПЕО = 17 Ом·м, $K_{\text{п}} = 0,04$) і алевроліти (ПЕО = 2,3–2,8 Ом·м, пористість 9–10 %), слабводонасичені;
- В-16 (3022–3054) – аргіліти з прошарками щільних вапняків ($K_{\text{п}} = 0,03–0,035$), алевролітів і пісковиків; в інт. 3039,6–3042,8, 3036,4–3038,0 м виділяються шари алевролітів і пісковиків з питомим електричним опором 6–8 Ом·м, пористістю 11–15 %, з близьким до граничного значенням нафтогазонасиченості (50–55 %), з цього горизонту на інт. 3025–3056 м отримано незначний приплив газу дебітом 737 м³/добу;
- В-15 (2970–3008) – водонасичені пісковики (ПЕО = 0,5–2,0 Ом·м, $K_{\text{п}} = 0,12–0,18$);
- В-14 (2920–2963) – колектори не встановлені.

Вище залягає серпуховський ярус, де виділяються аналоги продуктивних горизонтів:

- С-7 (2820–2842) – аргіліти з прошарками щільних вапняків і аргілітів;
- С-6 (2794–2811) – чергування аргілітів, алевролітів, тонкозернистих пісковиків; пісковики водонасичені, алевроліти слабонафтонасичені (ПЕО = 3,5 Ом·м, $K_{\text{п}} = 0,08$); при випробуванні припливу не отримано;

- С-5 (2780–2789) – аргіліти, щільні алевроліти і пісковики, колекторські різновиди не встановлені.

У відкладах, що залягають вище карбону і пермі, перспективних колекторів не знайдено.

За результатами опису аншліфів (96 АФ–98 АФ) породи представлені аргілітами з пелітовою до алевритистої структурою, нечітко- і тонкошаруватою текстурою; тип мацерал – вітродетриніт, рудні мінерали представлені піритом і гематитом (до 0,5 %) (рис. 252).

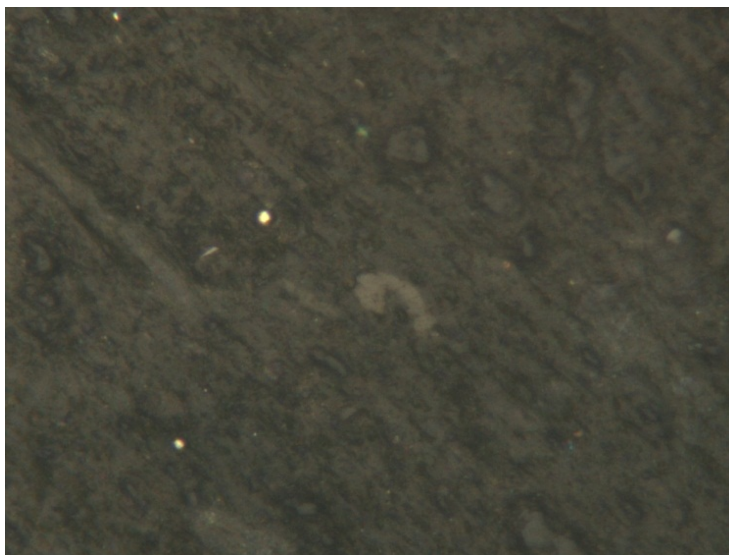


Рис. 252. Вітродетриніт і мікровиділення глобулярного піриту. Аншліф 98 АФ

Результати визначення масових часток елементів у пробах наведено в табл. 130, термічного аналізу проб – 131 і відбивної здатності вітриніту – 132.

Таблиця 130. Результати визначення масових часток елементів у пробах, відібраних із свердловини Південноафанасіївська-10

№ проби	Інтервал, м	Ярус	Порода	C _{орг.} , %	H ₂ O ⁻ , %	U·10 ⁻⁴ , %
98 АФ	2797–2809	C _{1s}	Аргіліт	4,18	0,36	4,2
96 АФ	3056–3068	C _{1v}	Аргіліт	3,95	1,06	3,4
97 АФ	3068–3080	C _{1v}	Аргіліт	4,44	0,64	5,5

Таблиця 131. Результати термічного аналізу проб

№ проби	Інтервал, м	< 120 °С	120–300 °С	300–390 °С	390–550 °С	ТОС, %
96 АФ	3056–3068	1,19322	0,67195	0,51472	2,89293	4,07960
97 АФ	3068–3080	1,50523	2,07115	0,51613	3,34486	5,93214

Таким чином, у результаті комплексного аналізу матеріалів буріння і вивчення керн св. Південноафанасіївська-10 можна виділити такі перспективні інтервали у відкладах серпуховського і візейського ярусів нижнього карбону:

- 2782–2845 (C_{1s}) – перешарування аргілітів з численними залишками рослинного детриту і вуглистої речовини, інколи із вкрапленістю піриту і халькопіриту (C_{орг.} – 4,18), алевролітів, пісковиків, вапняків;
- 3056–3080 (C_{1v}) – перешарування аргілітів (C_{орг.} – 3,95–4,44) і вапняків.

Таблиця 132. Результати виміру відбивної здатності вітриніту

№ проби	Глибина	Заміри	Кількість	Середнє
98 АФ	2797–2809	0,60; 0,61; 0,64; 0,65; 0,66; 0,68; 0,74; 0,78; 0,85; 0,85; 0,87; 0,89; 0,89; 0,90; 0,90; 0,91; 0,91; 0,91; 0,94; 0,95; 0,95; 0,97; 0,97; 0,98; 0,98; 1,10; 1,20; 1,25; 1,25; 1,28; 1,29; 1,32; 1,33; 1,35	34	0,95
96 АФ	3056–3068	0,68; 0,70; 0,70; 0,72; 0,73; 0,74; 0,75; 0,80; 0,82; 0,88; 0,88; 0,88; 0,89; 0,90; 0,91; 0,92; 0,94; 0,95; 0,95; 0,95; 0,96; 0,99; 0,99; 1,00; 1,01; 1,03; 1,08; 1,08; 1,10; 1,13; 1,20; 1,28; 1,30; 1,30; 1,34; 1,34; 1,38; 1,39; 1,45; 1,48; 1,51; 1,60; 1,95	43	1.05
97 АФ	3068–3080	0,71; 0,74; 0,74; 0,76; 0,77; 0,79; 0,80; 0,81; 0,83; 0,83; 0,84; 0,84; 0,85; 0,85; 0,90; 0,94; 0,94; 0,95; 0,98; 0,98; 1,04; 1,08; 1,10; 1,10; 1,11; 1,14; 1,15; 1,20; 1,22; 1,26; 1,30; 1,32; 1,34; 1,34; 1,35; 1,36; 1,38; 1,40; 1,40; 1,43; 1,44; 1,45; 1,48; 1,50	46	1.03

Аналіз промислово-геофізичних даних. В обраному інтервалі розріз свердловини представлений теригенними породами візейського ярусу, переважно пелітової та алевроитової фракцій з підпорядкованим вмістом пісковиків. Рекомендовано два перспективні інтервали (рис. 253). Верхній інт. 2704–2966 м згідно з літологічною характеристикою являє собою грубе чергування шарів аргілітів з численними залишками рослинного детриту і вуглистої речовини, алевролітів, пісковиків і прошарків (0,3–0,5 м) вапняків. За даними ГДС середнє значення пористості 0,08. Під час випробування припливу флюїду не отримано. Вміст ОР в одному зразку аргіліту дорівнює 4,18 %. Усе це свідчить про потенційні можливості неоднорідної товщі порід щодо нафтонасичення.

Наступний інт. 3009–3124 м представлений чергуванням теригенних порід з переважанням аргілітів. У межах інтервалу, на глибинах 3025–3056 м під час випробування отримано незначний приплив газу дебітом 737 м³/добу. За даними ГДС пористість аргілітів дорівнює 0,08, пісковиків і алевролітів – 0,1–0,15. Чергування порід різного літологічного складу створює умови для успішного застосування гідророзриву для вилучення вуглеводнів. Вміст органічної речовини за даними аналізів двох зразків аргілітів також указують на можливість високої нафтогазогенеруючої властивості порід – відповідно 3,95 і 4,44 %.

За результатами комплексного аналізу наявної геолого-геофізичної інформації нами рекомендовано перспективні інтервали: 2704–2966 і 3009–3124 м.

Свердловина Південноафанасіївська-11 пройдена в південно-східному склепінні Афанасіївської структури в 1988 р. (рис. 254).

Проектна і фактична глибина свердловини 3180 м, проектний і фактичний горизонт – верхній візе. У ній виконано такий комплекс промислово-геофізичних досліджень (м): стандартний каротаж (0–3177), інклінометрія (0–3180), кавернометрія (0–3180), профілеметрія (273–33180), БКЗ (2650–3177), боковий каротаж, індукційний каротаж, мікрокаротаж, мікробоковий каротаж (2650–3180), термометрія (0–2700), АК (2640–3180, ГК 1:500 (0–3180), НГК 1:500 (2100–3180), ГК, НГК 1:200 (2650–3180), ОПК (231,5–3172), сейсмокаро-

таж (0–3160). При випробуванні з інт. 2860–2931 м отримано приплив мінералізованої води. Свердловиною розкрито такий розріз (м):

- кайнозой – 0–381;
- верхня крейда – 381–882;
- нижня крейда – 882–1049;
- верхня юра – 1049–1249;
- середня юра – 1249–1390;
- тріас – 1390–1895;
- нижня перм – 1895–2051;
- верхній карбон – 2051–2270;
- середній карбон: московський ярус – 2270–2525;
башкирський ярус – 2525–2821;
- нижній карбон: серпуховський ярус – 2821–3006;
візейський ярус – 3006–3180;

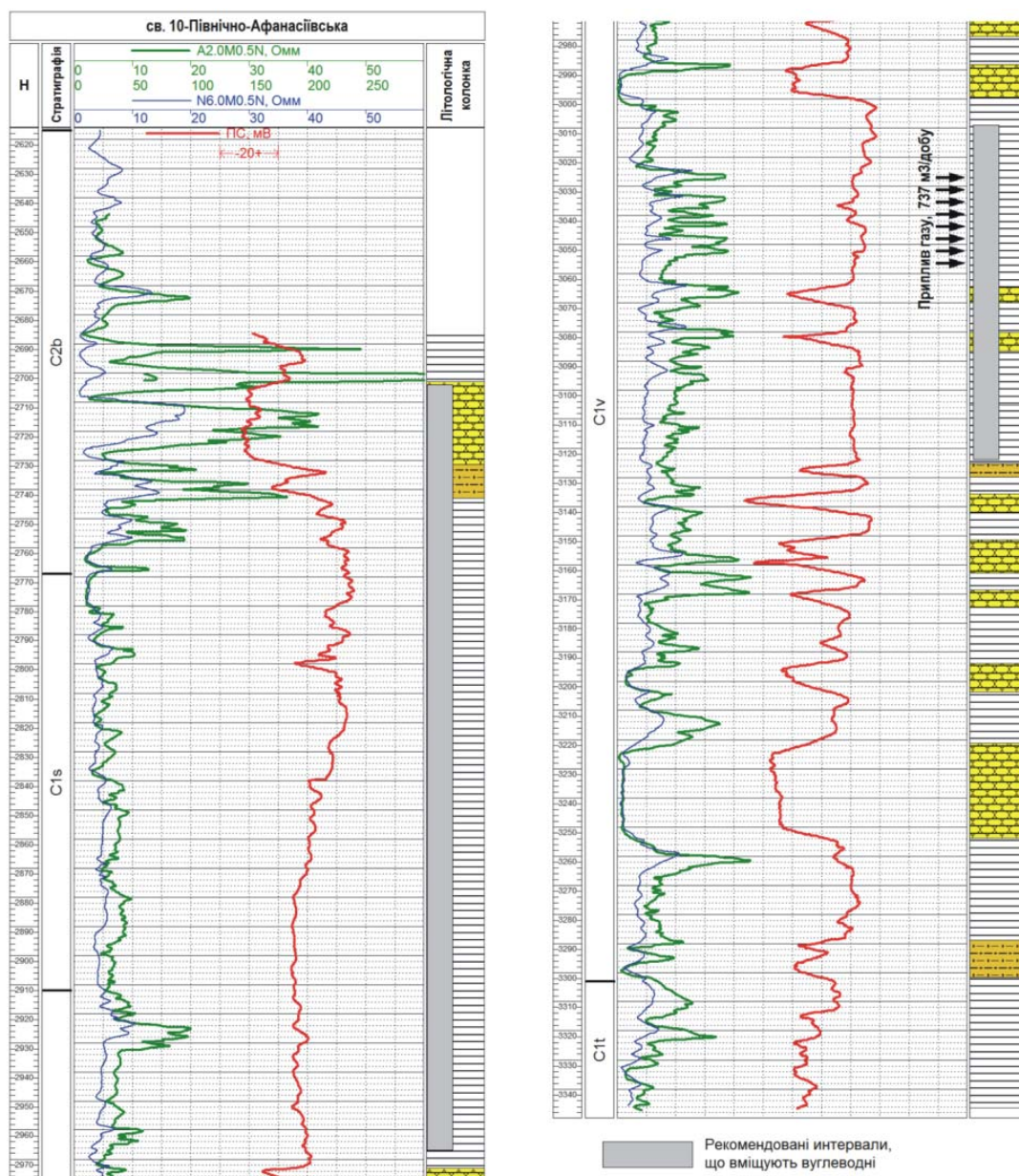
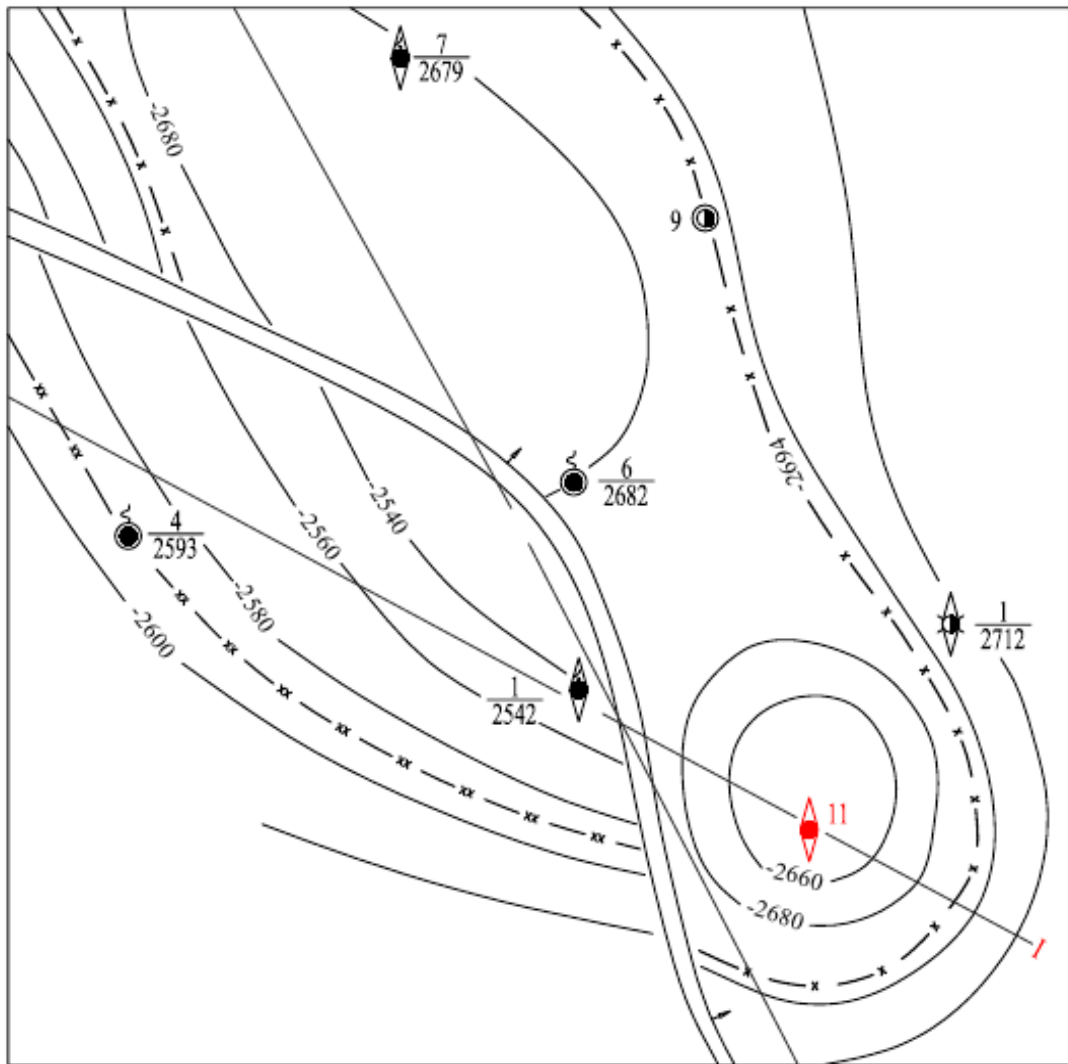


Рис. 253. Промислово-геофізична характеристика та результати кількісної інтерпретації даних ГДС у розрізі свердловини Південноафанасіївська-10 (фрагмент)



УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:


- x - контур газоносності горизонту С-7
- xx - контур нафтогазоносності горизонтів В-16, В-17, В-18, В-19
-  - свердловина проектна

Рис. 254. Структурна карта Південноафанасіївського родовища по покрівлі продуктивного горизонту С-7

Відбір керна здійснювався з кам'яновугільних відкладів, з відбором керна пробурено 108 м, винос керна становив 78,4 м (72,6 %). Керн являє собою (Акт-каталог сдачі керна матеріала по скважині № 11 Южно-Афанасьевская в центральное кернаохранилище объединения "ЧНГГ"):

- 2827–2859 – аргіліти (переважають) та алевроліти темно-сірі до чорних, з відбитками рослинного детриту, прошарками темної вуглистої речовини, з рідкісними шарами (0,1–0,5 м) вапняків, темно-сірих глинистих, прихованокристалічних і пісковиків сірих, дрібнозернистих, кварцових;
- 2865–2900 – аргіліти та алевроліти темно-сірі до чорних із залишками рослинного детриту – зр. 99 АФ (рис. 255), з рідкісними прошарками (0,1–0,4 м) піс-

- ковиків сірих, дрібнозернистих, кварцових і вапняків темно-сірих до чорних, поодинокими шарами (1,4 м) тонкого перешарування пісковиків і аргілітів;
- 2920–2926 – алевроліти сірі, темно-сірі, сильно кварцові, з численними залишками вуглефікованого детриту;
 - 3098–3100 – перешарування (0,2–0,5 м) пісковиків сірих з численними різноорієнтованими тріщинами, заповненими темнозабарвленою вуглистою речовиною, аргілітів темно-сірих до чорних і вапняків сірих, прихованокристалічних;
 - 3103–3112 – аргіліти темно-сірі до чорних, з прошарками (0,2–1 м) вапняків темно-сірих, прихованокристалічних;
 - 3122–3141 – перешарування (0,2–5 м) аргілітів, алевролітів темно-сірих до чорних і пісковиків бурувато-сірих, кварцових, із запахом бітумів на свіжому зламі;
 - 3175–3180 – аргіліти темно-сірі до чорних – зр. 100 АФ.

Таким чином, верхньовізейські відклади залягають в інт. 3006–3180 м, представлені аргілітами, ущільненими алевролітами, вапняками (ПЕО = 12–40 Ом·м, $K_{\text{п}} = 0,02\text{--}0,04$) і водоносними пісковиками (ПЕО = 0,5–2,5 Ом·м, $K_{\text{п}} = 0,12\text{--}0,18$). Усі колектори (горизонт В-16, 3125–3161 м; горизонт В-15, 3076–3104 м) водонасичені.



Рис. 255. Зразок 99 АФ. Чорний аргіліт.
Свердловина Південноафанасіївська-11, інтервал 2889–2900

Серпуховські відклади розкриті в інт. 2821–3006 м, виділено три горизонти:

- С-7 (2852–2879) – водоносні пісковики (ПЕО = 0,5–2,5 Ом·м, $K_{\text{п}} = 0,175\text{--}0,19$), при випробуванні яких було отримано приплив пластової води;
- С-6 (2845–2849) – ущільнені аргіліти та алевроліти (ПЕО = 5,5 Ом·м, $K_{\text{п}} = 0,075$);
- С-5 (2828–2840) – щільні водоносні алевроліти і пісковики (ПЕО = 1–4,7, $K_{\text{п}} = 0,11\text{--}0,20$).

Таким чином, промислово-продуктивні горизонти в розрізі відсутні.

За результатом опису аншліфів (99 АФ, 100 АФ) породи представлені аргілітами з пелітовою до алевритистої структурою, шаруватою і тонкошаруватою текстурою, з уламками силікатних мінералів; тип мацерал – вітродетриніт, детриніт, рудні мінерали представлені піритом (до 0,5 %) (рис. 256). Результати визначення масових часток елементів у пробах наведено в табл. 133, відбивної здатності вітриніту – у табл. 134.



Рис. 256. Пірит інкрустує черепашку. Аншліф 100 АФ

Таблиця 133. Результати визначення масових часток елементів у пробах із свердловини Південноафанасіївська-11

№ проби	Інтервал, м	Ярус	Порода	C _{орг.} , %	H ₂ O ⁻ , %	U·10 ⁻⁴ , %
99 АФ	2889–2900	C _{1s}	Аргіліт	3,54	1,20	3,4
100 АФ	3175–3180	C _{1v}	–"–	4,80	0,64	3,3

Таблиця 134. Результати виміру відбивної здатності вітриніту. Свердловина Південноафанасіївська-11

Проба	Інтервал, м	Заміри	Кількість	Середнє
99 АФ	2889–2900	0,70; 0,75; 0,76; 0,79; 0,84; 0,84; 0,89; 0,89; 0,89; 0,90; 0,91; 0,91; 0,93; 0,93; 0,94; 0,94; 0,94; 0,95; 0,95; 0,95; 0,95; 0,97; 0,98; 0,98; 1,01; 1,12; 1,20; 1,20; 1,21; 1,24; 1,25; 1,30; 1,70; 1,80; 1,80; 1,84; 1,90	37	1,08
100 АФ	3175–3180	0,38; 0,40; 0,45; 0,78; 0,79; 0,80; 0,81; 0,82; 0,82; 0,83; 0,83; 0,84; 0,85; 0,85; 0,92; 0,93; 0,95; 0,97; 0,98; 0,98; 0,99; 1,00; 1,01; 1,01; 1,03; 1,03; 1,04; 1,05; 1,05; 1,05; 1,05; 1,12; 1,15; 1,16; 1,18; 1,19; 1,20; 1,44; 1,50; 1,52; 1,53; 1,54; 1,56; 1,60; 1,90; 1,98	46	1,06

Таким чином, у результаті комплексного аналізу матеріалів буріння і вивчення керн св. Південноафанасіївська-11 можна виділити такі перспективні інтервали у відкладах серпуховського і візейського ярусів нижнього карбону:

- 2865–2900 – аргіліти і алевроліти (C_{орг.} – 3,54);
- 3175–3180 – аргіліти (C_{орг.} – 4,80).

Аналіз промислово-геофізичних даних. У досліджуваному інтервалі розрізу свердловини розкрито теригенні відклади московського, башкирського і візейського ярусів. Вони представлені переважно глинистими породами, зустрічаються пласти пісковиків і алевролітів (рис. 257). Нами виділена потужна товща чорних аргілітів з перешаруванням алевролітів, пісковиків і поодиноких шарів вапняків (за описом керн та інтерпретацією промислово-геофізичних даних). У породах зафіксовано залишки вуглефікованого рослинного детриту.

Звертає на себе увагу той факт, що шари вапняків також темно-сірі до чорних; темний колір зумовлений високим вмістом органічної речовини. За результатами лабораторних досліджень у верхній частині виділеного перспективного інтервалу вміст органічної речовини у зразку керна становить 3,54 %. За певними ознаками можна вважати виділений інтервал порід розрізу 2885–3068 м перспективним відносно нафтонасиченості глинисто-алевритових порід.

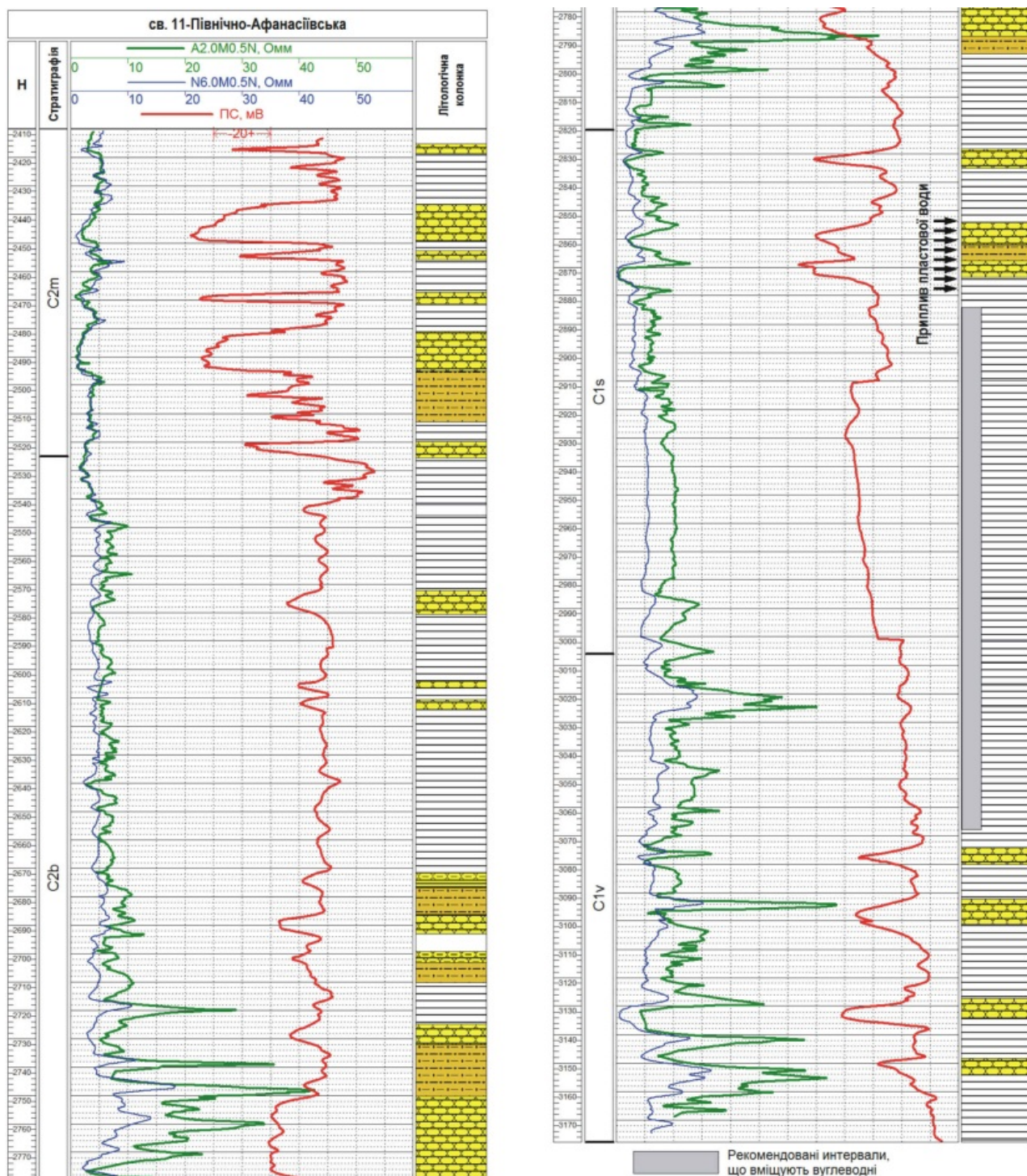
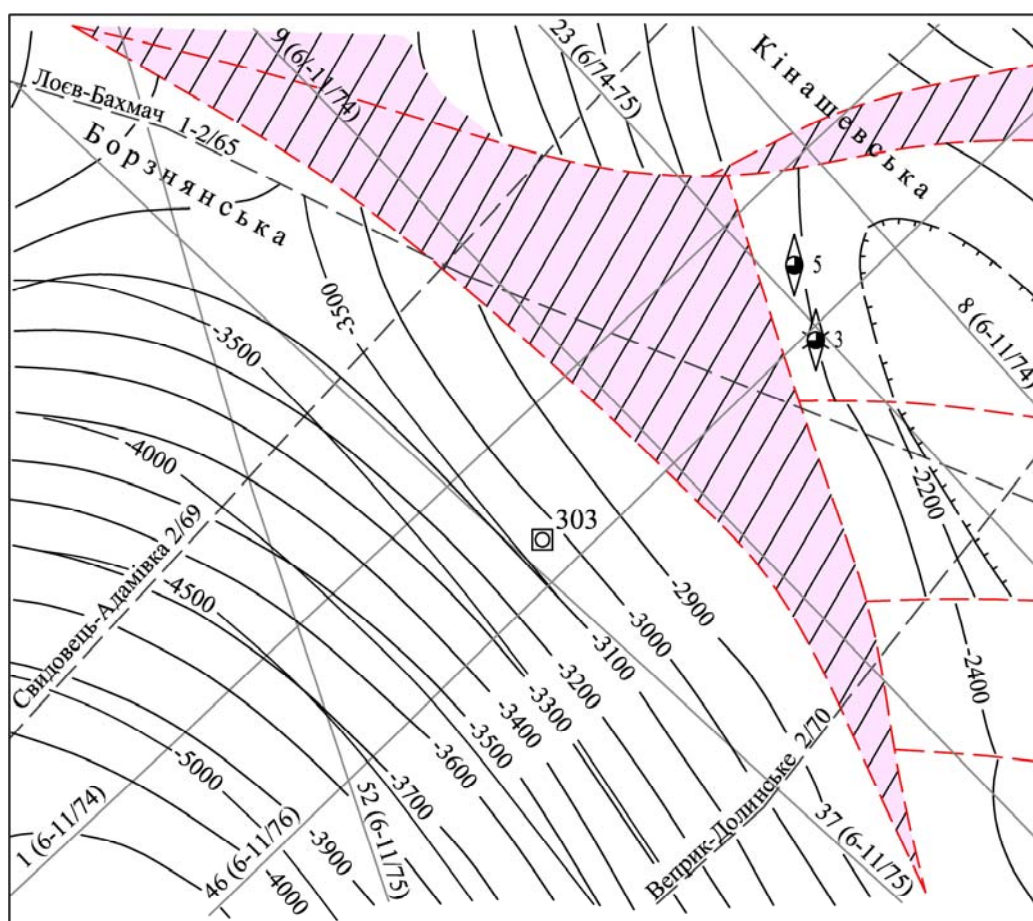


Рис. 257. Промислово-геофізична характеристика та результати кількісної інтерпретації даних ГДС у розрізі свердловини Південноафанасіївська-11 (фрагмент)

4.3. Кінашівська площа

Параметрична свердловина Борзнянська-303 була пробурена в період з 30 березня 1980 р. по 23 травня 1981 р. у 3,65 км на південний захід від св. № 3 Кінашівської площі, у північно-східній частині Борзнянської ступені з метою вивчення геологічної будови і перспектив нафтогазоносності міжсольових і підсольових девонських відкладів (рис. 258, 259). Проектна глибина свердловини 4500 м, фактична – 4508 м, її забій розміщується у відкладах міжсольового комплексу верхнього девону (задонсько-слецькі відклади). За матеріалами буріння випробування керн і промислово-геофізичних випробувань у розрізі свердловини відсутні перспективні на нафту і газ горизонти.



УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:

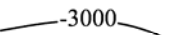
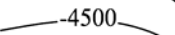





-  -3000 Ізогіпси відбивного горизонту VI_{3,4} в низах задонсько-слецьких відкладів
-  -4500 Ізогіпси відбивного горизонту VI₃
-  Ділянки втрати кореляції
-  Розривні порушення
-  Передбачений контур відсутності міжсольових відкладів
-  Свердловини пошукові пробурені
-  Свердловина параметрична проектна

Рис. 258. Структурна схема Борзнянської площі [130]

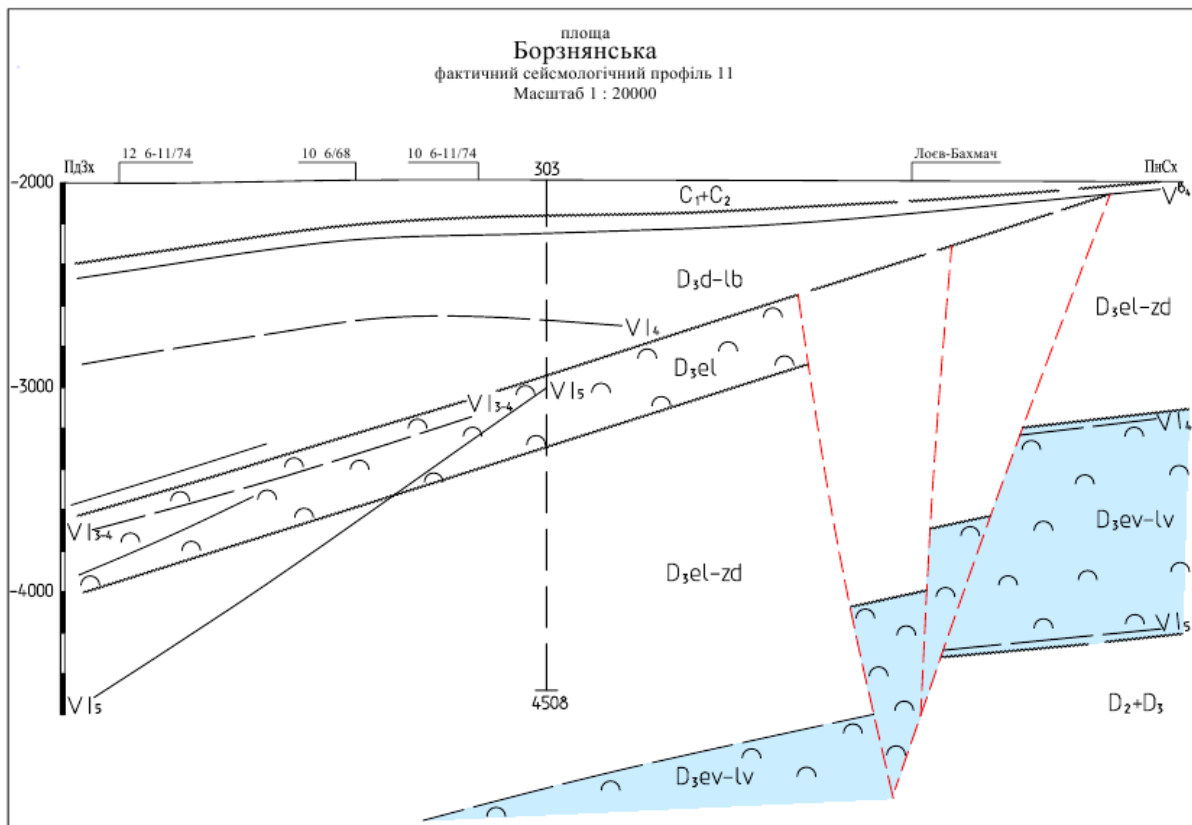


Рис. 259. Сейсмогеологічний профіль Борзнянської площі [130]

Свердловиною розкрито такий розріз (м):

- четвертинні, неогенові й палеогенові відклади – 0–234;
- верхня крейда – 234–580;
- нижня крейда – 580–705;
- верхня юра – 705–867;
- середня юра – 867–982;
- тріас – 982–1214;
- верхня перм – 1214–1502;
- нижня перм і верхній карбон – 1502–1563;
- середній карбон: московський ярус – 1563–1756;
башкирський ярус – 1756–2083;
- нижній карбон: серпуховський ярус – 2083–2160;
візейський ярус – 2160–2276;
- верхній девон: надсольовий комплекс (данково-лебедянський) – 2276–3018;
верхньосоленосний комплекс (єлецько-лебедянський) – 3018–3335;
міжсольовий комплекс (задонсько-єлецький) – 3335–4508.

У нижній частині міжсольового комплексу (4092–4508 м) залягає товща пісковиків, складена різнозернистими пісковиками, які чергуються з алевролітами та аргілітами. Порооди товщі мають низькі колекторські властивості ($K_{п} = 6-8,4 \%$) і оцінюються як ущільнені чи слабководонасичені. Верхня частина комплексу (3333–4092 м) представлена товщею аргілітів і алевролітів з підпорядкованими прошарками дрібнозернистих щільних пісковиків ($K_{п} = 5-7,4 \%$). За даними газового каротажу в процесі буріння перспективних у нафтогазоносному відношенні пластів у цій частині розрізу не виявлено.

Верхньосоленосний комплекс представлений кам'яною сіллю із шарами сульфато-карбонатних порід.

Надсольові відклади в нижній частині (2869–3018 м) представлені чорносланцевою товщею, яка перекрита сіро- і строкатоколірною пісковиково-глинистою товщею (2695–2869 м), а верхня частина розрізу надсольових відкладів складена строкатоколірною пісковиковою товщею (2276–2695 м) із шарами напівпухких водонасичених пісковиків ($K_p = 14,8\text{--}21,2\%$) без ознак нафтогазоносності.

Нами вивчено керн свердловини, що являє собою:

верхній девон: надсольовий комплекс (данково-лебедянський) – 2276–3018:

- 2315,8–2322,7 – аргіліти червонувато-коричневі;
- 2376,1–2384,8 – аргіліти з прошарками туфоаргілітів;
- 2427,1–2435,9 – туфоаргіліти коричневі, червонувато-коричневі до туфопісковиків;
- 2468,9–2475,9 – аргіліти з прошарками (0,2–0,5 м) туфоаргілітів і пісковиків;
- 2516,7–2523,7 – аргіліти зеленувато-сірі, з вуглефікованими рослинними залишками;
- 2599,8–2600,6 – пісковики світло-сірі, кварцові, дрібнозернисті;
- 2651,6–2655,2 – пісковики світло-сірі, кварцові, дрібнозернисті;
- 2708,3–2718,9 – аргіліти червонувато-бурі, слюдисті, з прошарками туфопісковиків;
- 2732,0–2737,8 – глини коричнювато-червоні, знизу пісковики світло-сірі (3,8 м);
- 2758,8–2764,9 – аргіліти коричнювато-бурі, алевритисті;
- 2803,0–2810,3 – аргіліти та алевроліти коричневі, зверху пісковики світло-сірі (0,25 м);
- 2846,4–2851,2 – перешарування (0,5–1,4 м) аргілітів темно-коричневих і пісковиків;
- 2882,9–2888,6 – аргіліти темно-сірі, з прошарками вапняків;
- 2906,2–2913,7 – аргіліти темно-сірі, карбонатні, з прошарками вапняків;
- 2940,0–2945,6 – аргіліти темно-сірі, з прошарками вапняків (0,5–2,0 см);
- 2966,9–2972,8 – аргіліти темно-сірі (зр. 68 БР), з прошарками алевролітів (1–2 мм);
- 2995,8–3003,0 – аргіліти темно-сірі, карбонатні, з вуглистим детритом (зр. 69 БР), з прошарками вапняків;

верхньосоленосний комплекс (єлецько-лебедянський) – 3018–3335:

- 3021,9–3027 – кам'яна сіль сіра, червонувато-жовта, зверху аргіліти (0,15 м);
- 3147,0–3152,6 – вапняки, знизу кам'яна сіль з прошарками (до 1 см) аргілітів;
- 3269,8–3274,6 – кам'яна сіль, зверху і знизу аргіліти (0,3–0,5 м);

міжсольовий комплекс (задонсько-єлецький) – 3335–4508:

- 3360,0–3366,0 – перешарування (0,3–3,5 м) пісковиків і аргілітів;
- 3394,4–3404,0 – аргіліти темно-сірі до чорних (зр. 70 БР), з прошарками пісковиків;
- 3439,0–3445,0 – перешарування аргілітів темно-сірих і пісковиків;
- 3469,0–3471,1 – алевроліти темно-сірі до чорних;
- 3488,0–3491,5 – аргіліти темно-сірі, з прошарками алевролітів;
- 3518,2–3520,8 – аргіліти темно-сірі, з прошарками алевролітів і пісковиків;
- 3541,3–3547,6 – аргіліти темно-сірі, з прошарками алевролітів і туфопісковиків;
- 3590,1–3592,9 – перешарування аргілітів, алевролітів і пісковиків;
- 3642,9–3648,8 – аргіліти темно-сірі, з прошарками (від 1–2 мм до 3–10 см і шарами 0,2–0,6 м) пісковиків і туфопісковиків;

- 3696,7–3699,3 – аргіліти темно-сірі;
- 3745,2–3752,6 – аргіліти темно-сірі, з прошарками (до 1 см) і шарами (до 1,6 м) пісковиків темно-сірих, поліміктових;
- 3802,0–3807,6 – аргіліти темно-сірі, з прошарками алевролітів і пісковиків;
- 3865,2–3869,2 – аргіліти темно-сірі, слюдисті;
- 3914,0–3918,6 – перешарування (2,0–2,6 м) аргілітів і алевролітів;
- 3961,0–3965,0 – аргіліти темно-сірі, з прошарками пісковиків;
- 4005,7–4010,8 – перешарування аргілітів і пісковиків темно-сірих;
- 4080,6–4085,6 – аргіліти темно-сірі, з прошарками пісковиків;
- 4104,0–4109,0 – аргіліти темно-сірі, з прошарками пісковиків;
- 4165,3–4172,0 – грубе перешарування (2,5–3,1 м) пісковиків темно-сірих та аргілітів з тонкими прошарками алевролітів і пісковиків;
- 4222,0–4228,0 – аргіліти темно-сірі, з прошарками пісковиків;
- 4270,8–4276,4 – аргіліти темно-сірі, з прошарками алевролітів і пісковиків, шаром (2,2 м) туфопісковиків темно-сірих;
- 4327,0–4332,8 – чергування аргілітів, алевролітів, пісковиків і туфопісковиків;
- 4386,8–4391,6 – перешарування алевролітів, пісковиків і аргілітів;
- 4442,3–4447,3 – чергування шарів (1,4–3,6 м) пісковиків, аргілітів і тонкого перешарування аргілітів, пісковиків і алевролітів;
- 4501,7–4507,9 – грубе перешарування (2,0–3,7) аргілітів і пісковиків.

У шліфах описано:

- **вапнисті аргіліти і мергелі** (шліфи 68 БР, 69 БР) – структура алевропелітова, текстура плямиста, сланцювата, шарувата; глиниста фракція становить не менше 40 %, широко розповсюджений мікрозернистий кальцит і уламки карбонатів (до 50–60 %), а також кварц, польовий шпат, мусковіт і біотит, агрегати хлориту в глинисто-карбонатному цементі; численний дрібноуламковий рослинний детрит (до 10 %) (рис. 260);
- **пісковики** (шліф 70 БР) – структура псамітова дрібнозерниста, розмір уламків 0,15–1,25 мм, текстура шарувата, порода складена уламками (80–95 %) кварцу (30–40 %) в кутастих зернах з коронованими краями; польових шпатів (30 %), представлених кислим плагіоклазом і мікрокліном; мусковіту та біотиту, а також уламками карбонатних порід, зрідка халцедону, хлориту, каолініту, акцесорних циркону, турмаліну, зеленої рогової обманки, гранату, магнетиту, апатиту в карбонатному цементі (5–25 %) з рідкісними рослинним детритом, по якому розвивається пірит.

За результатами опису аншліфів породи представлені:

- алевритистими аргілітами (68 БР, 69 БР) з алевритистою структурою, сланцюватою текстурою, базальним цементом, рудні мінерали – глобулярний пірит (0,5 %), тип мацерал – відсутні;
- пісковиками несорттованими (70 БР) із псамітовою структурою, нерівномірнозернистою текстурою, необкатаними уламками кварцу в контактному карбонатному цементі, рудні мінерали – глобулярний пірит (0,5 %), тип мацерал – колодетриніт і колотеленіт.

Результати хімічного аналізу порід св. Борзнянська-303 наведено в табл. 135, визначення масових часток елементів у пробах – у табл. 136, термічного аналізу проб – у табл. 137 і відбивної здатності вітриніту – у табл. 138.



Рис. 260. Алевроліт з рослинним детритом. Шліф 68 БР, зб. 4

Таблиця 135. Хімічний аналіз порід свердловини Борзнянська-303

№ проби	SiO ₂	Al ₂ O ₃	FeO	Fe ₂ O ₃	TiO ₂	MnO	P ₂ O ₅	CaO	MgO
68 БР	45,55	12,96	4,02	3,22	0,81	0,03	0,09	8,96	3,25
70 БР	46,64	14,05	3,30	4,66	0,92	0,06	0,16	9,17	2,20

Продовження табл. 135

№ проби	K ₂ O	Na ₂ O	SO ₃ звчл.	S _{нір}	ВПП	Сума	CO ₂ карб.	H ₂ O ⁻	C _{орг.}
68 БР	2,13	3,14	2,06	0,94	12,94	99,75	6,05	1,58	3,66
70 БР	2,20	2,57	0,35	2,43	11,85	99,65	6,38	1,27	3,84

Таблиця 136. Результати визначення масових часток елементів у пробах із свердловини Борзнянська-303

№ проби	Інтервал, м	Ярус	Порода	C _{орг.} , %	H ₂ O ⁻ , %	U·10 ⁻⁴ , %
69 БР	2996–3003	D ₃ fm	Аргіліт	1,35	0,43	1,9

Таблиця 137. Результати термічного аналізу проб

№ проби	Інтервал	< 120 °С	120–300 °С	300–390 °С	390–550 °С	ТОС, %
68 БР	2967–2972	0,91629	1,61699	0,48527	2,17265	4,27491
69 БР	2996–3003	0,29882	0,10619	0,11476	1,53143	1,75238
70 БР	3397–3404	0,5825	1,09452	0,26858	2,51808	3,88118

Таблиця 138. Результати виміру відбивної здатності вітриніту

№ проби	Інтервал, м	Заміри	Кількість	Середнє
68 БР	2967–2972	Вітриніту не знайдено	–	–
69 БР	2996–3003	"	–	–
70 БР	3397–3404	"	–	–

Таким чином, у результаті комплексного аналізу матеріалів буріння і вивчення керна св. Борзнянська-303 можна виділити такі перспективні інтервали у відкладах фаменського ярусу верхнього девону (надсольовий і міжсольовий комплекси):

- 2967–3003 (D₃fm) – аргіліти (OP – 4,27, C_{орг.} – 1,35–3,66);
- 3394–3445 (D₃fm) – аргіліти (OP – 3,88, C_{орг.} – 3,84) з прошарками пісковиків;

Аналіз промислово-геофізичних даних. Розріз свердловини представлений породами верхнього девону переважно теригенного генезису, серед яких

Свердловина Кінашівська-6 пробурена в межах Кінашівського підняття в 1,5 км на захід від св. № 2 з метою пошуків нафтогазових покладів у міжсолевих відкладах верхнього девону (рис. 262–264). Проектна глибина свердловини 2300 м, фактична – 2399 м. Вибій розміщений в сольових відкладах верхнього девону. Свердловиною розкрито розріз осадових утворень девону, карбону, пермі й мезокайнозою.

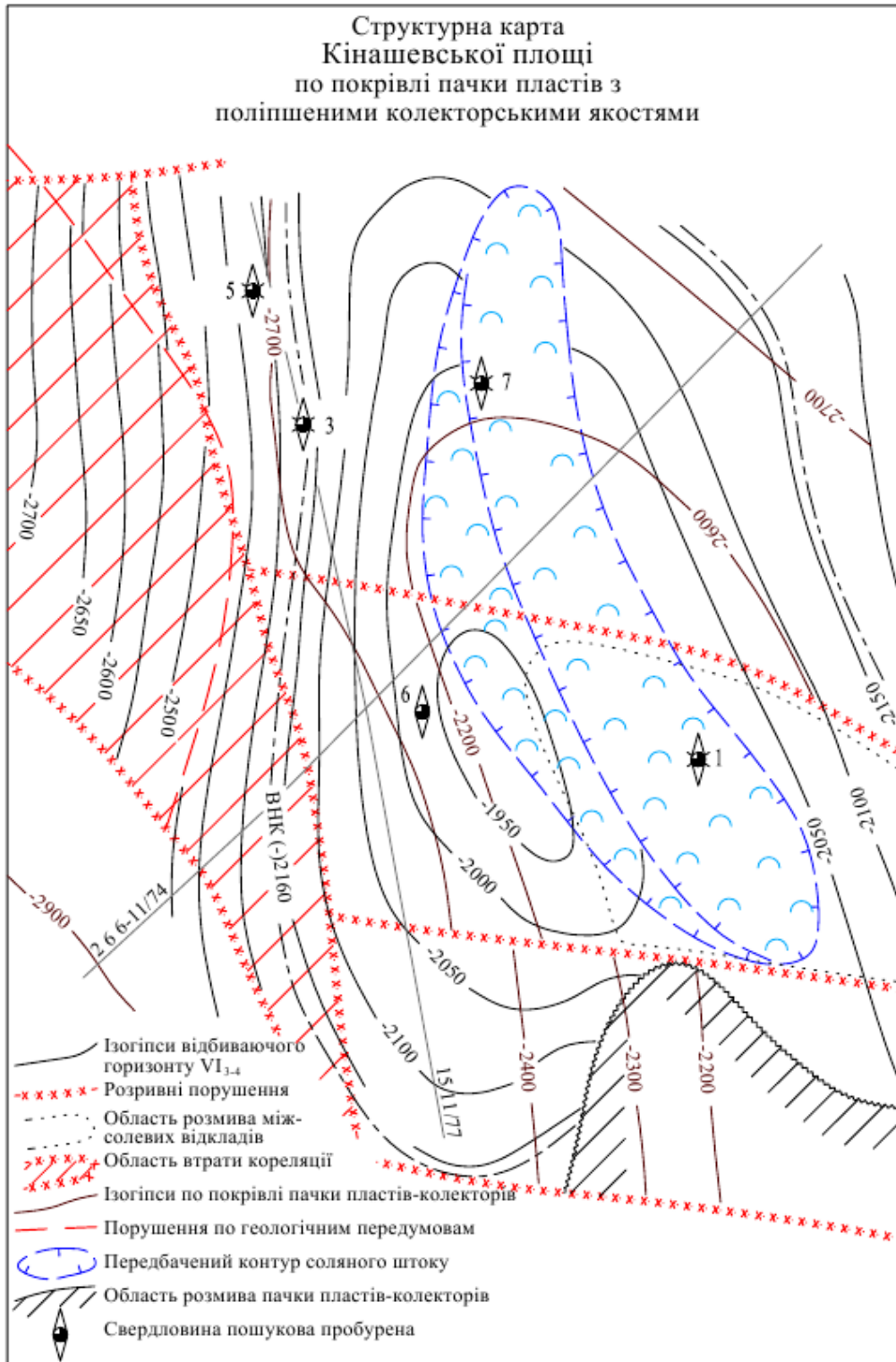


Рис. 262. Структурна схема покрівлі пачки пластів з поліпшеними колекторськими властивостями Кінашівської площі [143]

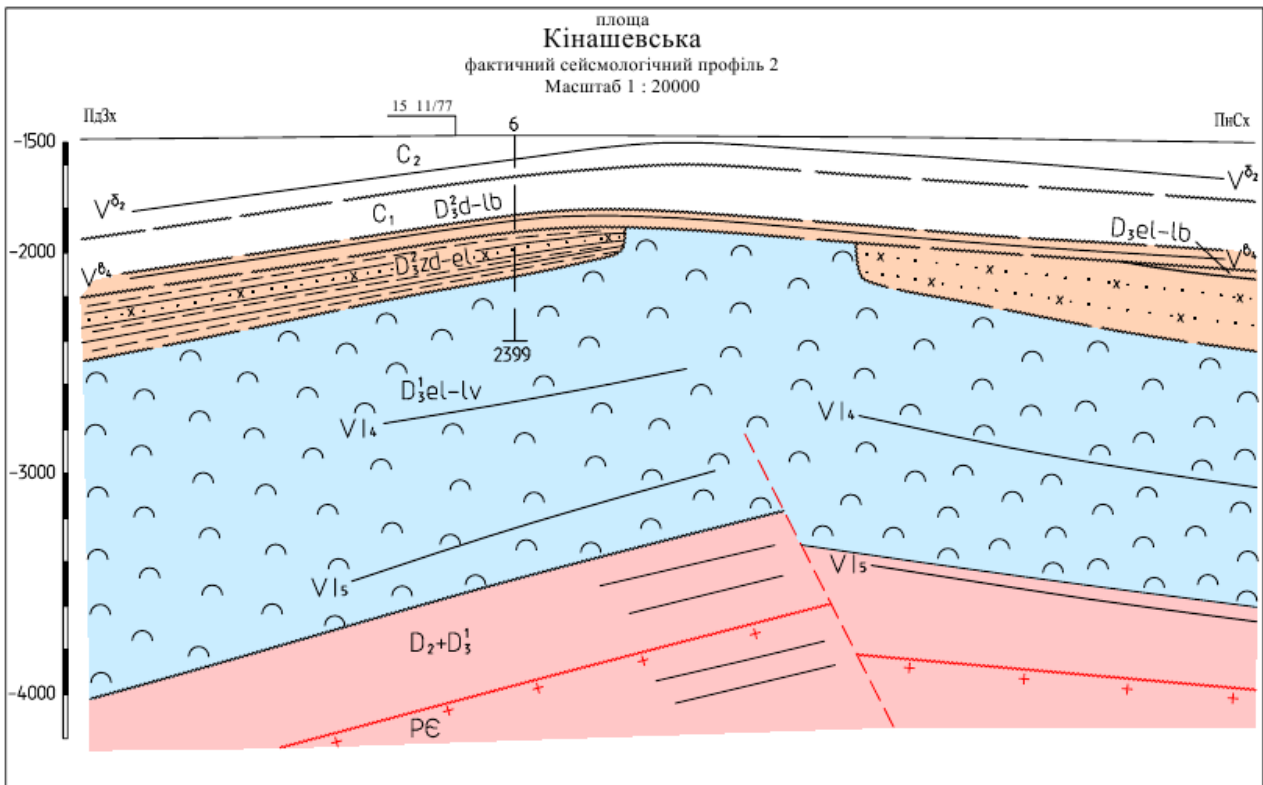


Рис. 263. Сейсмогеологічний профіль № 2 [143]

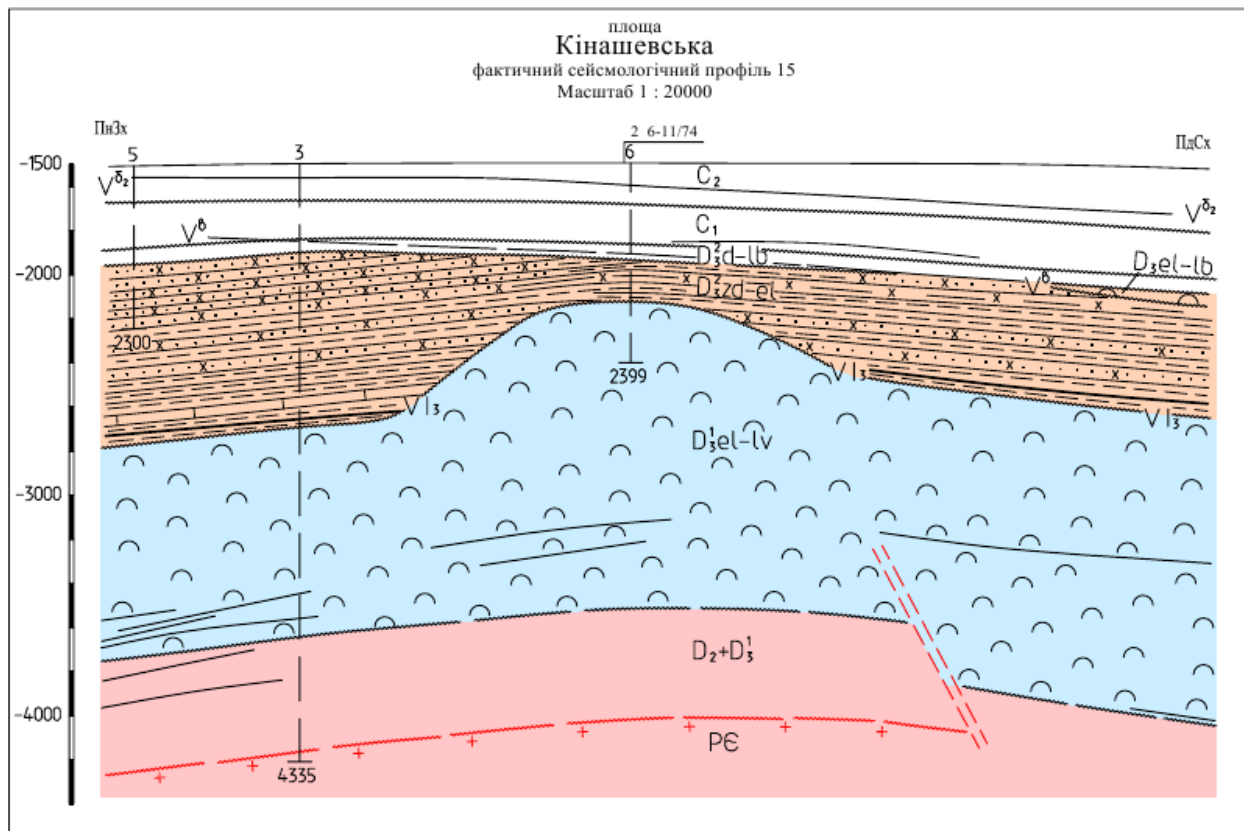


Рис. 264. Сейсмогеологічний профіль № 15 [143]

Свердловиною розкрито такий розріз (м):

- мезокайнозойські й пермські відклади – 0–1310;
- верхній карбон – 1310–1332;
- середній карбон: московський ярус – 1332–1551;
башкирський ярус – 1551–1810;
- нижній карбон: серпуховський ярус – 1810–1854;
візейський ярус – 1854–1979;
- верхній девон: фаменський ярус:
надсольовий комплекс (данково-лебедянський) – 1979–2112;
міжсольовий комплекс (задонсько-єлецький) – 2112–2228;
франський ярус (євланівсько-лівенський) – 2228–2399.

Данково-лебедянські шари представлені глинисто-карбонатними породами з туфогенними і брекчійованими різновидами; задонсько-єлецькі – тонкоритмічним перешаруванням аргілітів, алевролітів і пісковиків (останні є водонасиченими); євланівсько-лівенські – кам'яною сіллю з прошарками глинистих порід. У розрізі девону сприятливих колекторів за даними ГРС не встановлено.

Нами вивчено kern свердловини, представлений відкладами верхнього девону: **фаменський ярус, надсольовий комплекс (данково-лебедянський) – 1979–2112:**

- 1979–2000 – аргіліти темно-сірі до чорних, вуглисті, піритизовані (зр. 72 БР) із шаром (2,5 м) вапняку темно-сірого, органогенно-детритового, з прошарком пісковіку;
- 2031–2032 – аргіліти темно-сірі, з прошарком (0,4 м) туфоандезиту зеленувато-сірого, прихованокристалічного;
- 2041–2065 – аргіліти темно-сірі, із шаром (1,8 м) пісковіку сірого, кварцового, дрібнозернистого;
- 2073–2078 – брекчія глинисто-карбонатна, сіра з уламками аргілітів, доломітів, сильносульфатизована, із включеннями чорного бітуму, із запахом мазуту;
- 2078–2099 – перешарування доломітів коричнювато-сірих з частими тріщинами, заповненими чорним бітумом, із запахом мазуту та аргілітів темно-сірих;
- 2099–2112 – зверху: пісковики зеленувато-сірі, кварцові, дрібнозернисті на сульфатно-карбонатному цементі, водоносні (0,4 м); аргіліти зеленувато-сірі, брекчійовані (0,9 м); брекчія карбонатно-глиниста, з уламками доломітів в аргілітовому цементі (1,1 м); аргіліт зеленувато-сірий (1,8 м), доломіт сірий і темно-сірий (0,8 м);

фаменський ярус, міжсольовий комплекс (задонсько-єлецький) – 2112–2228:

- 2112–2128 – пісковики темно-сірі й зеленувато-сірі, інколи бітумінозні, з прошарками (до 10 см) алевролітів і аргілітів з вуглистим детритом;
- 2128–2147 – аргіліти темно-сірі (зр. 71 БР) з прошарками (1–10 см) і шарами (до 2,3 м) пісковиків сірих, кварцових, дрібнозернистих, водоносних;
- 2162–2218 – аргіліти темно-сірі, інколи алевритисті з вугільним детритом (зр. 73 БР) з прошарками (від 3–4 см до 0,8 м) алевролітів і пісковиків темно-сірих, кварцових, середньо-крупнозернистих;

франський ярус (євланівсько-лівенський) – 2228–2399:

- 2243–2250 – ангідрити темно-сірі, з тонкими прошарками аргілітів, глинисто-карбонатні брекчії із включеннями кам'яної солі;
- 2391–2399 – зверху аргіліт темно-сірий (1,5 м), знизу сіль кам'яна червонувата.

Колекторські властивості порід наведено в **табл.** 139.

Таблиця 139. Колекторські властивості порід свердловини Кінашівська-6 [143]

Інтервал, м	Вік	Порода	Пористість, %	Газопроникність, мд	Прояви ВВ	
1979–1990	C _{1v2}	Пісковик	10,13	–	–	
2099–2112	D _{3el-zol}	–"–	9,55	0,8	–	
2112–2128		–"–	4,12	0,1		
		–"–	12,0	0,1	Вміст бітуму 1,25 %	
		–"–	25,21	1127,1	Люмінесціює	
		–"–	31,3	–	–"–	
		–"–	10,77	0,3	–	
2128–2137		–"–	4,18	0,1	–	
2137–2147		–"–	3,17	0,1	–	
2162–2172		Алевроліт	16,46	–	–	
		Пісковик	17,38	155,7	Вміст бітуму 1,25 %	
2172–2187		Алевроліт	14,84	0,1	Люмінесціює	
2187–2198		Пісковик	18,0	202,4	–	
2208–2218		–"–	9,49	0,1	–	
		–"–	6,45	0,1	–	
		–"–	14,0	–	–	
		–"–	7,48	–	Люмінесціює	

У шліфах описано **чорні вуглисті аргіліти** (шліф 72 БР) і **пісковики** аркозові (шліф 73 БР), для яких характерна псамітова структура, незначні окатаність уламкового матеріалу та його сортування, текстура шарувата; порода складена уламками (85–90 %) кварцу (40 %), польового шпату (45–50 %), біотиту, зрідка хлориту, уламками гірських порід, акцесорних мінералів (гранат, циркон, лейкоксен, апатит, торит) у поровому до базального цементу (10–15 %) глинисто-гідролудистого складу; рослинний детрит нечисленний (1–2 %) (рис. 265, 266).

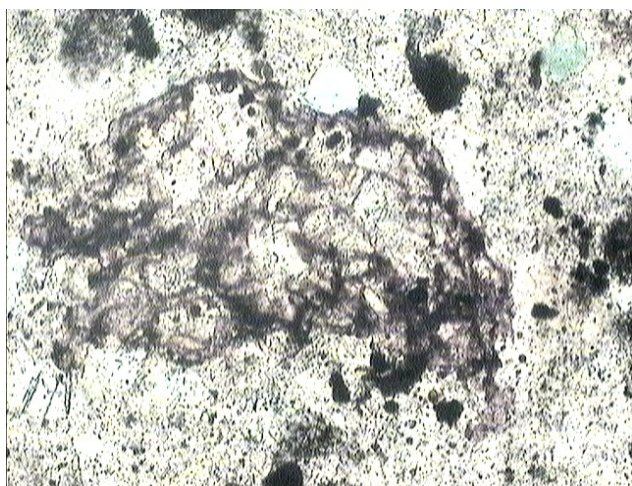


Рис. 265. Рослинний детрит в аргілітах. Шліф 71 БР, зб. 10

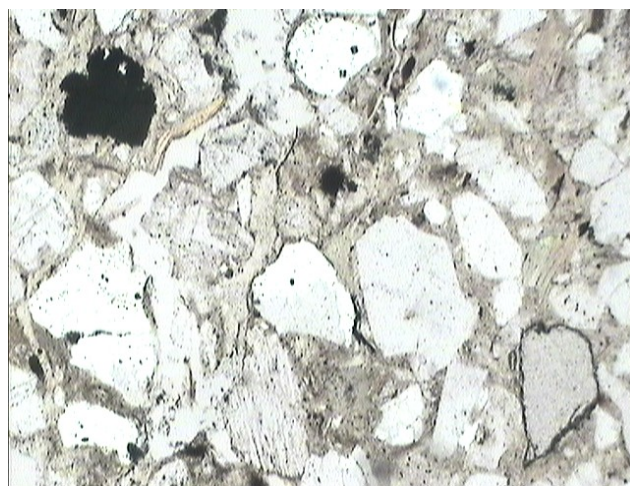


Рис. 266. Кристали піриту в пісковиках. Шліф 73 БР, зб. 4

За результатами опису аншліфів породи представлені:

- алевролітами з уламковою нерівномірно зернистою структурою (73 БР), різноуламковою текстурою, базальним цементом, уламками кварцу, алевролітів у піритизованому цементі, тип мацерал – детриніт, колотелініт.

Результати визначення масових часток елементів у пробах порід св. Борзнянська-303 наведено в табл. 140, термічного аналізу проб – табл. 141, відбивної здатності вітриніту – у табл. 142. Вітриніту не знайдено.

Таблиця 140. Результати визначення масових часток елементів у пробах, відібраних із свердловини Кінашівська-6

№ проби	Інтервал, м	Ярус	Порода	C _{орг.} , %	H ₂ O ⁻ , %	U·10 ⁻⁴ , %
72 БР	1979–1982	D ₃ fm	Аргіліт	40,37	4,18	22,2
71 БР	2128–2137		–"–	4,43	3,00	3,6
73 БР	2208–2218		Алевроліт	1,20	0,86	3,6

Таблиця 141. Результати термічного аналізу проб

№ проби	Інтервал, м	< 120 °С	120–300 °С	300–390 °С	390–550 °С	ТОС, %
71 БР	2128–2137	0,79198	0,59624	0,12336	1,41018	2,12978
73 БР	2208–2218	0,06596	0,38891	0,17649	1,68443	2,24983

Таблиця 142. Результати виміру відбивної здатності вітриніту

№ проби	Інтервал, м	Заміри	Кількість	Середнє
72 БР	1979–1982	Вітриніту не знайдено	–	–
71 БР	2128–2137	"	–	–
73 БР	2208–2218	"	–	–

Таким чином, у результаті комплексного аналізу матеріалів буріння і вивчення керн св. Кінашівська-6 можна виділити такі перспективні інтервали у відкладах фаменського ярусу верхнього девону (надсольовий і міжсольовий комплекси):

- 1979–2000 (D₃fm) – аргіліти вуглисті піритизовані (C_{орг.} – 40,37);
- 2112–2218 (D₃fm) – аргіліти, алевроліти, пісковики (ОР – 2,25–5,88, C_{орг.} – 1,20–4,43).

Аналіз промислово-геофізичних даних. Розріз свердловини представлений теригенними відкладами надсольового і міжсольового комплексів верхнього девону. Виділений перспективний інт. 1978–2017 м (рис. 267) складений в основному аргілітами темно-сірими до чорних, вуглистими, з прошарками пісковиків і вапняків з органогенно-детритовою речовиною. Вміст органічної речовини у вуглистому аргіліті становить 40,37 % у верхній частині (зр. з інт. 1979–1928 м) виділеного перспективного інтервалу.

У наступному перспективному інтервалі з потенційним вмістом рідких вуглеводнів (2102–2226 м) породи представлені також глинистими сланцями, брекчією (за описом керн), прошарками пісковиків. Пористість пісковиків змінюється від 3 до 25–31 %, у середньому на 13,0 %. Отже, при гідророзриві глинистих сланців є ймовірність підключення через штучні канали-тріщини або об'єднання значної частини прошарків пісковиків. Окремі зразки пісковиків люмінесцюють в ультрафіолетовому світлі. Вміст бітуму у двох зразках становив 1,25 %. Водночас вміст органічної речовини за даними лабораторних досліджень у двох зразках дорівнює 1,2 і 4,43 %, вміст ТОС – 2,1–2,3 %. Наявність органічної речовини, люмінесценція бітумів і переважно глинисто-сланцевий склад вивчених відкладів свідчать про потенційну нафтоносність порід в інт. 1978–2017 і 2102–2226 м.

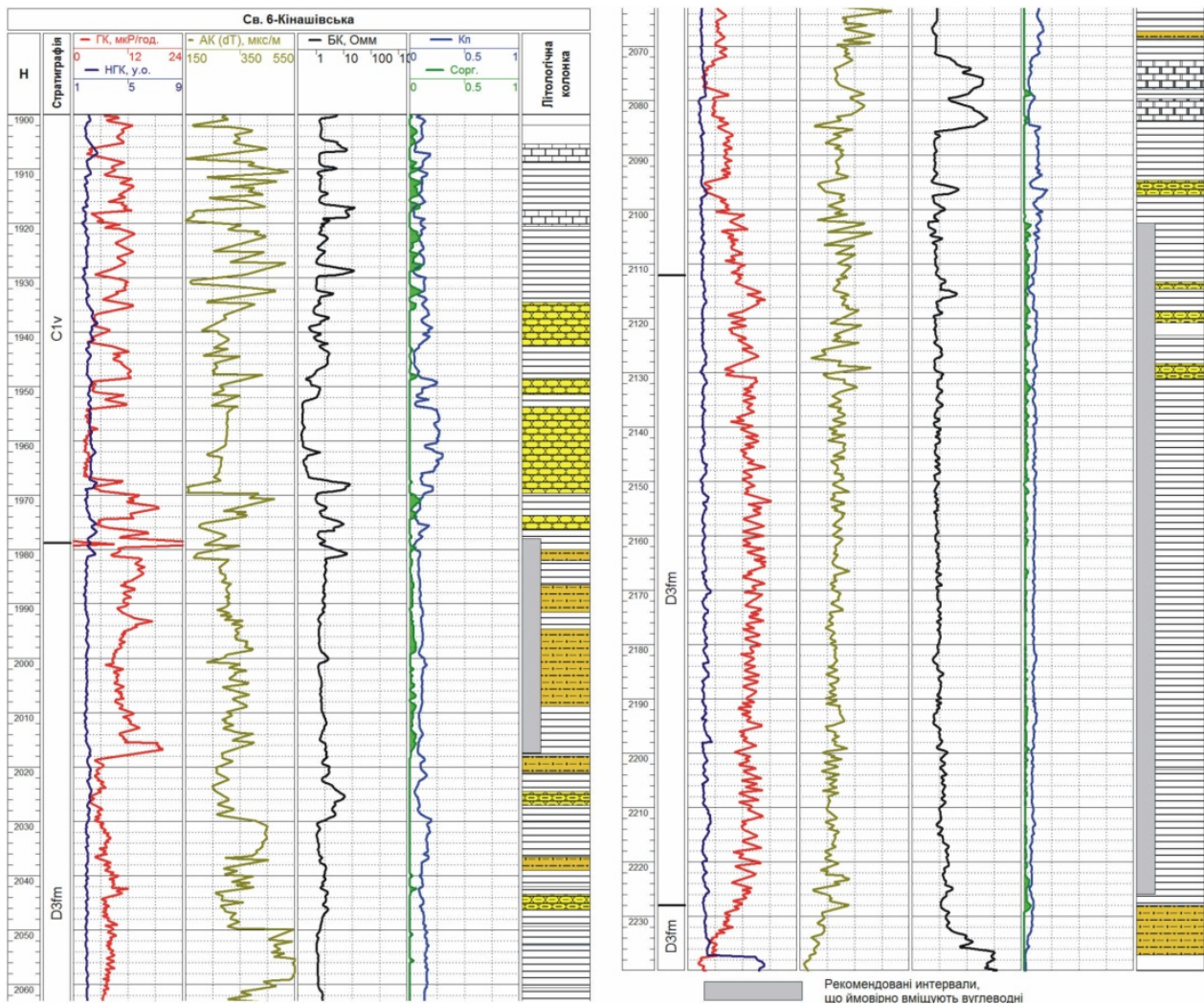


Рис. 267. Промислово-геофізична характеристика та результати кількісної інтерпретації даних ГДС у розрізі свердловини Кінашівська-6 (фрагмент)

Пошукова свердловина Ушнянська-1 пробурена в період з 26 березня по 20 серпня 1991 р. на західному склепінні Осьмаківської структури в 0,45 км північно-західніше перетину структурних профілів 3 і 5 та 10/90, у 1,3 км на північний схід від св. Борковська-2 і в 1,2 км на південний схід від св. Борковська-7 з метою пошуків покладів вуглеводнів у міжсольових девонських відкладах (рис. 268).

Проектна глибина свердловини 3200 м, фактична – 2805, проектний і фактично розкритий горизонт – міжсольові відклади верхнього девону. У свердловині виконано такий комплекс промислово-геофізичних досліджень (м): стандартний каротаж (0–2800), каверномір–профілемір (0–2805), ГК 1:500 (0–2803), БКЗ (1950–2802), БК, МБК, МК (1950–2805), ІК (1950–2746), АК (1950–2802), інклінометрія (0–2800), термометрія (0–2804), магнітний каротаж (1950–2804), РК (РК+НГК) 1:200 (1950–2803).

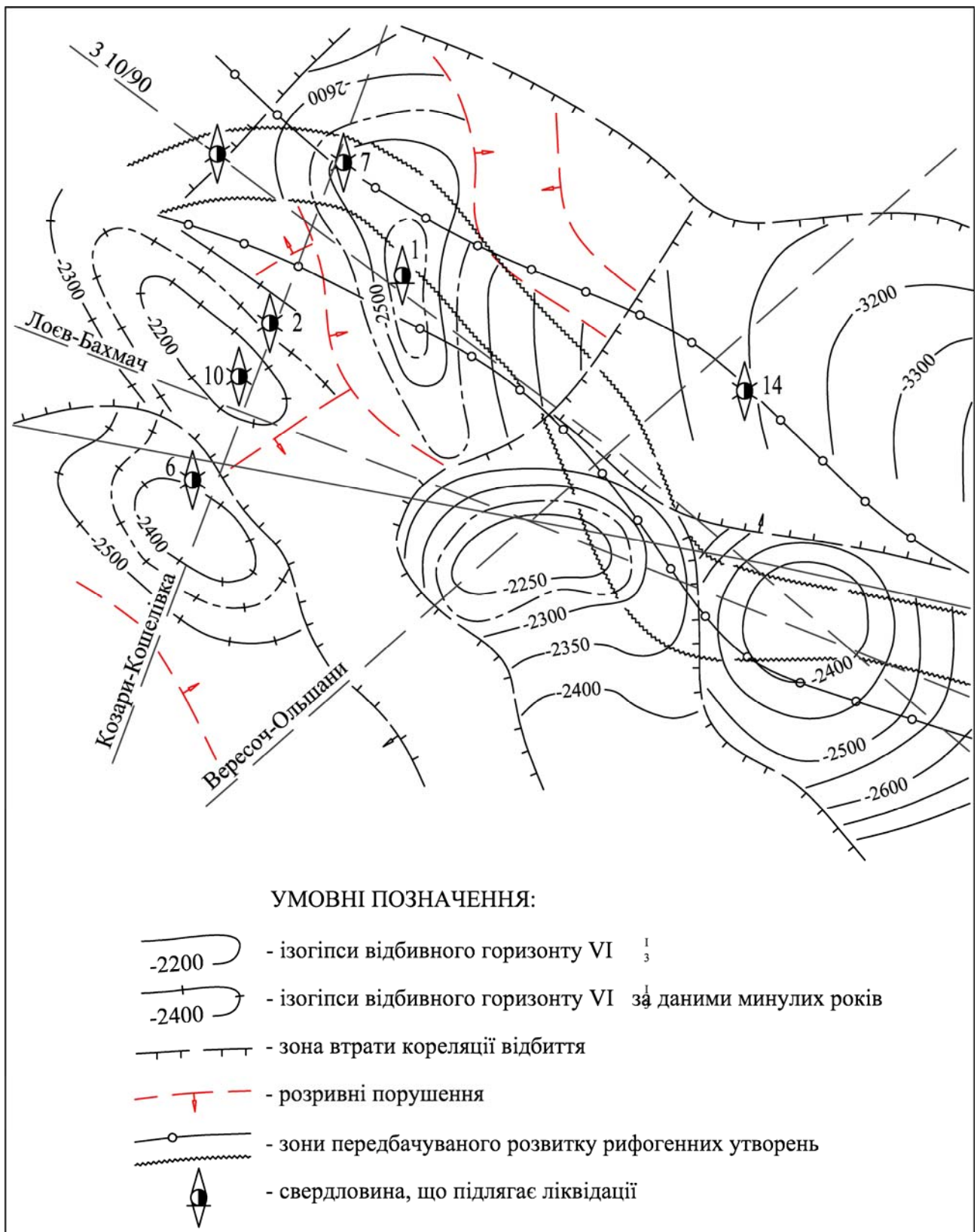


Рис. 268. Структурна карта Ушнянської площі по відбивному горизонту VI₃¹

Свердловиною розкрито такий розріз (м):

- кайнозой – 0–270;
- крейда – 270–640;
- юра – 640–888;
- тріас – 888–1352;

- нижня перм – 1352–1380;
- верхній карбон – 1380–1408;
- середній карбон: московський ярус – 1408–1650;
башкирський ярус – 1650–1925;
- нижній карбон: серпуховський ярус – 1925–1986;
візейський ярус – 1986–2122;
- верхній девон, фаменський ярус: міжсольовий комплекс (задонсько-єлецький) – 2122–2746;
франський ярус (євланівсько-лівенський) – 2746–2805.

При випробуванні інт. 2563–2604, 2620–2686, 2632–2722 м припливів не отримано. Колектори відкладів, що залягають вище, також інтересу в нафтогазоносному відношенні не становлять.

Відбір керна здійснювався з візейських і девонських відкладів і становив 278 м при алані 278 м. Керн являє собою (Ведомость здачі керна матеріала в центральне кернохранилище по скважині № 1 от 20 августа 1991 г.):

- 2018–2029 – вапняки сірі, зеленувато-сірі, тонко- і прихованокристалічні, з прошарком (0,4 м) аргілітів темно-сірих до чорних;
- 2074–2096 – аргіліти темно-сірі до чорних, алевроитисті, з поодинокими шарами (0,7–2,5 м) вапняків сірих, прихованокристалічних;
- 2177–2192 – алевроліти сірі, глинисті, з прошарками аргілітів – зр. 89 УШ (рис. 269);
- 2390–2397 – аргіліти сірі та темно-сірі, з прошарками мергелів і вапняків;
- 2486–2498 – зверху тонке перешарування вапняків світло-сірих, мергелистих і аргілітів темно-сірих (1 м), знизу аргіліти темно-сірі (2,2 м);
- 2565–2591 – аргіліти темно-сірі, карбонатні – зр. 87 УШ, 88 УШ – і пісковики світло-сірі, тонкозернисті;
- 2591–2600 – вапняки темно-сірі;
- 2604–2651 – вапняки темно- і світло-сірі;
- 2651–2703 – вапняки з прошарками і шарами (до 1 м) аргілітів темно-сірих;
- 2703–2719 – мергелі темно-сірі з прошарками глинистих вапняків;
- 2719–2742 – перешарування (2–3,5 м) вапняків і мергелів;
- 2742–2747 – аргіліти темно-сірі;
- 2747–2770 – кам'яна сіль жовтувато-червонувата, з прошарком доломіту;
- 2800–2805 – сіль кам'яна, жовтувато-сіра, з прошарками (до 0,4 м) доломітів і доломітизованих вапняків.

Таким чином, свердловиною з глибини 2746 м розкрита нижня соленосна товща, представлена переважно кам'яною сіллю.

У міжсольових відкладах виділяються дві товщі: глинисто-карбонатна (2390–2746 м) і теригенна (2122–2390 м). Перша представлена чергуванням вапняків, мергелів і аргілітів, при цьому в інт. 2590–2686 м переважають вапняки, а в інт. 2700–2746 м – мергелі. Пласти вапняків характеризуються низькими фільтраційними властивостями, пористістю 6–9 %, питомим електричним опором 10–25, тобто є щільними.



Рис. 269. Зразок 89 Українського щита. Алевро-аргіліт. Сverdловина Ушнянська-1, інтервал 2177–2192 м

За результатами опису аншліфів породи представлені:

- чорними сланцями (89 УШ) та аргілітами (88 УШ) з пелітовою структурою, сланцюватою і тонкошаруватою текстурою, численними залишками рослинного матеріалу: колодетриніту, вітродетриніту, корпогелініту до антрациту (рис. 270), присутній пірит (до 0,5 %);
- доломітизованими вапняками (87 УШ) з органічною структурою, шаруватою текстурою, включеннями вітродетриніту до антрациту, глобулярного піриту і гематиту (0,1 %) (рис. 271–273).

Результати визначення масових часток елементів у пробах, відібраних із св. Ушнянська-1, наведено в табл. 143, термічного аналізу проб – у табл. 144, а виміру відбивної здатності вітриніту – у табл. 145.



Рис. 270. Колодетриніт із включеннями глобулярного піриту. Аншліф 89 УШ

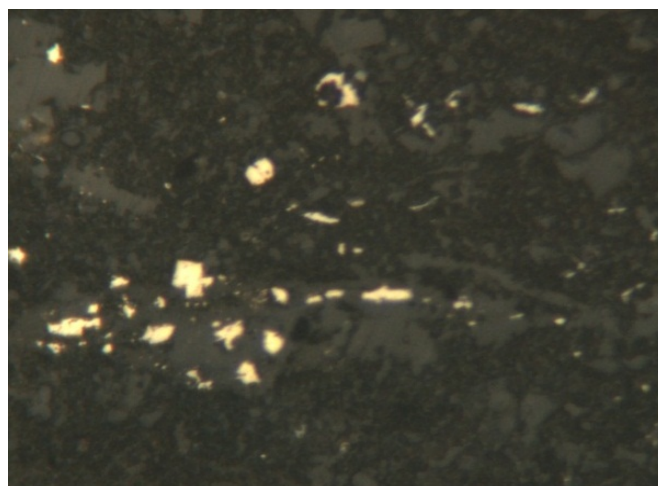


Рис. 271. Розкristалізований пірит. Аншліф 88 УШ



Рис. 272. Вітродетриніт (антрацит) в оточенні виділень глобулярного піриту. Аншліф 87 УШ

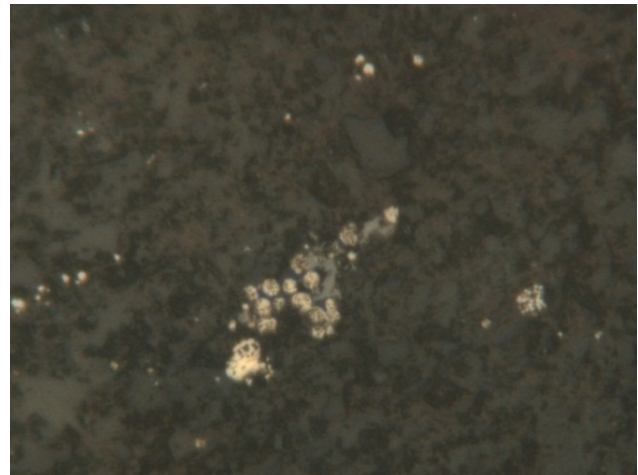


Рис. 273. Гематит заміщує пірит. Аншліф 87 УШ

Таблиця 143. Результати визначення масових часток елементів у пробах із свердловини Ушнянська-1

№ проби	Інтервал, м	Ярус	Порода	C _{орг.} , %	H ₂ O ⁻ , %	U·10 ⁻⁴ , %
89 УШ	2177–2192	D ₃ fm	Алевроліт	1,51	1,15	1,8
87 УШ	2565–2575		Аргіліт	2,79	0,66	2,3
88 УШ	2577–2591		—	2,64	0,64	2,1

Таблиця 144. Результати термічного аналізу проб

№ проби	Інтервал, м	< 120 °С	120–300 °С	300–390 °С	390–550 °С	ТОС, %
89 УШ	2177–2192	1,48941	1,79369	0,40087	2,7253	4,91986
87 УШ	2565–2575	0,90951	1,76804	0,44157	2,32894	4,53855

Таблиця 145. Результати виміру відбивної здатності вітриніту свердловини Ушнянська-1

№ проби	Глибина	Заміри	Кількість	Середнє
89 УШ	2177–2192	0,55; 0,56; 0,58; 0,58; 0,59; 0,63; 0,65; 0,65; 0,67; 0,68; 0,69; 0,69; 0,70; 0,70; 0,70; 0,71; 0,71; 0,71; 0,72; 0,72; 0,72; 0,72; 0,72; 0,72; 0,73; 0,73; 0,73; 0,73; 0,74; 0,74; 0,74; 0,74; 0,75; 0,75; 0,75; 0,76; 0,78; 0,78; 0,80; 0,80; 0,85; 0,87; 0,95; 0,98; 1,10; 1,30; 1,35; 1,40; 1,35; 1,40; 1,42	51	0,80
87 УШ	2565–2575	>5; >5; >5; >5*	4	>5
88 УШ	2577–2591	4,83; >5; >5; >5*	4	5

* Антрацит.

Таким чином, у результаті комплексного аналізу матеріалів буріння і вивчення керн св. Ушнянська-1, можна виділити такі перспективні інтервали у відкладах фаменського ярусу верхнього девону (надсольовий і міжсольовий комплекси):

- 2177–2192 (D₃fm) – алевроліти з прошарками аргілітів (C_{орг.} – 1,51);
- 2565–2591 (D₃fm) – аргіліти (C_{орг.} – 2,64–2,79).

Аналіз промислово-геофізичних даних. Породи представленої частини розрізу (рис. 274) належать до візейського ярусу нижнього карбону та фаменсь-

кого ярусу верхнього девону. Нами виділено перспективні товщі в межах інт. 2140–2400 м та 2507–2588 м. За даними ГДС пористість ущільнених вапняків у межах 6–9 %, тобто ймовірність кондиційних припливів нафти за стандартних способів розробки, тут мала. За даними аналізу керн пористість аргілітів у межах верхнього виділеного інтервалу становить 0,125, нижнього – відповідно 0,04–0,05. У переважно глинистих породах виділених інтервалів розрізу у відібраних зразках керн спостерігається доволі високий вміст органічної речовини: 1,51–2,79 %. Є підстави стверджувати, що породи в межах інт. 2140–2400 м, 2507–2588 м перебувають у нафтонасиченому стані.

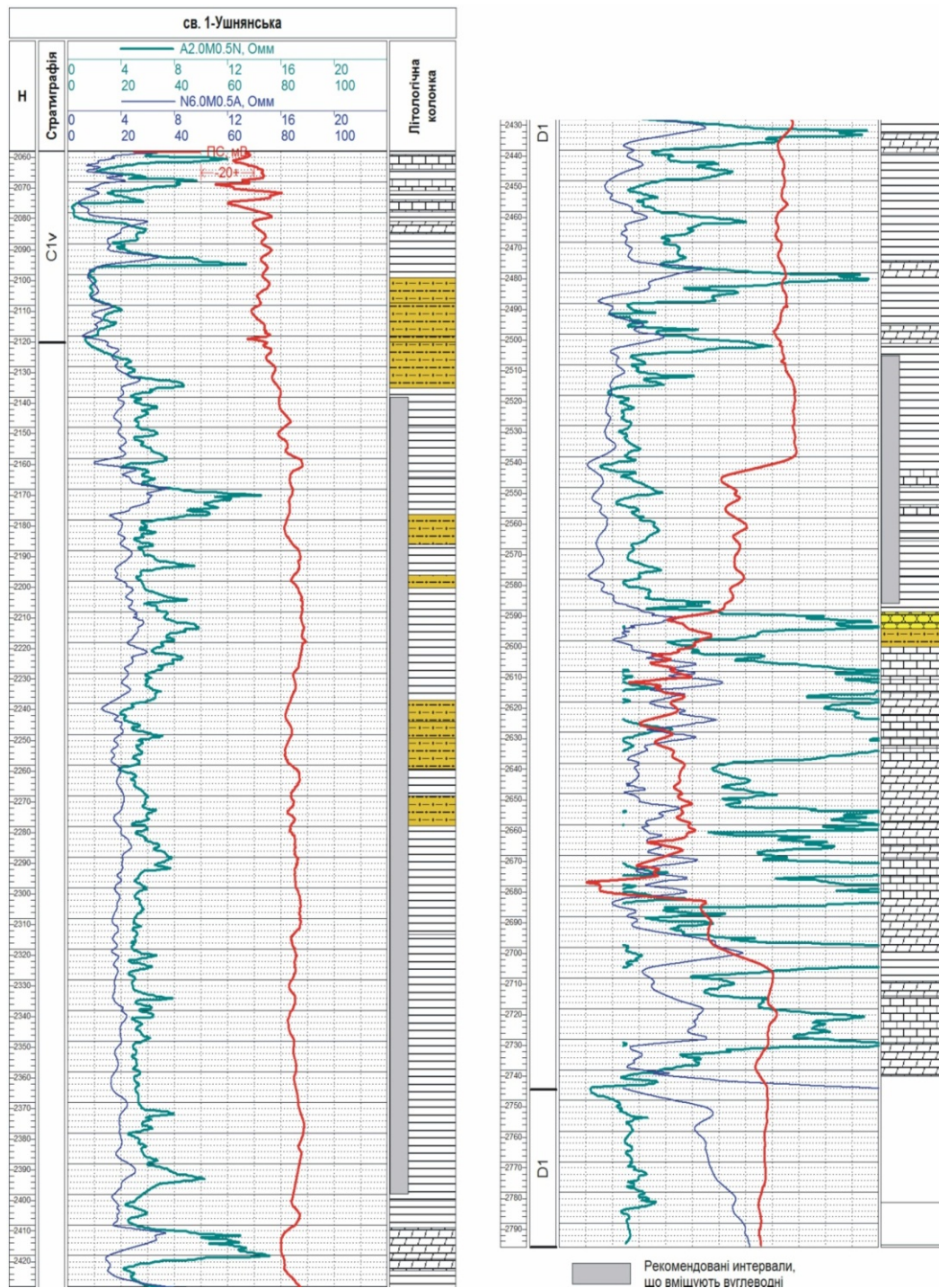


Рис. 274. Промислово-геофізична характеристика та результати кількісної інтерпретації даних ГДС у розрізі свердловини Ушнянська-1 (фрагмент)

Проектна глибина свердловини – 4900 м, фактична – 4776 м, проектний горизонт – кристалічний фундамент, фактичний – ефузивно-туфогенна товща підсольового (?) комплексу (воронезький горизонт?). З відбором керна пройдено 688,75 м, винос керна – 372,9 м (54,5 %). Проведено промислово-геофізичні дослідження (метрів): стандартний каротаж (200–4755), БКЗ (200–4755), кавернометрія (200–4755), мікрокаротаж (1298–4350), ГК (0–4765), НГК (1300–4765), БК (1300–4760), МБК (1300–4100), ІК (1400–3860), АК (1400–4340), інклінометрія (0–4750), ГКПБ (235–4767).

Свердловиною розкрито такий розріз (м):

- четвертинні та палеогенові відклади – 0–230;
- крейда – 230–670;
- юра – 670–930;
- тріас – 930–1132;
- перм – 1132–1453;
- верхній карбон – 1453–1470;
- середній карбон – 1470–2022;
- нижній карбон – 2022–2320;
- верхній девон, фаменський ярус (міжсольова товща) – 2320–4531;
франський ярус: нижня соленосна товща – 4531–4660;
підсольова ефузивно-туфогенна товща – 4660–4776.

При випробуванні інт. 2388–2398, 3370–3460, 3640–3744, 4165–4244 м міжсольової товщі девону пластовипробувачем КІІ-146, а інт. 2302–2309, 2390–2396, 2171–2176, 2356–2363 м за допомогою ОПД-7-10 припливів не отримано. В інт. 2390–2396 м відмічено високоомний пласт, складений тріщинуватими і кавернозними вапняками з ознаками окисненої нафти. Ознаки нафтоносності встановлено в керні з інт. 4179,6–4184,6 м, а в нижній частині міжсольового розрізу – бітумінозні вапняки. Однак завдяки їхнім низьким колекторським властивостям припливів не отримано. Установлено збільшення потужності девону в південно-східному напрямку, у зв'язку з чим на проектній глибині свердловина не вийде з ефузивних утворень. Тому протоколом Міністерства геології УРСР від 25 грудня 1975 р. було припинено буріння на глибині 4776 м.

Керн являє собою (Ведомость на передачу керна в Центральное кернохранилище объединения "Черниговнефтегазгеология" по скважине № 15 Борковской площади Нежинской ЭГБ):

- 1908,6–1911,4 – вапняки світло-сірі, глинисті, масивні;
- 2250,8–2260,7 – аргіліти строкато-колірні, з прошарками (до 30 см) пісковиків;
- 2277,0–2285,8 – аргіліти темно-зеленувато-сірі, з тонкими прошарками пісковиків;
- 2359,7–2368 – аргіліти темно-зеленувато-сірі, з прошарками (до 5–6 см) вапняків;
- 2482,6–2494,2 – аргіліти темно-сірі, алевритисті до алевролітів;
- 2562,6–2569,2 – перешарування пісковиків сірих, дрібно-середньозернистих, алевролітів і аргілітів темно-сірих;
- 2619,1–2625,1 – перешарування пісковиків сірих, поліміктових з алевролітами і аргілітами темно-сірими;
- 2787,0–2797,3 – аргіліти темно-сірі – зр. 84 БК – з прошарками (3–5 см) пісковиків і алевролітів;
- 2827,6–2838,0 – аргіліти темно-сірі – зр. 83 БК – з прошарками (3–5 см) пісковиків і вапняків;

- 2838–2848 – перешарування аргілітів темно-сірих і пісковиків темно-сірих, поліміктових від дрібно- до крупнозернистих;
- 2875,2–2884,7 – аргіліти темно-сірі з прошарками (1–2 мм) пісковиків;
- 2902,8–2915,0 – аргіліти темно-сірі, алевритисті – зр. 82 БК – з прошарками (до 10–15 см) алевролітів і пісковиків поліміктових, слюдистих на карбонатному цементі;
- 2948,1–2955,7 – перешарування пісковиків темно-сірих, поліміктових, глинистих, слюдистих і аргілітів темно-сірих;
- 3016–3021 – перешарування пісковиків темно-сірих, слюдистих і аргілітів – зр. 81 БК;
- 3044,9–3049,0 – перешарування пісковиків темно-сірих, слюдистих, дрібнозернистих, аргілітів та алевролітів темно-сірих;
- 3075,9–3086,9 – аргіліти темно-сірі, слюдисті, з прошарками алевролітів;
- 3118,8–3127,7 – перешарування аргілітів темно-сірих і алевролітів слюдистих, з двома прошарками пісковиків (до 15 см);
- 3164,0–3169,1 – мергелі сірі, щільні, з тонкими прошарками і стяжіннями вапняків;
- 3208,9–3218,9 – мергелі темно-зеленувато-сірі, щільні, з прошарками (від 1 мм до 15 см) вапняків і темно-сірих аргілітів;
- 3268,7–3279 – мергелі темно-сірі, з прошарками (до 6 см) вапняків;
- 3310,7–3318,7 – мергелі сірі, щільні, з прошарками глинистих вапняків;
- 3348,7–3355,0 – аргіліти темно-сірі карбонатні, з прошарками (2–3 см) вапняків;
- 3379,0–3384,8 – перешарування вапняків сірих, глинистих, мергелів сірих, шаруватих і пісковиків сірих; окремі зразки вапняків світяться під люмінесцентною лампою;
- 3400,0–3437,6 – вапняки темно-сірі, глинисті, тонко- і прихованокристалічні, з прошарками мергелів, рідкісними прошарками пісковиків і алевролітів;
- 3449,7–3460,0 – вапняки темно-сірі, глинисті, прихованокристалічні;
- 3471,7–3482,6 – вапняки сірі, глинисті, з прошарками (до 3–4 мм) мергелів;
- 3495,2–3506,6 – вапняки темно-сірі, глинисті;
- 3506,6–3518,9 – перешарування вапняків сірих, глинистих і мергелів темно-сірих;
- 3518,9–3529,7 – мергелі темно-сірі, з прошарками вапняків, зрідка – пісковиків;
- 3538,8–3547,1 – мергелі темно-сірі, слабоалевритисті, слюдисті;
- 3552,8–3583,0 – перешарування вапняків темно-сірих, глинистих і мергелів;
- 3588,7–3609,7 – вапняки темно-сірі, глинисті, прихованокристалічні, з прошарками сірих мергелів і пісковиків (до 3 см);
- 3614,7–3620,7 – мергелі темно-сірі, з прошарками (до 2–3 см) вапняків і пісковиків;
- 3651–3663 – мергелі темно-сірі, з прошарками глинистих вапняків;
- 3663–3673 – аргіліти темно-сірі, слюдисті, з прошарками вапняків (1–2 м) і мергелів (до 5–6 см); знизу шар вапняків сірих, доломітизованих (1 м);
- 3696,3–3704,0 – мергелі темно-зеленовато-сірі, з прошарками (до 5 см) сірих вапняків;
- 3711,0–3720,7 – мергелі темно-сірі, з прошарками (0,5–5 см) вапняків темно-сірих;
- 3729–3737 – мергелі темно-сірі, з прошарками (0,5–2 см) вапняків темно-сірих;
- 3756–3767 – аргіліти темно-сірі – зр. 85 БК – з прошарками вапняків темно-сірих;
- 3775,9–3787,9 – зверху (4 м) аргіліти темно-сірі, слюдисті, з прошарками (до 2 см) вапняків сірих; знизу (4 м) вапняки темно-сірі, шаруваті, з гніздами піриту;

- 3800,6–3806,0 – мергелі темно-сірі, щільні, до глинистих вапняків;
- 3869–3875 – мергелі темно-сірі, з прошарками (0,5–1 см) вапняків темно-сірих;
- 3921,9–3927,0 – вапняки темно-сірі, глинисті, з прошарками темно-сірих мергелів;
- 3961,7–3969,7 – вапняки темно-сірі, глинисті, тонкошаруваті;
- 4023,9–4028,8 – перешарування мергелів темно-сірих і вапняків темно-сірих;
- 4054,1–4061,0 – вапняки темно-сірі, глинисті, з прошарками мергелів; спостерігається рідкісна вкрапленість піриту;
- 4114–4119 – вапняки темно-сірі, глинисті;
- 4151,2–4171,6 – вапняки темно-сірі, глинисті;
- 4179,6–4189,8 – вапняки темно-сірі, глинисті, доломітизовані, з прошарком (0,2 м) пісковика сірого, шаруватого, з люмінесценцією по тріщинах;
- 4189,8–4200,8 – доломіти темно-сірі, масивні, міцні;
- 4200,8–4211,0 – вапняки зеленувато-сірі, доломітизовані;
- 4220,3–4236,0 – туфопісковики сірі, різнозернисті до туфогравелітів, з ознаками нафтогазоносності (люмінесценція по тріщинах, дрібні крапельки легкої нафти);
- 4236,0–4256,2 – туфобрекчія сіра, з ознаками нафтоносності (люмінесценція по порах і тріщинках);
- 4282,6–4291,1 – вапняки темно-сірі, прихованокристалічні;
- 4325,6–4336,2 – брекчія темно-сіра, вапняково-глиниста, знизу (0,7 м) вапняки;
- 4345,1–4361,8 – вапняки темно-сірі, глинисті, прихованокристалічні;
- 4395,2–4406,6 – вапняки темно-сірі, дрібнокристалічні, масивні;
- 4440,6–4445,2 – вапняки темно-сірі, дрібнокристалічні;
- 4467,0–4487,7 – вапняки сірі, темно-сірі, з прошарком (0,7 м) аргілітів темно-сірих;
- 4498,3–4508,8 – вапняки темно-сірі, з прошарками чорних аргілітів;
- 4518,6–4524,0 – вапняки темно-сірі, глинисті, з прошарками темно-сірих аргілітів;
- 4528,0–4541,6 – вапняки темно-сірі, прихованокристалічні; знизу (3 м) сіль кам'яна, світла, крупнокристалічна, з дрібними включеннями вапняків і аргілітів;
- 4590,2–4600,0 – ангідрити сірі, тонкокристалічні, з прошарками (0,15–0,3 м) солі кам'яної (із включеннями вапняків і мергелів) і вапняків темно-сірих, глинистих;
- 4627,9–4635,6 – зверху (0,5 м) вапняки темно-сірі, глинисті, з прошарками (до 1 мм) аргілітів; знизу (0,2 м) доломіти темно-сірі, глинисті;
- 4637,1–4639,3 – вапняки темно-сірі, глинисті, прихованокристалічні;
- 4640,1–4642,7 – вапняки темно-сірі, глинисті, прихованокристалічні;
- 4643,7–4646,0 – вапняки темно-сірі, глинисті, прихованокристалічні;
- 4695–4701 – базальти темно-сірі;
- 4744,1–4750,7 – базальти чорні, прихованокристалічні;
- 4760,6–4765,0 – базальти темно-сірі, прихованокристалічні.

Таким чином, відклади девону, розкриті св. Борківська-15, представлені міжсольовим комплексом (теригенна і глинисто-карбонатна пачки), другим соленосним комплексом (лівенські шари) і підсольовим комплексом (ефузиви воронезького віку). Ефузиви підсольового комплексу розкриті на глибині 4630 м, вони представлені базальтоїдами, за геофізичними даними колектори в цих породах відсутні.

Другий соленосний комплекс розкритий на глибині 3990–4630 м, для нього характерним є невелика товщина солі, пласти якої зустрінуто на глибинах 4010–4080, 4304–4331, 4538–4600 м. Основна частина комплексу представлена глинистими вапняками, доломітами, мергелями, туфопісковиками і туфобрекчіями, сульфатно-карбонатними породами. Пористість карбонатів 2–6 %, колектори тут не встановлені, припливів не одержано.

Глинисто-карбонатна пачка задонсько-елецького горизонту розкрита на глибинах 3350–3990 м, складена глинистими вапняками, мергелями та аргілітами. Тут також не встановлені колектори і не отримано припливів.

Теригенна пачка залягає в інт. 2322–3350 м, складена аргілітами, мергелями з прошарками водонасичених алевролітів і тонкозернистих пісковиків. Відносно високим опором характеризуються лише вапняки в інт. 2388–2400, у тріщинах яких відмічена присутність бітуму. Колектором у цій пачці є лише шар в інт. 2389–2395 м з опором 3,5–4,0 Ом·м, що свідчить про його водонасиченість. Припливів на цьому інтервалі не отримано. Відклади карбону і пермі є водонасиченими, продуктивні шари відсутні.

За результатами вивчення аншліфів виділено такі різновиди порід:

- аргіліти (83 БК, 85 БК) з пелітовою структурою, нечіткошаруватою і масивною текстурою, включеннями вітродетриніту, колодетриніту, зрідка антрациту, бітуму і глобулярного піриту (до 2 %) (рис. 276);
- алевроліти до аргілітів (81 БК) з пелітовою до алевролітової структурою, нечіткошаруватою текстурою, базальним цементом, включеннями антрациту і вітродетриніту, піриту (до 1 %) і гематиту (до 1 %) (рис. 277);
- пісковики (82 БК, 84 БК), які характеризуються середньо-дрібнопсамітовою структурою, тонкошаруватою текстурою, включають залишки літифікованих органічних решток, великі уламки вітродетриніту та детриніту, глобулярного і розкристалізованого піриту (0,1 %), гематиту і гетиту (до 2 %), інколи халькопіриту (рис. 278–284).

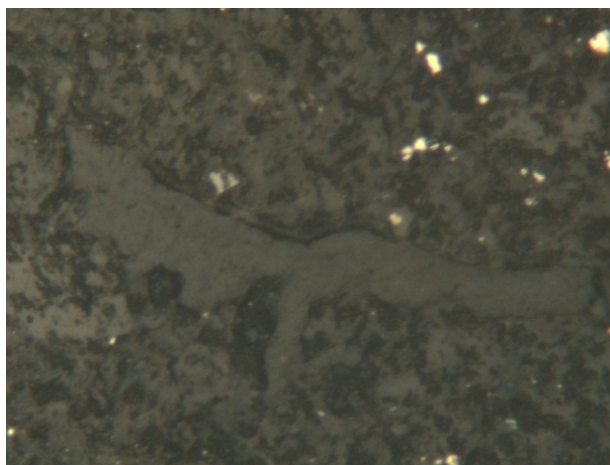


Рис. 276. Бітум в асоціації із вкрапленістю піриту. Аншліф 85 БК

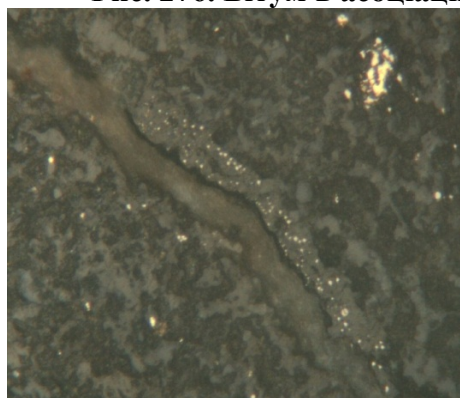


Рис. 277. Бітум в асоціації із вкрапленістю піриту. Глобулярний пірит у колодетриніті. Аншліф 85 БК

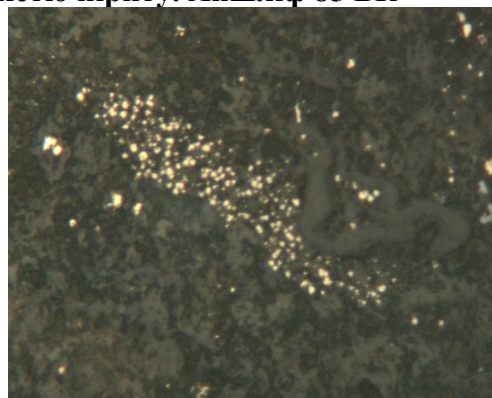
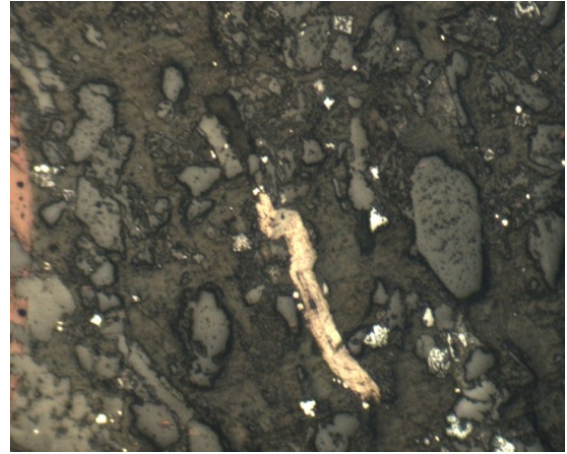


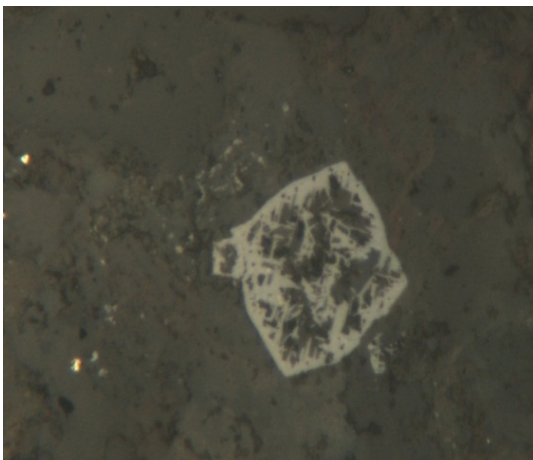
Рис. 278. Бітум в асоціації із вкрапленістю піриту. Аншліф 85 БК



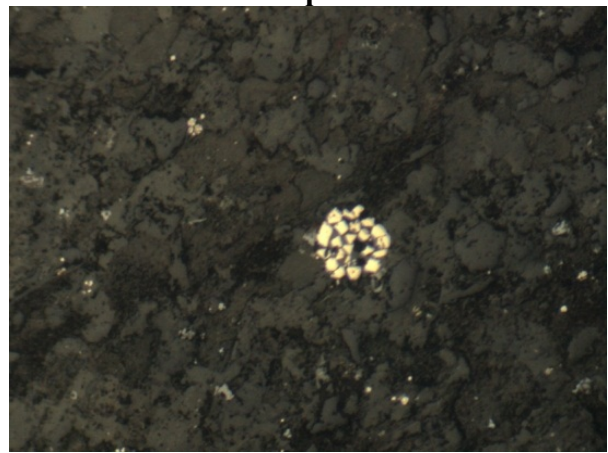
**Рис. 279. Глобулярний пірит.
Аншліф 83 БК**



**Рис. 280. Вітродетриніт (антрацит)
в асоціації з мінералізацією гематиту.
Аншліф 81 БК**



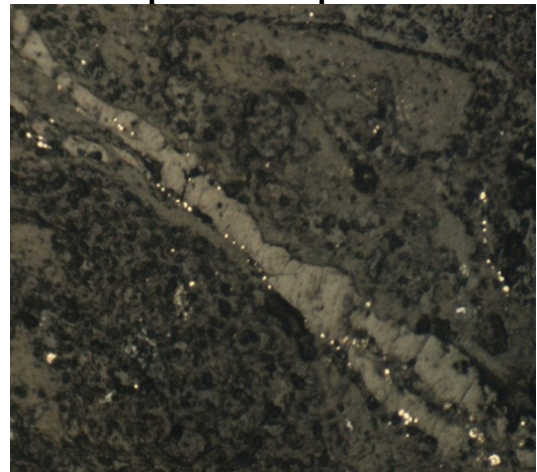
**Рис. 281. Псевдоморфоза гематиту
по піриту. Аншліф 82 БК**



**Рис. 282. Розкристалізований глобулярний
пірит. Аншліф 82 БК**



**Рис. 283. Халькопірит в асоціації
з гетит-гематитовою мінералізацією,
що розвинулась по піриту. Аншліф 82 БК**



**Рис. 284. Вітродетриніт
із вкрапленістю піриту.
Аншліф 84 БК**

Результати визначення масових часток елементів у пробах, відібраних із св. Борківська-15, наведено в [табл. 146](#), термічного аналізу проб – у [табл. 147](#), а виміру відбивної здатності вітриніту – у [табл. 148](#).

Таблиця 146. Результати визначення масових часток елементів у пробах із свердловини Борківська-15

№ проби	Інтервал, м	Ярус	Порода	C _{орг.} , %	H ₂ O ⁻ , %	U·10 ⁻⁴ , %
84 БК	2787–2797,3	D ₃ fm	Аргіліт	1,08	0,49	1,1
83 БК	2827,6–2838		–"	1,15	1,07	2,8
82 БК	2902,8–2915		–"	1,39	1,18	1,8
81 БК	3016–3021		–"	1,72	1,18	2,8
85 БК	3756–3767		–"	2,04	0,09	2,2

Таблиця 147. Результати термічного аналізу проб

№ проби	Інтервал, м	< 120 °С	120–300 °С	300–390 °С	390–550 °С	ТОС, %
83 БК	2827,6–2838	1,53818	1,44762	0,62042	3,3196	5,38764

Таблиця 148. Результати виміру відбивної здатності вітриніту

№ проби	Інтервал, м	Заміри	Кількість	Середнє
84 БК	2787–2797,3	0,65; 0,65; 0,67; 0,68; 0,69; 0,70; 0,71; 0,72; 0,72; 0,74; 0,74; 0,74; 0,75; 0,75; 0,75; 0,75; 0,75; 0,76; 0,76; 0,78; 0,79; 0,80; 0,81; 0,82; 0,82; 0,82; 0,83; 0,83; 0,85; 0,87	30	0,76
83 БК	2827,6–2838,0	0,75; 0,76; 0,83; 0,84; 0,85; 0,86; 0,86; 0,88; 0,90; 0,90; 0,93; 0,95; 0,97; 1,30; 1,32; 1,35; 1,40; 1,40; 1,42; 1,43; 1,60	21	1,07
82 БК	2902,8–2915,0	Вітриніт відсутній	–	–
81 БК	3016–3021	0,84; 0,85; 0,88; 0,92; 0,96; 0,98; 1,02; 1,05; 1,05; 1,08; 1,10; 1,12; 1,21; 1,25; 1,29; 1,30; 1,32; 1,34; 1,50; >5,00; >5,00; >5,00; >5,00; >5,00; >5,00	25	1,11*
85 БК**	3756–3767	1,10; 1,08; 1,12; > 5	4	1,10*

*Без урахування аномальних значень (> 5,00); **Зустрічається бітум.

Таким чином, у результаті комплексного аналізу матеріалів буріння і вивчення керн св. Борківська-15 можна виділити такі перспективні інтервали у відкладах фаменського ярусу верхнього девону (надсольовий і міжсольовий комплекси):

- 2787–2838 (D₃fm) – аргіліти (C_{орг.} – 1,08–1,15) з прошарками пісковиків і вапняків;
- 2902–2915 (D₃fm) – аргіліти (C_{орг.} – 1,39) з прошарками алевролітів і пісковиків;
- 3016–3021 (D₃fm) – перешарування пісковиків і аргілітів (C_{орг.} – 1,72);
- 3756–3767 (D₃fm) – аргіліти (C_{орг.} – 2,04).

Аналіз промислово-геофізичних даних. Розріз свердловини представлений міжсольовою теригенною товщею фаменського ярусу верхнього девону (рис. 285). Під час випробування пластів в інтервалах розрізу 3370–3460, 3640–3744 м припливів не отримано. Проте в інт. 2390–2396 м відмічений пласт, складений тріщинуватими і кавернозними вапняками з ознаками окисненої нафти. Керн з ознаками нафтоносності виявлено в межах інтервалів глибин 4179,6–4184,6 м. Також у розрізі свердловини зустрінуто бітумінозні вапняки в нижній частині міжсольового розрізу. Інт. 3379,0–3384,8 м складений перешаруванням вапняків, алевролітів, пісковиків і доломітів, які світяться під УФ лампою, тобто мають ознаки нафтоносності. Усе це, а також особливості літологічного складу порід (переважно глинистих), дозволяє прогнозувати нафтона-

сиченість порід у межах інтервалів 2793–2818, 2830–2857, 2872–2906, 3041–3100, 3746–3798 м. У породах фаменського ярусу у виділених товщах аргілітів за даними лабораторних досліджень кернавого матеріалу виявлено порівняно невисокий вміст органічної речовини – 1,08–2,04 %. Проте інші ознаки та літологічний склад порід дозволяють прогнозувати потенційну нафтонасиченість порід у межах виділених інтервалів розрізу. Значення пористості аргілітів у межах виділених інтервалів – у діапазоні від 0,06 до 0,1.

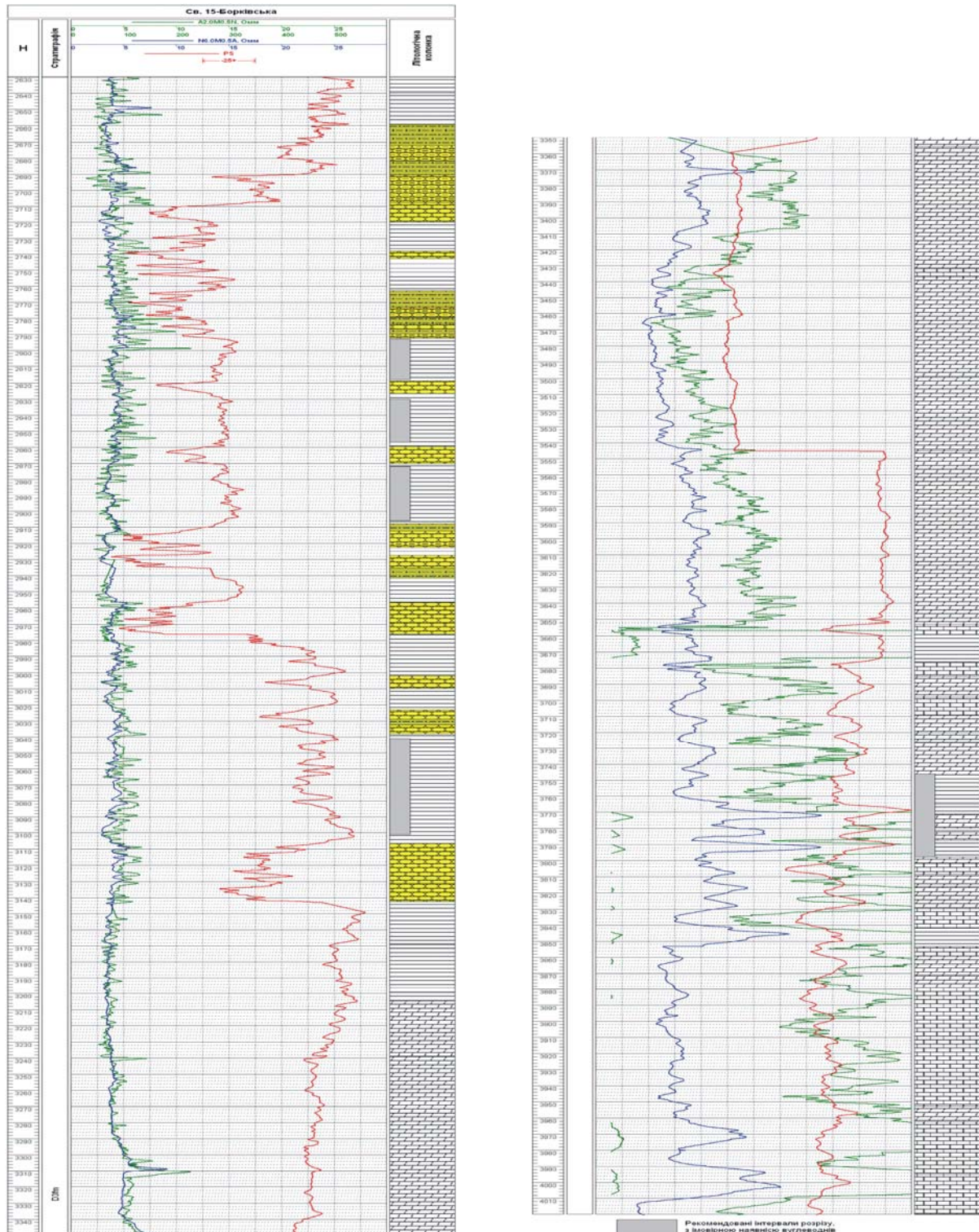


Рис. 285. Промислово-геофізична характеристика та результати кількісної інтерпретації даних ГДС у розрізі свердловини Борківська-15 (фрагмент)

4.4. Ведильцівська площа

Ведильцівська площа розміщена на крайньому заході ДДЗ [128, 132] (рис. 286). Потенційний інтерес становлять девонські відклади. На жаль, весь керн пробурених тут свердловин був скорочений, тому надається стислий опис результатів буріння св. № 3 і 5 за звітними даними [128].

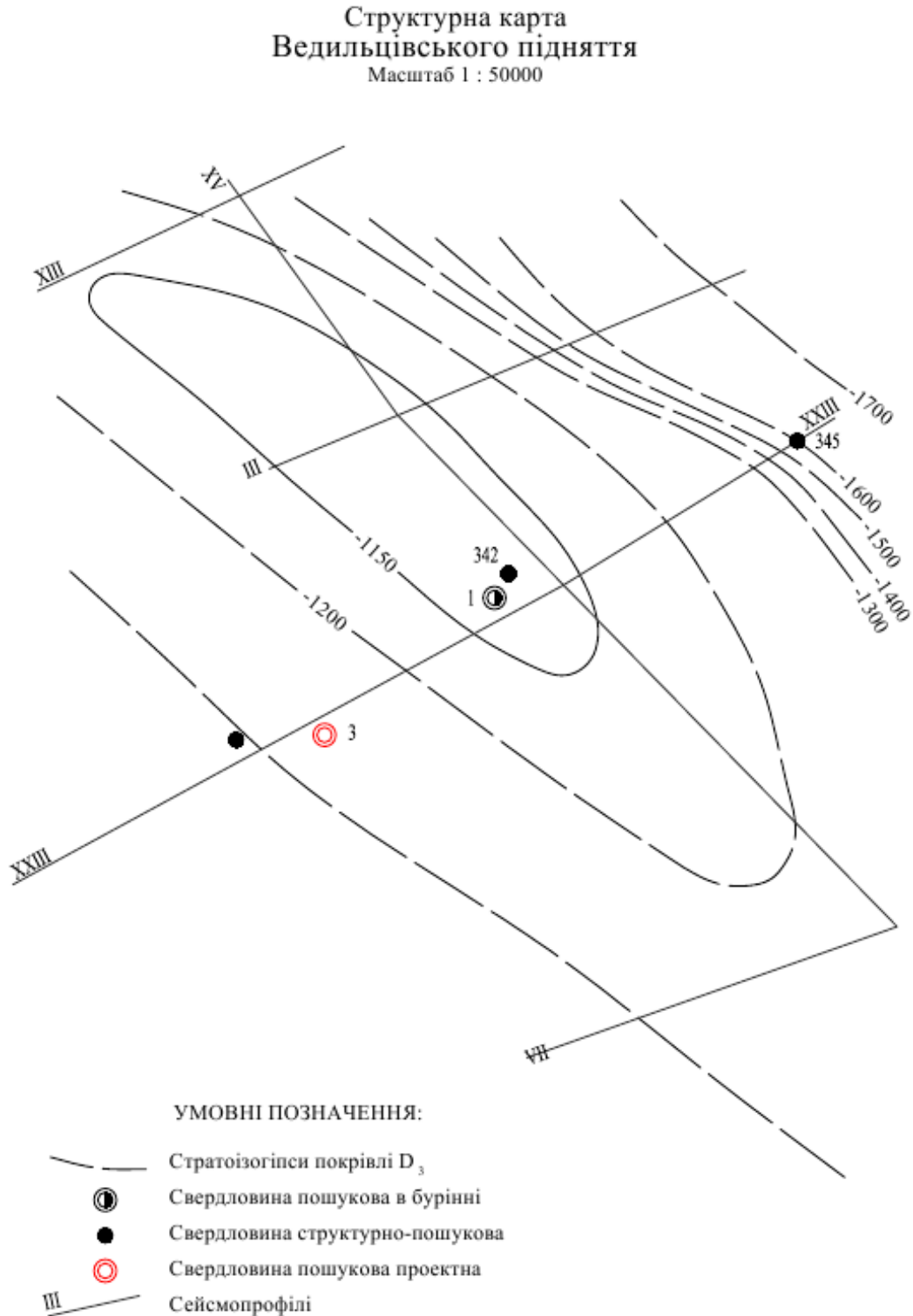


Рис. 286. Структурна схема Ведильцівської площі [132]

Свердловина № 3 була пробурена на південно-західному крилі Ведильцівської структури з метою визначення перспектив нафтогазоносності девонських відкладів. Її вибій розташований в міжсольових відкладах верхнього девону.

Усього з відбором керна було пройдено 209,7 м, винос керна становив 57,71 м (27,4 %). Керн св. № 3 представлений:

- 1299–1308 (C_{1v2}) – пісковики темно-сірі, тонкозернисті, слюдисті, з вуглистим матеріалом, із шарами вапняків темно-сірих, аргілітів темно-сірих, з піритизованими, вуглефікованими рослинними залишками, поодинокими прошарками (до 0,25 м) вугілля;
- 1326–1334 (C_{1v2}) – аргіліти темно-сірі, з вуглефікованими залишками рослин, пісковики сірі, темно-сірі, кварцові, з домішкою вуглистої речовини;
- 1740–1751 (D_{3d}) – аргіліти світло-сірі, каолінові, з вуглистою речовиною;
- 1961–1966 (D_{3eb}) – вапняки світло-сірі, тонкокристалічні, прошарки (3 см) сидериту;
- 2033,0–2033,5 (D_{3eb}) – вапняки темно-сірі, сірі, глинисті, часом брекчійовані;
- 2121,4–2123,8 (D_{3eb}) – ангідрити темно-сірі, дрібнозернисті;
- 2189–2191 (D_{3eb}) – пісковики на сольовому цементі, бурувато-сірі, середньозернисті;
- 2220–2238 (D_{3rd-el}) – перешарування аргілітів темно-сірих, слюдистих, алевролітів і пісковиків сірих до темно-сірих, дрібнозернистих;
- 2403–2407 (D_{3rd-el}) – туфи темно-зелені, з прошарками туфоаргілітів;
- 2445–2449 (D_{3rd-el}) – туфи темно-зелені;
- 2503–2511 (D_{3rd-el}) – пісковики сірі, різнозернисті, з прошарками (до 5 см) аргілітів чорних, вуглистих;
- 2539–2543 (D_{3rd-el}) – пісковики сірі, середньозернисті, кварц-польовошпатові, з прошарками (до 5 см) аргілітів чорних;
- 2605–2607 (D_{3rd-el}) – пісковики сірі до темно-сірих, середньо-крупнозернисті, з прошарками аргілітів чорних;
- 2676–2686 (D_{3rd-el}) – пісковики сірі до темно-сірих, середньозернисті, кварц-польовошпатові;
- 2727–2732 (D_{3rd-el}) – аргіліти темно-сірі, зеленувато-сірі, з прошарками пісковиків сірих, дрібнозернистих;
- 2789–2796 (D_{3rd-el}) – перешарування алевролітів блакитно-сірих і зеленувато-сірих, аргілітів темно-сірих, вапнистих і вапняків сірих, дрібнокристалічних, масивних;
- 2817–2825 (D_{3rd-el}) – аргіліти темно-сірі до чорних, вапнисті, з прошарками алевролітів темно-сірих, слюдистих, пісковиків сірих, тонкозернистих, вапняків сірих і темно-сірих, дрібнозернистих, шаруватих;
- 2876–2891 (D_{3rd-el}) – аргіліти темно-сірі до чорних, слюдисті, з прошарками пісковиків попільно-сірих, світло-сірих, дрібнозернистих, кварцових, слюдистих і алевролітів;
- 2935–2986 (D_{3rd-el}) – перешарування аргілітів темно-сірих до чорних, слюдистих, пісковиків сірих, дрібно-середньозернистих, алевролітів темно-сірих, слюдистих, з вуглефікованими залишками рослин;

- 3025–3031 (D_{3rd-el}) – перешарування аргілітів чорних, слюдистих, вапнистих, вапняків темно-сірих, прихованокристалічних і пісковиків темно-сірих, середньозернистих, слюдистих, поліміктових;
- 3133–3139 (D_{3rd-el}) – перешарування аргілітів темно-сірих до чорних, алевролітів чорних, вуглистих, з прошарками пісковиків темно-сірих, середньозернистих, масивних;
- 3148–3162,8 (D_{3rd-el}) – чергування аргілітів чорних, вуглистих, доломітів зеленувато-сірих, вапняків чорних, дрібнокристалічних, базальтів темно-сірих, масивних ;
- 3182–3187 (D_{3rd-el}) – перешарування вапняків темно-сірих, глинистих, тонкокристалічних, іноді брекчіюваних і аргілітів чорних, слюдистих;
- 3201–3205 (D_{3rd-el}) – перешарування пісковиків темно-сірих, середньозернистих, вапнистих, аргілітів чорних і алевролітів темно-сірих до чорних.

Розріз потенційно нафтогазоносних міжсольових відкладів (2220–3205 м) можна поділити на дві товщі: аргіліто-алевроліто-пісковикову (2220–2797 м) і пісковиково-карбонатну (2797–3205 м).

У цій свердловині при вибої 3205 м під час промивки свердловини газокаротажною станцією було зафіксовано збільшення газовмісту вуглеводнів із 7 до 11 % в інт. 2680–3205 м. За результатами газового каротажу після буріння відмічено підвищення газопоказників з максимумом у привибивній зоні. Однак при подальшому випробуванні інт. 2940–3029, 3039–3110, 3135,9–3205,0 припливу із цих пластів не отримано.

Таким чином, у результаті комплексного аналізу матеріалів буріння і вивчення розрізу св. Ведильцівська-3 можна виділити такі перспективні інтервали в міжсольових відкладах девону:

- 2817–2891 (D_{3rd-el}) – аргіліти.

Свердловина № 5 була пробурена в межах Ведильцівської структури з метою з'ясування перспектив нафтогазоносності кам'яновугільних і девонських відкладів. Її вибої 3942 м розміщувався в глинисто-карбонатних утвореннях міжсольової товщі (задонсько-єлецький горизонт), а можливо і більш давніх утворень (євланівський горизонт). Свердловиною розкрито розріз міжсольового (інт. 2611–2942 м), верхнього соленосного (2204–2611 м) і надсольового (298–2204 м) комплексів девону, на яких незгідно залягають редуковані осади карбону, пермі та мезокайнозою. За даними газового каротажу інтервал розвитку відкладів верхнього девону (3494–3915 м) характеризується загальним підвищеним фоном (0,51 %), а в інт. 3670–3680 м виділяється аномалія до 4 %. Наявність цієї аномалії пояснюється впливом добавок нафти до розчину, неуглеводневих горючих газів (водню і сірководню), а також змінами в'язкості глиняного розчину. Усього з відбором керна було пройдено 163,7 м, винос керна становив 56,38 м (37 %). Керн св. № 5 представлений:

C_{1v2}:

- 1275–1280 – зверху аргіліти темно-сірі до чорних, з прошарком (0,1 м) вугілля; знизу вапняки сірі до темно-сірих, з прошарками аргілітів чорних, вапнистих;

D_{3d}:

- 1367–1373 – туфіти лілуватого-сірого, тріщинуваті;
- 1385,1–1389,1 – туфи лілуватого-сірого й коричневатого-бурого;

- 1407,6–1413,4 – туфогенні породи строкатоколірні;
- 1476,2–1477,0 – туфопісковики бурувато-темно-сірі;
- 1556,0–1560,4 – туфоаргіліти бурувато-коричневі, туфи сірувато-лілові, бурі;
- 1631,5–1633,8 – туфоаргіліти попільно-рожеві;
- 1704–1706 – туфоаргіліти темно-зеленувато-сірі;
- 1783,3–1786,1 – гравеліти бурувато-коричневі з уламками базальтів; туфоаргіліти;
- 1846,3–1847,1 – андезити сірі, дрібнокристалічні;
- 2010,6–2016,5 – андезибазальти темно-зеленувато-сірі, середньо-дрібнокристалічні;
- 2066,8–2071,2 – андезибазальти зеленувато-сірі, дрібнокристалічні;
- 2122,3–2127,8 – андезибазальти з прошарками аргілітів темно-бурих;
- 2199,8–2204,5 – алевроліти темно-бурі;

D₃eb:

- 2267,1–2269,4 – алевроліти бурувато-коричневі, слюдисті, аргіліти темно-сірі, тонкошаруваті, знизу прошарок (0,4 м) ангідритів темно-сірих, глинистих;
- 2346,8–2353,3 – кам'яна сіль темно- і світло-сіра;
- 2556,1–2556,6 – ангідрити темно-сірі, середньозернисті, щільні;
- 2591,8–2594,0 – вапняки темно-сірі до чорних, тонкошаруваті;
- 2658–2659 – чергування аргілітів зеленувато-сірих і пісковиків бурувато-сірих, кварц-польовошпатових середньозернистих;

D₃rd-el:

- 2699,6–2702,2 – пісковики темно-сірі до світло-сірих, дрібнозернисті, кварцові, з прошарками аргілітів зеленувато-сірих;
- 2764,9–2767,6 – ефузивні породи сірі, зеленувато-сірі, темно-сірі;
- 2798,3–2803,5 – аргіліти темно-зеленувато-сірі, слюдисті, з прошарками алевролітів і пісковиків темно-сірих до чорних, вуглистих, шаруватих;
- 2852,3–2855,8 – пісковики зеленувато-сірі, крупнозернисті, кварц-польовошпатові, з прошарками аргілітів темно-сірих до чорних;
- 2903,2–2907,1 – пісковики з прошарками аргілітів;
- 2962,1–2966,1 – перешарування пісковиків темно-сірих, кварц-польовошпатових, вапнистих, дрібнозернистих, аргілітів чорних і алевролітів темно-сірих, слюдистих;
- 3047–3052 – андезибазальти темно-сірі до чорних, середньокристалічні, щільні;
- 3079–3084 – інтенсивно змінені туфоаргіліти з прошарками алевролітів темно-сірих до чорних, слюдистих, тонкошаруватих;
- 3112–3118 – аргіліти темно-сірі до чорних, тонкошаруваті, слюдисті, з прошарками алевролітів темно-сірих, слюдистих і пісковиків зеленувато-сірих, кварц-польовошпатових;
- 3150–3160 – перешарування пісковиків бурувато-темно-сірих, середньозернистих, аргілітів темно-сірих, слюдистих і алевролітів;
- 3220,3–3222,0 – аргіліти зеленувато-сірі;
- 3336,7–3339,2 – аргіліти темно-сірі до чорних, з прошарком (0,6 м) вапняків чорних;
- 3364,6–3367,7 – пісковики сірі, середньозернисті, слюдисті, масивні, вапнисті, з прошарками аргілітів і алевролітів темно-сірих, слюдистих;
- 3412–3414 – аргіліти сірі;
- 3423–3426 – перешарування аргілітів темно-сірих до чорних, алевролітів і вапняків;

- 3475–3480 – туфи, туфопісковики зеленувато-сірі;
- 3484–3488 – перешарування пісковиків темно-сірих, різнозернистих, кварц-польовошпатових і аргілітів темно-сірих, слюдистих, вапнистих;
- 3498,7–3503,1 – перешарування пісковиків темно-сірих до чорних, середньозернистих, кварц-польовошпатових, вапнистих і алевролітів темно-сірих до чорних, слюдистих;
- 3518,4–3520,3 – перешарування аргілітів темно-сірих, чорних вуглистих, тонкошаруватих і пісковиків сірих, середньозернистих, кварц-польовошпатових, вапнистих;
- 3527,1–3529,9 – перешарування темно-сірих алевролітів і пісковиків;
- 3541,6–3543,9 – пісковики темно-сірі, з прошарками (1–2 см) чорних аргілітів;
- 3559,0–3562,7 – пісковики сірі, з прошарками (0,1 м) алевролітів;
- 3579–3582 – пісковики з прошарками (до 10 см) аргілітів і алевролітів;
- 3598–3600 – пісковики крупнозернисті, темно-сірі, кварц-польовошпатові, вапнисті, піритизовані, з прошарками (до 15 см) чорних аргілітів і алевролітів;
- 3676,1–3681,7 – зверху інтенсивно змінені брекчійовані ефузивні породи; усередині аргіліти чорні, вапнисті; знизу доломіти темно-сірі, глинисті;
- 3773,0–3774,7 – аргіліти чорні, карбонатні й алевроліти темно-сірі, вапнисті;
- 3813,6–3815,3 – вапняки темно-сірі, глинисті й аргіліти чорні, карбонатні;
- 3847–3848 – змінені крупнокристалічні, вивержені породи, знизу алевроліти темно-сірі.

Подібна картина спостерігалася і під час буріння св. № 1 – незначні аномалії газопоказників (до 0,8 % на фоні 0,2–0,6 %) на окремих інтервалах (2033–2040 і 2114–2118 м), які не повторюються при проведенні газового каротажу після буріння. Таким чином, у результаті комплексного аналізу матеріалів буріння св. Ведильцівська-5 за аналогією з розрізом св. Ведильцівська-3 тут можна виділити такі перспективні інтервали в міжсольових відкладах девону:

- 2798,3–2803,5 – аргіліти темно-зеленувато-сірі, слюдисті, з прошарками алевролітів і пісковиків темно-сірих до чорних, вуглистих, шаруватих;
- 3112–3118 – аргіліти темно-сірі до чорних, тонкошаруваті, слюдисті, з прошарками алевролітів темно-сірих, слюдистих і пісковиків зеленувато-сірих, кварц-польовошпатових.

Північніше, на Пакульській площі, була пробурена св. № 227 [131].

Свердловина № 227 пробурена в західній частині міжріччя Десни і Дніпра на сейсмопрофілі Сорокошичі–Репки з метою вивчення геологічного розрізу і визначення колекторів. Проектна глибина свердловини 3500 м, фактична – 3184 м. На глибині 3153 м свердловина досягла проектного горизонту – докембрію. У зв'язку з тим, що в розкритому розрізі ознак нафтогазоносності не відмічено, перспективні об'єкти на нафту і газ за даними випробувань відсутні, свердловина була ліквідована як така, що виконала своє геологічне призначення (Протокол наради комісії з ліквідації розвідувальних свердловин тресту "Чергнігівнафтогазрозвідка" від 12 грудня 1968 р.).

Свердловиною розкрито такий розріз (м):

- четвертинні, неогенові й палеогенові відклади – 0–185;
- нижня крейда – 185–223;

- верхня юра – 223–370;
- середня юра – 370–446;
- триас – 446–610;
- верхня перм – 610–862;
- нижня перм – 862–870;
- середній карбон: московський ярус – 870–993;
башкирський ярус – 993–1172;
- нижній карбон: серпуховський ярус – 1172–1245;
візейський ярус – 1245–1345;
турнейський ярус – 1345–1470;
- девон – 1470–3153;
- докембрій – 3153–3184.

Усього з відбором керна було пройдено 239,3 м, винос керна становив 105,35 м (43 %). Керн св. № 227 являє собою:

- **C_{2b}**: 1169,6–1171,9 – вапняк світло-сірий, прихованокристалічний, масивний, із залишками фауни, із включеннями (жовнами) і лінзами чорних і світло-сірих кременів;
- **C_{1v}**: 1245,7–1252,2 – вапняк глинистий, темно-сірий, масивний, органогенний, з прошарками (0,1–0,5 м) аргілітів і алевролітів темно-сірих, щільних, масивних;
- 1266,1–1272,8 – вапняк темно-сірий до світло-сірого, дрібнокристалічний, масивний, з прошарками алевроліту чорного, масивного, карбонатного;
- 1291,6–1296,9 – вапняки темно-сірі до чорних, глинисті, масивні, прихованокристалічні, органогенні, місцями піритизовані, з прошарком (0,8 м) аргіліту піритизованого, з фауною в нижній частині горизонту;
- **C_{1t}**: 1355,6–1384 – перешарування аргілітів темно-сірих до чорних, тонкошаруватих і масивних, часто піритизованих, інколи вуглистих і пісковиків тонкозернистих до алевролітів темно-сірих, масивних, щільних; прошарки (10–30 см) глин червоного і бурого кольору;
- 1404,05–1408,25 – аргіліти з прошарками алевролітів і тонкозернистих пісковиків;
- 1450,15–1454,65 – перешарування аргілітів світло-сірих, алевролітів строкатоколірних і пісковиків глинистих, строкатоколірних;
- **D: Задонсько-слецькі та лебедянські шари**: 1499,35–1502,85 – перешарування (0,1–0,7 м) аргілітів темно-сірих, чорних, бурих і темно-зелених, алевролітів темно-сірих і пісковиків сірих, дрібно-тонкозернистих; прошарок (14 см) туфів зеленувато-сірих, піщано-гравійних;
- 1577,95–1588,4 – перешарування аргілітів темно-сірих до чорних і пісковиків сірих, тонкозернистих; окремі прошарки (8–25 см) вапняків світло-сірих, глинистих, тонкозернистих, масивних;
- 1698,05–1705,6 – перешарування аргілітів темно-сірих, зеленувато-сірих, карбонатних, тонкошаруватих і вапняків сірих, дрібнозернистих, масивних, часто глинистих
- 1740,7–1751,3 – аргіліти (до глин) темно-сірі й попільно-сірі, щільні, масивні та шаруваті, інколи з гальками і уламками вапняків;
- 1776,75–1782,85 – аргіліти темно-сірі до чорних, вапнисті, прошарок (11 см) вапняку глинистого, сірого, масивного;
- 1800,1–1807,1 – аргіліти темно-сірі до чорних, вапнисті, тонкошаруваті з галькою вапняків; знизу прошарок (0,1 м) вапняків сірих, шаруватих;

- 1849,2–1853,5 – аргіліти, аналогічні описаним вище; зверху конглобрекція вапняків із включеннями піриту, зцементована глинистою речовиною;
- 1883,2–1893,2 – аргіліти темно-сірі;
- **Євланівські та лівенські шари:** 1960,1–1972,8 – аргіліти темно-сірі, тонкошаруваті, із включеннями (жовнами) вапняків; прошарки (5 см) вапняків світло-сірих і гравелітів темно-сірих, складених уламками карбонатних порід у глинистому цементі; у нижній частині інтервалу – шари мергелю темно-сірого, брекційованого (30 см) і конглобрекції з уламків вапняків (65 см);
- 1992,4–1996,9 – аргіліти темно-сірі до чорних, карбонатні, слюдисті, з прошарками (до 5 мм) вапняків прихованокристалічних, шаруватих;
- 2004,2–2007,8 – алевроліти темно-сірі, карбонатні слюдисті, прошарки вапняків (до 5 мм);
- 2053,5–2063,9 – вапняки сірі, темно-сірі, прихованокристалічні з шарами і прошарками (до 0,1–0,5 м) шаруватих глинистих вапняків, вапнякових брекцій, пісковиків сірих, кварц-карбонатних, дрібнозернистих;
- 2099,55–2105,7 – аргіліти темно-сірі, чорні вапнисті, з прошарками вапняків (до 1 см);
- **Міжсольова товща:** 2128,8–2138,6 – базальти темно-сірі масивні, туфи грубоуламкові;
- 2167,8–2171,9 – базальти темно-сірі, масивні, з гідроксидами заліза;
- 2211,8–2219,6 – базальти темно-сірі, масивні, з прошарками туфів темно-сірих;
- 2239,3–2244,9 – базальти темно-сірі, масивні;
- 2265–2270 – базальти темно-сірі, масивні;
- 2287,1–2288,2 – базальти чорні, масивні;
- 2321,55–2328,2 – базальти темно-сірі, масивні, з гідроксидами заліза, з прошарком (0,35 м) туфіту строкатоколірного, каолінізованого;
- 2412,8–2415,8 – базальти темно-бурі до чорних, щільні;
- 2433,5–2436 – ефузивні породи;
- 2491,2–2494,2 – базальти темно-сірі, масивні;
- 2510,1–2513,1 – андезитобазальти темно-сірі до чорних, масивних;
- 2631,75–2634,85 – діабаз темно-сірий;
- 2799–2802,4 – туфи темно-сірі до чорних, великоуламкові до гравійних, з уламками базальтів у дрібноуламковій основній масі, сірий, пористий;
- 2846,2–2850,5 – туфи, аналогічні описаним вище;
- 2864–2866 – базальти темно-сірі;
- 2901–2906 – базальти і туфи темно-бурі, псефіто-псамітові, пористі;
- 2913,6–2917,7 – туфи і базальти;
- 2926,8–2930,7 – базальти;
- 2971,65–2972,35 – вапняк глинистий, сірий і темно-сірий;
- 2988,15–2991,35 – вапняк сірий, глинистий;
- 3082–3085 – туфопісковики зеленувато-сірі, дрібно-середньозернисті, змінені ефузивні породи темно-бурі, зеленувато-сірі;
- **РЄ:** 3166,07–3166,47; 3167,17–3168,97; 3172,47–3174,67; 3181,87–3183,87 – гнейси темно-сірі, гранат-біотитові, дрібно-крупнозернисті, масивні.

Таким чином, у результаті комплексного аналізу матеріалів буріння і вивчення розрізу св. Пакульська-227 можна виділити такі перспективні інтервали у відкладах девону:

- 1740–1893 – аргіліти темно-сірі до чорних, вапнисті;
- 1960–2008 – аргіліти темно-сірі до чорних, карбонатні, слюдисті.

Аналіз промислово-геофізичних даних. Відклади в межах досліджуваної ділянки розрізу свердловини представлені теригенно-карбонатною товщею порід, у верхній частині належать до турнейського ярусу нижнього карбону; з глибини 1470 м – до девону. Основним літотипом тут є аргіліти, за описом – темно-сірі до чорних, з прошарками або пластами алевролітів, вапняків, пісковиків і брекчій. Потужна товща глинистих порід (рис. 287) товщиною до 170 м певною мірою морфологічно неоднорідна, що відображено на зрізаності кривої гамма-каротажу та позірною електричною опором на кривій потенціал-зонда. Це свідчить про можливість наявності тріщин різного генезису (тектонічні, літогенетичні, постседиментаційні), які сприятимуть ефективному застосуванню гідророзриву. Характерні ознаки – масивні аргіліти переважно чорного кольору на таких глибинах є діагностичним критерієм підвищеного вмісту органічної речовини та резервуаром для накопичення згенерованих самою товщею рідких і газоподібних вуглеводнів. Ними пропонуються як найбільш перспективні та які заслуговують на подальше вивчення переважно глинисті породи в інтервалі глибин 1480–1639 м.

Пошукова свердловина Олешнянська-2 пробурена в період 1 березня – 26 серпня 1990 р. в північній прибортовій зоні ДДЗ у межах Уборківського підняття, яке розміщено поблизу Грибово-Руднянської та Ловинської площ, на сеймопрофілі 10 с.п. 4/76 в 0,75 км на північний захід від його перетину із сеймопрофілем 3 с.п. 4/76 з метою вивчення перспектив нафтогазоносності відкладів девону, пошуків зон розуцільнення в породах кристалічного фундаменту і вивчення наявності в них нафтогазоносності (рис. 288). Проектна глибина свердловини 3000 м, фактична – 2955 м, розкритий горизонт – докембрійський фундамент.

Комплекс промислово-геофізичних досліджень включав (м): стандартний каротаж (30–2955), кавернометрію і профілетрію (30–2955), гамма-каротаж (0–2955), БКЗ (840–2955), мікрокаротаж (840–1225, 1960–2955), БК (840–2955), МБК (840–2955), індукційний каротаж (840–1225, 1960–2955), АК (800–2955), інклінометрію (0–2955), термометрію (0–2955), магнітний каротаж (800–2955), ОПК (2178–2603), РК (800–2955).

Свердловиною розкрито такий розріз (м):

- кайнозой – 0–147;
- верхня крейда – 147–210;
- нижня крейда – 210–290;
- верхня юра – 290–400;
- середня юра – 400–460;
- тріас – 460–730;
- середній карбон – 730–905;
- нижній карбон – 905–992;
- верхній девон, фаменський ярус: задонсько-елецькі – 992–1267;
франський ярус: євланівсько-лівенські – 1267–2173;

воронезькі – 2173–2373;
 алатирські – 2373–2495;
 саргаєвсько-семилуцькі – 2495–2553;
 пашийський та киновський – 2553–2585;

- середній девон, живетський ярус: старооскольський – 2585–2660;
 ейфельський ярус: пярнуський і наровський – 2660–2698;
- докембрій – 2698–2955.

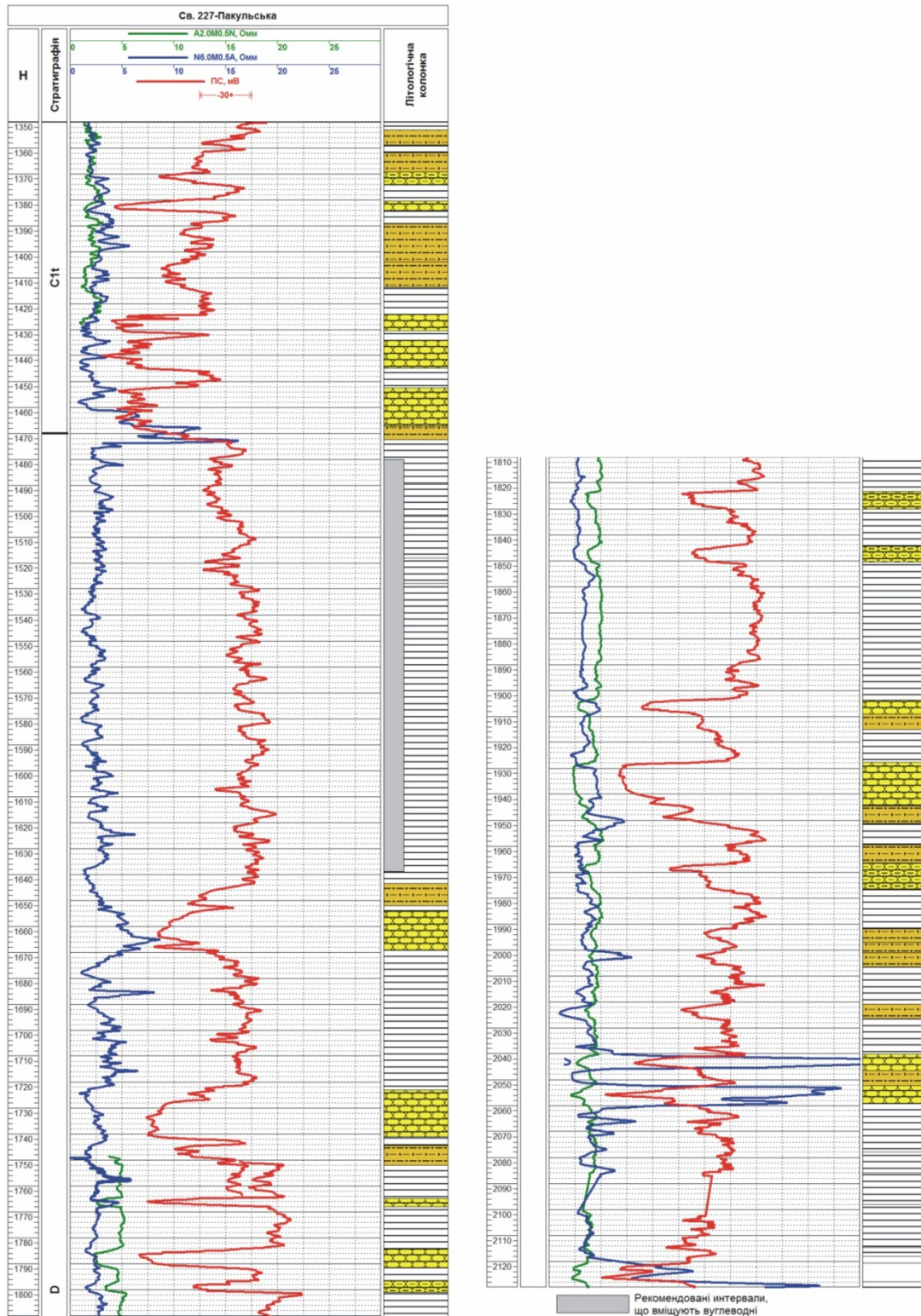


Рис. 287. Промислово-геофізична характеристика та результати кількісної інтерпретації даних ГДС у розрізі свердловини Пакульська-227 (фрагмент)

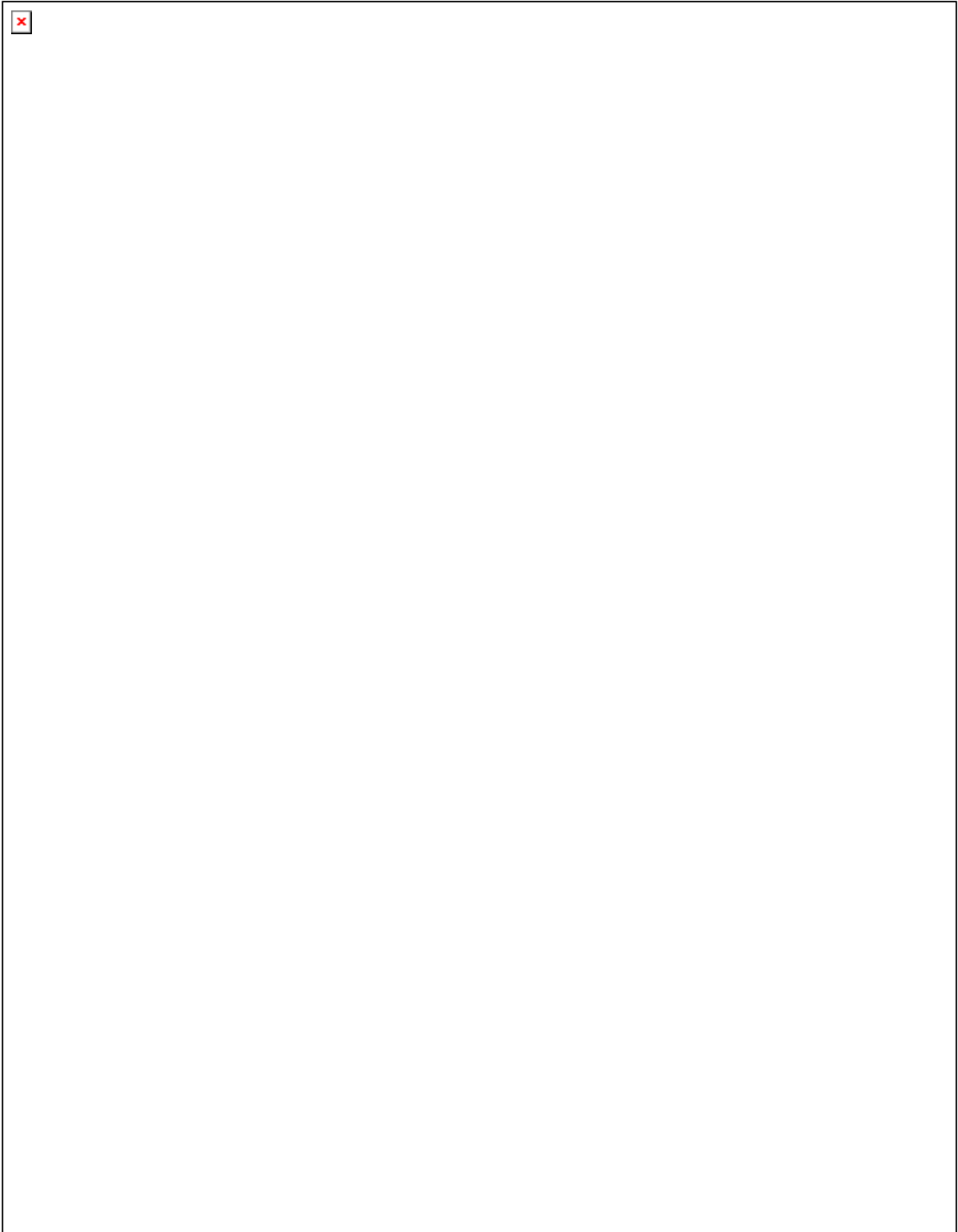


Рис. 288. Структурна карта Олешнянської площі по відбивному горизонту D₃vr

Були проведені випробування таких інтервалів (м): 2296–2362, 2490–2544, 2728–2745, 2753–2795, 2757–2836, 2821–2875, 2869–2910, 2881–2950 – припливу не отримано; 2506–2581, 2577–2630 – отримано приплив мінералізованої води. Вихід керна становив 318 м. Керн являє собою ("Ведомость сдачи кернаво-

го матеріала в центральное кернохранилище по скважине № 2 Олешнянской площади от 28 августа 1990 г.):

- 1092–1101 – мергелі зеленувато-сірі, з прошарками (до 25 см) вапняків;
- 1140–1150 – тонке чергування мергелів темно-сірих і вапняків сірих, глинистих;
- 1215–1225 – мергелі темно-сірі;
- 1853–1863 – сіль кам'яна, сіра, жовтувато-сіра, крупнокристалічна, зрідка прошарки (1–10 мм) аргілітів і глинистих вапняків;
- 1919–1923 – ангідрити темно-зеленувато-сірі, тонкокристалічні з лінзочками і прошарками дрібноуламкового вапняку; знизу (0,5 м) тонке чергування мергелів темно-зеленувато-сірих, глинистих вапняків, зрідка ангідритів;
- 1981–1987 – зверху (0,4 м) пісковики коричнюваті, кварц-польовошпатові, дрібнозернисті; знизу (5,6 м) аргіліти червонувато-коричневі з рідкісними прошарками (5–15 см) пісковиків бурувато-коричневих і зелених, дрібнозернистих;
- 2110–2120 – туфи темно-коричневі із включеннями уламків (1–10 см) ефузивів, з прошарками (10–30 см) туфоаргілітів коричнюватих і туфопісковиків;
- 2200–2210 – зверху (3,4 м) ангідрити зеленувато-сірі, тонкокристалічні, брекчієподібні; знизу (4,4 м) мергелі темно-сірі, з поодинокими прошарками вапняків;
- 2240–2250 – мергелі темно-сірі; знизу (2,5 м) до сірих глинистих;
- 2320–2330 – мергелі темно-сірі, доломітизовані, з прошарком (5 см) вапняку;
- 2352–2362 – вапняки темно-сірі, глинисті, доломітизовані, тонкокристалічні, з прошарками мергелів темно-сірих з ознаками нафтоносності (випоти чорної окисненої нафти); знизу (5,3 м) тонке чергування мергелів темно-сірих і вапняків темно-сірих, приховано-кристалічних;
- 2385–2395 – зверху (1,4 м) аргіліти темно-зеленувато-сірі; знизу (7,1 м) вапняки темно-сірі, глинисті, приховано- і тонкокристалічні;
- 2500–2520 – вапняки темно-сірі, зеленувато-сірі, з прошарками аргілітів;
- 2520–2530 – доломіти темно-сірі, тонкокристалічні;
- 2530–2550 – грубе (до 1,5–1,8 м) чергування вапняків темно-сірих, тонко- і прихованокристалічних і доломітів темно-сірих, з прошарками (до 8 см) аргілітів темно-сірих, карбонатизованих;
- 2550–2560 – зверху (0,5 м) доломіти темно-сірі, тонкокристалічні; знизу (6,5 м) аргіліти темно-сірі до чорних, з прошарками (0,2–5 см) доломітів темно-сірих;
- 2571–2581 – зверху (1 м) доломіти світло-і темно-сірі; знизу (9 м) чергування шарів (0,1–0,7 м) аргілітів, алевролітів темно-сірих, пісковиків коричнювато-сірих, кварцових, дрібнозернистих;
- 2600–2630 – грубе чергування (0,8–5,3 м) аргілітів зеленувато-сірих – зр. 86 БК (рис. 289), пісковиків сірих і темно-сірих, кварцових, тонкозернистих, зрідка з прошарками доломітів;
- 2660–2694 – грубе чергування (до 1,0–6,1 м) шарів аргілітів темно-зеленувато-сірих і пісковиків світло-сірих, кварцових, різнозернистий, з рідкісними прошарками (0,15–0,4 м) доломітів темно-сірих, глинистих, щільних;
- 2694–2720 – гнейси, гранітогнейси до мігматитів, темно-сірі, гранат-біотитові з лейкосомами гранітоїдів;
- 2745–2755 – гнейси темно-сірі, гранат-біотитові до мігматитів;
- 2755–2760 – гранітоїди світло-сірі, крупнозернисті, складені великими зернами рожевого польового шпату і блакитно-сірого кварцу, інколи біотиту;

- 2810–2820 – гнейси темно-сірі, біотитові, смугасті;
- 2870–2880 – гнейси темно-сірі, гранат-біотитові, смугасті;
- 2930–2939 – гнейси темно-сірі, гранат-біотитові, смугасті;
- 2950–2955 – мігматити темно-сірі, смугасті.

Таким чином, у вивчених свердловиною товщах не знайдено колекторів і не отримано припливу вуглеводнів. Семилуцько-саргайські відклади, нафтонасичені у свердловинах Грибово-Руднянській-2 і Ловинській-656, у свердловині Олешнянська-2 залягають в інт. 2495–2553 м, представлені вапняками з прошарками доломітів і аргілітів, однак доломіти та вапняки характеризуються низькими фільтраційними властивостями, їхня пористість дорівнює 2,5–3 %, а питомий електричний опір – 140–150 Ом·м. Продуктивних горизонтів у вивченому розрізі не встановлено.

За результатами опису аншліфів (86 БК) породи представлені аргілітами, які характеризуються пелітовою структурою, шаруватою текстурою, присутністю глобулярного піриту (рис. 290), мацерали не знайдені.



Рис. 289. Зр. 86 БК. Чорний сланець. Свердловина Олешнянська-2, інтервал 2620–2630



Рис. 290. Глобулярний пірит в алевритистому аргіліті. Аншліф 86 БК

Результати визначення масових часток елементів у пробах, відібраних у св. Олешнянська-2, наведено в табл. 149, термічного аналізу – у табл. 150, а відбивної здатності вітриніту – у табл. 151.

Таблиця 149. Результати визначення масових часток елементів у пробах із свердловини Олешнянська-2

№ проби	Інтервал, м	Ярус	Порода	С _{орг.} , %	H ₂ O ⁻ , %	U·10 ⁻⁴ , %
86 БК	2620–2630	D ₂	Аргіліт	1,53	0,99	3,7

Таблиця 150. Результати термічного аналізу проб

№ проби	Інтервал, м	< 120 °С	120–300 °С	300–390 °С	390–550 °С	ТОС, %
86 БК	2620–2630	1,20379	0,45665	0,25518	2,61867	3,33050

Таблиця 151. Результати виміру відбивної здатності вітриніту

№ проби	Інтервал, м	Заміри	Кількість	Середнє
86 БК	2620–2630	Вітриніту не знайдено	–	–

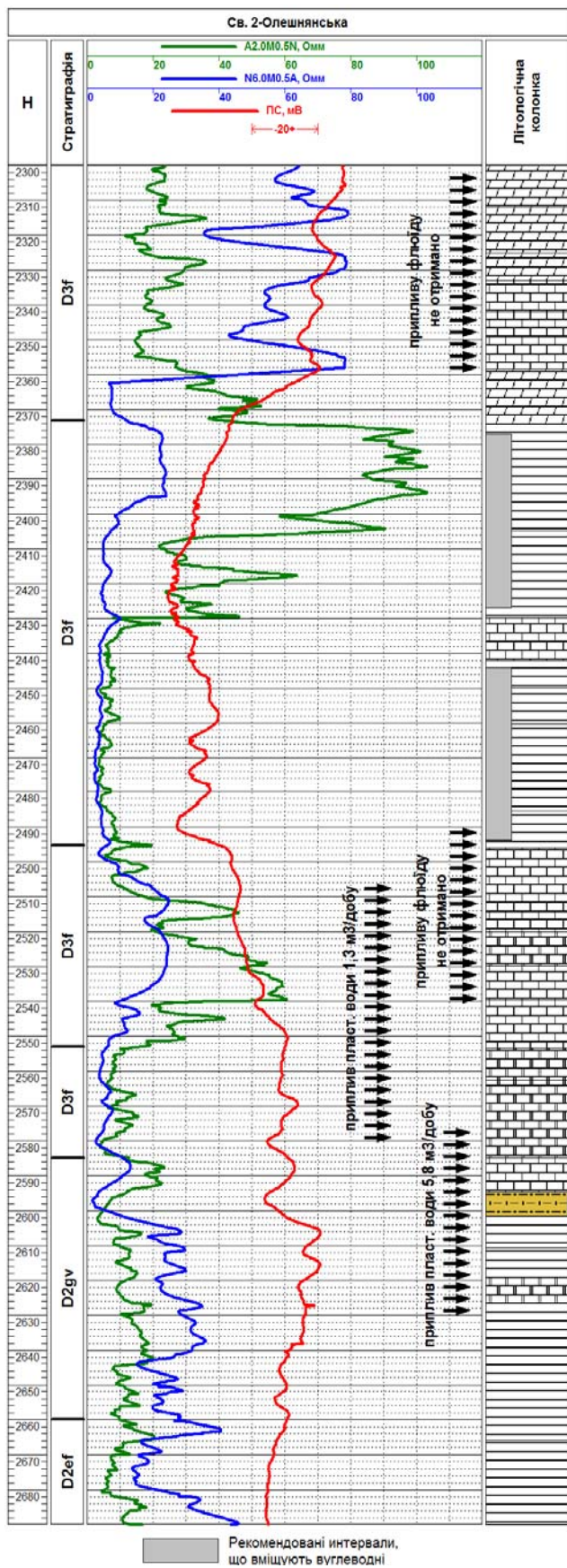


Рис. 291. Промислово-геофізична характеристика та результати кількісної інтерпретації даних ГДС у розрізі свердловини Олешнянська-2 (фрагмент)

Отже, у результаті комплексного аналізу матеріалів буріння і вивчення розрізу св. Олешнянська-2 можна виділити такі перспективні інтервали у відкладах девону:

- 2600–2630 (D₂) – грубе чергування аргілітів (C_{орг.} – 1,53) і пісковиків.

Аналіз промислово-геофізичних даних (рис. 291). У наведеному фрагменті розріз свердловини представлений алатирськими шарами франського ярусу верхнього девону. У верхній частині інт. 2352–2362 м свердловиною розкриті вапняки темно-сірі, глинисті, доломітизовані, з прошарками мергелів, з ознаками нафтоносності (випоти чорної окисненої нафти). Виявлена за коротажними даними товща глинистих порід представлена темно-сірими до чорних аргілітами. У зразку аргіліту з відібраного керна вміст ОР становить 1,53 %, що свідчить про потенційну наявність нафтогазогенеруючих порід. Нами для подальшого вивчення запропонована найбільш оптимістична в плані наявності рідких вуглеводнів товща аргілітів у межах 2377–2428 м. Нижче виділеного інтервалу глибин значення пористості аргілітів дорівнюють 0,06. Слід відмітити, що аргіліти цієї товщі характеризуються значним підвищенням питомого електричного опору, що може свідчити про підвищений вміст вуглеводнів у поровому просторі порід (переважно рідкого стану).

4.5. Петрофізичні особливості порід

Для дослідження петрофізичних властивостей зразків керна пошукових свердловин північно-західної частини ДДЗ (площі: Артюхівська, Ніжинська, Рудівська, Щурівська, Борзнянська, Борковська, Південноафанасіївська, Ушнянська, Хорольська, Олешнянська) виконано комплекс експериментальних петрофізичних лабораторних робіт, методику яких описано вище. Номери свердловин, інтервал досліджень та різновиди порід наведено в **табл.** 152, 153.

Густина. Об'ємна густина досліджених порід визначалася методом гідростатичного зважування за стандартною методикою [90, 93, 110].

Як видно з наведених даних, об'ємна густина сухих зразків змінюється в досить значних межах – від 2334 до 2690 кг/м³ при її середньому значенні 2541 кг/м³. Широкі межі коливання об'ємної густини свідчать про мінливість літологічного складу зразків керна та їхньої пористості.

При насиченні зразків розчином NaCl з мінералізацією 160 г/л (модель пластового розчину) об'ємна густина досліджених порід змінюється від 2560 до 2737 кг/м³ при її середньому значенні 2644 кг/м³. При насиченні зразків гасом об'ємна густина порід змінюється від 2416 до 2616 кг/м³ при її середньому значенні 2540 кг/м³.

Пористість. За результатами лабораторних вимірювань встановлено, що значення коефіцієнтів відкритої пористості, визначені ваговим методом при насиченні зразків керна (пластини) гасом, змінюються від 0,007 до 0,107 при середньому значенні 0,054. Значення коефіцієнтів відкритої пористості, визначені ваговим методом при насиченні циліндричних зразків керна моделлю пластової рідини, змінюються від 0,013 до 0,098 при середньому значенні 0,057. Коефіцієнти відкритої пористості "по азоту", які визначені за допомогою насичення циліндричних зразків азотом під тиском 2,5 кгс/см², мають дещо підвищені значення і змінюються від 0,032 до 0,137 при середньому значенні 0,076. Зростання значень коефіцієнтів відкритої пористості при насиченні азотом пояснюється прониканням газу в капілярні пори, в які не може проникнути рідина. Кореляційна залежність (**рис.** 292) між пористістю порід, визначеною методами гідростатичного зважування, та газоволюметричним методом, має вигляд: $k_{n,азот} = 0,8085 \cdot k_{n,вода} - 0,0042$, при $R^2 = 0,9192$, де $k_{n,азот}$ – пористість, визначена насиченням азотом; $k_{n,вода}$ – пористість, визначена насиченням водою з мінералізацією 160 г/л. Середня відносна похибка визначень коефіцієнта пористості 1,3 %.

Проникність. За результатами лабораторних вимірювань встановлено, що значення коефіцієнта проникності зразків змінюються від 0,002 фм² до 3,974 фм² при середньому значенні 1,005 фм². Середня відносна похибка визначень коефіцієнта проникності становить 2,5 %.

**Таблиця 152. Петрофізичні параметри зразків керна свердловин
північно-західної частини Дніпровсько-Донецької западини (зразки сухі та насичені розчином NaCl)**

№	№ зразка	Площа, родовище	Свердловина	Інтервал опробування, м	Порода	Об'ємна густина породи, кг/м ³		Відкрита пористість, визначена методом насичення, %		Проникність, фм ²	K залишкової водонасиченості
						суха	насичена	азот	розчин NaCl		
Приосьова зона											
1	62 НЖ	Ніжинська	338	3135–3138	Пісковик	2645	2679	0,053	0,031	0,015	0,67
2	62-1 НЖ	–"	338	3135–3138	–"	2681	2711	0,050	0,028	0,009	0,61
3	65 НЖ	–"	338	3185–3242	Алевроліт	2587	2652	0,069	0,061	–	0,34
4	66 НЖ	–"	338	3185–3243	–"	2612	2630	0,037	0,018	–	0,60
Північна прибортова зона											
5	69 БР	Борзнянська	303	2967–3003	Аргіліт	2657	2667	0,032	0,013	0,002	0,74
6	70 БР	–"	303	3397–3404	Чорний аргіліт	2637	2656	0,038	0,018	0,016	0,63
7	81 БК	Борковська	15	3016–3021	Аргіліт	2506	2593	0,100	0,079	3,974	0,845
8	82 БК	–"	15	2902,8–2915	–"	2657	2737	0,086	0,073	0,137	0,870
9	82-1 БК	–"	15	2902,8–2915	–"	2690	2735	0,035	0,041	0,004	0,850
10	83 БК	–"	15	2827,6–2838	–"	2525	2608	0,086	0,076	3,482	0,830
11	84 БК	–"	15	2787,0–2797,3	–"	2634	2684	0,052	0,045	–	0,830
12	84-1 БК	–"	15	2787,0–2797,3	–"	2502	2609	0,137	0,097	2,371	0,830
13	85 БК	–"	15	3756–3768	–"	2525	2592	0,084	0,061	0,038	0,780
14	85-1 БК	–"	15	3756–3768	–"	2476	2560	0,100	0,076	–	–
15	89 УШ	Ушнянська	1	2177–2192	Алевроліт	2555	2589	0,130	0,098	–	0,85
16	89-1 УШ	–"	1	2177–2192	–"	2574	2601	0,120	0,094	–	0,87

Продовження табл. 152

№	№ зразка	Площа, родовище	Свердловина	Інтервал опробування, м	Порода	Питомий електричний опір, Ом·м		Параметр пористості	Швидкість пружних хвиль, м/с		Інтервальний час, мкс/м	
						сухі	насичені NaCl		сухі	насичена NaCl	сухі	насичені NaCl
Осьова зона												
1	62 НЖ	Ніжинська	338	3135–3138	Пісковик	162592	6,52	777	5022	5782	199	173
2	62-1 НЖ	–"–	338	3135–3138	Пісковик	227930	11,98	141	5246	5684	191	176
3	65 НЖ	–"–	338	3185–3242	Алевроліт	844	3,68	43	3720	4286	269	233
4	66 НЖ	–"–	338	3185–3243	Алевроліт	26981	21,55	253	5123	5588	195	179
Північна прибортова зона												
5	69 БР	Борзнянська	303	2967–3003	Аргіліт	8666	41,5	488	5161	5307	194	188
6	70 БР	–"–	303	3397–3404	Чорний аргіліт	51924	19,13	225	5199	6004	192	167
7	81 БК	Борковська	15	3016–3021	Аргіліт	50198	3,66	39	3892	4559	257	219
8	82-1 БК	–"–	15	2902,8–2915	–"–	3262	6,73	72	3953	4405	253	227
9	82-2 БК	–"–	15	2902,8–2915	–"–	15258	13,28	143	4599	5249	217	191
10	83 БК	–"–	15	2827,6–2838	–"–	86261	3,35	36	4250	4581	235	218
11	84 БК	–"–	15	2787,0–2797,3	–"–	17691	9,18	99	4365	5107	229	196
12	84-1 БК	–"–	15	2787,0–2797,3	–"–	10664	2,81	30	3622	4310	276	232
13	85 БК	–"–	15	3756–3768	–"–	59217	8,09	87	3456	3971	289	252
14	85-1 БК	–"–	15	3756–3768	–"–	78472	4,38	47	3596	4273	317	234
15	89 УШ	Ушнянська	1	2177–2192	Алевроліт	11718	2,61	28	3606	4281	277	234
16	89-1 УШ	–"–	1	2177–2192	–"–	–	–	–	3241	3610	309	277

Таблиця 153. Петрофізичні параметри зразків керна пошукових свердловин північно-західної частин Дніпровсько-Донецької западини (зразки насичені газом)

№	№ зразка	Площа	Свердловина	Інтервал опробування, м	Порода	Об'ємна густина породи, кг/м ³		К відкритої пористості	Швидкість пружних хвиль, м/с		Інтервальний час, мкс/м	
						сухі	насичені газом		сухі	насичені газом	сухі	насичені газом
Осьова зона												
1	60 НЖ	Ніжинська	338	2807–2815	Чорний аргіліт	2525	2572	0,060	3102	3866	322	259
2	61 НЖ	–"–	338	3075–3084	Аргіліт	2457	2503	0,059	4071	4149	246	241
3	74 ЩР	–"–	10	3096–3232	–"–	2478	2518	0,050	4341	4801	230	208
4	75 ЩР	–"–	10	3096–3232	Пісковик	2557	2577	0,025	2778	4442	360	225
5	76 ЩР	–"–	10	3096–3232	Аргіліт	2523	2549	0,032	–	4849	–	206
6	77 АР	Артюхівська	13	4268–4309	–"–	2554	2560	0,007	–	4739	–	211
7	78 АР	–"–	13	4268–4309	–"–	2521	2538	0,022	4826	5064	207	197
8	101 РД	Рудівська	3	5042–5044	–"–	2541	2579	0,035	3375	3876	336	258
9	101-1 РД	–"–	3	5042–5044	–"–	2523	2564	0,037	3559	3968	298	252
10	101-2 РД	–"–	3	5042–5044	–"–	2591	2598	0,009	3870	4566	295	219
Північний борт												
11	93 АФ	Афанасіївська	5	3310–3313	Аргіліт	–	2455	–	–	5029	–	199
12	93-1 АФ	–"–	5	3310–3313	–"–	2334	2416	0,105	–	2974	–	336
13	94 АФ	–"–	5	2939–2947	–"–	2489	2552	0,080	2983	3414	335	293
14	99 АФ	–"–	11	2889–2900	–"–	2463	2527	0,082	2669	2977	309	336
15	100 АФ	–"–	11	3175–3180	–"–	2578	2611	0,043	2998	3388	334	295
16	91 ХР	Хорольська	398	2579–2591	–"–	2339	2424	0,107	2573	2985	–	335
Північна прибортова зона												
17	85 БК	Борковська	15	3756–3767	Аргіліт	2539	2596	0,072	–	3619	–	276
18	87 УШ	Ушнянська	1	2565–2575	–"–	2424	2494	0,089	3245	3509	308	285
19	87-1 УШ	–"–	1	2565–2575	–"–	2470	2526	0,072	3486	4083	287	245
20	88 УШ	–"–	1	2577–2591	–"–	2589	2616	0,035	4220	4878	237	205
Західна прибортова зона												
21	86 БК	Олешнянська	2	2620–2630	Аргіліт	2518	2567	0,061	–	3672	–	272

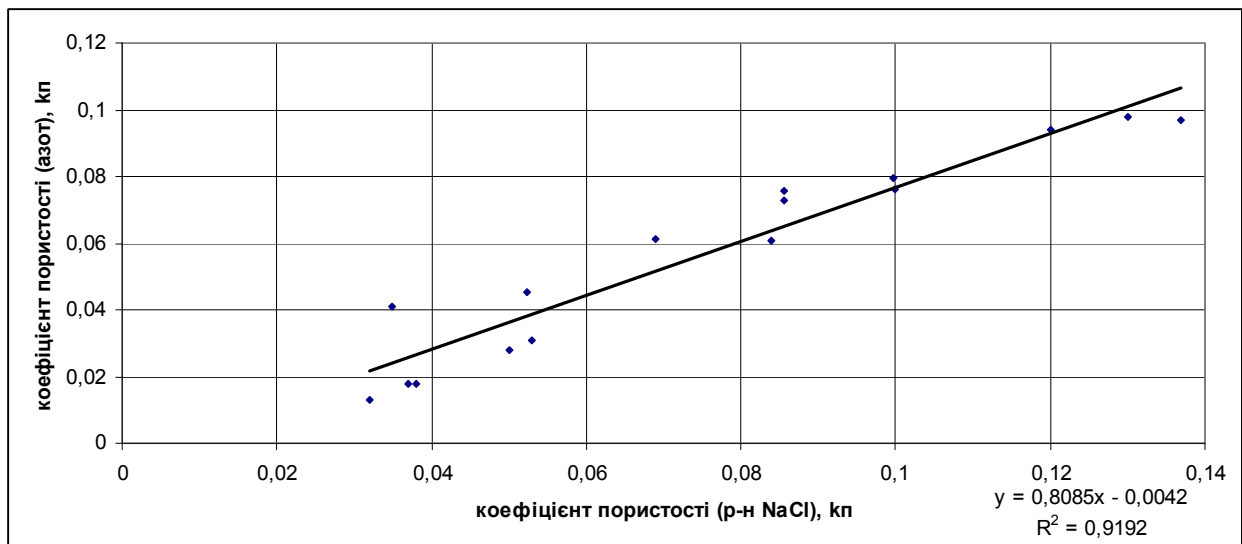


Рис. 292. Кореляційна залежність між пористістю порід, визначеною методами гідростатичного зважування та газоволюметричним методом

Питомий електричний опір. Питомий електричний опір визначається речовинним складом породи, температурою і тиском, за яких вимірюється ця величина [88, 89]. Лабораторні електрометричні вимірювання зразків керна виконано в сухому і насиченому мінералізованою водою ($M = 160$ г/л) при температурі 20 °С за допомогою цифрового RLC-метра МНС-1100, який дозволяє виконувати високоточні вимірювання електричного опору в діапазоні від 10^{-6} до 10^{12} Ом із цифровим записом на ЕОМ за спеціальною програмою. Лабораторні вимірювання електричного опору виконувалися на частоті 1000 Гц за двохелектродною схемою. Циліндричні зразки при вимірюванні вставлялися в спеціальний кернотримач з електродами, що не поляризуються, виготовлені із спеціальної графітизованої гуми. Середня відносна похибка визначення електричного опору становила 2,5 %.

За результатами лабораторних вимірювань установлено, що значення питомого електричного опору, виміряні на сухих екстрагованих зразках (питомий електричний опір мінерального скелета), змінюється від 844 до 227930 Ом·м при середньому значенні 54112 Ом·м. При цьому спостерігаються значні варіації значень питомого опору зразків, що пояснюється неоднорідностями в тектурі порід (наявність глинистих і піщанистих прошарків та їхня неупорядкованість, а також піритизація). Питомий електричний опір зразків порід, насичених моделлю пластової рідини (розчин NaCl, $M = 160$ г/л), змінюється від 2,61 до 41,5 Ом·м при середньому значенні 10,6 Ом·м.

За матеріалами лабораторних досліджень побудована кореляційна залежність (рис. 293) між коефіцієнтом пористості (k_n) і параметром пористості (P). При цьому використано дані по всіх означених вище свердловинах. Слід відзначити, що дані з різних свердловин досить добре узгоджуються (зразки представлені переважно аргілітами).



Рис. 293. Кореляційна залежність між коефіцієнтом пористості ($k_{п}$) та параметром пористості (P) – рівняння – Дахнова (лабораторні умови)

Визначене рівняння Арчі – Дахнова має вигляд:

$$P = 1,9082 \cdot k_{п}^{-1,2245}, \text{ при } R^2 = 0,892.$$

Виконано дослідження зміни питомого електричного опору при відгонці водного розчину NaCl на центрифугі ОС-6М (від 1000 до 6000 об/хв з кроком 1000 об/хв, тиск витіснення води змінюється від 0,02 до 1 МПа). Криві капілярного тиску наведено в дод. А. У результаті цих досліджень визначено коефіцієнт залишкової водонасиченості, що змінюється від 0,34 до 0,87 при середньому значенні 0,74.

Установлено кореляційну залежність параметра нафтогазонасиченості ($P_{н}$) від коефіцієнта водонасиченості ($k_{в}$) досліджених порід. Зважаючи на однотипність порід (переважно аргіліти та алевроліти), емпірична залежність установлена загальна для всіх свердловин:

$$P_{н} = 1,006 \cdot k_{в}^{-4,014}, \text{ при } R^2 = 0,779,$$

де $P_{н} = \rho_{нв}/\rho_{пв}$, $\rho_{нв}$ – питомий електричний опір не повністю водонасичених порід, $\rho_{пв}$ – питомий електричний опір повністю водонасичених порід (рис. 294).

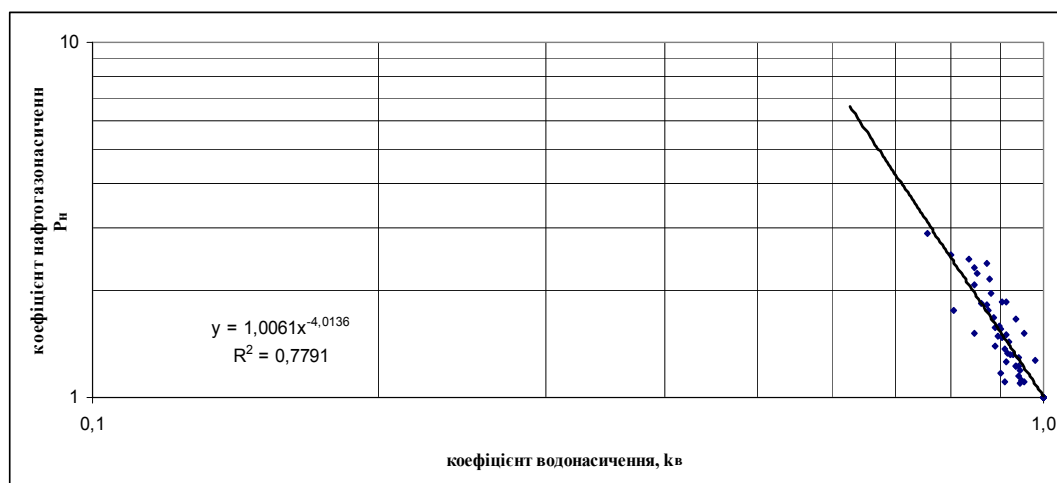


Рис. 294. Кореляційна залежність між коефіцієнтом водонасиченості ($k_{в}$) та параметром нафтогазонасиченості ($P_{н}$). Дані по всіх свердловинах

Петроакустичні дослідження. Для дослідження швидкостей поширення пружних хвиль у гірських породах застосовано імпульсно-фазовий ультразвуковий метод [95, 96]. За допомогою ультразвукової установки проводилося вимірювання часу поширення ультразвукових хвиль повздовжніх швидкостей. Ефективна фазова швидкість поширення пружної хвилі v^* обчислюється за формулою:

$$v^* = \frac{l}{2(t - t_0)},$$

де l – довжина зразка; t_0 – час поширення ультразвукової хвилі в затримках; t – час поширення ультразвукової хвилі за наявності між затримками зразка. Середньоквадратична похибка визначення швидкостей повздовжніх хвиль не перевищує 0,5 % на частоті 0,8 МГц.

Вимірювання швидкості повздовжніх хвиль здійснювалося на зразках, що були орієнтовані вздовж нашарування. При контрольних вимірюваннях на еталонах і зразках було встановлено, що відносна похибка вимірювань не перевищує 2–3 % для повздовжніх хвиль.

Ультразвукові дослідження зразків було проведено за різних станів (після екстрагування, при повному насиченні гасом та розчином NaCl).

Інтервальний час, визначений для сухих зразків, після екстрагування змінюється від 191 до 360 мкс/м при середньому значенні 267 мкс/м. Інтервальний час, визначений при насиченні зразків гасом, змінюються від 197 до 336 мкс/м при середньому значенні 253 мкс/м. Інтервальний час, визначений при насиченні зразків розчином NaCl, змінюються від 167 до 277 мкс/м при середньому значенні 212 мкс/м.

Кореляційні зв'язки інтервального часу та коефіцієнта пористості, визначених у лабораторних умовах для сухих, насичених розчином NaCl та гасом, мають вигляд:

$$dt = -10245 \cdot k_{II}^2 + 2690,3 \cdot k_{II} + 110,76, \text{ при } R^2 = 0,746 \text{ (сухі зразки);}$$

$$dt = -3344,4 \cdot k_{II}^2 + 1289 \cdot k_{II} + 152,46, \text{ при } R^2 = 0,729 \text{ (зразки, насичені NaCl);}$$

$$dt = 6315 \cdot k_{II}^2 + 589,18 \cdot k_{II} + 201,57, \text{ при } R^2 = 0,746 \text{ (зразки, насичені гасом).}$$

Графіки цих залежностей представлені на [рис. 295–297](#).

Виконано дослідження зміни швидкості пружних хвиль при відгонці розчину NaCl на центрифугі ОС-6М (від 1000 до 6000 об/хв з кроком 1000 об/хв, тиск витіснення води змінюється від 0,02 до 1 МПа). Установлена кореляційна залежність коефіцієнта зміни інтервального часу (K_{dt}) від коефіцієнта водонасиченості (k_B) досліджених порід виражається такою емпіричною формулою: $K_{dt} = 7.117 \cdot k_B^2 - 14,493 \cdot k_B + 8,375$, при $R^2 = 0,844$.

Графік цієї залежності для досліджених порід наведено на [рис. 298](#).

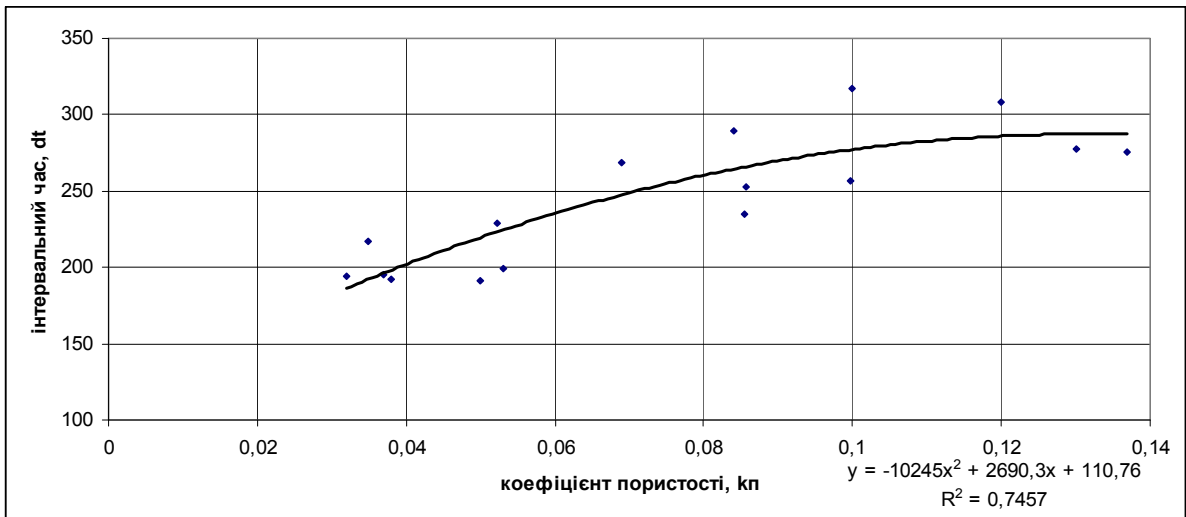


Рис. 295. Кореляційна залежність між коефіцієнтом пористості (k_p) та інтервальним часом (dt). Сухі зразки

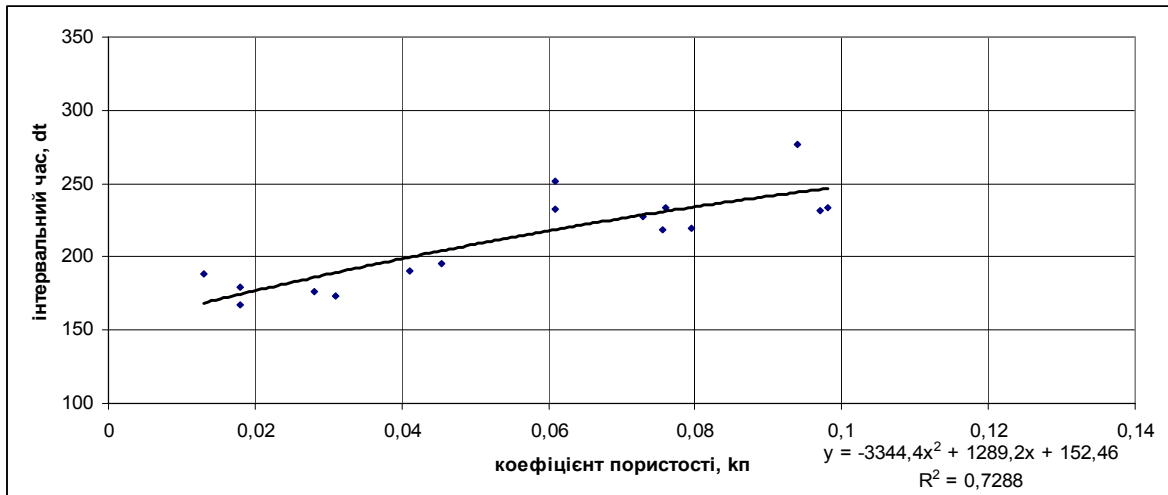


Рис. 296. Кореляційна залежність між коефіцієнтом пористості (k_p) та інтервальним часом (dt). Зразки, насичені розчином NaCl

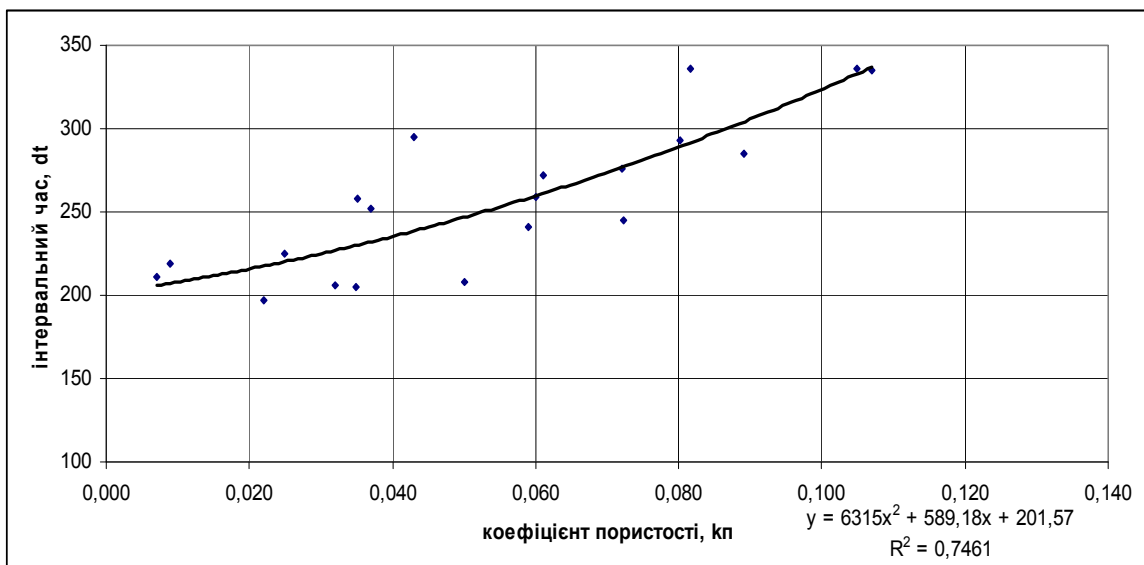


Рис. 297. Кореляційна залежність між коефіцієнтом пористості (k_p) та інтервальним часом (dt). Зразки, насичені газом

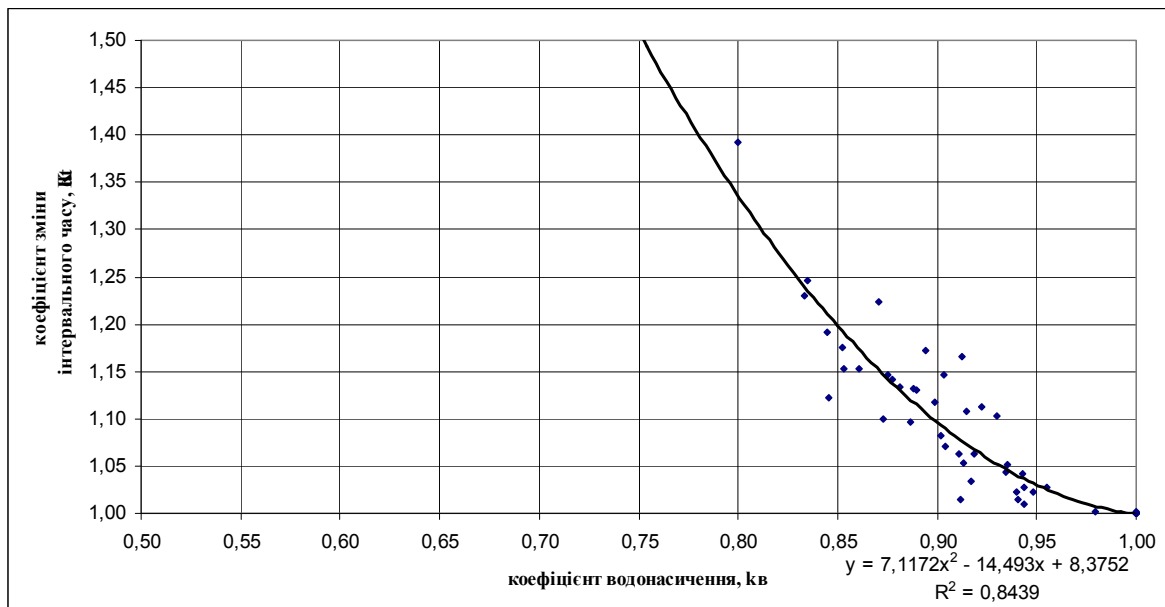


Рис. 298. Кореляційна залежність між коефіцієнтом водонасиченості ($k_{\text{в}}$) та коефіцієнтом зміни інтервального часу ($K_{\text{ат}}$)

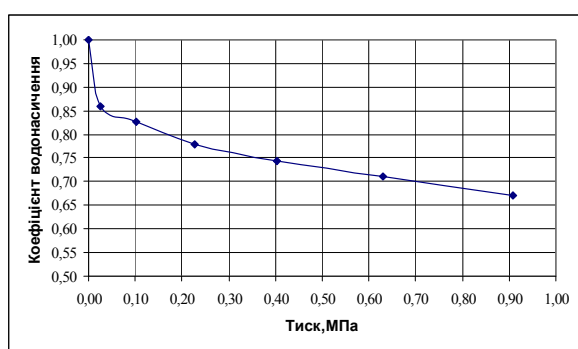
Висновки. З метою визначення петрофізичних властивостей зразків керна пошукових свердловин північно-західної частини ДДЗ (площі: Артюхівська, Ніжинська, Рудівська, Щурівська, Борзнянська, Борковська, Південноафанасіївська, Ушнянська, Хорольська, Олешнянська) виконано комплекс експериментальних петрофізичних лабораторних робіт. За даними петрографічних досліджень зразків керна встановлено, що за складом вони належать до аргілітів та алевролітів, іноді пісковиків. Зустрічаються прошарки глинистого матеріалу, включення органічних залишків, сидериту та піритизація. Мінливість літологічного складу зумовлює варіації об'ємної густини сухих зразків, яка змінюється від 2334 до 2690 кг/м³ при її середньому значенні 2541 кг/м³.

Установлено, що відкрита пористість, визначена ваговим методом при насиченні зразків керна гасом, змінюється від 0,7 % до 10,7 % при середньому значенні 5,4 %, а при насиченні зразків керна моделлю пластової рідини – від 1,3 % до 9,8 % при середньому значенні 5,7 %. Відкрита пористість "по азоту", яка визначена за допомогою насичення зразків азотом під тиском 2,5 кгс/см², має дещо підвищені значення і змінюється від 3,2 до 13,7 при середньому значенні 7,6 %. Зростання значень коефіцієнтів відкритої пористості при насиченні порід азотом пояснюється прониканням газу в мікрокапілярні пори, в які не може проникнути рідина. За значеннями коефіцієнта пористості досліджені породи належать до IV та V класів колекторів (низька та дуже низька пористість).

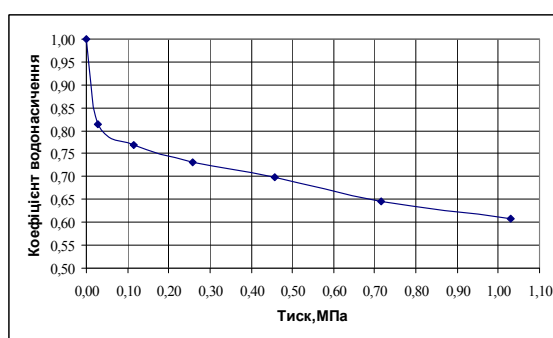
Значення коефіцієнта проникності зразків змінюються від 0,02 фм² до 3,974 фм² при середньому значенні 1,005 фм². За значеннями коефіцієнта проникності досліджені породи належать до IV та V класів колекторів (проникність низька та дуже низька). Окремі зразки досліджених порід з дещо підвищеною проникністю (3–4 фм²) мають видиму тріщинуватість. Ця тріщинуватість може бути утворена при механічній обробці (при бурінні свердловини або

виготовленні лабораторних зразків). Однак це може свідчити про крихкість досліджених порід і сприятливі умови для їхнього гідророзриву.

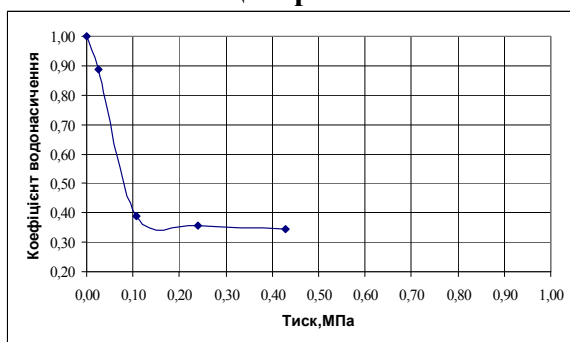
Побудовано криві капілярного тиску (рис. 299), визначено коефіцієнт залишкової водонасиченості, що змінюється від 0,34 до 0,87 при середньому значенні 0,74. Величина питомого електричного опору, визначеного на сухих екстрагованих зразках (питомий електричний опір мінерального скелета), змінюється від 844 до 227930 Ом·м при середньому значенні 54112 Ом·м. При цьому спостерігаються значні варіації питомого опору зразків, що пояснюється неоднорідністю в текстурі порід (наявність глинистих і піщанистих прошарків та їхня неупорядкованість, а також піритизація). Питомий електричний опір зразків порід, насичених моделлю пластової рідини (розчин NaCl), змінюється від 2,61 до 41,5 Ом·м при середньому значенні 10,6 Ом·м.



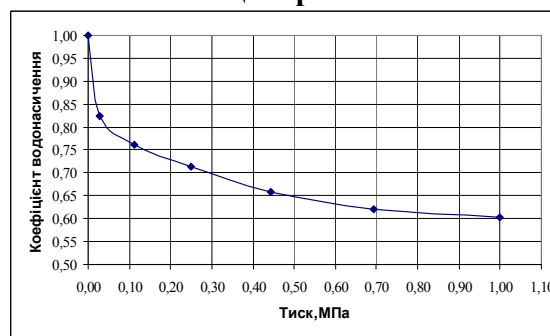
Ніжинська площа. Зр. 62 НЖ. Пісковик



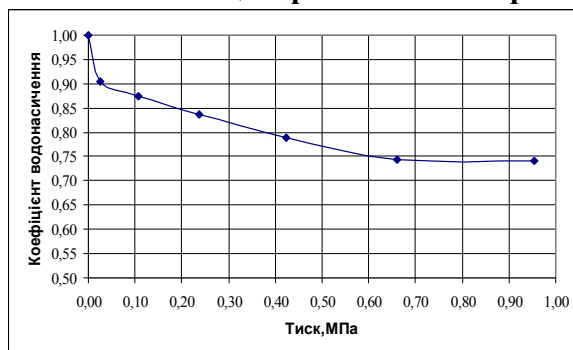
Ніжинська площа. Зр. 62 НЖ. Пісковик



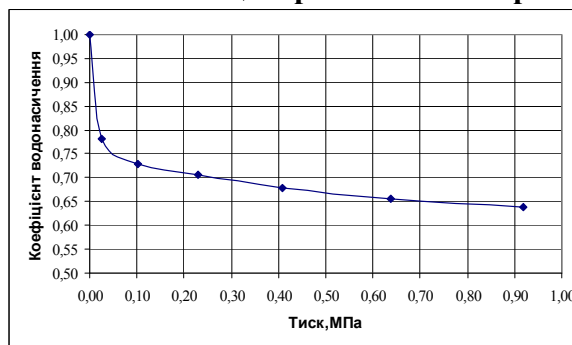
Ніжинська площа. Зр. 65 НЖ. Алевроліт



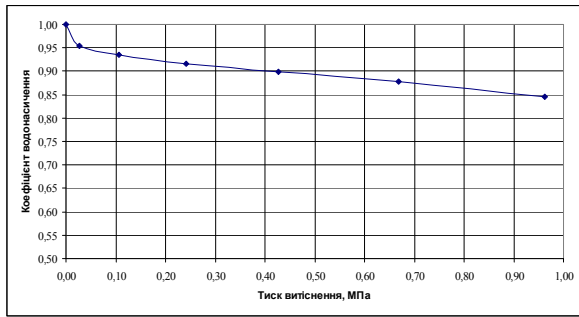
Ніжинська площа. Зр. 66 НЖ. Алевроліт



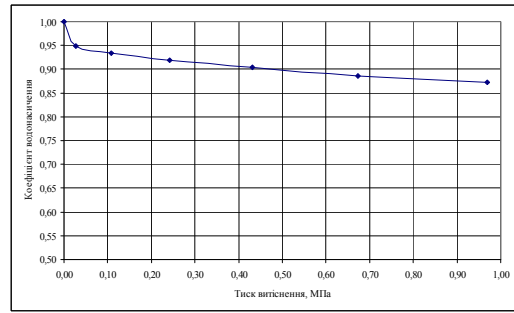
Борзнянська площа. Зр. 69 БР. Аргіліт



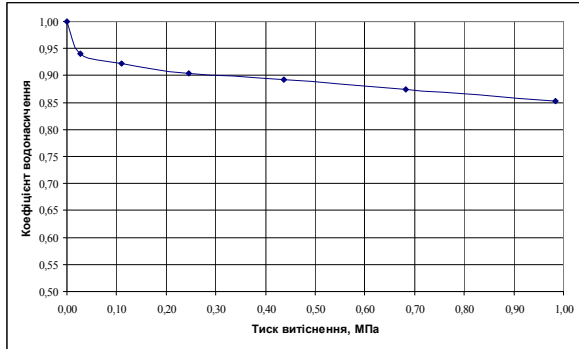
Борзнянська площа. Зр. 70 БР. Аргіліт



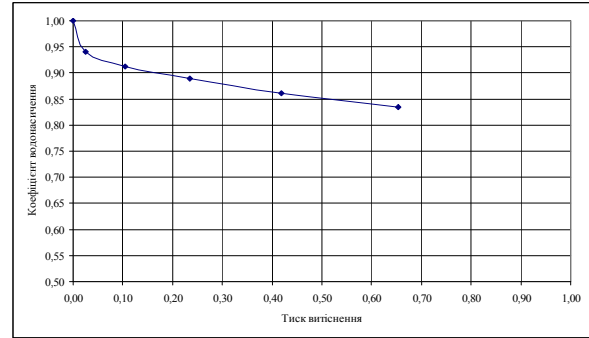
Борковська площа. Зр. 81 БК. Аргіліт



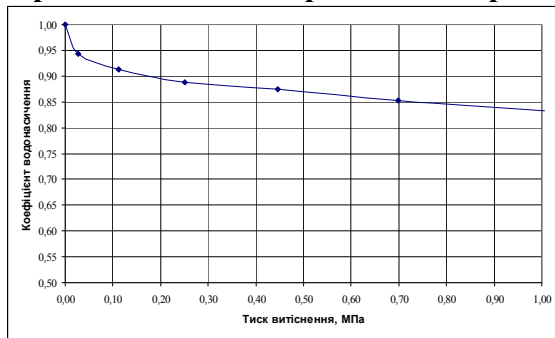
Борковська площа. Зр. 82-1 БК. Аргіліт



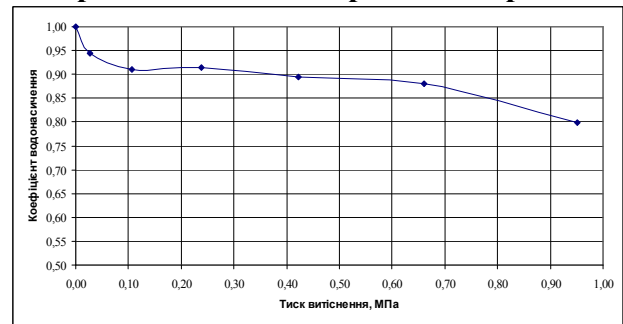
Борковська площа. Зр. 82-2 БК. Аргіліт



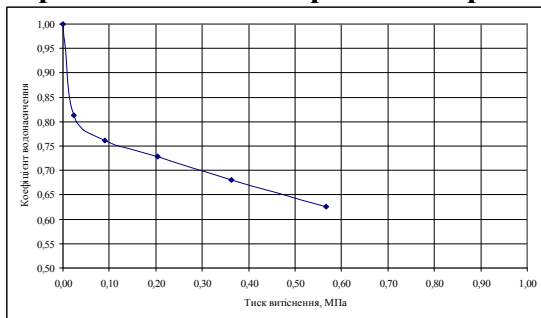
Борковська площа. Зр. 83 БК. Аргіліт



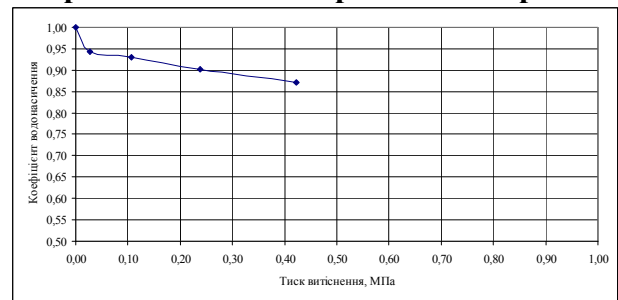
Борковська площа. Зр. 84 БК. Аргіліт



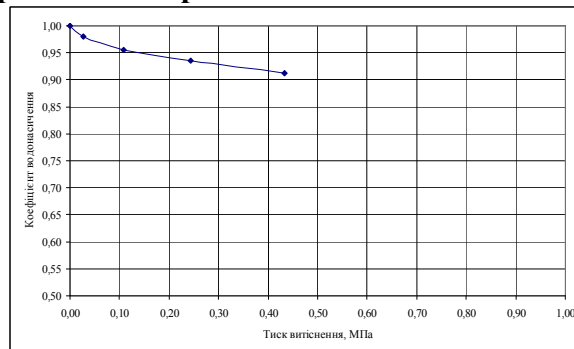
Борковська площа. Зр. 84-1 БК. Аргіліт



Борковська площа. Зр. 85-1 БК. Аргіліт



Ушнянська площа. Зр. 89 УШ. Алевроліт



Ушнянська площа. Зр. 89-1 УШ. Алевроліт

Рис. 299. Криві капілярного тиску

У результаті аналізу матеріалів лабораторних петроелектричних досліджень побудовано ряд кореляційних залежностей: коефіцієнта пористості від параметра пористості (рівняння Арчі – Дахнова) при лабораторних умовах і параметра нафтогазонасиченості від коефіцієнта водонасиченості.

За даними інверсії швидкості повздожніх хвиль встановлено значні варіації інтервального часу проходження пружних хвиль матриці твердого скелета, що викликано змінами літологічного складу зразків керна. Інтервальний час, визначений для сухих зразків, після екстрагування змінюється від 191 до 360 мкс/м при середньому значенні 267 мкс/м. Інтервальний час, визначений при насиченні зразків гасом, змінюється від 197 до 336 мкс/м при середньому значенні 253 мкс/м, а при насиченні зразків розчином NaCl – від 167 до 277 мкс/м при середньому значенні 212 мкс/м.

У результаті аналізу лабораторних петроакустичних матеріалів побудовано ряд кореляційних залежностей: коефіцієнта пористості від інтервального часу в лабораторних умовах для зразків сухих, насичених гасом і розчином NaCl; коефіцієнта зміни швидкості пружних хвиль від коефіцієнта водонасиченості. Лабораторні дослідження дозволили визначити основні петрофізичні параметри колекції зразків і побудувати кореляційні залежності між ними.

ВИСНОВКИ

1. На основі аналізу численного матеріалу ДДЗ проведено локальну прогностичну оцінку її території на нетрадиційні види покладів вуглеводнів.

2. Визначено параметри (кількість, товщина і глибина залягання продуктивних горизонтів по окремих свердловинах і загалом по ділянці) і показники (вміст $C_{\text{орг.}}$, ТОС, R_0) потенційно газоносних товщ перспективних площ південно-східної частини ДДЗ: Артемівська, Євгенівська, Зачепилівська, Гашинівська.

3. За результатами аналізу геолого-геофізичних матеріалів у ДДЗ виділено основні стратиграфічні комплекси, перспективні на пошуки сланцевого газу:

4. На основі комплексного аналізу геолого-геофізичних даних, особливостей літологічного складу порід, даних газового каротажу, ВСП, випробування свердловин, переінтерпретації промислово-геофізичних даних, комплексних лабораторно-аналітичних досліджень сланців і ущільнених порід проведено оцінку газоносності таких структур південно-східної частини ДДЗ: Артемівська; Аннівська, Гашинівська, Євгенівська, Підкам'яна; Куличихінська, Юліївська; Західношебелинська, Південноколомацька, Західновергунська; Зачепилівська, як перспективні визначені Артемівська, Гашинівська, Євгенівська і Зачепилівська площа, по яких підраховано перспективні ресурси категорії D_1 :

- Артемівська – 343, 8 млрд m^3 ;
- Євгенівська – 216,2 млрд m^3 ;
- Зачепилівська – 135,9 млрд m^3 ;
- Гашинівська – 201,6 млрд m^3 .

5. У північно-західній частині ДДЗ виділяються площі й горизонти, перспективні на виявлення покладів сланцевої нафти. Найперспективнішими з них є:

- візейська товща чорних вуглефікованих аргілітів (де відмічено запах вуглеводнів) Ніжинської площі (осьова зона), на глибині 4268–4309 м розкрита св. Артюхівська-13; товщина – 41 м, вміст ОР – 4,23 %, $C_{\text{орг.}}$ – 6,13–7,77 %, R_0 – 0,95–1,70, пористість – 0,7–2,2 %;
- серпуховська товща аргілітів з окремими шарами алевролітів і пісковиків Хорольської площі (північний борт), на глибині 2885–3068 м розкрита св. Афанасіївська-5, 11; товщина – 42–183 м, вміст $C_{\text{орг.}}$ – 2,99–3,54 %, R_0 – 1,00–1,08, пористість – 8,0–8,2 %;
- візейська товща аргілітів, які перешаровуються з алевролітами, вміщують шари пісковиків і вапняків Хорольської площі (північний борт); на глибині 2636–3376 м розкрита св. Хорольська-398, Афанасіївська-5, 10; товщина змінюється від 42 до 115 м, вміст ОР – 4,08–5,93 %, $C_{\text{орг.}}$ – 3,95–5,53 %, R_0 – 1,03–1,74, пористість – 10,5 %;
- фаменська товща аргілітів з прошарками алевролітів і пісковиків, інколи із включеннями бітуму Кінашівської площі (північна прибортова зона), на глибині 2102–3019 м розкрита св. Борзнянська-303, Кінашівська-6, Ушнянська-1, Борківська-15; товщина – 23–124 м, вміст ОР – 1,75–5,39 %, $C_{\text{орг.}}$ – 1,15–4,43 %, R_0 – 1,07, пористість – 3,2–8,9 %.

Загальні ресурси сланцевої нафти Східного НГР за аналогією з формацією Баккен Північної Америки (ураховуючи дещо більшу площу розповсюдження формації Баккен) можна попередньо оцінити в 2–2,5 млрд бар. (280–350 млн т).

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

Опубліковані матеріали

1. *Айзенберг Д. Е.* Стратиграфия и палеогеография нижнего карбона западного сектора Большого Донбасса / Д. Е. Айзенберг. – К. : Изд-во АН УССР, 1958. – 272 с.
2. *Алексеев А.* Шкала каменноугольной системы России / А. Алексеев // Проблемы стратиграфии кам'яновугільної системи. – К., 2008. – С. 16–24.
3. *Арсирий Ю.* Крупномасштабное нефтегазогеологическое районирование ДДВ / Ю. А. Арсирий, Б. П. Кабышев, П. Ф. Шпак // Геол. журн. – 1989. – № 4. – С. 3–9.
4. *Арсирий Ю. А.* О принципе составления среднемасштабных тектонических карт / Ю. А. Арсирий, А. Е. Лукин, А. Б. Холодных // Проблемы геодинамики и нефтегазоносности Черноморско-Каспийского региона. – Симферополь : АГЕО, 2004. – С. 20–26.
5. *Артеменко В. М.* Золото-ртутне зруденіння в карбонатних породах Докучаєвського району, південний Донбас (до проблеми пошуків родовищ типу Карлін) / В. М. Артеменко, М. І. Лебідь // Мінер. ресурси України. – 1996. – № 1. – С. 14–17.
6. Атлас родовищ нафти і газу України : У 6 т. / ред. М.М. Іванюта, В. О. Федішин, Б. І. Деніга та ін. – Львів : УНГА, 1998.
7. *Билык А. А.* Стратиграфия, корреляция и перспективы нефтегазоносности девонских и переходных (пограничных) девонско-каменноугольных отложений Днепровско-Донецкой впадины / А. А. Билык, В. А. Иванишин. – Чернигов : РИО, 2000. – 84 с.
8. *Білик А. О.* Стратиграфія, кореляція і перспективи нафтогазоносності турнейських і візейських відкладів Дніпровсько-Донецької западини / А. О. Білик, Г. І. Вакарчук, В. А. Іванишин. – Чернігів : "Чернігівські обереги", 2002. – 111 с.
9. Блоковая тектоника кристаллического фундамента Днепровско-Донецкого авлакогена (в связи с нефтегазоносностью) / И. И. Чебаненко, А. В. Чекунов, В. П. Ключко и др. – К. : Наук. думка, 1991.
10. *Вакарчук Г.И.* Основные вопросы стратиграфии и индексации продуктивных горизонтов нижнего карбона Днепровско-Донецкой впадины / Г. И. Вакарчук. – К., 1998. – С. 139–142.
11. *Вакарчук Г. И.* Перерывы и несогласия в разрезе палеозоя Днепровско-Донецкой впадины / Г. И. Вакарчук, В. К. Гавриш // Геол. журн. – 1991. – № 1. – С. 119–129.
12. *Вакарчук Г. И.* Результаты сорокалетней деятельности "Черниговнефтегазгеологии" и дальнейшие направления геологоразведочных работ на нефть и газ в северо-западной части Днепровско-Донецкой впадины / Г. И. Вакарчук, В. Н. Марухняк, К. К. Филюшкин // Питання розвитку газової промисловості України. – К. : УкрДГРІ, 2000. – С. 151–157.
13. *Вакарчук С. Г.* Геологія, літологія і фації карбонатних відкладів візейського ярусу центральної частини Дніпрово-Донецької западини в зв'язку з нафтогазоносністю / С. Г. Вакарчук. – Чернігів, 2003. – 163 с.

14. Вакарчук С. Г. Будова та перспективи нафтогазоносності органогенних споруд нижнього карбону Дніпровсько-Донецької западини / С. Г. Вакарчук // Мінер. ресурси України. – 2003. – № 2. – С. 22–27.
15. Вакарчук С. Г. Геологія, літологія і фації карбонатних відкладів візейського ярусу центральної частини Дніпровсько-Донецької западини у зв'язку з нафтогазоносністю / С. Г. Вакарчук. – Чернігів : ЦНТІ, 2003. – 163 с.
16. Вдовенко М. В. О нижней границе визейского яруса в Днепровско-Донецкой впадине по данным изучения фораминифер / М. В. Вдовенко // Геол. журн. – 2005. – № 3. – С. 70–73.
17. Вдовенко М. В. О положении нижней границы визейского яруса карбона в Донецком бассейне / М. В. Вдовенко // Геол. журн. – 2005. – № 1. – С. 75–81.
18. Вдовенко М. В. Фораминиферовые зоны нижнего карбона Доно-Днепровского региона / М. В. Вдовенко // Геол. журн. – 2009. – № 4. – С. 75–86.
19. Вдовенко М. В. О положении нижней границы визейского яруса карбона в Донецком бассейне / М. В. Вдовенко, О. И. Берченко, В. И. Полетаев // Геол. журн. – 2005. – № 1. – С. 75–81.
20. Вернер Э. Геохимический анализ фаций / Э. Вернер. – Л. : Недра, 1976. – 127 с.
21. Вертюх А. М. Надійна стратиграфічна основа – один із головних критеріїв при пошуках пасток вуглеводнів не антиклінального типу / А. М. Вертюх // Матеріали Міжнар. наук. конф. (Харків, 24–26 травня, 2006). – Х. : УкрНДГаз, 2006. – С. 52–53.
22. Вертюх А. М. Розчленування та поплатова кореляція нижньовізейських відкладів, їх розповсюдження та мінливість літологічного складу у південній приобортовій зоні ДДЗ / А. М. Вертюх // Проблеми нафтогазової промисловості. – К., 2007. – Вип. 5. – С. 29–34.
23. Вижва С. А. Петроелектрична модель порід-колекторів Західно-Шебелинського газоконденсатного родовища / С. А. Вижва, Д. І. Онищук, В. І. Онищук // Вісн. Київ. ун-ту ім. Т. Шевченка. Геологія. – 2012. – № 57 – С. 13–16.
24. Гавриш В. К. Визейская нефтематеринская толща Днепровско-Донецкой впадины / В. К. Гавриш, С. А. Мачулина, В. С. Куриленко // Докл. АН Украины. – 1994. – № 7. – С. 92–95.
25. Галимов Э. М. Изотопы углерода в нефтегазовой геологии / Э. М. Галимов. – М. : Недра, 1973.
26. Галимов Е. М. Изотопный метод диагностики нефтематеринских отложений / Е. М. Галимов, М. Г. Фрик // Геохимия. – 1985. – № 10. – С. 1474–1484.
27. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Методика изучения глубинных структур и нефтегазоносности / В. К. Гавриш, В. Б. Соллогуб, А. И. Недошовенко и др. – К. : Наук. думка, 1987.
28. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Нефтегазоносность / Б. П. Кабышев, П. Ф. Шпак, О. Д. Билык и др. – К. : Наук. думка, 1989. – 170 с.
29. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Стратиграфия / Г. И. Вакарчук, Г. Л. Винниченко, Л. П. Кононенко и др. – К. : Наук. думка, 1989. – 170 с.

30. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Глубинное строение и геотектоническое развитие / В. К. Гавриш, Г. Д. Забелло, Л. И. Рябчун и др. – К. : Наук. думка, 1989. – 208 с.
31. Геолого-математическая модель формирования и размещения залежей нефти и газа в ДДВ / В. А. Витенко, Б. Д. Гончаренко, Б. П. Кабышев и др. – М. : Недра, 1985. – 125 с.
32. *Гладун В. В.* Нафтогазоперспективні об'єкти України. Дніпровсько-Донецький авлакоген / В. В. Гладун. – К. : Наук. думка, 2001. – 322 с.
33. *Гладун В. В.* Напрямки, об'єкти і прогноз обсягів нафтогазопошукових і розвідувальних робіт в ДДЗ / В. В. Гладун // Нафтова і газова промисловість. – 2006. – № 2. – С. 10–15.
34. *Гладун В. В.* Підвищення ефективності пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ із застосуванням експрес-методів прогнозування родовищ вуглеводнів. Нафтова і газова промисловість / В. В. Гладун. – 2006. – № 1. – С. 24–33.
35. *Гойжевский А. А.* Некоторые особенности Украинского щита как области сноса / А. А. Гойжевский, О. Е. Шевченко // Геол. журн. – 1983. – Т. 43, № 1. – С. 73–79.
36. *Дахнов В. Н.* Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения пород / В. Н. Дахнов. – М. : Недра, 1975. – 343 с.
37. Закономерности размещения и прогнозирования значительных скоплений нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине / Отв. ред. П. Ф. Шпак. – К. : Наук. думка, 1998. – 208 с.
38. *Іванишин В. А.* Унікальні розрізи девону Дніпровсько-Донецької западини. Гужівська параметрична свердловина 305 / В. А. Іванишин, Л. П. Кононенко, С. В. Онуфришин // Геолог України. – 2007. – № 4. – С. 19–24.
39. *Іванишин В. А.* Унікальні розрізи девону Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ). Ніжинська параметрична свердловина 338 / В. А. Іванишин, Л. П. Кононенко, Т. В. Самоненко // Геолог України. – 2010. – № 1–2. – С. 104–221.
40. Использование событийно-стратиграфических уровней для межрегиональной корреляции фанерозоя России. Метод. пособие. – СПб. : Изд-во ВСЕГЕИ, 2000. – 166 с.
41. *Кабышев Б. П.* Історія прогнозу та відкриття Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної області / Б. П. Кабышев // Геол. журн. – 1999. – № 4. – С. 89–92.
42. *Кабышев Ю. Б.* Критерии выделения скоплений газа центральнобассейнового типа / Ю. Б. Кабышев // Тектоника и нефтегазоносность Азово-Черноморского региона. – Симферополь. – 1999. – С. 45–46.
43. *Кабышев Б. П.* та ін. Перспективність Дніпровсько-Донецької западини на нетрадиційний газ центрально-басейнового типу / Б. П. Кабышев та ін. // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – № 3. – С. 8–11.
44. Карбонати нижнього карбону Дніпровсько-Донецької западини та їх біостратиграфічне розчленування / Л. П. Кононенко, А. М. Вертюх, І. М. Бабко // Актуальні проблеми біостратиграфії фанерозою України. – К. : Знання, 1999. – С. 22.
45. Крандаліт – новий тип фосфатної мінеральної сировини в Україні / В. М. Артеменко, О. В. Артеменко, В. Є. Пономарьов та ін. // Мінер. ресурси України. – 2000. – № 2. – С. 31–34.

46. *Крива І. М.* Літомагнітні комплекси нафтогазоносних відкладів палеозою північно-західної частини Дніпровсько-Донецької западини / І. М. Крива // Автореф. дис. ... канд. геол. наук. – Львів, 2011. – 16 с.
47. *Кривошеев В. Т.* Секвенс-стратиграфические и литолого-палеогеографические исследования при прогнозе неструктурных ловушек в Днепровско-Донецком нефтегазоносном бассейне / В. Т. Кривошеев // Литологические и геохимические основы прогноза нефтегазоносности : Матер. междунар. науч.-практ. конф. (30 июня – 3 июля 2008 г.). – СПб. : ВНИИГРИ, 2008. – С. 606–614.
48. *Лазарук Я. Г.* Теоретичні аспекти та методика пошуків покладів вуглеводнів у неантиклінальних пастках (на прикладі відкладів ХІа мікрофаунстичного горизонту Дніпровсько-Донецької западини) / Я. Г. Лазарук. – К. : УкрДГРІ, 2006. – 110 с.
49. *Лебідь В. П.* До проблеми нафтогазоносності виступів фундаменту Дніпровсько-Донецького розсуву / В. П. Лебідь // Мінер. ресурси України. – 2007. – № 7. – С. 34–39.
50. *Лебідь В.* Облямування схилів виступів фундаменту – перспективний об'єкт пошуку вуглеводнів на Роменсько-Охтирській ділянці / В. Лебідь // Геолог України. – 2010. – № 3. – С. 49–56.
51. Літолого-петрофізична модель Селюхівського карбонатного родовища / С. О. Мачуліна, С. В. Онуфришин, Л. А. Лозова та ін. // Нафтова і газова промисловість. – 1999. – № 3. – С. 14–16.
52. *Лоджевская М. И.* Нефтегазоносность глубокозалегающих горизонтов / М. И. Лоджевская // Геология нефти и газа. – 1990. – № 7.
53. *Лопатин Н. В.* Пласты угля и рассеянные в осадочных породах угольные включения – вероятный источник некоторых разовых месторождений / Н. В. Лопатин, С. П. Зубайраев // Органическое вещество современных и ископаемых осадков и методы его изучения. – М. : Наука, 2004. – С. 219–224.
54. *Лукин А. Е.* Литогеодинамические факторы нефтегазонакопления в авлакогенных бассейнах / А. Е. Лукин. – К. : Наук. думка, 1997. – 219 с.
55. *Лукин А. Е.* Природа сухарных глин и эволюция биосферы. Ст. 2. Эпоха образования сухарных глин как особый этап развития биосферы. Сухарные глины – ископаемые сиалитные почвы и активные илы / А. Е. Лукин // Геол. журн. – 2002. – № 3. – С. 24–41.
56. *Лукин А. Е.* Феномен пограничных стратонов и его значение для решения ключевых проблем теоретической и прикладной геологии / А. Е. Лукин // Геол. журн. – 2003. – № 2. – С. 7–26.
57. *Лукін О. Ю.* Девон Дніпровсько-Донецького авлакогену (тектоно-сидиментаційні комплекси, формації, генетичні типи відкладів та літогеодинаміка) / О. Ю. Лукін // Геол. журн. – 2006. – № 2. – С. 26–48.
58. *Лукин А. Е.* Концепция главных фаз нефте- и газообразования в свете современных представлений о зональности нафтидообразования / А. Е. Лукин // Геол. журн. – 2007. – № 4. – С. 17–30.
59. *Лукин А. Е.* Сланцевый газ и перспективы его добычи в Украине. Ст. 1. Современное состояние проблемы сланцевого газа (в свете опыта освоения его ресурсов в США) / А. Е. Лукин // Геол. журн. – 2010. – № 3. – С. 17–32.

60. Лукин А. Е. Сланцевый газ и перспективы его добычи в Украине. Ст. 2. Черносланцевые комплексы Украины и перспективы их газоносности в Волыно-Подоллии и Северо-Западном Причерноморье / А. Е. Лукин // Геол. журн. – 2010. – № 4. – С. 7–24.
61. Лукин А. Е. О природе и перспективах газоносности низкопроницаемых пород осадочной оболочки Земли / А. Е. Лукин // Доп. НАН України – 2011. – № 3. – С. 114–123.
62. Лукин А. Е. Перспективы сланцевой газоносности Днепровско-Донецкого авлакогена / А. Е. Лукин // Геол. журн. – 2011. – № 1. – С. 21–41.
63. Лукін О. Ю. Про роль глибинних і надглибинних флюїдів у нафтогазоутворенні / О. Ю. Лукін, Ю. І. Піковський // Геол. журн. – 2004. – № 2. – С. 21–33.
64. Ляшкевич З. М. Про давні кори вивітрювання порід кристалічного фундаменту Дніпровсько-Донецької западини / З. М. Ляшкевич, М. О. Альохіна // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2004. – № 2. – С. 108–113.
65. Майборода А. А. Газогенерирующее рассеянное органическое вещество в угленосных формациях Донбасса / А. А. Майборода, В. А. Анциферов // Наук. праці УкрНДМІ НАН України. – 2007. – № 1. – С. 21–38.
66. Максимова С. В. Эколого-фациальные особенности и условия образования доманика / С. В. Максимова. – М.: Наука, 1970. – 86 с.
67. Мачулина С. А. Стыльская свита Донбасса – аналог черносланцевых формаций / С. А. Мачулина // Геол. журн. – 2008. – № 2. – С. 52–61.
68. Мачуліна С. О. Особливості осадконагромадження візейських доманікітів Дніпровсько-Донецької западини / С. О. Мачуліна // Нафтова і газова промисловість. – 1993. – № 2. – С. 10–15.
69. Мачуліна С. О. Рифогенний пояс Дніпровсько-Донецької западини та перспективи його нафтогазоносності / С. О. Мачуліна // Нафтова і газова промисловість. – 1996. – № 3. – С. 11–14.
70. Мачуліна С. О. Моделі карбонатно-доманікоїдної седиментації у зв'язку з прогнозуванням рифогенних пасток / С. О. Мачуліна // Нафтова і газова промисловість. – 2001. – № 3. – С. 5–8.
71. Микрофаунистические маркирующие горизонты каменноугольных и пермских отложений Днепровско-Донецкой впадины / Н. Е. Бражникова, Г. И. Вакарчук, М. В. Вдовенко и др. – К. : Наук. думка, 1967. – 224 с.
72. Мур Р. Значение фаций / Р. Мур // Осадочные фации в геологической истории : доклады и дискуссия на сессии Американского геологического общества. – М. : Изд-во иностр. лит., 1953. – С. 17–62.
73. Напрями геологорозвідувальних робіт на об'єктах національної акціонерної компанії "Нафтогаз України" у Східному нафтогазоносному регіоні у 2011 році / О. Зейкан, В. Гладун, О. Лукін, І. Демяненко // Геолог України. – 2010. – № 4. – С. 37–39.
74. Нафтогазоносний потенціал Північного борту Дніпровсько-Донецької западини / Відп. ред. Є. М. Довжок, Б. О. Бялюк, В. П. Клочко. – К. : УНТІ, 1996. – 241 с.
75. Нафтогазоперспективні об'єкти України / І. І. Чебаненко, П. Ф. Гожик, В. О. Краюшкін та ін. – К. : ДП МОУ "Варта", 2006. – 264 с.

76. Нефтегазоперспективные объекты Украины. Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов. – К. : Наук. думка, 2002. – 295 с.
77. Новосилецкий Р. М. Геогидродинамические и геохимические условия формирования залежей нефти и газа Украины / Р. М. Новосилецкий. – М. : Недра, 1975. – 228 с.
78. Огар В. В. Візейська кременисто-карбонатна субформація Донбасу та Східно-Європейської платформи / В. В. Огар // Мінер. ресурси України. – 2009. – № 1. – С. 10–15.
79. Огар В. В. Глобальні та регіональні подійні рубежі в карбоні України та інших країнах (за результатами вивчення коралів) / В. В. Огар // Стан і перспективи сучасної геологічної освіти і науки : тез. доп. наук. конф. Львів, 13–15 жовт. 2010 р. – Львів : ВЦ ЛНУ ім. Івана Франка, 2010. – С. 159–162.
80. Огарь В. В., Федюкова Г. М. Некоторые особенности геологического строения кристаллического фундамента северного борта Днепровско-Донецкой впадины (по аэромагнитным данным) / В. В. Огарь, Г. М. Федюкова // Тектоника и стратиграфия. – 1993. – № 33. – С. 68–74.
81. О радаевских отложениях нижнего карбона в северо-западной части Днепровско-Донецкой впадины / Л. П. Кононенко, С. В. Онуфришин, И. И. Партыка и др. // Тектоника и стратиграфия. – К. : Наук. думка, 1989. – Вып. 30. – С. 53–60.
82. Основы геологии Беларуси / ред. А. С. Махнач, Р. Г. Гарецкий, А. В. Матвеев. – Минск : Ин-т геол. наук НАН Беларуси, 2004. – 392 с.
83. О строении карбона Днепровско-Донецкого авлакогена / А. Е. Лукин, А. И. Резников, В. Т. Кривошеев, А. Я. Ларченков // Докл. АН СССР. – 1980. – Т. 251, № 1. – С. 176–179.
84. Пархоменко Э. И. Электрические свойства горных пород / Э. И. Пархоменко. – М. : Наука, 1965. – 164 с.
85. Перспективи відкриття в Україні нетрадиційних родовищ нафти, пов'язаних зі сланцевими і флішовими відкладами / В. А. Михайлов, В. В. Гладун, О. Ю. Зейкан, П. М. Чепіль // Нафтогазова промисловість. – 2012. – № 1.
86. Перспективи газоносності сланцевих відкладів України / В. А. Михайлов, О. Ю. Зейкан, В. В. Гладун та ін. // Нафтогазова промисловість. – 2011. – № 3.
87. Перспективи газоносності сланцевих відкладів Дніпровсько-Донецької западини / В. А. Михайлов, В. В. Огар, О. Ю. Зейкан та ін. // Геолог України. – 2011. – № 2. – С. 51–58.
88. Петроелектричні дослідження керна свердловини Чорноморського шельфу / С. А. Вижва, М. В. Рева, А. П. Гожик та ін. // Вісн. Київ. ун-ту ім. Т. Шевченка. Геологія. – 2008. – № 44 – С. 4–8.
89. Петроелектричні дослідження керна складнобудованих порід-колекторів / С. А. Вижва, М. В. Рева, А. П. Гожик та ін. // Вісн. Київ. ун-ту ім. Т. Шевченка. Геологія. – 2010. – № 50. – С. 4–9.
90. Петрофизика : справочник / ред. Н. Б. Дортман. – М. : Недра, 1992. – 391 с.
91. Полетаев В. И. Литостратиграфическое расчленение известняковой толщи нижнего карбона Донецкого бассейна / Полетаев В. И. (Препринт). – К. : ИГН, 1981. – 49 с.

92. *Полетаев В. И.* К вопросу о стратиграфии и корреляции турнейских и визейских отложений ДДВ / В. И. Полетаев, М. В. Вдовенко // Геол. журн. – 2003. – № 3. – С. 152–154.
93. *Поляков Е. А.* Методика изучения физических свойств коллекторов нефти и газа / Е. А. Поляков. – М. : Недра, 1981. – 182 с.
94. Прогнозні ресурси вуглеводнів Східного нафтогазоносного регіону / Т. М. Пригаріна, О. Ю. Лукін, Б. П. Кабишев та ін. // Нафтова і газова промисловість. – 2005. – № 1. – С. 15–18.
95. *Продайвода Г. Т.* Акустика текстур гірських порід / Г. Т. Продайвода. – К. : ВГЛ "Обрії", 2004. – 144 с.
96. *Продайвода Г. Т.* Математичне моделювання ефективних термопружних властивостей багатоконпонентного тріщинуватого геологічного середовища, насиченого флюїдом із внутрішнім тиском / Г. Т. Продайвода // Геофиз. журн. – 2007. – № 3 – С. 122–130.
97. Расчленение и корреляция разнофациальных толщ нижнего и низов среднего карбона Днепровско-Донецкого авлакогена / В. И. Полетаев, В. Г. Вакарчук, Л. Г. Винниченко и др. Препринт. – К. : ИГН, 1991. – 51 с.
98. *Рослий І.* Кам'яновугільні відклади північно-західної частини Дніпровсько-Донецької западини – склад, властивості, умови осадконакопичення / І. Рослий // Проблеми стратиграфії кам'яновугільної системи. – К. : ІГН, 2008. – С. 43–54.
99. Сланцевый газ и проблемы энергообеспечения Украины / Д. С. Гурский, В. А. Михайлов, П. М. Чепиль, В. В. Гладун // Мінер. ресурси України. – 2010. – № 3. – С. 3–8.
100. Смішко Р. Українські геологи-першовідкривачі Дніпровсько-Донецької нафтогазової провінції / Р. Смішко // Українська нафтогазова наука. 1899–1999. – Львів : УНГА, 1999. – С. 24–26.
101. *Ставицький Е.* Щодо перспектив сланцевого газу в межах східного нафтогазоносного регіону України / Е. Ставицький, П. Голуб, Н. Тхоровська // Геолог України. – 2010. – № 3. – С. 103–107.
102. *Степанова Т. Н.* Биостратиграфические ассоциации фораминифер визейского яруса в разрезе "Каменный Столб" на р. Исеть / Т. Н. Степанова // Стратиграфия, палеонтология. Ежегодник–2007. – Екатеринбург : ИГГ УрО РАН, 2008. – С. 69–77.
103. Стратиграфические схемы фанерозойских образований Украины для геологических карт нового поколения. – К., 1993.
104. Стратиграфія УРСР : в 11 т. / відп. ред. Д. Є. Айзенберг. – Т 5. Карбон. – К. : Наук. думка, 1969. – 412 с.
105. Стратотипы региональных стратиграфических подразделений нижнего карбона Доно-Днепровского прогиба / М. Вдовенко, О. Берченко, В. Полетаев. Препринт. – К. : ИГН НАНУ, 1994.
106. Стратотипи регіональних стратиграфічних підрозділів карбону і нижньої пермі Доно-Дніпровського прогину / В. І. Полетаєв, М. В. Вдовенко, О. В. Щоголев та ін. – К. : Логос, 2011. – 236 с.

107. *Узіюк В. І.* Газогенераційний потенціал кам'яновугільних басейнів України / В. І. Узіюк, С. І. Бик, А. В. Ільчишин // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2001. – № 2. – С. 110–121.

108. Умови осадконакопичення, діахронність і перспективність візейських карбонатів у межах північно-західної частини ДДЗ за даними сейсмостратиграфічних досліджень / В. Д. Редколіс, О. П. Вергуненко, С. А. Безтелесний // Сучасні методи сейсморозвідки при пошуках родовищ нафти і газу в умовах складнобудованих структур : матер. конф. – Сейсмо-2011.

109. *Успенский В. А.* Опыт материального баланса процессов, происходящих при метаморфизме угольных пластов / В. А. Успенский // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2006. – № 1. – С. 2–10.

110. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых : справочник геофизика. – М. : Недра, 1984. – 455 с.

111. *Ханин А. А.* Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение / А. А. Ханин. – М. : Недра, 1969. – 365 с.

112. *Хеллем Э.* Интерпретация фаций и стратиграфическая последовательность / Э. Хеллем. – М. : Мир, 1983. – 328 с.

113. *Хоменко В. А.* Девон Днепровско-Донецкой впадины / В. А. Хоменко. – К. : Наук. думка, 1986. – 114 с.

114. Global time scale and regional stratigraphic reference scales of Central and West Europe, Tethys, South China and North America as used in the Devonian–Carboniferous–Permian Correlation Chart (DCP 2003) / M. Menning, A. S. Alekseev, B. I. Chuvashov and al. // Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology. – 2006. – V. 240. – P. 318–372.

115. *Mazzullo S. J.* Petroleum reservoirs within a spiculite-dominated depositional sequence: Coweley Formation (Mississioian: Lower Carboniferous), south-central Kansas / S. J. Mazzullo, B. W. Wilhite, I. W. Woolsey // AAPG Bulletin. – 2009. – V. 93, № 12. – P. 1693–1689.

Фондові матеріали

116. Аналітичні дослідження сланцевих порід, перспективних на неконвекційний газ : звіт про виконання геолого-тематичної роботи. – К. : "НАК Нафтогаз України", 2012.

117. Вивчення геологічних передумов газоносності сланцевих відкладів України / В. А. Михайлов, Ю. З. Крупський та ін. : звіт про науково-дослідну роботу. – К. : "Нафтогаз України", 2010. – 159 с.

118. Вивчення геологічних передумов газоносності сланцевих відкладів України / Ю. З. Крупський, В. А. Михайлов та ін. : звіт про науково-дослідну роботу. – К. : "Нафтогаз України", 2011. – 214 с.

119. Вивчення колекторських властивостей порід і фізико-хімічних параметрів пластових флюїдів відкритих родовищ і пошукових площ північно-західної частини ДДЗ (Селюхівське, Скоробагатьківське, Луценківське родовища та Східноселюхівська, Хортицька, Тунівська та інші площі) : звіт про

науково-дослідну роботу КТП ДП ЧНГГ в 1-й книзі / В. А. Гальченко та ін. – Чернігів, 2002. – 194 с.

120. Вивчення колекторських властивостей порід і фізико-хімічних параметрів пластових флюїдів відкритих родовищ і пошукових площ північно-західної частини ДДЗ (Юхтинська, Південноберестівська, Вовківцівська та інші площі) : звіт КТП ДП ЧНГГ / відп. вик. В. А. Гальченко. – Чернігів, 2005. – 200 с.

121. Вивчення колекторських властивостей порід і фізико-хімічних параметрів пластових флюїдів родовищ і пошукових площ (Південноберестівська, Берестівська, Різниківська, Боханівська, Юхтинська та інші площі). Геологічний звіт про тематичну роботу КТП ДП ЧНГГ / відп. вик. О. М. Шуманський. – Чернігів, 2008. – 200 с.

122. Вивчення літолого-фаціальних, біостратиграфічних і структурно-геологічних особливостей будови нижнього карбону ДДЗ як основи прогнозу нафтогазоносності : звіт за договором № 288. Розд. 2. Виконати біостратиграфічне розчленування та розробити принципи кореляції різнофаціальних комплексів нижнього карбону ДДЗ (заклучний) / відп. вик. А. М. Вертюх. – Чернігів : УкрДГРІ, 2004. – 266 с.

123. Виділення газоперспективних сланцевих об'єктів при інтерпретації матеріалів ГДС: Звіт про НДР / Карпенко О.М. та ін. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2012. – 210 с.

124. Визначення пріоритетних напрямків та об'єктів освоєння ресурсів газу нетрадиційного типу в ущільнених породах у межах Східного та Західного регіонів України : звіт про надання послуг / А. Омельченко, Т. Довжок, С. Вакарчук та ін. – К. : НАК "Нафтогаз України", 2012.

125. Виконати кількісну оцінку прогнозних ресурсів нетрадиційного газу центральнобасейнового типу та зональний прогноз нафтогазоносності актуальних ділянок ДДЗ / Т. М. Пригаріна, Ю. Б. Кабишев, та ін. – Чернігів : ЧВ УкрДГРІ, 2002. – 140 с.

126. Виконати комплексні дослідження візейських відкладів і скласти погоризонтні літолого-палеогеографічні карти північно-західної та центральної частин Дніпровсько-Донецької западини з метою прогнозу нетрадиційних пасток нафти і газу на малих і середніх глибинах /заклучний/ : звіт по договору № 235. Розд. 1 / відп. вик. В. П. Кривошеєв. – УкрДГРІ, Чернігів, 2000. – 192 с.

127. Висновок за результатами промислово-геофізичних досліджень у свердловині № 6, пробуреній на Євгенівській площі Стрийським ВБР. – Х. : Укргазпромгеофізика, 2003.

128. Геологический отчет о результатах поискового бурения на Ведильцевской, Ковпытовской, Ладинской и Довжиковской площадях / С. С. Супронюк, С. А. Мартынова, М. М. Туз и др. – Чернигов : ПГО "Черниговнефтегазгеология", 1991.

129. Геологічні результати свердловини Аннівська 674 : звіт про геолого-тематичні роботи "Аналіз та узагальнення геологічних результатів параметричних свердловин на території діяльності ДК "Укргазвидобування" (2004; договір УГВ 2525/3-04) / В. Макогон та ін. – Чернігів : "Укргазвидобування", ЧВ УкрДГРІ, 2004.

130. Дело на ликвидацию параметрической скважины № 303 Борзнянской площади Нежинской НГРЭ. – Чернигов : Чернігівнафтогазгеологія, 1981.
131. Дело на ликвидацию параметрической скважины № 227 Пакульской площади. – Чернигов : Черниговнефтегазразведка, 1968.
132. Дело на ликвидацию скважины № 3 Ведильцевской площади. – Чернигов : Черниговнефтегазразведка, 1966.
133. Діло на ліквідацію параметричної свердловини 674 Аннівської площі. – Шебелинка : Укрбургаз, 2006.
134. Діло на ліквідацію пошукової свердловини 13 Артюхівської площі. – с. Курган : Укрбургаз, 1981.
135. Діло на ліквідацію пошукової свердловини 701 Західно-Шебелинської площі. – с. Курган: Укрбургаз, 2002.
136. Діло на ліквідацію пошукової свердловини 702 Західно-Шебелинської площі. – Пятигорське : Укрбургаз, 2004.
137. Діло на ліквідацію пошукової свердловини 10 Щурівської площі. – с. Курган : Укрбургаз, 1976.
138. Діло на ліквідацію розвідувальної свердловини 3 Гашинівського НР. – с. Курган : Укрбургаз, 2002.
139. Діло на ліквідацію розвідувальної свердловини 4 Дробишівського родовища. – с. Курган : Шебелинське відділення бурових робіт БУ "Укрбургаз" ДК "Укргазвидобування", 2004.
140. Дослідження літофаціальних та ємнісно-фільтраційних властивостей порід керн пошуково-розвідувальних свердловин ДК "Укргазвидобування", формування бази даних : звіт про науково-дослідну роботу. – Х. : УкрНДІГАЗ, 2006.
141. Дослідження літофаціальних та ємнісно-фільтраційних властивостей порід керн пошуково-розвідувальних свердловин ДК "Укргазвидобування", формування бази даних : звіт про науково-дослідну роботу. – Х. : УкрНДІГАЗ, 2007.
142. Дослідження літофаціальних та ємнісно-фільтраційних властивостей порід керн пошуково-розвідувальних свердловин ДК "Укргазвидобування", формування бази даних : звіт про науково-дослідну роботу. – Х. : УкрНДІГАЗ, 2008.
143. Звіт про пошукові сейморозвідувальні роботи МСГТ на Ядугівсько-Кінашівській площі в північно-західній частині ДДЗ / С. А. Безтелесних, З. Я. Войцицький, Л. В. Мартинюк та ін. – К. : Укргеофізика, 2008.
144. *Кабышев Б. П.* Провести переоценку прогнозных ресурсов УВ в ДДв, определить перспективные направления геологоразведочных работ и выполнить погоризонтный прогноз нефтегазоносности в актуальных зонах / Б. П. Кабышев. – Чернигов, 1995.
145. Кількісний прогноз перспектив нафтогазоносності надр Дніпровсько-Донецької западини за станом на 01.01.04 як основа для перспективного планування і визначення напрямків ГРР / Т. М. Пригаріна, Ю. Б. Кабишев, В. П. Стрижак та ін. – Чернігів : ЧВУкрДГРІ, 2004. – 297 с.
146. *Лебідь В.П.* Оцінити перспективи нафтогазоносності неглибоких горизонтів бортових зон ДДЗ з метою обґрунтування першочергових напрямків та об'єктів ГРР : звіт про НДР за договором 234/1 / В. П. Лебідь. – Чернігів : ЧВ УкрДГРІ, 1999.

147. Літолого-стратиграфічне вивчення розрізів пошуково-розвідувальних свердловин на території робіт ДП "Чернігівнафтогазгеологія" (Південноберестівська, Прирічна, Різниківська, Путивльська та інші площі) / С. В. Онуфришин, Н. В. Годлевська, С. Г. Баркова – Чернігів : Чернігівнафтогазгеологія, 2008.
148. Матеріали на ліквідацію пошукової скважини № 1 Северо-Загорьевской площі. – Чернігів : Чернігівнафтогазгеологія, 1989.
149. Матеріали на ліквідацію розведочної скважини № 10 Щуровской площі. – Чернігів : Чернігівнафтогазрозведка, 1978.
150. Матеріали на ліквідацію параметричної свердловини № 338 Ніжинської площі. – Чернігів : Чернігівнафтогазгеологія, 1995.
151. Обґрунтування пріоритетних напрямків геологорозвідувальних робіт з пошуків газу неконвекційного типу у відкладах турнейсько-нижньовізейського комплексу в межах північно-західної частини ДДЗ : звіт про надання послуг. – К. : НАК "Нафтогаз України", 2011.
152. Обобщить результаты региональных исследований и провести детальную корреляцию турнейских и нижневизейских отложений Днепровско-Донецкой впадины : отчет по теме / А. С. Владимиров, А. А. Билык. – Чернігів, 1988. – 174 с.
153. Оперативний аналіз геолого-геофізичних матеріалів у північно-західній частині ДДЗ : звіт тематичної партії 121/2000 / В. М. Лисинчук. – К. : ДГП "Укргеофізика", 2005. – 88 с.
154. Описання керн пошуково-розвідувальних свердловин ДК "Укргазвидобування" і відбір зразків та аналіз літологічного і фаціального складу, фізичних і колекторських властивостей порід, створення бази даних по керну (за 2000 р.) : звіт про науково-дослідну роботу. – К. : УкрНДІГАЗ, 2000.
155. Описання керн пошуково-розвідувальних свердловин ДК "Укргазвидобування" і відбір зразків та аналіз літологічного і фаціального складу, фізичних і колекторських властивостей порід, створення бази даних по керну (за 2001 р.) : звіт про науково-дослідну роботу. – К. : УкрНДІГАЗ, 2001.
156. Описання керн пошуково-розвідувальних свердловин ДК "Укргазвидобування" і відбір зразків та аналіз літологічного і фаціального складу, фізичних і колекторських властивостей порід, створення бази даних по керну (за 2002 р.) : звіт про науково-дослідну роботу. – К. : УкрНДІГАЗ, 2002.
157. Описання керн пошуково-розвідувальних свердловин ДК "Укргазвидобування" і відбір зразків та аналіз літологічного і фаціального складу, фізичних і колекторських властивостей порід, створення бази даних по керну (за 2003 р.) : звіт про науково-дослідну роботу. – К. : УкрНДІГАЗ, 2003.
158. Описання керн пошуково-розвідувальних свердловин ДК "Укргазвидобування" і відбір зразків та аналіз літологічного і фаціального складу, фізичних і колекторських властивостей порід, створення бази даних по керну (за 2004 р.) : звіт про науково-дослідну роботу. – К. : УкрНДІГАЗ, 2004.
159. Описання керн пошуково-розвідувальних свердловин ДК "Укргазвидобування" і відбір зразків та аналіз літологічного і фаціального складу, фізичних і колекторських властивостей порід, створення бази даних по керну (за 2005 р.) : звіт про науково-дослідну роботу. – К. : УкрНДІГАЗ, 2005.

160. Паспорт на Північнозагорівську структуру, підготовлену до глибокого буріння на нафту та газ. – К. : Укргеофізика, 2009.

161. Пошуки пасток вуглеводнів неантиклінального типу на основі літофаціальних досліджень та обґрунтування методики розвідки пов'язаних з ними покладів : звіт ЛВ Укр ДГРІ за договором № 566 / Я. Лазарук та ін. – Львів, 1996.

162. Перспективи газонасності ущільнених порід нафтогазоносних басейнів України / Ю. З. Крупський, В. А. Михайлов та ін. : звіт про науково-дослідну роботу. – К. : "Нафтогаз України", 2010. – 178 с.

163. Перспективи газонасності ущільнених порід нафтогазоносних басейнів України / В. А. Михайлов, Ю. З. Крупський та ін. : звіт про науково-дослідну роботу. – К. : "Нафтогаз України", 2011. – 292 с.

164. Перспективи промислової нафтоносності сланцевих (флішових) формацій України / В. А. Михайлов, І. М. Куровець, В. М. Загнітко та ін. : звіт про науково-дослідну роботу. – К. : "Нафтогаз України", 2012. – 433 с.

165. Провести літолого-палеогеографічні, стратиграфічні та тектонічні дослідження візейських і турнейських відкладів ДДЗ з метою прогнозу нетрадиційних пасток вуглеводнів і стратиграфічного забезпечення пошукових робіт. Розд. 2. Створити літолого-стратиграфічну основу для забезпечення пошукових робіт у турнейсько-візейському комплексі прибортових зон ДДЗ : звіт за договором № 235 / відп. вик. Г. І. Вакарчук. – Чернігів, 2000. – 173 с.

166. Прогноз нових перспективних зон і об'єктів на основі виділення одновікових фаціальних поясів візейських відкладів центральної частини ДДЗ : звіт про науково-дослідну роботу (заключний) / відп. вик. І. М. Бабко. – Чернігів : УкрДГРІ, 2008. – 220 с.

167. Прогнозна оцінка газонасності сланцевих відкладів силуру та олігоцену Західного регіону, девону та карбону ДДЗ : звіт про надання послуг. – К. : НАК "Нафтогаз України", 2011.

168. Проект дорозвідки нафтових і газових покладів крилових ділянок Зачепилівського НГДР : звіт про НДР / кер. НДР А. В. Вольченкова. – Полтава : НАК "Нафтогаз України", ДК "Укргазвидобування", БУ "Укрбургаз", 2007.

169. Регіональне літолого-фаціальне картування верхньовізейських і серпуховських продуктивних горизонтів ДДЗ з метою прогнозу неантиклінальних пасток вуглеводнів". Розд. 1. "Регіональне літолого-фаціальне картування верхньовізейських продуктивних горизонтів ДДЗ з метою прогнозу неантиклінальних пасток вуглеводнів" / В. Макогон, В. Кривошеєв, Є. Іванова, О. Пекельна : звіт про науково-дослідну роботу за темою 319. – Львів : ЛВУкрДГРІ, 2007. – 1 кн. – 239 с.

170. Регіональне літолого-фаціальне картування верхньовізейських і серпуховських продуктивних горизонтів ДДЗ з метою прогнозу неантиклінальних пасток вуглеводнів. Розд. 2. "Регіональне літолого-фаціальне картування серпуховських продуктивних горизонтів ДДЗ з метою прогнозу неантиклінальних пасток вуглеводнів" / Б. І. Кельбас, Я. Г. Лазарук, А. Самарець та ін. : звіт про науково-дослідну роботу за темою 319/2. – Львів : ЛВУкрДГРІ, 2007. – Кн. 1. – 153 с.

171. Регіональний прогноз зон поширення нетрадиційних колекторів і неантиклінальних пасток вуглеводнів у візейських відкладах північного заходу ДДЗ : звіт про науково-дослідну роботу. – К. : НАК "Нафтогаз України", 2011.

172. Розробка та вдосконалення методів прогнозних досліджень з метою обґрунтування нафтогазоперспективних зон і об'єктів в Україні : звіт за темою 934 за 2000–2002 рр. / кер. НДР Б. П. Кабишев. – К. : УкрДГРІ, 2002.

173. Скласти структурно-геологічну карту доверхньовізейських відкладів Дніпровсько-Донецької западини м-бу 1:200 000 / А. Б. Холодних, Ю. О. Арсірій, К. К. Філюшкін та ін. – Чернігів : ЧВ УкрДГРІ, 2000. – 80 с.

174. Составить комплект геологических карт срезов Днепровско-Донецкой впадины м-ба 1:200000 на глубинах минус 3000 м, 4000 м, 5000 м, 6000 м и 7000 м как основу для разработки основных направлений геологоразведочных работ на нефть и газ / А. К. Цыпко, Ю. А. Арсирий, А. Б. Холодных и др. – Чернигов : ЧО УкрГГРИ, 1998. – 110 с.

175. Составить структурную основу для зонального прогноза нефтегазоносности продуктивных горизонтов В-16 и В-19 верхневизейских отложений Днепровско-Донецкой впадины / А. К. Цыпко, А. С. Драник и др. – Чернигов : ЧО УкрНИГРИ, 1989. – 77 с.

176. Стратегія пошуків сланцевого газу в Україні : звіт про надання послуг. – К. : НАК "Нафтогаз України", 2011. – 210 с.

177. Стратиграфическое и геологическое изучение палеозойских отложений на территории работ Государственного геологического предприятия "Черниговнефтегазгеология" (Савинковская, Карпиловская, Червонолукская, Рудовская, Луценковская и др. площади) : отчет по теме. ГР № 39–93–41/3 / отв. исп. С. В. Онуфришин. – Чернигов, 1996. – Т. I. – 230 с.

178. Стратиграфическое и литологическое изучение палеозойских отложений на территории работ объединения "Черниговнефтегазгеология" (Краснозаводская, Голотовщинская, Северо-Яблунувская, Рудовская, Свиридовская, Скоробогатьковская и др. площади) : отчет ПГО ЧНГГ в 1-й кн. / отв. исп. Л. П. Кононенко. – Чернигов, 1993. – 197 с.

179. Стратиграфическое и литологическое изучение палеозойских отложений на территории работ ГПП ЧНГГ (Краснозаводская, Скоробогатьковская, Шостаковская, Селюховская и др. площади): Отчет ГПП ЧНГГ в 1-й кн. / отв. исполн. С. В. Онуфришин. – Чернигов, 1998.– 206 с.

180. Стратиграфическое расчленение и корреляция разрезов нижнего карбона ДДВ. Т. 2. Стратиграфическое расчленение, корреляция и литолого-фациальный анализ разрезов верхнего девона и нижнего карбона ДДВ и оценка перспектив нефтегазоносности : отчет ИГН АН УССР / отв. исп. М. В. Вдовенко. – К., 1986. – 207 с.

181. Стратиграфічне і літологічне вивчення палеозойських відкладів на території робіт (Селюхівська, Голотовщинська, Прирічна, Скоробогатьківська та інші площі) : звіт за темою ДР № У–00–90/3 / відп. вик. С. В. Онуфришин. – Чернігів, ДРГП. – Чернігів, 2001. – Т. I. – 207 с.

182. Структурно-тектонічна карта Дніпровсько-Донецької западини м-бу 1:200 000 / гол. ред. Є. С. Дворянин. – К. : ДГП "Укргеофізика", 1996.

183. Уточнена синоніміка регіонально-газоносних горизонтів нижнього карбону та перспективи їхньої газоносності в південно-східній частині ДДЗ та пів-

нічно-західних околицях Донбасу / Я. І. Коломієць, А. В. Лизанець, Ф. Ф. Лагутін, О.С. Міносян. – Х. : УкрНДІГАЗ, 2003. – 90 с.

184. *Холодних А. Б.* Побудова структурно-геологічної карти доверхньосерпуховських відкладів Дніпровсько-Донецької западини / А. Б. Холодних, Ю. О. Арсірій. – М 1:200 000. – Чернігів : ЧВ УкрДГРІ, 2004. – 76 с.

185. Цільовий прогноз нових родовищ на основі геолого-геофізичних досліджень нижньокам'яновугільних відкладів на ділянках діяльності ВАТ "Укрнафта" у північно-західній частині ДДЗ / Т. М. Пригаріна. – ЧВ УкрДГРІ. – Чернігів, 2001.

186. Цыпко А. К. Структурные карты палеозойских отложений Днепровско-Донецкой впадины / А. К. Цыпко. – М:1:200000 (комплект из 6 карт). – Чернигов : ЧО УкрНИГРИ, 1977.

ВІДОМОСТІ ПРО АВТОРІВ

Андрєєва Олена Олександрівна – науковий співробітник НДЧ геологічного факультету Київського національного університету імені Тараса Шевченка, кандидат геологічних наук

Вижва Сергій Андрійович – проректор з наукової роботи, завідувач кафедри геофізики Київського національного університету імені Тараса Шевченка, доктор геологічних наук, професор

Гладун Марія Володимирівна – аспірант кафедри геології родовищ корисних копалин Київського національного університету імені Тараса Шевченка,

Загнітко Василь Миколайович – професор кафедри геології родовищ корисних копалин Київського національного університету імені Тараса Шевченка, доктор геолого-мінералогічних наук, професор

Карпенко Олексій Миколайович – завідувач кафедри геології нафти і газу Київського національного університету імені Тараса Шевченка, доктор геологічних наук, професор

Куровець Сергій Сергійович – докторант кафедри геології та розвідки нафтових і газових родовищ Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, кандидат геологічних наук, доцент

Михайлов Володимир Альбертович – декан геологічного факультету, завідувач кафедри геології родовищ корисних копалин Київського національного університету імені Тараса Шевченка, доктор геологічних наук, професор

Огар Віктор Володимирович – професор кафедри геології нафти і газу Київського національного університету імені Тараса Шевченка, доктор геологічних наук, доцент

Онищук Іван Іванович – завідувач науково-дослідної лабораторії геологічного факультету Київського національного університету імені Тараса Шевченка, кандидат геологічних наук, старший науковий співробітник

Наукове видання

НЕТРАДИЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА ВУГЛЕВОДНІВ УКРАЇНИ

Монографія

У восьми книгах

Книга IV

СХІДНИЙ НАФТОГАЗОНОСНИЙ РЕГІОН АНАЛІТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ

Наукові редактори:

д-р геол.-мінерал. наук, акад. НАН України О. Ю. Лукін,
канд. геол. наук Д. С. Гурський

Редактор Л. Воронцова

Оригінал-макет виготовлено Видавничо-поліграфічним центром "Київський університет"



Формат 70x100^{1/16}. Ум. друк. арк. 34,43. Наклад 300. Зам. № 214-7061.
Гарнітура Times. Папір офсетний. Друк офсетний. Вид. № 16.
Підписано до друку 11.06.14

Видавець і виготовлювач

Видавничо-поліграфічний центр "Київський університет"
01601, Київ, б-р Т. Шевченка, 14, кімн. 43
☎ (38044) 239 3222; (38044) 239 3172; тел./факс (38044) 239 3128
e-mail: vpc@univ.kiev.ua
<http://vpc.univ.kiev.ua>
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 1103 від 31.10.02