

## ПЕРСПЕКТИВИ РОЗШИРЕННЯ РЕСУРСНОЇ БАЗИ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ ЗА РАХУНОК ПОКЛАДІВ ТУРНЕЮ

*Т.Р.Бойчук, О.В.Бурачок, Р.В.Заболотний*

*НДПІ ВАТ „Укрнафта”, 76019, м. Івано-Франківськ, Північний бульвар ім. Пушкіна, 2,  
тел. (0342) 776135, e-mail: vrs@ndpi.ukrnafta.com*

*Представлено перспективи дальніших пошуково-розведувальних робіт на нафту і газ в глибоко-погружених структурних елементах Дніпровсько-Донецької западини.*

*There have been given the perspectives of further oil and gas exploration in deep-buried structural elements of Dniiper-Donetsk depression.*

Особливістю будови Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) є наявність промислових скупчень вуглеводнів в широких інтервалах глибин. Найближчі до поверхні скупчення газу знайдено на Вільховому (450 м) та Співаківському (440 м) родовищах; найглибші – на глибині 6300 м (Перевозівське родовище). Більшість розвіданих запасів газу знаходяться на глибинах 1500-2000 м та 3500-4000 м, що відповідає відкладам кам'яновугільної та девонської систем [1].

У зв'язку із достатньою вивченістю зазначених інтервалів глибин [2] перспективними щодо газонасиченості є глибоко занурені структури верхньовізейських, турнейських та верхньофаменських ярусів.

Турнейські відклади характеризуються складністю геологічної будови, що спричинено не тільки великими глибинами залягання (понад 4000 м), але й невитриманістю колекторів по площі. Основна частина ДДЗ вже досить добре розвідана, а на більшості родовищ передбачено експлуатаційне буріння, тому проводити спеціальне пошуково-розведувальне буріння не завжди є виправданим. За таких умов доречним є збільшення проектних глибин для експлуатаційних свердловин з метою дорозвідки нижче-залягаючих структур, що було успішно зроблено на Артюхівському родовищі НГВУ “Охтирканафтогаз”.

Артюхівське родовище розташоване в північно-західній частині приосьової зони ДДЗ і входить до складу Артюхівсько-Анастасіївського структурного валу. Пошуково-розведувальне буріння розпочате у 1968 р. З 1975 р. родовище перебуває у промисловій розробці [3].

В процесі пошуково-розведувального буріння сім свердловин розкрили відклади турнейського ярусу. З двох із них – розведувальної свердловини 12 з інтервалу глибин 4488-4502 м та експлуатаційної свердловини 75 – отримано припливи мінералізованої води із газом та конденсатом.

Згідно з проектом розробки передбачалося буріння експлуатаційної свердловини 83 на горизонт В-18, однак зважаючи на вдаль розташування свердловини (склепінна частина структури), з метою підтвердження або спростування вуглеводненасичення турнейських відкладів дану свердловину пробурено до глибини

4400 м. Як наслідок, свердловиною розкрито два продуктивні горизонти Т-1 і Т-2.

Продуктивний розріз турнейських відкладів складено шаруватими пісковиками із пористістю 11%, газонасиченістю до 78% та ефективною товщиною від 1 до 4,5 м, загальна ефективна товщина рівна 22 м [4].

Після перфорації в інтервалі 4368-4364 м зі свердловини отримано промисловий приплив газу дебітом 23,2 тис. м<sup>3</sup>/д на 7 мм штуцері. Однак пропрацювавши до червня 2005 р. свердловина припинила роботу. Оскільки на вибої не виявлено рідини, можна припустити, що турнейські відклади характеризуються переривистою лінзовидною будовою, а зупинка свердловини відбулася внаслідок виснаження запасів у зоні дренажування. Було прийнято рішення достріляти в свердловині інтервали 4340-4344 м та 4350-4353 м без встановлення цементного моста. Після проведення перфораційних робіт отримано приплив газу 67,5 тис. м<sup>3</sup>/д на 5 мм штуцері. Після очищення привибійної зони від фільтрату свердловина вийшла на стабільний режим роботи із дебітом 105 тис. м<sup>3</sup>/д. Вона експлуатувала горизонт Т-2 протягом одного року, після чого внаслідок падіння гирлового тиску до 0,2 МПа припинила роботу. Для встановлення продуктивності горизонту Т-1 цементним мостом ізолювали горизонт Т-2 та проперфорували два інтервали з загальною товщиною 9 м, свердловину пустили в роботу з дебітом газу 112 тис. м<sup>3</sup> та дебітом конденсату 2,8 т/д на 6 мм штуцері за початкового пластового тиску 37 МПа. В процесі роботи спостерігалось поступове падіння дебітів, що закономірно пов'язане з падінням тисків, спричинене виснаженням запасів.

За час роботи свердловини з турнейських відкладів видобуто 28,7 млн м<sup>3</sup> газу: 17,4 млн. м<sup>3</sup> з горизонту Т-2 та 11,4 млн. м<sup>3</sup> з горизонту Т-1. Результати економічних розрахунків для горизонтів Т-1 і Т-2 наведено у таблиці 1. Як видно, використання свердловини 83 для розробки запасів даних покладів цілком доцільно за економічних умов 2006 року. Буріння свердловини на турнейські відклади передбачало збільшення глибини свердловини на 400 м. Вартість буріння в інтервалі від 4000 до 4400 м становить 2118 тис. грн. Чистий прибу-

Таблиця 1 – Техніко-економічні показники розробки горизонтів Т-1 і Т-2 (свердловина 83)

Показники	Величина за умов 2006р.
Видобуток газу природного, млн м <sup>3</sup>	28,739
горизонт Т-1	11,378
горизонт Т-2	17,361
Видобуток конденсату, тис. т	0,482
горизонт Т-1	0,330
горизонт Т-2	0,152
Буріння свердловини в інтервалі 4000 – 4400 м, м	400,0
Вартість буріння 1 м в інтервалі 4000-4400 м, грн	5293,0
Вартість буріння, тис. грн	2118,0
Капітальні вкладення, тис. грн	3811,0
Експлуатаційні витрати, тис. грн	5160,8
Прибуток від реалізації, тис. грн	20344,3
ПДВ, тис. грн	4068,9
Рентна плата, тис. грн	1301,7
Прибуток від реалізації без ренти і ПДВ, тис. грн	14973,7
Прибуток до оподаткування, тис. грн	9812,9
Чистий прибуток, тис. грн	7359,7
Грошовий потік, тис. грн	5666,7
Податки та відрахування до бюджету, тис. грн	11129,2

ток від реалізації становить 7,36 млн грн. Величина грошового потоку – 5,67 млн грн.

По горизонту Т-2 запаси класу 111 оцінено в 59 млн м<sup>3</sup>, класу 122 – в об'ємі 66 млн м<sup>3</sup>. За результатами роботи свердловини 83 та аналізу сейсмічних даних прийнято рішення щодо подальшої розвідки турнейських відкладів. Оскільки усі проектні рішення щодо розбурювання родовища виконано, розпочато будівництво першочергової розвідувальної свердловини 23 (рис. 1). У випадку підтвердження продуктивності відкладів у даній свердловині розглядатиметься питання про буріння решти розвідувальних свердловин.

Іншим яскравим прикладом перспективності турнейських відкладів є Андріяшівське нафтогазоконденсатне родовище НГВУ “Полтава-нафтогаз”, у межах яких виділено п'ять продуктивних горизонтів. Родовище відкрито в 1982 р., розташоване в центральній зоні північно-західної частини ДДЗ та приурочене до південно-західного схилу Артюхівського виступу кристалічного фундаменту [5].

Відклади турнейського ярусу неузгоджено залягають на відкладах девонського віку та представлені теригенною пачкою.

Ярус складено чергуванням пластів аргілітів, пісковиків, алеволітів з рідкими прошарками глинистих вапняків та мергелів. Пісковики різнозернисті, від світло- до темно-сірих, кварцові, масивні, слюдісті. Аргіліти темно-сірі, щільні, місцями тріщинуваті, часто карбонатні. До турнейського ярусу відносяться продуктивні горизонти Т-1-2, Т-3 та Т-4.

Колекторами горизонту є пісковики сірі, польовошпато-кварцові, кварцові, від дрібнозернистих до середньо- та крупнозернистих з домішками гравійних уламків, які місцями переходять у гравеліти.

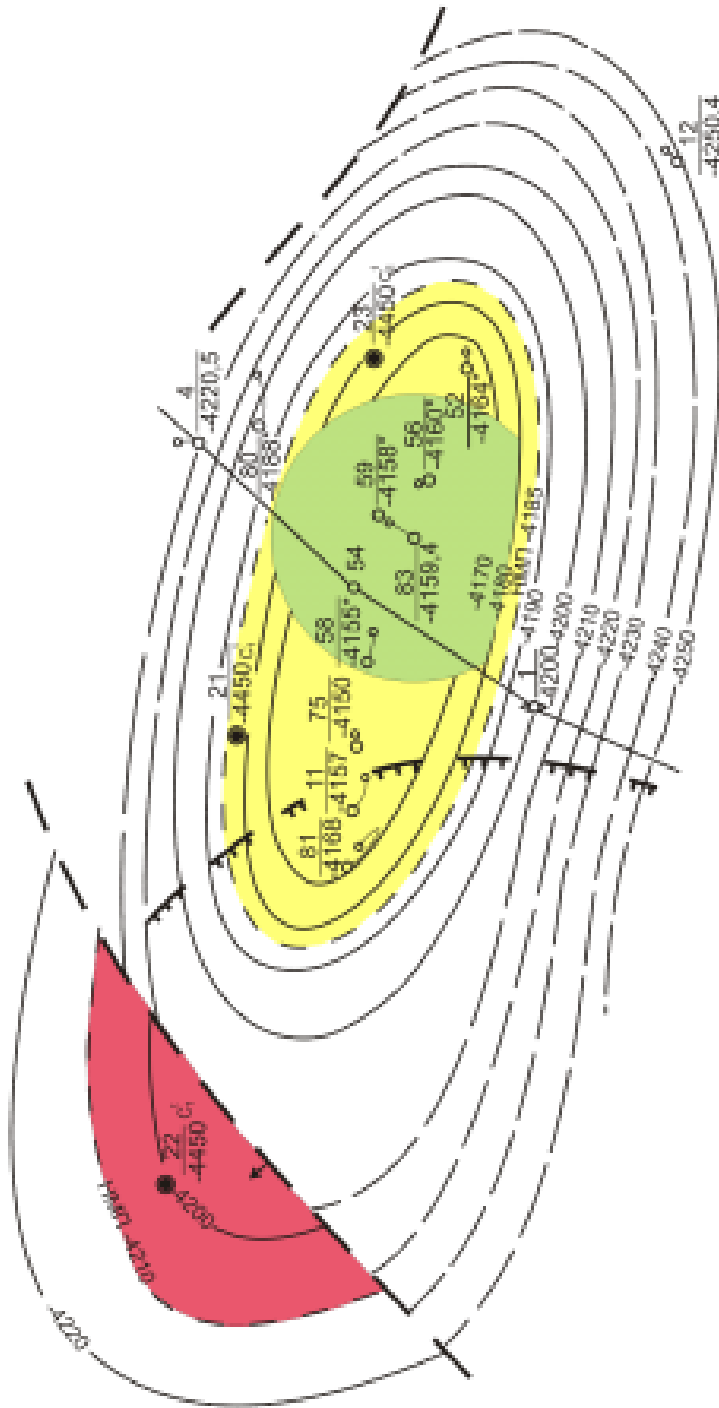
Турнейські відклади за поточного стану вивченості характеризуються схожими до верхньовізейських відкладів фільтраційно-ємнісними параметрами, що є характерним і для Артюхівського родовища.

Основна відмінність в геологічній будові візейських та турнейських покладів Андріяшівського родовища, крім значних глибин залягання (для покладів верхньовізейських відкладів це мінус 4270-4700 м, відповідно для турнейських – мінус 4990-5120 м), – значна посіченість турнейських відкладів тектонічними порушеннями, що встановлено як сейсмічними дослідженнями, так і проводкою свердловин. Не виключений мозаїчний характер розповсюдження колекторів через фаціальну неоднорідність порід, як це встановлено на прикладі покладів В-21, В-22 верхнього візею.

Пластовий газ продуктивних покладів турнею характеризується низьким (порівняно з верхньовізейськими відкладами) вмістом вуглеводнів С<sub>5+</sub>, тобто є більш сухим, а отже умови видобутку вуглеводнів, незважаючи на великі глибини, є кращими з позиції стабільної роботи свердловин.

Також, виходячи з газоконденсатної характеристики пластових газів турнейських відкладів Андріяшівського родовища, можна прогнозувати меншу зміну фільтраційних параметрів

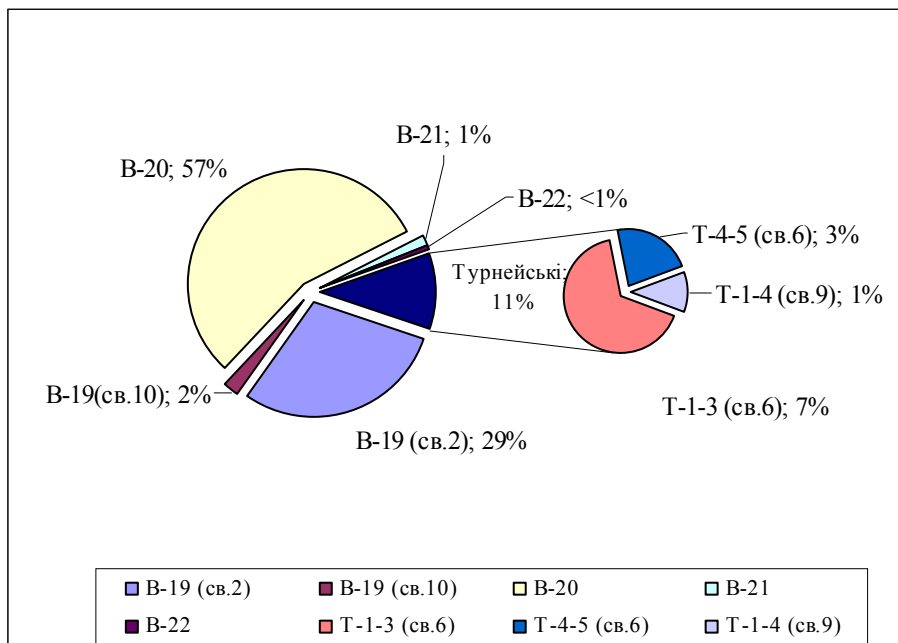
Масштаб 1:25000



УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:

- |                  |  |                   |   |
|------------------|--|-------------------|---|
| — 4250 —         | Ізоглеси покрівлі проникної частини горизонту T-2                    | 81                | Номер свердловини   |
| - - - 4280 - - - | Розрахункові ізоглеси проникної частини горизонту T-2                | -4168             | Абсолютна відмітка проникної частини горизонту T-2              |
| └                | Невпевнені розрівні порушення за даними сейсмічних досліджень 2001р. | -4155             | Розрахункова абсолютна відмітка проникної частини горизонту T-2 |
| ┌                | Умова ліній заміщення колекторів щільними породами                   | Гирло свердловини |   |
| φ                | Свердловини: пошукові, розвідувальні, експлуатаційні                 | ●                 | Точка зустрічі свердловини з горизонтом                         |
| ●                | Проектна свердловина   |                   |   |

Рисунок 1 – Структурна карта покрівлі горизонту T-2 Артюхівського родовища



**Рисунок 2 – Порівняння початкових запасів вільного газу продуктивних покладів Андріяшівського родовища**

колектора завдяки нижчому тиску максимальної конденсації та меншому темпу конденсації рідкої вуглеводневої фази.

Виходячи із зазначеного, для умов подібних до Андріяшівського родовища, при розробці покладів на виснаження з турнейських відкладів можна отримати навіть вище вуглеводневилучення (незважаючи на значні глибини залягання).

Початкові запаси газу турнейських відкладів становили більше 10% від загальних початкових запасів Андріяшівського родовища (рис. 2).

З усієї кількості свердловин, пробурених на Андріяшівському родовищі, тільки 24% розкрили хоча б один поклад турнейських відкладів, 2/3 котрих знаходяться в межах вуглеводненасичених покладів. 1/3 останніх – експлуатаційні (або 5,4 % від загальної кількості свердловин родовища), які по чергово розробляли верхні поклади турнейських відкладів.

Поклади турнею Андріяшівського родовища по чергово розроблялися двома периферійними свердловинами, причому середній дебіт однієї з них зростав від 99 до 135 тис. м<sup>3</sup>/д (відтак впав до 75 тис. м<sup>3</sup>/д) із зниженням робочого тиску від 16 до 5 МПа, дебіт іншої становив 26 тис. м<sup>3</sup>/д, за робочого тиску 9-11 МПа. Перша працювала за депресії 20 МПа з 1995 по 2006 р. (з переривом протягом 1997-2002 рр.), друга – 30 МПа протягом 1994-2001 рр. За час розробки цих покладів пластовий тиск знизився від 57 МПа до 35 МПа. За час розробки покладів Т-1-3 конденсатний фактор знизився з 82 до 70 г/м<sup>3</sup>.

На даний час поклади не розробляються через падіння робочих тисків. Одна зі свердловин залучена до розробки візейських відкладів, інша перебуває в бездії.

Виходячи з того, що з покладів відібрано трохи більше 10 % від геологічних запасів, для подальшої розробки проектом передбачено буріння трьох видобувних свердловин у склепінній частині із залученням нижчезалягаючих покладів Т-4, Т-5. Проектні дебіти свердловин 60 тис. м<sup>3</sup>/д. Одна свердловина вже знаходиться в бурінні.

Зважаючи на об'єми залишкових запасів та попередню геологічну модель турнейських відкладів, наявність значної кількості об'єктів повернення як для Артюхівського, так і Андріяшівського родовищ, розвідування глибоко занурених структур є перспективним напрямом збільшення сировинної бази України.

Так, на нашу думку, перспективним в цьому плані є Коржівське родовище, яке розташоване на південний схід від Артюхівського, оскільки, наприклад, на Ярмолинцівському родовищі газонасність турнейських відкладів давно підтверджена.

Попередній аналіз характеру геологічної будови дозволяє стверджувати про можливість промислових скопчень газу на великих глибинах. Коржівське родовище, як і Артюхівське, є брахіантикліналю, відклади належать до кам'яновугільної системи і представлені нижнім, середнім і верхнім відділами. В межах нижнього відділу виділяються турнейський, візейський і серпухівський яруси. Турнейський ярус літологічно представлено частим чергуванням аргілітів, пісковиків і алевролітів. Пісковики залягають у вигляді лінз і гнізд. Аналогічно до Артюхівського родовища нафтогазонасність пов'язана з відкладами візейського ярусу, в межах якого виділено нафтові горизонти В-18 та В-19 і газові В-20 та В-26. Детальне дослідження турнею не проводилося.

Підсумовуючи вищевикладене, в процесі розроблення проектної документації та вирішенні питань дорозвідки родовищ рекомендуємо її проведення шляхом збільшення проектних глибин експлуатаційних свердловин.

### Література

1 Атлас родовищ нафти і газу України в шести томах / За заг. редакцією Іванюти М.М. та ін. Том 1. – Львів: Центр Європи, 1998.

2 Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Глубинное строение и геотектоническое развитие / Гавриш В.К., Забелло Г.Д., Рябчун Л.И. и др.; Отв. ред. В.К. Гавриш; АН УССР. Ин-т геологических наук. – К.: Наук. думка, 1989. – 208 с.

3 Аналіз розробки Артюхівського родовища: Звіт НДПІ ВАТ “Укрнафта” за наряд-замовленням 211052 / Бурачок О.В. – Івано-Франківськ, 2005. – 136 с.

4 Кірьяновський В.І., Петрук О.П. та ін. Доповнення до проекту пошуків і розвідки покладів нафти і газу на Артюхівській площі. – Полтава: ТОВ „БУКРОС-ГЕО”, 2005. – 67 с.

5 Проект розробки Андріяшівського нафтогазоконденсатного родовища: Звіт НДПІ ВАТ “Укрнафта” за наряд-замовленням 311042 / Заболотний Р.В. – Івано-Франківськ, 2006. – 1046 с.

УДК 622.691.4.01

## СУМІЩЕННЯ ПРОЦЕСІВ КОРОЗІЙНОГО ТА АНТИГІДРАТНОГО ЗАХИСТУ СВЕРДЛОВИН

<sup>1</sup>В.М.Світлицький, <sup>2</sup>О.О.Іванків, <sup>2</sup>І.Г.Зезекало, <sup>2</sup>А.А.Писаренко, <sup>2</sup>В.І.Дмитренко

<sup>1</sup>ДК “Укргазвидобування”, 04053, м. Київ, вул. Кудрявська, 26/28, тел. (044) 2721836  
e-mail: svetlitsky@gasdob.com.ua

<sup>2</sup>Полтавське відділення УкрДГРІ, 36002, м. Полтава, вул. Фрунзе, 149, тел. (0532) 635309  
e-mail: 43yalo@rambler.ru

*Изучен вопрос совмещение процессов коррозионной и антигидратной защиты скважин. Представлены результаты лабораторных исследований антикоррозионных свойств ингибиторов коррозии и ингибитора гидратообразования, которые позволили выявить оптимальные соотношения ингибиторов гидратообразования и коррозии, что, в свою очередь, повышает антигидратные свойства спиртов и электролитов. Использование комплексных ингибиторов обеспечит экономическую эффективность антигидратной и антикоррозионной защиты промышленного оборудования в условиях одновременной подачи по одному трубопроводу комплексного ингибитора через затрубное пространство скважины.*

*An issue of combination of processes of corrosive and antihydrate protection of wells is studied. The results of laboratory researches of anticorrosive properties of inhibitors of corrosion and inhibitor of hydrates, which allowed exposing optimum correlations of inhibitor of hydrates and corrossions, promoting properties of antihydrates of alcohols and electrolytes are presented. The utilizing of inhibitor complex will provide economic efficiency of antihydrate and corrosive protection of industrial equipment under conditions of simultaneous serve on one pipeline of complex inhibitor through annulus of well.*

Гідратоутворення та корозія є основними факторами, що впливають на стабільність видобування і транспорту вуглеводневої сировини в нафтогазовій промисловості [1-3].

Гідратоутворення викликає технологічні ускладнення, пов’язані з випаданням твердих кристалічних речовин, які перешкоджають руху газу. Техногенні газові гідрати можуть утворюватись в системі видобутку газу: в призабійній зоні, в стовбурах свердловин, в шлейфах і внутрішньопромислових колекторах, в системі промислової та заводської підготовки газу, а також в магістральних газотранспортних системах [1, 2].

Видобування газу ускладнюється необхідністю застосування заходів протикорозійного

захисту металевого газопромислового обладнання. Інтенсивна корозія обладнання (до 5-7 мм/рік) призводить до скорочення терміну використання внутрішньосвердловинного обладнання до 1-1,5 року. Зменшення товщини металевого обладнання веде до росту робочих напруж в металі, що ставить під загрозу безаварійну роботу установок задовго до появи наскрізних корозійних руйнувань [3].

Проблема корозійних руйнувань та гідратоутворення завжди була досить актуальною.

Одним з найбільш простих, ефективних і, в багатьох випадках економічно вигідних методів боротьби з процесом гідратоутворення і корозією є використання інгібіторів.