

Наука — виробництву

УДК 551.24:553.98

ОСОБЛИВОСТІ ПОШУКІВ І РОЗВІДКИ ПОКЛАДІВ ГАЗУ В ГЛИНИСТІЙ ТОВЩІ НЕОГЕНУ ЗОВНІШНЬОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

О.О.Орлов, Б.М.Бенько, О.М.Трубенко, Б.Г.Омельченко, А.В.Локтєв

ІФІТТУІГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) ,
e-mail: geotom@ifdtung.if.ua

Результати досліджень свідчать про те, що визначення пористості та загалом колекторських властивостей осадових порід за даними дослідження шлама та промивочної рідини, а також об'єктів глинистих порід, необхідно проводити по зміні процентного вмісту піску, який виводиться з скважини з глинистим розчином. Цей метод дозволяє виділяти колектори серед глини і проводити кореляцію виділених пористих інтервалів в різних бурових скважинах, а також скласти схеми та карти зміни пористості окремих перспективних в нафтогазовому відношенні горизонтів.

The results of researches testify that investigate arenaceous and in general reservoir of properties of adjournment on the data tailings and scrubbing of a liquid, and also fragments of clay breeds, it is necessary to investigate change of percent of sand, which leaves a chisel chink from a clay solution. This method enables to allocate possible collectors among marl and to do correlation allocated arenaceous of intervals in different chisel chinks, and also to make the circuits and cards of change arenaceous separate perspective in oil and gas the attitude of horizons.

Все більш зростаюча потреба в нафті та газі в молодій суверенній Україні може бути задовільнена лише за умов відкриття і підготовки до розробки нових родовищ нафти і газу при більш повному видобутку вуглеводнів з надр.

На даний час забезпеченість потреб України у вуглеводнях (враховуючи існуючу кількість енергоємних підприємств нафти) становить: нафтою — не більше 10% і газом — не більше 25%.

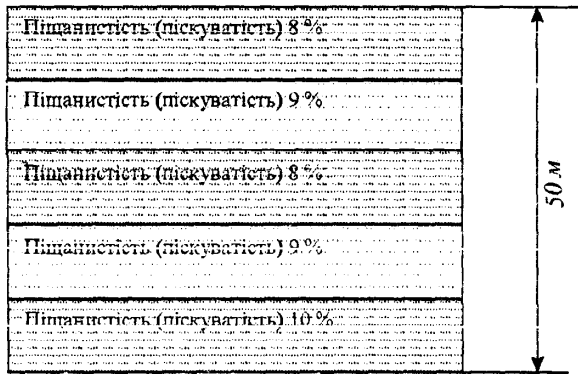
Завданням сьогодення є необхідність пошуків нових родовищ нафти і газу, підвищення ефективності використання існуючих запасів вуглеводнів і проведення науково-дослідних робіт щодо підвищення коефіцієнта нафтовіддачі пластів.

Газові поклади Зовнішньої зони Передкарпатського прогину експлуатуються тривалий період. Вони перебувають на заключній стадії розробки. Але останнім часом результати буріння свердловин в цьому регіоні свідчать про можливість відкриття нових промислових продуктивних горизонтів газу на суміжних площах, що прилягають до відповідних родовищ. Як правило, при пошуково-розвідувальних роботах на газ у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину довгий час застосовувалась стандарт-

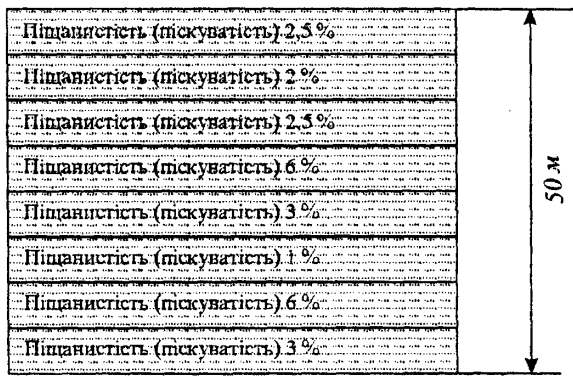
на методика визначення перспектив нафтогазовості за такими критеріями: наявність порід-колекторів, порід-покришок і локальних структур. В глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, товщина якої сягає іноді 4-х і більше тисяч метрів, вказана стандартна методика вже себе вичерпала, стала малоефективною. Це пов'язано з тим, що в глинистій товщі неогену не завжди існують локальні антиклінальні структури і навіть геміструктури, а глини неогену являють собою монотонну товщу, де дуже важко виділити шари порід, які можуть бути колекторами для нафти і газу, та шари, що відіграють роль порід-покришок. Тому методика пошуків вуглеводневих покладів, яка базується на загальноприйнятих постулатах, в останні роки не завжди дає очікуваний ефект. Результати вивчення закономірностей зміни піщаності або піскуватості, глинистості товщі неогену у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину за середніми значеннями піщаності або піскуватості в товщі глини у практиці визначення перспективних ділянок на нафту і газ є дуже малоінформативними щодо місця положення покладів. На це вказує той факт, що вже відкриті в цій області родовища газу на існуючих картах і схемах

піщанистості або піскуватості глинистих порід неогену за середніми значеннями піскуватості, як правило, не співпадають з ділянками підвищеної піскуватості.

Уявімо собі таку картину (рис. 1). В товщі глин (до 50 м) чергуються 5 шарів і прошарків, в яких піщанистість або піскуватість відповідно становить: 8, 9, 8, 9 і 10 %. Середнє значення піщанистості або піскуватості цієї пачки глин — 8,9%. В даній глині піщанистість дуже слабо диференційована і майже монолітна, і, в принципі, очікувати в ній газових покладів не слід. В іншому випадку ми маємо у пачці глин товщиною також 50 м зміну піщанистості або піскуватості в окремих прошарках зверху-вниз: 2,5, 2, 2,5, 6, 3, 1, 6 і 3%. Прошарки з піщанистістю від 2 до 3% практично непроникні і є покришками для двох прошарків з піщанистістю (піскуватістю) 6%, які в даному випадку можуть утримувати в собі поклади газу, незважаючи на те, що в цій пачці середнє значення піщанистості (піскуватості) значно менше, ніж у попередньому випадку.



а) Середнє значення піщанистості (піскуватості) 8,9%



б) Середнє значення піщанистості (піскуватості) 3,2%

Рисунок 1 — Схематична модель зміни піщанистості (піскуватості) в пачках глин, що свідчить про можливість знаходження колекторів в глинах при менших середніх значеннях піщанистості (піскуватості) пачки глин (б) відносно пачки (а)

До речі, ми розрізняємо піщанистість глинистої товщі і її піскуватість. Термін піщанистість глинистої товщі ми застосовуємо, коли в розрізі свердловин шари і прошарки пісковиків

і піщаних глин виділені за даними керн і геофізичних досліджень свердловин (ГДС). Відбір керн, як відомо, планується не більше як 8% від проектної глибини. Фактичний винос його відносно цих 8% дуже малий. Тому піщані породи зазвичай виділяються за даними ГДС, коли при малій піщанистості глин неможливо виділити прошарки піскуватих глин. Тому піскуватість глин необхідно вивчати за даними досліджень шламу, що відбирається зі свердловин через кожні 3-5 метрів проходки. У першому випадку за даними керн і ГДС будуються карти піщанистості глинистої товщі, в другому випадку за даними керн, ГДС і шламу будується карта піскуватості. Нами встановлено, що значення піскуватості завжди більше від значення піщанистості, в тому числі і середніх величин за розрізом всієї глинистої товщі неогену.

Але при бурінні свердловини глинисті породи розмиваються промивальною рідиною, і окремі підняті взірці керн (а також і шламу) характеризують окремі інтервали розрізу свердловин, а оскільки підвищена піскуватість глин існує тільки в обмежених шарах і прошарках малої товщини, то підраховані середні значення піскуватості є також неповними. Геофізичні дані як додатковий метод нерідко не дає однозначних відповідей, про що в багатьох випадках свідчать результати перфораційних робіт: глини з високою піскуватістю можуть слугувати колекторами в глинистій товщі, а глини з низькою піскуватістю, що вміщують ці колектори, можуть являти собою породи-покришки, середнє значення піщанистості або піскуватості яких нижче порівняно з сусідніми ділянками. Такі ділянки в глинистій товщі можуть вміщувати в собі пастки для вуглеводнів навіть без наявності чітко виражених структур. Відомо, що пастки для вуглеводнів можуть бути пов'язані не тільки з антиклінальними структурами, а й з шарами і прошарками, що виклинюються, заміщуються на непроникні глини при моноклінальному заляганні шарів порід з лінзами тощо, а також з ділянками, де породи значно розшліщені з тих чи інших причин і в них виникла тріщинуватість або мікротріщинуватість. У зв'язку з наведеним вище до глинистих товщ, що існують в неогені у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину, потрібен особливий підхід щодо пошуків і розвідки вуглеводневих накопичень. Він передбачає насамперед вивчення піскуватості, а не піщанистості для визначення колекторських властивостей відкладів обов'язково за даними дослідження шламу, а якщо уламки глинистих порід розмиті, то слід застосовувати методику дослідження зміни вмісту піску, що виходить зі свердловини з глинистим розчином. Таким чином можна стежити за зміною піскуватості глинистої товщі по вертикальному розрізу в свердловині, що буриться. Це дасть можливість прямим способом виділяти можливі колектори серед глин і робити кореляцію виділених піскуватих інтервалів в різних свердловинах, а також складати схеми і карти зміни піскуватості окремих перспективних стосовно нафти і газу горизонтів.

Таблиця 1 — Параметри випробовуваних аргілітів до і після експериментів

Довжина взірця, см	Діаметр взірця, см	Тиск гідро- обжиму, МПа	Тиск всередині системи, МПа	Тривалість дослід, діб	Відкрита пористість, %		Об'ємна маса порід, кг/м ³	
					до дослід	після дослід	до дослід	після дослід
1,1	2,7	40,0	36,0	14	0,4	1,6	2590	2550
3,6	2,7	40,0	36,0	21	2,2	8,5	2610	2440

Крім вказаного, формуванню газових покладів в окремих піщано-глинистих прошарках може сприяти локальне розуцільнення цих порід в розрізі глинистої товщі.

З метою підтвердження можливості існування в осадових товщах не тільки ущільнення, але й розуцільнення гірських порід під дією циркулюючих в них флюїдів, в ІФНГУНГ¹ у різні періоди були проведені експериментальні дослідження.

Ці експерименти полягали в такому: у циліндр вміщали керни піщаних аргілітів між візрцями кернів середньозернистих пісковиків проникністю $83,6 \pm 84 \cdot 10^{-3}$ мкм², довжиною 368 і $384 \cdot 10^{-3}$ м і діаметром $2,7 \cdot 10^{-3}$ м. Пісковики насичували пластовою водою (мінералізація води 0,1 кг/л – NaCl). Після гідростискання (40 МПа) при температурі 20°C в середині системи тиск доводили до 37 МПа. Було зроблено п'ять експериментів тривалістю від 4 до 21 доби. У трьох випадках вже через чотири доби в аргілітах під дією тиску рідини, що витискалась із пісковиків, формувались тріщини і в системі розпочиналась вільна фільтрація. У двох випадках були отримані результати, що свідчать про розуцільнення аргілітів без ефекту гідророзриву (табл. 1). Так, в аргіліті відкрита пористість

збільшилась від 0,40 до 1,60%, а об'ємна маса зменшилась від 2590 до 2550 кг/м³. Експеримент тривав 14 діб. При проведенні аналогічного експерименту з аргілітами на протязі 21 доби відкрита пористість збільшилась від 2,20 до 8,50%, а об'ємна маса зменшилась від 2610 до 2440 кг/м³. Таким чином, експерименти підтвердили можливість розуцільнення гірських порід під тиском рідин, що в них проникає.

Автори проводили також аналогічні експерименти з мергелями. Цікаво, що при випробуванні мергелів впродовж 30 діб вони практично не піддалися змінам, незважаючи на те, що тиск в системі збільшувався до 85 МПа при гідростисканні візрця в 100 МПа. Отже, на глибинах, що на сьогоднішній день доступні бурінню, мергелі розуцільненню не піддаються, або піддаються дуже слабо, тому вони можуть залишатись як породи-покришки в осадовій товщі земної кори.

Наявність чергування товщ порід, що розуцільнюються, з товщами порід, що розуцільнюються дуже слабо або не розуцільнюються, можуть зумовлювати утворення прошарків з покращеними колекторськими властивостями. В таких прошарках можуть траплятися промислові накопичення вуглеводнів.

11-а Міжнародна конференція і виставка

СУЧАСНІ МЕТОДИ І ЗАСОБИ НЕРУЙНІВНОГО КОНТРОЛЮ ТА ТЕХНІЧНОЇ ДАГНОСТИКИ

м. Ялта

(6-10 жовтня 2003 р.)

Оргкомітет конференції

02094, м. Київ, вул. Мініна, 3, к.47

Тел./факс: +38 (044) 5733040

моб. тел. 8 - 067 - 708 93 95

E-mail: office@conference.kiev.ua
glavackaya@softhome.net

Гавацька Зоя Юрівна

ПОШТОВА АДРЕСА:

02094, м. Київ, а/я 41, УЩ "НТТ"

Тематика конференції:

- Загальні питання неруйнівного контролю (НК) і технічної діагностики (ТД)
- Теоретичні питання взаємодії фізичних полів з речовиною об'єктів, що контролюються
- Засоби, системи, методики НК і ТД
- Експлуатаційні характеристики і визначення залишкового ресурсу виробів
- Метрологічне забезпечення засобів НК
- Питання підготовки та атестації спеціалістів, акредитація підрозділів НК і ТД
- Виконання Законів України "Про стандартизацію", "Про підтвердження відповідності", "Про акредитацію органів з оцінки відповідності" – шлях до підвищення конкурентоздатності української продукції
- Розробка стандартів в області НК і ТД
- Засідання Правління УС НКТД

Одночасно з конференцією планується проведення школи

"Дефектоскопіст навчає дефектоскопіста"

керівник Ткаченко О.М. тел. (+38-0652) 444758