

би при виконанні такої операції знаходяться в розтягнутому стані.

За допомогою запропонованого підходу можна обчислити кут закручування будь-якого елемента бурильної колони залежно від її конструкції, типу профілю свердловини, параметрів бурового розчину та величини кута повороту ротора. Всі аналітичні перетворення та розрахунки розглянутого методу можна проводити на ЕОМ з використанням математичного пакета Mathcad або Maple 7, що забезпечує високу точність.

Для прикладу проведемо розрахунок мінімального кута повороту ротора, який спричинить початок обертання БК в місці установки долота. На рисунку 2 схематично зображено конструкцію БК, що використовується при бурінні свердловини на момент розрахунку. Свердловина заповнена буровим розчином з динамічним напруженням зсуву, рівним 0,15 Па. Профіль частково відтворює фактичну траєкторію стовбура свердловини "Штормова-1", і складається з таких ділянок:

I) вертикальна прямолінійна ділянка з zenітним кутом 0° ;

II) ділянка набору кривизни (зростання zenітного кута від 0 до 85°);

III) нахилена прямолінійна ділянка з zenітним кутом 85° .

В результаті розрахунку за запропонованим підходом кут закручування бурильної колони становить $60,88^{\circ}$. Подальше обертання ротора призведе до обертання долота на таку ж величину, що є важливим при встановленні від-

хилюючих пристроїв, призначених для корегування параметрів проектного профілю свердловини в заданому напрямі.

Таким чином запропоновано метод обчислення кута закручування бурильної колони при коригуванні профілів похило-скерованих та горизонтальних свердловин. При розробленні математичної моделі враховується додатковий момент опору обертанню в'язкого середовища, зміна сили тертя БК зі стінками криволінійного стовбура свердловини за умови, що бурильні труби контактують із нижньою стінкою свердловини по всій довжині.

Література

1. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник / Под. ред. А.Г.Калинина. – М.: Недра, 1997. – 648 с.: ил.
2. Малько Б.Д., Лігоцький М.В., Прозур О.В. Характеристика сил опору при переміщенні труб у свердловині // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ, 2003. – №1(6). – С. 125-128.
3. Инструкция по расчету бурильных колонн. РД 39-0147014-502-85.
4. Мислюк М.А. та ін. Буріння свердловин: Довідник: У 5 т. / М.А.Мислюк, І.Й.Рибчич, Р.С.Яремійчук. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2002. ISBN 966-501-032-8. Т.2.: Промивання свердловин. Відробка доліт. – 303 с.: іл. – Бібліогр.: 298. – ISBN 966-501-034-4.

УДК 553.981/982 (477,8)

ПРИЧИНИ ПРОПУЩЕННЯ ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ В ГЛИНИСТІЙ ТОВЩІ НЕОГЕНУ ЗОВНІШНЬОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ І ЗАХОДИ ДЛЯ ЇХ ЗАПОБІГАННЯ

А.В.Локтєв

*Стрийське відділення бурових робіт БУ "Укрбургаз", 84000, Львівська обл., м. Стрий, п/с 18,
тел. (03245) 58326, e-mail: loktyv@ukr.net*

Рассмотрены вопросы причин пропуска газоносных горизонтов в неогеновых отложениях Внешней зоны Предкарпатского прогиба. Произведено разделение причин на 3 группы – геологические, геофизические и технические. Указаны основные направления и мероприятия повышения эффективности геологоразведочных работ на газ в регионе.

The problems of reasons the passing of the gas-bearing horizons in Neogene deposits of External zone of Subcarpathian trough are considered in the article. It was executed the division of the reasons into 3 groups - geological, geophysical and technical. There were proposal the basic directions and actions for the increasing of prospecting works efficiency in the region.

За останні 30 років пошуків і розвідки нафтових і газових родовищ в глинистих товщах в різних регіонах світу суттєво змінилося уявлення про перспективи нафтогазоносності глинистих порід. Всупереч загальноприйнятим думкам про те, що глини і аргіліти є покришками, на даний час у багатьох нафтогазоносних регіонах відкриті промислові поклади вуг-

леводнів саме в глинах і аргілітах. Як приклад можна вказати на встановлені значні запаси газоконденсату і нафти в аргілітовій товщі баженівської світи юри Середнього Приоб'я Росії; поклади газу в глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину; в майкопських глинах скіфської плити; у піщано-глинистих товщах олігоцену нафтогазоносного

басейну середньої і верхньої Магдалени Колумбії та інші. Тому, ретельне вивчення товщ з нетрадиційними колекторами і визначення основних показників їх нафтогазоносності є дуже актуальною проблемою.

Відомо, що Україна належить до країн з дефіцитом власних енергетичних ресурсів, які задовольняють потреби України у газі всього на 22-25%, а у нафті на 10-12%. Ця обставина помітно впливає на розвиток промисловості України. Тому геолого-промислові дослідження, що сприятимуть приросту запасів вуглеводнів та збільшенню їх видобутку, мають стратегічне значення для молодшої Української держави. Актуальною проблемою на сучасному етапі є приріст запасів енергоносіїв в нафтогазоносних областях на вже відкритих вуглеводневих родовищах та на суміжних з ними площах. Такою областю в Україні є Західний (Карпатський), нафтогазоносний регіон, в межах якого знаходиться Зовнішня зона Передкарпатського прогину, де зосереджено до 50 вже відкритих газових родовищ і цілий ряд нових перспективних площ у газоносному відношенні. Видобуток газу, як відомо, представляє особливий інтерес, тому що цей енергоносієвий, крім промисловості, є необхідним і для побуту населення. Газові родовища Зовнішньої зони Передкарпатського прогину експлуатуються тривалий період – з 50-х років ХХ століття до теперішнього часу і перебувають в заключній стадії розробки. Але результати буріння свердловин на промислових площах у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину в період останніх 10-15 років засвідчили, що у відкладах цієї зони, і особливо в глинистій товщі неогену, було пропущено чимало газоносних горизонтів промислового значення. На даний час такі горизонти встановлені на площах Хідновичі (горизонти ВД-14, НД 8-9), Макунів (горизонт НД-7), Залужани (горизонт ВД-12, карпатій), Більче-Волиця (горизонти НД 3-12). За рахунок розкритих пропущених у минулому газоносних горизонтів вже тепер були збільшені видобувні запаси газу Західно-Українського нафтогазоносного регіону. Пропущення промислових газоносних горизонтів в минулому при бурінні пошуково-розвідувальних свердловин пов'язане з цілою низкою причин, серед яких існують як геологічні, так і технічні. Визначення цих причин є важливим народногосподарським завданням, що зумовлює значну актуальність і постановку геолого-промислових досліджень у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину. Без визначення цих причин неможливо обґрунтувати заходи щодо розкриття таких горизонтів на промислових площах і запобігти цьому явищу при бурінні пошуково-розвідувальних свердловин на нових площах у майбутньому.

Буріння пошуково-розвідувальних, а також і експлуатаційних свердловин в глинистій товщі Зовнішньої зони Передкарпатського прогину в останні 10-15 років засвідчило, що при проведенні пошуково-розвідувальних робіт на газ в минулому у вказаній товщі було пропущено чимало продуктивних газоносних горизонтів.

Спочатку це виявлялося випадково при бурінні пошуково-розвідувальних свердловин на можливі газові поклади і експлуатаційних свердловин на певні газоносні горизонти. Так, при бурінні експлуатаційних свердловин № 51, 52 і 313 на Більче-Волицькій площі із глинистої товщі в інтервалах 520-550 м, 544-532 м, 580-590 м виявились газопрояви у вигляді відкритого газового фонтану, які були ліквідовані шляхом обважнювання промивальної рідини. Після закінчення буріння вказаних свердловин було вирішено випробувати інтервали 544-532 м і 580-590 м в св. № 313 в глинистій товщі неогену. В результаті випробування були одержані промислові припливи газу 15,3 і 25,9 тис. м³/добу у вищевказаних інтервалах. Як виявилось пізніше, вказані інтервали належать до промислових газоносних горизонтів НД-3 і НД-4. В подальшому на ці горизонти було пробурено декілька розвідувальних свердловин (№ 502, 507, 514), які підтвердили в розрізі глинистої товщі неогену промислові запаси газу, що складають за категорією С1 – 216 млн. м³. Свердловини № 500, 501, 502, 503, 504, 505, 512, 514, 518, 519, і 523 підтвердили газоносність горизонтів НД-8 і НД-9, запаси яких за категорією С1 становлять 1256 млн. м³. Свердловини № 500, 501, 502, 503, 504, 505, 510, 516, 517, 518, 519, 520 і 408 підтвердили також газоносність горизонтів НД-10 і НД-12, запаси яких за категорією С1 становлять 1469 млн. м³. В минулому ці горизонти на Більче-Волицькій площі були пропущені.

На Хідновицькій площі з метою оцінки перспектив газоносних покладів неогену свердловина № 139 була поглиблена до глибини 1370 м. Після інтенсивних газопровів з інтервалів 1250-1350 м і внаслідок випробування інтервалу були відкриті промислові горизонти НД-9, НД-8 і ВД-14, які на цій площі не були раніше відомі.

Такі ж дані можна привести на Орховицькій, Любешівській, Рубанівській, Тейсарівській та інших площах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину.

В результаті на даний час в глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину відкриті такі промислові горизонти: ВД-6; ВД-12; ВД-14; НД-3, а також НД-4; НД-5; НД-6; НД-8; НД-9; НД-10; НД-11 і НД-12. Підрахунок запасів по цих горизонтах дали змогу приростити в Західному нафтогазоносному регіоні України запаси газу за категоріями С1+С2 на 5500 млн. м³.

Пропуск промислових газоносних горизонтів в Зовнішній зоні Передкарпатського прогину розпочався ще наприкінці 40-х і початку 50-х років минулого століття.

В глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину до глибин 400-500 м, а іноді і більше окремі шари і прошарки з підвищенням вмістом псамітових фракцій насичені прісною або слабомінералізованою водою. На електорокаротажних діаграмах такі інтервали в розрізі глинистої товщі неогену характеризуються тими ж параметрами, що і газоносні

горизонти через високі опори прісних вод. При випробуванні таких інтервалів в свердловинах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину одержували воду і тільки іноді попадали на газоносні горизонти. Тому інтервали, по яких не одержувались однозначні відповіді про їх газоносність, дуже часто не випробувались. Як відомо, газовий каротаж в минулому при бурінні свердловин Зовнішньої зони Передкарпатського прогину застосовувався дуже рідко. В результаті багато горизонтів в розрізі глинистої товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, які, можливо, були газоносними, залишались невипробуваними, тобто пропущеними. Яскравим прикладом, де в минулому було розкрито дуже мало промислових газоносних покладів, є так звана площа Коршів – Іспас. На території цієї площі протяжністю від Державного кордону з Румунією до широти населеного пункту Одаї Івано-Франківської області було відкрито тільки одне промислове родовище газу (Косівське) і два непромислових газових покладу: Красноільський в Чернівецькій області і Коршів в Івано-Франківській області.

В подальшому на території площі Коршів – Іспас в результаті перегляду геолого-геофізичного матеріалу розрізів пробурених свердловин і розрізу нових свердловин були відкриті такі промислові газові родовища як Черногузьке, Пилипівське, Дебеславицьке, Ковалівське, Черемхівсько-Струпківське, Яблунівське та інші [1].

Серед інших дуже вагомими чисто геологічними причинами пропуску продуктивних газоносних горизонтів в глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину слід вважати недостатній відбір керн, що призводило до недостатньої геологічної охарактеризованості розрізів свердловин, а також майже повна відсутність лабораторних досліджень шламу, в результаті чого багато шарів і прошарків з підвищеним вмістом псамітової фракції, тобто потенційних колекторів для вуглеводневих сполук були пропущеними.

Вагомою геологічною причиною пропуску газоносних горизонтів в глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, на наш погляд, слід також вважати буріння свердловин на переобважнених глинистих розчинах через побоювання непередбачених аварійних припливів флюїдів у свердловинах. Буріння свердловин майже постійно проводилося на розчинах з домішками таких обважнювачів, як барит і навіть гематит і магнетит. В результаті багато піскуватих шарів і прошарків виявилися “задавленими”, заглинизованими, забаритизованими і навіть загематизованими. При випробуванні свердловин ці пласти і прошарки не давали припливів флюїдів. Засоби покращання зв'язку між свердловиною і пластом переважно виявлялися неефективними, у багатьох випадках вони взагалі не застосовувалися. В результаті пласти, з яких не були одержані припливи флюїдів, вважалися “сухими”. Але деякі з них були газонасиченими.

Всі причини пропуску продуктивних газоносних горизонтів ми поділяємо на три категорії, а саме: геологічні, геофізичні і технічні.

Геологічні причини

недостатня вивченість зміни піщанистості і піскуватості:

- по всій товщині;
- по світах;
- по горизонтах;

недостатній відбір:

- керн;
- шламу;

недостатній комплекс лабораторних досліджень:

- керн;
- шламу;

відсутність нових методик щодо виявлення газоносних горизонтів.

Геофізичні причини

недосконалість або відсутність методів геофізичних досліджень, таких як: акустичний каротаж (смушний); гамма-гамма каротаж (цільний); високоточна термометрія; індукційний каротаж (багатозондовий), боковий мікрокаротаж, двозондовий нетрон-нейтронний каротаж і нахилометрія;

невідповідність роздільної здатності геофізичної апаратури до фактичного розрізу;

відсутність нових методик інтерпретації геофізичних досліджень для тонкошаруватих заглинизованих розрізів.

Технічні причини

невідповідність параметрів бурового розчину під час буріння газоносних горизонтів;

невідповідність бурового обладнання (бурових насосів) до проводки свердловини в конкретних неологічних умовах;

недостатня цілісність та глибина проникнення енергії кумулятивної перфорації;

застосування застарілого обладнання для відбору керн;

неякісне цементування затрубних просторів обсадних колон;

відсутність досліджень свердловин станцією технічного контролю під час проходки верхньої частини розрізу.

Без врахування вказаних причин пропуску продуктивних вуглеводневих горизонтів подальше проведення пошуково-розвідувальних робіт у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину буде малоефективним.

На даний час у геологів України вже накопичився певний досвід пошуків і розвідки нафтових і газових родовищ в піщано-глинистій товщі, зокрема в глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, значно удосконалені методи ГДС, а також технічні засоби буріння і відбору керн.

Розгляд причин пропуску продуктивних газоносних горизонтів в глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, наведених в класифікаційній схемі дав змогу створити схему заходів з метою виявлення пропущених газоносних горизонтів. Всі розроблені в схемі заходи мають важливе значення, але серед геолого-геофізичних заходів ми

надаємо найбільше значення відбору шламу при бурінні свердловин і його дослідженню в лабораторних умовах. Як вже було зазначено, відбір керн (6-8% від проектної глибини свердловини) не є достатній для детальної характеристики розкритих розрізів свердловин, а геофізичні методи не завжди дають однозначні відповіді про наявність газоносних шарів і прошарків в глинистих товщах. Шлам відбирається через кожні 1-3-5 м поглиблення свердловин. Постійне вивчення шламу на буровій (і особливо його дослідження в лабораторних умовах) з метою визначення відсотків псамітової фракції забезпечить виключення можливості пропущення піскуватих шарів і прошарків, які можуть бути насичені вуглеводневими сполуками в глинистій товщі. Якщо при бурінні свердловини глинисті уламки шламу розмиваються, то, як ми вже вказували, необхідно постійно відбирати проби глинистого розчину, що виходить зі свердловини в процесі буріння. Шляхом дослідження проб глинистого розчину на зміну вмісту псамітової фракції можливо визначити наявність в розкритих розрізах свердловин шарів і прошарків з підвищеною піскуватістю.

При дослідженні шламу в лабораторних умовах необхідно проводити визначення коефіцієнтів набухання глинистих уламків для застосування розробленого нами способу визначення газоносних горизонтів в глинистих товщах за даними цих коефіцієнтів, що детально наводиться у п'ятому підрозділі.

При проведенні пошукових робіт в межах нових площ і районів, де ще не визначений остаточний структурний фактор залягання шарів порід в глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, необхідно застосовувати методіку пошуку кульмінаційних ділянок антиклінальних структур і інших форм залягання шарів порід за даними коефіцієнтів аномальності пластових тисків, які за величиною збільшуються в напрямку склепін антикліналей і підвищених ділянок пластів, що виклинюються. Відомо що на таких ділянках є найсприятливіші умови для формування нафтогазових покладів.

Сучасні методи геофізичних досліджень в свердловинах, які необхідно застосовувати, наведені в класифікаційній схемі заходів, спрямованих на запобігання пропуску шарів і прошарків насичених вуглеводневими сполуками.

Слід акцентувати увагу на необхідності експериментування і застосування нових прогресивних геофізичних методів і способів, таких як "Спосіб виявлення нафтогазоносних інтервалів в свердловинах з тонкошаруватим типом розрізу", що розроблений і запатентований в останні роки в ІФНТУНГ [2].

При випробуванні свердловин в глинистій товщі можна рекомендувати проведення експериментального випробування способу, який може забезпечити приплив флюїдів з перспективних на нафту і газ шарів і прошарків, шляхом встановлення гідродинамічного зв'язку між свердловиною і пластом [3], що передбачає закачування в пласт під тиском рідини, яка стає

вибуховою при доставці на вибій свердловини каталізаторів. Вибух рідини передбачається безпосередньо в пласті, що призведе до розширення в ньому існуючих і виникнення нових тріщин. Це може забезпечити значне збільшення фільтраційних властивостей пласта у привибійній зоні, що буде стимулювати приплив флюїдів з пласта.

З переліку технічних заходів, що наводяться в кваліфікаційній схемі, головну увагу ми надаємо застосуванню промивальної рідини, що відповідає запланованим вимогам якості з обробкою обважнювачів тільки у необхідних випадках, а також застосування якісного обладнання для відбору керн з обов'язковою перевіркою роботи всіх його технічних вузлів перед спуском у свердловину.

Література

1. Леськів І.В., Щерба В.М. Геолого-геофізичні дослідження при розшуках газу в Передкарпатському прогині. – К.: Наук. думка, 1979. – 84 с.
2. Карпенко О.М., Орлов О.О., Бенько В.М. Спосіб виявлення нафтогазоносних інтервалів в свердловинах з тонкошаруватим типом розрізу: Деклараційний патент України на винахід 45269 А 15.03.2002 р.
3. Орлов О.О., Трубенко О.М., Локтев А.В. Спосіб гідровибухового розриву пласта: Деклараційний патент України на винахід 47994 А 15.07.2002 р.