

## АНАЛІЗ СТАНУ ТЕХНОЛОГІЇ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИНИ ІЗ ЗАДАНИМ ВИБІЙНИМ ТИСКОМ

Т.Л. Тамамяни, М.М. Лях, Н.В. Федоляк, В.М. Вакалюк, А.І. Бандура

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42353,  
e-mail: no@nung.edu.ua

*Розглянуто історію розвитку та актуальність технології буріння нафтогазових свердловин із заданим вибійним тиском. Опрацьовано багато джерел інформації, що стосуються технології буріння свердловин з заданим вибійним тиском. Проаналізовано результати робіт відомих компаній, пов'язаних з даним напрямком. Наведено приклади проходження (буріння) пластів на депресії і репресії та геолого-технічна необхідність розкриття пластів з аномально високими (низькими) тисками.*

*Звертається увага на особливі вимоги, що висуваються до технологічного обладнання, до управління свердловиною при надходженні пластового флюїду у процесі її поглиблення, а також при підйомі бурильної колони.*

*Частково обґрунтовуються величини репресії і депресії при поглибленні свердловини з врахуванням проникності розбурюваних порід. Розглядається метод регулювання тиску в системі «свердловина – пласт» з використанням герметизованої системи циркуляції, в тому числі з врахуванням параметрів і властивостей промислових агентів.*

*Ключові слова: технології буріння свердловин, буріння з репресією, розкриття продуктивних пластів, буріння в умовах депресії, продуктивність пластів, густина бурового розчину, буровий розчин, вибійний тиск, пластовий тиск.*

*Рассматривается историю развития и актуальность технологии бурения нефтегазовых скважин с заданным забойным давлением. Обработано большое количество источников информации, касающихся технологии бурения скважин с заданным забойным давлением. Проанализированы результаты работ известных компаний, связанных с данным направлением. Приведены примеры прохождения (бурения) пластов на депрессии и репрессии и геолого-техническая необходимость вскрытия пластов с аномально высокими (низкими) давлениями.*

*Обращается внимание на особые требования, предъявляемые к технологическому оборудованию, и управлению скважиной при поступлении пластового флюида в процессе ее углубления, а также при подъеме бурильной колонны.*

*Частично обосновываются величины репрессии и депрессии при углублении скважины с учетом проницаемости буримых пород. Рассматривается метод регулирования давления в системе «скважина - пласт» с использованием герметизированной системы циркуляции, в том числе с учетом параметров и свойств промысловых агентов.*

*Ключевые слова: технологии бурения скважин, бурение с репрессией, вскрытие продуктивных пластов, бурение в условиях депрессии, производительность пластов, плотность бурового раствора, буровой раствор, забойное давление, пластовое давление.*

*The history and relevance of oil and gas well drilling technique with a predetermined bottom hole pressure have been considered. Large number of information sources related to the drilling technique with a predetermined bottom hole pressure has been processed. Various renowned companies activities results, relevant to this direction, have been analyzed. The examples of layer passing (drilling) under overbalance and underbalance conditions, and geological-and-technical necessity of layer discovering with abnormally high (low) pressures have been suggested.*

*Attention is drawn to the special requirements for production equipment and well control when there is an inflow of formation fluid during its deepening, and when lifting the drill string.*

*The values of underbalance and overbalance when deepening a well with accounting of drilled rocks permeability have been partially grounded. The method of pressure control in the "well – layer" system using a sealed circulation system, including taking into account the parameters and properties of the flushing agents are considered.*

*Keywords: well drilling techniques, drilling under overbalance conditions, pay zones discovery, drilling under overbalance conditions, reservoir productivity, drilling mud density, drilling mud, bottom hole pressure, reservoir pressure.*

На даному етапі розвитку нафтогазова галузь України та Російської Федерації (РФ) характеризується значним погіршенням якості сировинної бази, що обумовлено такими причинами.

Основний видобуток нафти і газу ведеться в районах з розвинутою інфраструктурою на раніше розвіданих, розроблених тривалий час родовищах з видобутком продукції, що неухильно падає.

В світовій практиці постійно зростаючі потреби у вуглеводневій сировині забезпечуються зростанням обсягів розвідувального та експлуатаційного буріння. В Україні та РФ це зумовило необхідність виходу у важкодоступні райони зі складними географічними і геологічними умовами, на морські акваторії і часто на родовища з важковидобувними запасами, що пов'язано з необхідністю різкого збільшення капітальних вкладень. У цей же час, незважаючи на

те, що РФ продовжує входити до числа світових лідерів (після США, Канади та Китаю) за обсягами буріння на нафту і газ, обсяги буріння з 1990р. постійно знижувалися при відносній стабільності в цілому світі. Так, через складне фінансове становище обсяг буріння в нафтових компаніях РФ в період 1990-2000 рр. знизився більш ніж у шість разів.

Постійно, особливо в описаній ситуації, ведеться пошук шляхів підвищення техніко-економічної ефективності бурових робіт, методів підтримання і нарощування обсягів видобутку вуглеводневої сировини, а також покращення коефіцієнта вилучення продукції пластів. У цьому плані суттєвим прогресом в останні роки є впровадження методів буріння і відновлення свердловин горизонтальним стовбуром і застосування бурових установок із гнучкими трубами.

Однак, впродовж всієї історії обертового буріння і в переважній більшості випадків основною технологією буріння залишається технологія робіт з репресією на пласти, що розкриваються (в т.ч. і продуктивні).

Буріння з репресією пов'язане з частими ускладненнями у вигляді поглинання бурового розчину і прихоплення бурового інструменту. Основними ж негативними наслідками первинного та вторинного (перфорація) розкриття на репресії продуктивних пластів є:

- погіршення (часто незворотне) колекторських властивостей пласта, і, як наслідок, значне зниження потенційно можливих дебітів свердловин;

- тривалі терміни освоєння свердловин;
- низький коефіцієнт нафтогазовіддачі пластів;

- труднощі, пов'язані з виявленням та оцінкою нафтогазоносності пластів у розвідувальному бурінні;

- важкість підрахунку запасів вуглеводневої сировини.

Негативний вплив закінчування свердловин на репресії проявляється найбільше на родовищах з низькими і аномально низькими пластовими тисками (в т.ч. на виснажених), в колекторах з низькою проникністю, на родовищах з важковидобувною продукцією.

По Західному Сибіру на більшості родовищ потенційні можливості продуктивних пластів використовуються лише на 40-75%. Не значно відрізняється цей показник і на родовищах інших регіонів.

Дана проблема стала стримуючим фактором для широкого застосування способу розкриття продуктивних пластів горизонтальним стовбуром свердловин, коли значно зростає тривалість і площа контактування бурового розчину з колектором у порівнянні з бурінням вертикального або похилого стовбура.

Вдосконалені традиційні технології буріння та інтенсифікації видобутку є високовартісними, тому в даному випадку вони можуть бути низькоефективними і нерентабельними.

За останні роки в передових нафтогазовидобувних країнах (США, Канада та ін.) розви-

вається технологія розкриття продуктивних пластів на депресії.

Встановлено, що потенційна ефективність будь-якої технології закінчування свердловин може бути максимальною лише за умови, коли розкриття продуктивних пластів ведеться в умовах депресії.

Широкомасштабне впровадження нової технології в зарубіжних країнах з розвинутою нафтогазовою промисловістю і початковий досвід використання даної технології в РФ переконливо вказано ряд істотних переваг розкриття продуктивних пластів у депресійних умовах:

- підвищення продуктивності пластів в 4-6, а в окремих свердловинах в 8-10 і більше разів;
- скорочення витрат і часу на освоєння свердловин;

- підвищення якості гідродинамічної оцінки продуктивних пластів;

- підвищення коефіцієнта вилучення продукції пластів;

- підвищення механічної швидкості проходки і використання ресурсу породоруйнівного інструменту;

- запобігання поглинань бурового розчину і зниження ймовірності прихоплення бурильного інструменту.

Накопичений в РФ початковий науковий і промисловий досвід закінчування свердловин в умовах депресії, що підтверджує думку про безсумнівний техніко-технологічний та економічний ефект нової технології (ЗАТ «Лукойл-Буріння-Перм», ВАТ «Татнефть»). Стійко намітився подальший розвиток даного методу, як у нафтових компаніях, так і в системі ВАТ "Газпром". До організацій та підприємств, в яких розгорнуто роботи з переходу від епізодичних техніко-технологічних рішень до комплексного підходу створення техніки і технології закінчування свердловин на депресії, відносяться: ВАТ "СевКавНІПІГаз" і ВАТ "Ставропольнефтегаз", ВАТ НВО "Буріння", ЗАТ "Лукойл-Бурение-Пермь", ТОВ "Оренбурггазпром", ТОВ "ВолгоУралНІПІ-нафта", ВАТ "Сургутнафтогаз", Воронежський механічний завод, ВАТ "Борець", ТОВ "БурГеоСервіс" м. Твер та ін.

В РФ вже створено технічні засоби для певних геолого-технічних умов, що забезпечують впровадження нової технології. Це – проти викидне обладнання (превентори, в т.ч. обертового типу, маніфольдна обв'язка противикидного обладнання), циркуляційні системи, засоби очищення, сепарації і дегазації бурового розчину, система автоматичного управління дисковим дроселем для підтримки заданого надлишкового тиску на усті свердловини, система контролю над свердловиною при СПО, а також апаратурно-методичний комплекс (АМК) з бортовим процесором для контролю та управління параметрами поглиблення.

У ході розроблення технологічних процесів поглиблення свердловин на нафту і газ, передбачається встановлення оптимального співвідношення між вибійним (гідростатичним тиском стовпа бурового розчину) і пластовим тисками, оскільки важливим було і залишається

недопущення газонафтоводопроявів або поглинання бурового розчину, а також стійкості стінок свердловини на час перебування їх у відкритому стані. Численними дослідженнями і практикою було встановлено, що зрівноважений стан між поровим (пластовим) тиском і тиском гідростатичного стовпа знижує ризик ускладнень до мінімуму при досягненні максимально можливої механічної швидкості буріння і проходки на долото.

Одним з основних правил буріння завжди було і залишається регламентування густини бурового розчину з метою недопущення припливу пластового флюїду під час проведення всіх технологічних операцій. У міру отримання нових наукових знань і накопичення промислового матеріалу знижували регламентований надлишковий гідростатичний тиск стовпа бурового розчину над пластовим (поровим) тиском. Саме регламентування густини розчину залежало і залежить від глибини свердловини (геологічної вивченості розкритого свердловиною розрізу) і технологічної оснащеності бурових установок і досвіду бурової бригади.

В останній редакції «Правил...» [1] під час складання проектів на спорудження свердловин на нафту і газ передбачається визначати густину бурового розчину з урахуванням перевищення гідростатичного тиску стовпа бурового розчину над проектним пластовим тиском на величину, не менше:

- 10% – для свердловин глибиною до 1200м (інтервал від 0 до 1200м);
- 5% – для свердловин глибиною понад 1200м.

Однак вимушена репресія на пласт, як відомо, не повинна негативно впливати на механічну швидкість буріння і проникність привітної зони, тому протитиск на пласт обмежується величиною 1,5 МПа для свердловин глибиною до 1200м і 2,5-3,0 МПа для глибших свердловин.

У роботі [2] наведено результати буріння свердловин в умовах аномально високих пластових тисків (АВПТ) з метою уточнення перспектив нафтогазості і величини продуктивності нижньомайкопських відкладів. При бурінні св. № 33-Вороб'ївська був використаний буровий розчин густиною 1280 кг/м<sup>3</sup> замість раніше використовуваного на інших свердловинах цієї ж площі, розчину густиною 1500 кг/м<sup>3</sup>. По суті, з глибокої репресії (4,5-6,0 МПа) свердловину почали поглиблювати за мінімальної репресії, яка під час промивання не перевищувала 2,0 МПа. Зниження вибітного тиску за рахунок зниження густини бурового розчину дозволило при освоєнні свердловини отримати в середньому на 23% вищий дебіт.

У цій же роботі наводяться приклади буріння свердловин, коли в статичних умовах мала місце депресія 0,6 - 0,9 МПа, а під час буріння свердловина поглиблювалася вже на репресії.

Проходження пластів великої товщини (як наприклад, в куполі Карачаганакського ГКР) до 1500м може здійснюватися на змінній депресії з покрівлі пласта до глибини Н1 і на змінній репресії з глибини Н1 до його подошви, оскільки з глибиною змінюється градієнт пластового тиску від більшого на покрівлі до меншого на подошві.

Проблема розкриття продуктивних пластів з високими коефіцієнтами аномальності ( $\kappa_a \geq 1,5$ ) виникає через невелику різницю між тиском поглинання або розриву порід і пластовим тиском і обумовлює проходження їх на мінімальній репресії в процесі поглиблення і невеликої депресії при зупинці циркуляції і підйомі бурильної колони. Можна навести багато прикладів, коли, наприклад, походження верхньокрейдових відкладень на Грозненських родовищах ускладнювалося або поглинанням через застосування бурового розчину високої густини з наступними нафтогазопроявами, або проявами при використанні більш легкого бурового розчину.

Геолого-технічна необхідність розкриття пластів з АВПТ зумовила розроблення технологічних заходів, що включають:

- зниження репресії на продуктивний пласт до можливого мінімуму;
- зниження подачі насосів з метою зниження гідравлічних опорів в кільцевому просторі для попередження поглинання;
- плавне відновлення циркуляції при одночасному підйомі бурильної колони;
- зниження швидкості опускання інструменту у режимі реверсу з метою недопущення поглинання бурового розчину;
- додаткові вимоги до реологічних і структурних властивостей бурових розчинів;
- посилення контролю над проведенням всіх технологічних операцій з метою своєчасного виявлення виникаючих ускладнень.

Особливі вимоги висуваються до технологічного обладнання, а саме до противикидного, яке встановлюється на гирлі свердловини, і технічних засобів для оснащення бурильної колони. Підвищені вимоги безпеки висуваються і до обсадних труб (міцності колон, які опускають) і цементування свердловин. Технічні колони і кондуктори розраховуються на максимально можливий тиск видобування, наприклад, на випадок герметизації свердловин при відкритому фонтануванні.

Особливо складними є проходження ропоносних відкладів, коли різниця між градієнтами пластового тисків і поглинання становить 0,002 - 0,009 МПа/м. У таких умовах потрібно вибрати такі значення вибітних тисків, які б мало відрізнялися від тиску гідророзриву порід і пластового тиску. При цьому дуже важливо, щоб мінімальна різниця між ними уможливила провідку свердловини без ускладнень під час промивання, буріння, спуско-підйомальних операцій, нарощувань та геофізичних робіт. Як правило, буріння в таких умовах проходить за деякої незначної репресії і деякої депресії при нарощуванні і спуско-підйомальних операціях. Наявність депресії підтверджується «газом нарощування» і досить істотним і тривалим періодом вимиву газової або ропоносної пачки після спуску нового долота для подальшого бу-

ріння. Але далеко не завжди вдавалося в подібних умовах завершити процес спорудження свердловин через ускладнення, що виникають.

Вперше основні положення технології підтримки заданого вибієного тиску у процесі буріння пошуково-розвідувальних свердловин були викладені в РД 39-014-7009-6032-86 [3].

У даному документі розглядаються:

- комплекс методів прогнозування порових і вибієних тисків;

- методика визначення вибієного тиску під час процесів поглиблення свердловини, спуско-підіймальних операціях, геофізичних дослідженнях, встановленні обсадних колон і їх цементуванні;

- методика вибору мінімальної величини репресії і можливості прокладання свердловини в стані депресії;

- методика нормування показників властивостей бурових розчинів.

Але в даному документі не розглядалося питання технічного оснащення бурової установки, за допомогою яких можна було здійснювати поглиблення свердловини при мінімальній репресії і тим більше при короткочасних надходженнях пластового флюїду (нарощування, вилучення бурильної колони) і тим більше при безперервному припливі під час поглиблення свердловини.

Безсумнівно, постановка задачі з розробки технології при незбалансованому тиску в системі «свердловина – пласт» стала реальнішою після розроблення технічних засобів, відображених в ГОСТ 13862-90 «Обладнання противикидне» [4], а також «Методики з глушіння свердловин» і «Технології управління свердловиною при газонафтоводопроявах в різних гірничо-геологічних умовах» [5]. У зазначених технологічних документах розглядаються способи управління та контролю вибієного тиску при надходженні пластового флюїду. Основним правилом контролю над вибієними тиском є підтримання постійного встановленого тиску на насосі (бурильній колоні) у процесі вимивання пластового флюїду при постійній подачі насосів і закачування бурового розчину з незмінною густиною. Вибієний тиск буде рівним пластовому, якщо зберігатиметься умова:

$$P_n = P_{n.m} + P_{z.c.}$$

де  $P_n$  – тиск на насосі,

$P_{n.m}$  – надлишковий тиск, обумовлений передачею пластового тиску на гирлі закритої свердловини, рівний  $(\bar{\rho}_{nl} - \rho) \cdot H$ ,

де  $\bar{\rho}_{nl}$  – градієнт пластового тиску,

$H$  – глибина розміщення пласта по вертикалі;

$P_{z.c.}$  – гідравлічні опори в циркуляційній системі свердловини при обраній і постійній подачі  $Q$  рідини густиною  $\rho$ .

Сталість тиску на насосі забезпечується регульованим дроселем на виході зі свердловини.

Управління свердловиною при надходженні пластового флюїду у процесі поглиблення (тобто коли розкривається пласт, у якого пласт-

товий тиск виявився більшим за тиск гідростатичного стовпа бурового розчину) передбачає переведення свердловини на буровий розчин з більш високою густиною, який може бути проведений у дві стадії.

**Перша стадія.** Герметизація гирла свердловини, визначення надлишкових тисків у трубах і кільцевому просторі, вибір подачі насосів, яка повинна бути менше тієї, яка була при поглибленні свердловини, визначення тиску на насосі в процесі промивання і вимивання пластового флюїду, що знаходиться в свердловині, за участю регульованого дроселя, сепаратора і дегазатора. Час промивання повинен бути не менше одного циклу або до вирівнювання надмірних тисків у трубах і кільцевому просторі.

**Друга стадія.** Визначення і приготування бурового розчину необхідної густини. Закачування його при вже вибраному режимі (подачі) з підтриманням постійного тиску в кільцевому просторі за участю регульованого дроселя до моменту надходження більш важкого бурового розчину в кільцевий простір, а потім підтримування тиску насосом, усталеним до даного моменту.

Управління свердловиною при підйомі бурильної колони за наявності в свердловині пластового флюїду і розбалансованості між пластовим тиском і тиском у свердловині передбачає оцінку пластового флюїду, який надходить в свердловину, послідовність робіт по допуску на максимальну можливу глибину долота, керуючись величиною граничного обсягу припливу, з подальшим досягненням необхідного балансу тисків між свердловиною і пластом. Режим опускання за наявності надлишкового тиску на гирлі також може бути використаний при веденні робіт у випадку розбалансованості тисків, тобто при безперервному припливі в свердловину пластового флюїду.

Область застосування технології буріння на режимі депресії – збереження колекторських властивостей пласта з метою отримання потенційно максимального дебіту на встановленому режимі експлуатації. У роботах [6, 7] наводяться відомості про те, що дебіти свердловин, пробурених на родовищах Канади з горизонтальним стовбуром, зросли до 10 разів.

Супутніми перевагами, які відзначаються в багатьох статтях і оглядах [6, 8, 9, 10, 11, 12, 13], можуть вважатись:

- можливе збільшення коефіцієнта віддачі продуктивних пластів (важко встановлювана перевага);

- зниження матеріальних і фінансових витрат на проведення операцій з освоєння та інтенсифікації розкритих на депресії продуктивних пластів;

- скорочення витрат матеріалів на високо-вартісні бурові розчини і технологічні рідини з метою зменшення густини та спрощення рецептур;

- зниження витрат часу на боротьбу з ускладненнями та аваріями (поглинання, прихоплення бурильного інструменту під дією диференційного тиску);

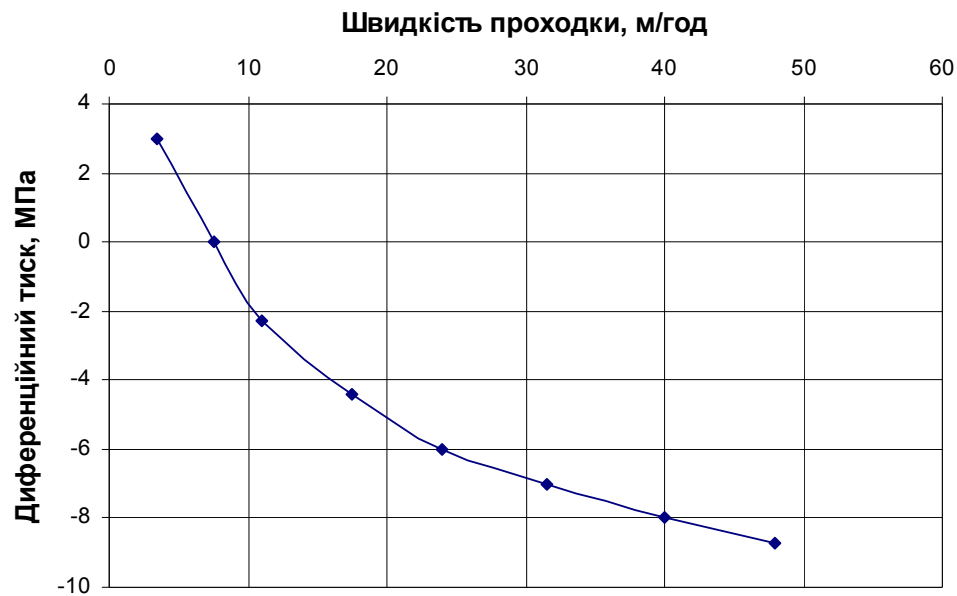


Рисунок 1 - Зміна швидкості проходки за підвищеного і від'ємного диференціального тисків

- зростання механічної швидкості буріння і показників роботи доліт за рахунок зниження внутрішніх напружень внаслідок зменшення гідростатичного тиску на вибій свердловини.

Також відзначають [11] можливу екологічну безпеку, пов'язану з попередженням забруднення продуктивних пластів рідинами під час буріння і цементування обсадних колон.

Швидкість проходки на депресійному режимі, так само як і при звичайному бурінні, залежить від таких параметрів, як тип долота, навантаження, швидкість обертання, зношуваність різальних елементів. Механічні властивості породи – твердість, абразивність, пластовий тиск також мають вплив на швидкість проходки.

Єдиним чинником, що змінюється під час буріння на депресії (БД), є тиск в кільцевому просторі. Як відомо, чим нижчим є тиск в кільцевому просторі, тим вища швидкість проходки.

На рис. 1 показано, що підвищення швидкості проходки до 50% можна досягти за кожні 1,75 МПа зниження диференційного тиску (згідно інформації компанії ВАТ НВО "Буріння"). Однак важко уявити, що депресію понад 3,5 МПа можна підтримувати в ході буріння на депресії без виникнення ускладнень, в пластах з високою продуктивністю.

Подібні відомості наводяться і в роботах [12,13], де повідомляється про збільшення швидкостей буріння від 4 до 10 разів у свердловинах, де використовувалися легкі бурові рідини. Якщо на 100 м буріння швидкість буде збільшена з 5 до 20 м/год., то економія в часі складе 15 годин. Але настільки висока швидкість проходки, ймовірно, потребує збільшення подачі насосів, додаткових зупинок на промивання, «глазурування» стінок свердловини.

У роботі [2] з посиланням на [14] зазначається, що поряд з підвищенням якості розкриття продуктивних пластів під час розвідувального буріння підвищується ефективність геолого-розвідувальних робіт:

- дається однозначна оцінка продуктивності розкритого продуктивного пласта;

- точно відбивається покрівля і підшва продуктивного пласта;

- забезпечується приріст запасів нафти і газу в пластах що раніше не були виявлені через інтенсивну кольматацію буровим розчином і його фільтратом в процесі буріння на репресії.

Як зазначалося вище, з початку 60-х років минулого сторіччя намітилася тенденція до зниження величини гідродинамічної репресії на пласт. Але ступінь і глибина забруднення привибійної зони розкритого продуктивного пласта залежить не тільки від величини репресії, а й від якості і кількісних показників бурового розчину і первісної проникності колектора.

Численні геофізичні вимірювання довели [15], що глибина проникнення фільтрату бурового розчину в низькопроникний колектор більша, ніж у високопроникний. Ця залежність пояснюється часом формування глинистої кірки і її проникністю. На колекторі з низькою проникністю формування кірки йде повільніше, вона менш міцна, легко руйнується під дією механічного впливу бурового інструменту і потоку рідини. Численні випадки вимиву пластового флюїду в невеликих обсягах у вигляді газозованого бурового розчину з плівками нафти після спуско-піднімальних операцій з розкриття низькопроникних колекторів свідчать про тривалість взаємодії фільтраційних потоків в системі «свердловина – пласт». Зовсім інша ситуація спостерігалася при розкритті високопроникних колекторів, коли за невеликих депресій під час підймання інструменту (до 0,5-1,0 МПа) притік (навіть у невеликих обсягах) не спостерігався через щільну і низькопроникну кірку, і навпаки, мали місце викиди бурового розчину за дещо більшої депресії і великих обсягах притоку пластового флюїду.

Бурова практика свідчить, що проходження колекторів з низькою проникністю на без-

Таблиця 1 – Характеристика продуктивності свердловин залежно від проникності колекторів продуктивних горизонтів

Родовище	Пласти	Середня проникність колектора, мкм <sup>2</sup>	Величина ОП
Надимо-Пуровська область	Ю <sub>1</sub>	0,001 – 0,02	0,25 – 0,45
Вахське	ЮВ <sub>1</sub>	0,0072	0,47
Ван-Єганське	Ю	0,077	0,56
Приобське		0,001 – 0,02	0,4 – 0,6

глинистому буровому розчині через відсутність глинистої кірки супроводжувалося збільшенням інтенсивності припливу з пласта під час спуско-підймальних операцій, в результаті зниження вибієного тиску нижче пластового за рахунок відсутності гідравлічних втрат після зупинки промивання і від'ємних гідродинамічних тисків, обумовлених рухом труб. Відсутність малопроникної кірки при проходженні низькопроникних колекторів верхнього олігоцену на родовищі Білий Тигр і СРВ призводило до необхідності використовувати більш високу густину безглинистого бурового розчину на 0,03-0,05 г/см<sup>3</sup> для запобігання припливу порівняно зі звичайним буровим розчином на глинистій основі.

Неважко зробити висновок, що фільтрація зі свердловини в пласт і з пласта в свердловину при розкритому низькопроникному колекторі виникає за відсутності перешкоди, а саме напівпроникної глинистої кірки, а обсяг рідини, яка відфільтровується, залежить від тривалості процесу і величини перепаду тиску в системі «свердловина – пласт». Для зниження обсягу фільтрації зі свердловини в низькопроникний пласт необхідно знизити до мінімуму репресію, а щоб повністю попередити забруднення пласта необхідно створити депресію.

Дослідження впливу бурового розчину і на їх основі створених вимог на властивості його рідкої і твердої фаз для розкриття продуктивних пластів знайшло відображення в узагальнюючому документі «Руководство по предупреждению загрязнения нефтенасыщенных пластов» РД 39-0147009-510-85. Згідно з цим документом для піщано-алевротової породи із середнім ступенем ущільнення (середній катагенез), цемент глинисто-карбонатний зі слідами розкristалізації з проникністю більше 0,1 мкм<sup>2</sup> вид рідкої фази не регламентується, а фільтрація не повинна перевищувати 10 см<sup>3</sup>/за 30хв. Для тих же порід, але сильно ущільнених з початковими ознаками тріщинуватості й проникністю більше 0,05 мкм<sup>2</sup>, а також для сильно ущільнених пісковиків, алевролітів, вапняків, мергелів, аргілітів, порфіритів, базальтів та ін. порід з розвиненою тріщинуватістю вид рідкої фази не регламентується фільтрацією не більше 12 см<sup>3</sup>/за 30хв, а вміст крупозернистого наповнювача повинен бути не менше 10% з діаметром часток не менше 1,5 мм.

Таким чином, можна зробити висновок, що для зазначених порід з високою проникністю технологія буріння на депресії може бути вико-

ристана, якщо є необхідність вже під час буріння мати великі дебіти нафти.

Очевидно, що колектори з малою проникністю найбільш чутливі до забруднення, навіть у разі використання бурових розчинів з вірно підібраним складом та властивостями рідкої і твердої фаз. Про це свідчать численні промислові приклади, коли при первинному проходженні спостерігались активні газонафтопрояви, а після закінчення буріння в процесі освоєння з пласта не вдавалося отримати промислового припливу.

Аналіз стану розкриття продуктивних пластів з низькою проникністю на родовищах Західного Сибіру свідчить, що в більшості випадків потенційні можливості продуктивних пластів дуже низькі [8], про що можна судити за даними величини ОП (див. табл. 1).

При виборі об'єкта для розкриття пласта горизонтальним стовбуром на депресії слід звернути увагу на різнонапірність його пропластків, як це роблять автори роботи [17], оскільки вона може дестабілізувати процес буріння на депресії через можливі перетоки з подальшими ускладненнями.

Обґрунтування величини репресії і депресії при поглибленні свердловини. Буріння значної частини свердловини здійснюється на репресії. Величина репресії постійно коригується в меншу сторону. Це тенденція зберігається завдяки постійному вдосконаленню відомих технологічних процесів, застосуванню нових типів і рецептур бурових розчинів, визначенню поточних порових (пластових) тисків, застосуванню нового обладнання (насамперед противикидно-го), верхнього привода і циркуляційних систем для приготування і очищення бурових розчинів.

Технологія буріння із заданим вибієними тиском передбачає підтримання мінімального диференційного тиску між свердловиною і пластами, що розкриваються, коли зі стану репресії свердловина може перейти на певний час в стан рівноваги або навіть депресії.

Відповідно до відомого положення про те, що допустима депресія на стінки свердловини у процесі буріння не повинна перевищувати 10-15% ефектних скелетних напруг, які визначаються як різниця між гірським і поровим тиском порід. Це положення при визначенні густини бурового розчину відноситься, насамперед, до глинистих відкладів, дотримання якого повинно забезпечити попередження осипань та обвалювання. Але його віднесли і до продук-

Таблиця 2 – Зміна допустимої депресії

Глибина, м	Середня густина масиву гірських порід $\rho_{\text{гip}}$ , кг/м <sup>3</sup>	Пластовий тиск, $P_{\text{гip}}$ , МПа	$\Delta P_{\text{ден}} = 0,1(P_{\text{гip}} - P_{\text{пл}})$ , МПа при різних $\kappa_a = P_{\text{пл}} / P_{\text{сст}}$				
			0,25	0,5	1,0	1,5	2,0
500	1670	8,2	0,7	0,57	0,33	0,08	-
1000	1700	16,7	<u>1,4</u>	<u>1,2</u>	0,70	0,2	-
1500	1750	25,8	<u>2,2</u>	<u>1,8</u>	<u>1,10</u>	0,4	-
2000	1820	35,7	3,1	<u>2,6</u>	<u>1,6</u>	0,6	-
2500	1900	46,6	4,0	3,4	<u>2,2</u>	<u>1,0</u>	-
3000	2000	59,9	5,2	4,4	2,9	<u>1,5</u>	0,01
3500	2100	73,8	6,5	5,7	4,0	<u>2,2</u>	0,5
4000	2300	90,3	8,0	7,1	5,1	3,1	<u>1,2</u>
4500	2400	105,9	9,5	8,4	6,2	4,0	<u>1,8</u>

Позначення:

$\Delta P_{\text{ден}}$  – допустима депресія, МПа;

$P_{\text{гip}}$  – гірський тиск, МПа;

$P_{\text{пл}}$  – пластовий тиск, МПа.

тивних відкладів, щоб оцінити допустиму депресію [9, 10], котра наведена в табл. 2. У ній наведено, якою може бути допустима депресія залежно від глибини і пластового тиску при коефіцієнті аномальності ( $\kappa_a$ ) пластового тиску від 0,25 до 2,0.

Автори зазначеної роботи вважають, що на практиці слід дотримуватись величини депресії, що в табл.2 виділено жирним, підкресленим шрифтом, і що з глибини 2000м немає необхідності підтримувати депресію, рівну гранично допустимій, оскільки її значення перевищує 3,1 - 2,6 МПа. При таких депресіях може відбутися руйнування пристовбурової зони розкритого пласта та виникнути умови, які ускладнюють нормальний процес буріння.

У роботі [19] розглядається вибір максимально допустимої депресії за трьома умовами:

- збереження стійкості скелета колектора під дією геостатичного тиску;
- запобігання винесення піску, обумовленого перевищенням критичного дебіту свердловини, що викликає руйнування колектора;
- неперевищення інтенсивності припливу пластового флюїду, який сприймається промивальною рідиною із збереженням її робочих параметрів.

Перша умова детально була розглянута вище. Обмеження другої умови може бути отримано за результатами експлуатації свердловин на родовищі, на якому планується розкривати пласт на депресії. За третьою умовою попередню оцінку можна отримати лабораторними випробуваннями на збереження властивостей промивальної рідини, вводячи в неї пластовий флюїд. З умови підтримки заданих властивостей промивальної рідини в НВО «Буріння» [18] дано оцінку допустимого припливу, який не повинен перевищувати 20% обсягів свердловини і промивальної рідини, що знаходиться в циркуляційній системі.

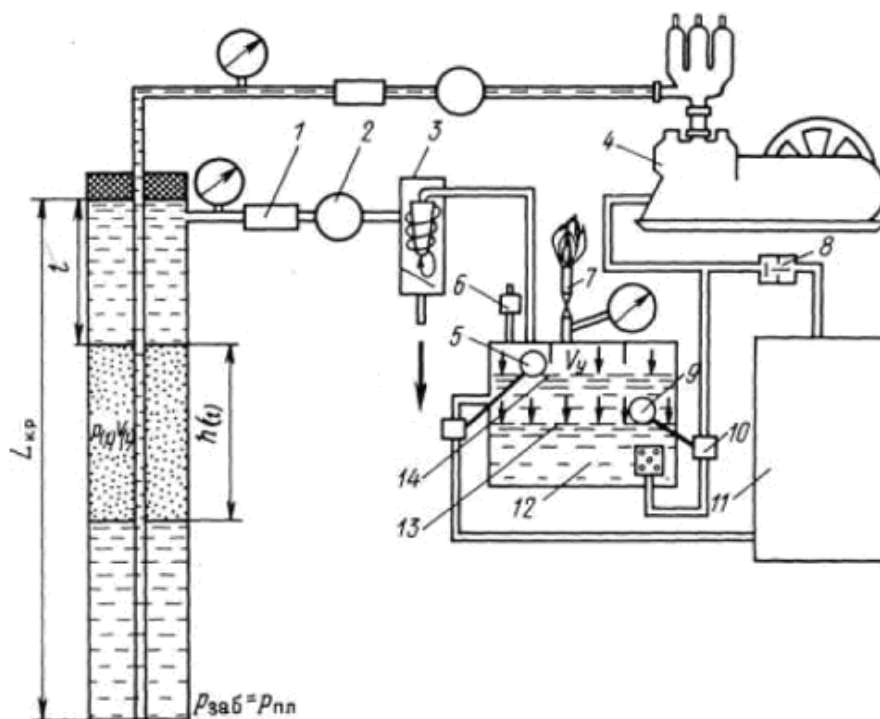
В американській практиці буріння на репресії густина бурового розчину вибирається таким чином, щоб забезпечити гідростатичний тиск від 1,4 до 7,0 МПа вищим за тиск у пласті. У ході буріння на депресії вибирають промивальну рідину, що забезпечує гідростатичний тиск від 0,7 до 1,4 МПа.

Якщо розглядати технологічний процес буріння на депресії з точки зору тільки збереження колекторських властивостей привибійної зони і не ставити інших завдань (наприклад, отримання промислового припливу під час буріння), то досить мати величину депресії не більше 0,1 - 0,5 МПа. Цього достатньо, щоб мати приплив, який можна спостерігати і фіксувати щодо зміни обсягу в приймальних ємностях або за збільшенням газомісту на виході з свердловини.

При зупинці циркуляції депресія зростає на величину гідравлічних опорів в затрубному просторі, тобто диференційний тиск в системі «пласт – свердловина» збільшиться від 0,1-2,0 МПа (залежно від глибини свердловини і подачі насосів). Депресія зростає при нарощуванні і підйомі бурильної колони, якщо не герметизувати гирло або не створювати надмірно протитиску.

При розкритті пластів довжиною більше 25 м буде помітно, як депресія, створена біля покрівлі пласта в міру поглиблення свердловини буде зменшуватися зі збільшенням вибійного тиску. Оскільки рушійною силою для припливу є депресія, то надходження пластового флюїду у вибій буде меншим, ніж біля покрівлі пласта. Залежно від довжини необсадженого стовбура свердловини, дебіту та інших факторів може виникнути ситуація, при якій вибійний тиск буде перевищувати тиск у продуктивному пласті.

Керування вибійними тиском. Тагіров К.М. та інші [10] запропонували методику прогнозу-



1 – витратомір; 2 – густиномір; 3 – сепаратор; 4 – буровий насос; 5, 9 – давачі рівня; 6 – запобіжний клапан; 7 – регульований перепускний клапан; 10 – регульований клапан; 11 – приймальна ємність; 12 – розділююча ємність; 13 – нижній рівень; 14 – верхній рівень

**Рисунок 2 – Гідравлічна схема герметизованої системи циркуляції при бурінні на рівновазі тиску за пропонованою технологією**

ної оцінки припливу пластового флюїду при бурінні на депресії, заснованої на відомому співвідношенні між дебітом і величиною депресії. За нею можна оцінити, як буде змінюватися тиск газорідинної суміші (ГРС) на покрівлю пласта залежно від збільшення припливу газу та надлишкового гирлового тиску. Але не показано, як впливає темп поглиблення і як змінюється густина ГРС за рахунок вибуреної породи на характер зміни вибійного тиску.

Для забезпечення буріння на депресії в заданих межах (від заданої її величини до 0, тобто до умови рівноваги) при вступі пластового газу автори роботи [10] пропонують регулювати вибійні тиск зміною (збільшенням) гирлового тиску і зменшенням початкового газового фактора ГРС.

К.М. Тагіровим і його співавторами [2, 19, 20, 21, 22] запропоновано метод регулювання тиску в системі «свердловина – пласт» з використанням герметизованої системи циркуляції (ГСЦ) (рис. 2). Особливістю ДСЦ є те, що промивальна рідина виходить зі свердловини, не виливається у відкриту жолобну систему, а скеровується в герметизований блок очищення промивальної рідини. Потім очищена промивальна рідина надходить у ємність авторегулювання, де відбувається її дегазація. У ємності підтримується заданий тиск, що, на думку авторів, дозволяє вести роботи з поглиблення свердловини на рівновазі, та, за необхідності, викликати контрольований приплив пластового флюїду на вибій свердловини, вимити його на

поверхню з метою встановлення природи флюїду і визначити значення пластового тиску.

У ГСЦ передбачається мати певний обсяг, заповнений буферним газом, який має можливість розширюватися, надійшла на вибій газової пачки, витісняючи з свердловини промивальну рідину більшого обсягу, ніж закачується буровим насосом у свердловину. По суті, ємність авторегулювання замінює роль дроселя як регулятора тиску в свердловині.

При цьому стверджується, що у випадку підтримання постійного тиску на авторегулюючій ємності забезпечується контроль над вибійними тиском.

На свердловині Р-110 Заполярного ГРП (Західний Сибір), на якій був змонтований ГСЦ при бурінні інтервалу 3340-3440 м був використаний буровий розчин густиною  $1156 \text{ кг/м}^3$ , що дало змогу створити депресію, рівну 10% від скелетних напружень за пластового тиску 41,27 МПа. Змінна депресія при проходженні всього інтервалу була в межах 0-0,52 МПа. На жаль, не наведено відомості про наявність припливу газу і чи були проведені виміри вибійних тисків, що підтверджують наявність депресії.

Бурові агенти. Буріння наприкінці 50-х років 20 століття з продувкою природним газом було здійснено на семи газових свердловинах Тахта-Кугульїнському, Петровсько-Благодарненському і Расшеватському газових родовищах Ставропольського краю [14]. Депресія на пластах, що розкриваються, сягала 6,0 МПа, в результаті чого були отримані планові дебїти газу.



При виборі типу промивальної рідини за критерієм співвідношення пластового тиску до гідростатичного перевагу віддають тому буровому агенту, який наближає депресійний стан і дозволяє витримувати межі допустимої депресії у ході проведення технологічних операцій промивки стовбура.

Азот, безумовно, є найбільш поширеним газом, який застосовується на сьогодні для зниження густини рідинного розчину в ході буріння на депресії. Азот нетоксичний, не горючий і не викликає корозії, він мало розчинний у воді і у вуглеводнях та сумісний практично з будь-яким флюїдом, який застосовується в ході бурових робіт.

Викидний газ дизельних двигунів бурових установок зі вмістом кисню не більше 5% може бути альтернативою азоту [20], який виробляється в громіздкій мембранній установці, і знаходить застосування в системі газорідинної суміші, яка застосовується при освоєнні свердловин і бурінні поглинаючих пластів.

Азот, викидний газ і повітря використовують для приготування пін та аерованих рідин.

Найважливішою характеристикою піни як циркулюючого агента є істинний газовміст, оптимальне значення якого в зоні долота складає більше 65%. При газовмісті менше 55% – це аерована рідина.

Завдяки низькій густині (0,03-0,1 кг/м<sup>3</sup>) піни рекомендуються для розбурювання зон поглинання [23], а також для розкриття продуктивних пластів, якщо пластовий тиск становить 0,3-0,8 від гідростатичного. Піни використовуються при освоєнні свердловин [18]. Проблема зі звичайною пінною системою полягає в тому, що піна зберігає стійкість після виходу на поверхню, а для її розпаду потрібно досить тривалий час. Але наявність стійкої піни забезпечує збереження стану вибійного тиску. Зазвичай для регулювання і розкладання пінних систем і їх повторного генерування використовують хімічні методи за рахунок регулювання рівня рН рідини. У роботах [18, 24] наведені рецептури пінних систем, які при деякій модифікації до конкретних умов можуть застосовуватися при бурінні на депресії.

Аеровані рідини в нафтогазовій промисловості використовують давно. Область застосування – освоєння свердловин і проходження поглинаючих пластів. Використання повітря як газового агента заборонена через вибухи при змішуванні з вуглеводнями, природа яких до кінця не досліджена. Тому в якості газового агента застосовують азот. Аеровані рідини дозволяють знижувати вибійний тиск до 40% від гідростатичного.

Застосування води, навіть якщо свердловина буриться на депресії, незважаючи на її низьку вартість і повсюдну наявність не є бажаною через її високу фільтрацію.

Для зниження густини нестискуваних рідин використовували порожнисті скляні кульки питомою вагою 0,38 г/см<sup>3</sup> [25, 26]. Проблема з застосуванням скляного дробу полягає в тому, що їх основна частина знищується або пошко-

джується на вібропитах або під час проходження через систему сепарації твердих матеріалів, що вимагає постійного додавання нового «дробу». Через високу вартість їх застосування обмежене.

Зарубіжні автори [27, 28], аналізуючи результати робіт з буріння на депресії, дійшли висновку, що підбір бурового розчину, сумісного з породою і флюїдом пласта, необхідний, як при бурінні, так на репресії.

Стандартною практикою застосування промивальної рідини при бурінні на депресії є використання дегазованої сирої нафти або дизельного палива, але за умови застосування замкненої циркуляційної системи і резервуарів, що входять у неї. Крім того, тиск закритої наземної системи, куди сира нафта повертається, має бути, вищим від точки початку кипіння нафти при переважаючих умовах середовища.

Але не менш важливим при застосуванні в'язких систем на вуглеводневій основі є їх низька виносна здатність. Ця важлива функція суттєво може вплинути на якість розкриття горизонтальних стовбурів великої довжини. Тому рекомендується застосовувати вуглеводневі псевдопластичні системи, які можуть забезпечити більш ефективно виносення вибуреної породи. Також слід приділити значну увагу подальшому вдосконаленню технологічного обладнання, в т.ч. і насосно-циркуляційної системи.

### Література

- 1 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08-624-03-2003. – М., 2003. – 272 с.
- 2 Тагиров К.М. Технология углубления скважин в условиях АВПД на депрессии с целью повышения эффективности геологоразведочных работ [Текст] // К.М. Тагиров, В.И. Нифонтов, А.Н. Гноевых, А.А. Рябоконт // Тр. ОАО НПО «Бурение». – 2000. – Вып. 4. – С. 46–65.
- 3 Инструкция на технологию поддержания заданного забойного давления при бурении поисково-разведочных скважин. РД 39-0147009-6.032-86. – Краснодар, 1986. – 26 с.
- 4 ГОСТ 13862-90 Оборудование противовыбросовое. – М.: Издательство стандартов, 1990. – 25 с.
- 5 Технология управления скважиной при газонефтеводопроявлениях в различных горно-геологических условиях РД-39-0147009-544-87. Краснодар, ВНИИКРнефть, 1987. – 87 с.
- 6 T. Walker, M. Hopemann. Underbalanced completion improve well softy and productivity/ World Oil, - 1995, Vol. 216, №11.
- 7 Бурение горизонтальных скважин при равновесии давлений в стволе // ЭИ «Зарубежный опыт», серия «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». Вып. 5 – М.: ВНИИОЭНГ, 1996. – 7 с.
- 8 Рябоконт С.А. Основные преимущества и технология бурения скважин при депрессии на продуктивные пласты [Текст] // С.А. Рябоконт, А.Н. Гноевых, В.А. Мосин, А.И. Овечкин //

Тр. ОАО НПО «Бурение». – 2000. – Вып. 4. – С. 3–15.

9 Нифонтов В.И. Разработка методов вскрытия продуктивных пластов при строительстве и ремонте газовых скважин в осложнённых горно-геологических условиях: Автореф. дисс. ... докт. техн. наук, 2001.

10 Тагиров К.М. Бурение скважин и вскрытие нефтегазовых пластов на депрессии [Текст] // К.М. Тагиров, В.И. Нифонтов. – М.: Недра, 2003. – С. 160.

11 Golin V. Murch Underbalanced drilling: An integrated approach /Drilling Contractor, 1998, juli / august, p.p. 52 – 53. 55/

12 Увеличение числа скважин, пробуренных при пониженном гидростатическом давлении // ЭИ «Зарубежный опыт», серия «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». Вып. 5 – М.: ВНИИОЭНГ, 1997. – С. 21–28.

13 Бурение при пониженном давлении в стволе скважины // ЭИ «Зарубежный опыт», серия «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». Вып. 1. – М.: ВНИИОЭНГ, 1997. – С. 1–29.

14 Акопян Н.Р. Бурение продуктивных газовых горизонтов с применением естественного газа вместо глинистого раствора / В кн.: Развитие газовой промышленности СССР (Материалы межвузовской научной конференции по вопросам газовой промышленности). – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 6 с.

15 Бабаян Э.В. Буровые технологии [Текст] // Э.В.Бабаян. – Краснодар: Советская Кубань, 2005. – 584 с.

16 Рябоконт С.А. Углеводородная система для вскрытия продуктивных пластов при депрессии технологии [Текст] // С.А.Рябоконт, В.И. Бадовская, Н.К. Герцева // Тр. ОАО НПО «Бурение». – 2000. – Вып. 4. – С.107–113.

17 Горонович С.Н. Классификация объектов нефти и газа для применения технологий строительства горизонтальных скважин в режиме депрессии на гибких трубах и схемы их аппаратного обеспечения технологии [Текст] // С.Н. Горонович, В.А. Жидков и др. // Тр. ОАО НПО «Бурение». – 200. – Вып. 4. – С.79–98.

18 Вязёнкин С.Н. Некоторые аспекты технологии закачивания скважин с депрессией на продуктивный пласт и выбор технологического оборудования для её реализации технологии [Текст] // С.Н. Вязёнкин, Ю.Д.Комнатный, В.В. Аникин // Тр. ОАО НПО «Бурение». – 2000. – Вып. 4. – С.16–28.

19 Тагиров К.М. Вскрытие продуктивных нефтегазовых пластов с аномальными давлениями [Текст] // К.М.Тагиров, А.Н.Гноевых, А.Н. Лобкин. – М.: Недра, 1996 – 183 с.

20 Тагиров К.М. Использование выхлопных газов в нефтегазодобыче [Текст] // К.М.Тагиров, А.Н.Лобкин. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000. – 146 с.

21 Тагиров К.М. Разработка методов вскрытия пластов с аномальными давлениями: дисс. д-ра техн. наук: 05.05.10 – М: ВНИИГаз, 1987. – 38 с.

22 Тагиров К.М. Бурение с промывкой пеной по герметизированной системе циркуляции [Текст] // К.М. Тагиров, А.Н.Гноевых, В.И. Нифонтов, В.В. Корчагин, С.А. Акопов // Газовая промышленность. – 1991. – №8. – С. 32 – 34.

23 Амиян В.А. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов [Текст] // В.А. Амиян, Н.П. Васильева. – М.: Недра, 1972. – 336 с.

24 Ивачёв А.М. Борьба с поглощениями промывочных жидкостей при бурении геолого-разведочных скважин [Текст] / А.М. Ивачёв. – М.: Недра, 1982. – 293 с.

25 ЭИ «Зарубежный опыт», серия «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море» – М.: ВНИИОЭНГ. – 1996. – №5. – С. 87–98.

26 Рябоконт С.А. Выбор промывочного агента при бурении на депрессии [Текст] // С.А. Рябоконт, А.А. Бояркин // Тр. ОАО НПО «Бурение». – 2000. – Вып. 4. – С. 102–106.

27 Bennion D.B. Underbalanced operations offer pluses and minuses // Oil and Gas J. – 1996, – Vol. 94, №1 – p. 33 – 40.

28 Churcher P.L. Properly designed underbalanced drilling fluids can limit formation damage // Oil and Gas J. – 1996, Vol. 94, № 18. – p. 50 – 56.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
10.09.13*

*Рекомендована до друку  
професором **Копєєм Б.В.***

*(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)*

*канд. техн. наук **Тарабарінович П.В.***

*(НДПІ ПАТ «Укрнафта», м. Івано-Франківськ)*