

Дослідження та методи аналізу

УДК 622.245.3

ОДИН ІЗ МЕТОДІВ ВИРІШЕННЯ ПРОБЛЕМИ СТІЙКОСТІ СТОВБУРА СВЕРДЛОВИНИ ПРИ БУРІННІ В СЛАНЦЕВИХ ВІДКЛАДАХ

І.І. Чудик, А.І. Різничук, А.Р. Юрич

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42342,
e-mail: Andrijriz@gmail.com

Забезпечення України газом бачиться у видобуванні сланцевого газу, колекторами якого є глинисті породи, схильні до набухання. Провівши аналіз методів попередження ускладнень, які можуть виникнути при бурінні в глинистих сланцях, бачимо, що поширеними на практиці методами є збільшення густини бурового розчину, яке веде до пластичної деформації, і зміщення порід у стовбур свердловини та використання інгібуючих бурових розчинів на водній основі, що призводить до надмірного зволоження глинистих сланців водним фільтратом. Перспективною може стати паливно-бітумна ванна, склад і рецептура якої розроблені в лабораторних умовах і яка потребує підтвердження своєї ефективності дослідженнями в умовах, наближених до пластових.

Ключові слова: буріння, сланцевий газ, глинистий сланець, бурові промивні рідини

Обеспечение Украины газом видится в добыче сланцевого газа, коллекторами которой являются глинистые породы, склонные к набуханию. Проведя анализ методов предупреждения осложнений, которые могут возникнуть при бурении в глинистых сланцах, видим, что наиболее распространенными на практике методами являются увеличение плотности бурового раствора, которое ведет к пластической деформации и смещению пород в ствол скважины, и использование ингибирующих буровых растворов на водной основе, что приводит к избыточному увлажнению глинистых сланцев водным фильтратом. Перспективной может стать топливно-битумная ванна, состав и рецептура которой разработаны в лабораторных условиях, требующая, однако, подтверждения своей эффективности путем испытания в условиях, близких к пластовым.

Ключевые слова: бурение, сланцевый газ, глинистый сланец, буровые промывочные жидкости

Gas provision of Ukraine is seen in the production of shale gas, the reservoirs of which are clay rocks that tend to swell. After making analysis of the techniques to prevent complications that can occur when drilling in clay shales, we can see that in practice common methods are to increase the drilling fluid density, which causes plastic deformation and displacement of rocks into the wellbore and to use water-based non-dispersing muds, which leads to excessive moistening of clay shales with aqueous filtrate. Fuel and bitumen baths can be perspective, the composition and formulation of which is developed in the laboratory and requires proof of its effectiveness by researching in conditions close to the reservoir ones.

Keywords: drilling, shale gas, clay shale, drilling fluids

В енергетичному балансі України 60% складає нафта і газ. Саме цим енергоносіям протягом останніх років приділяється найбільша увага з боку суспільства. Забезпечення паливними ресурсами та рівень цін на них істотно впливають на життєвий рівень населення, зважаючи на те, що споживання лише природного газу в Україні складає приблизно 41% від всієї спожитої енергії, що майже вдвічі перевищує середньоевропейський показник. Відповідно до Енергетичної стратегії річне використання при-

родного газу в Україні до 2030 року повинно знизитись до 49,5 млрд. м³. Динаміка споживання природного газу в Україні свідчить, що загальні річні потреби у цьому виді палива зберігатимуться на рівні 70–75 млрд. м³ ще протягом декількох років. Це зумовлено, перш за все, адаптованістю промисловості і комунального господарства до використання природного газу, а їх переоснащення на споживання інших видів палива потребує як тривалого часу, так і значних затрат.

Цьому сприяють і енергетичні традиції, що склались історично. Україна однією з перших у світі почала видобувати нафту і газ. У 20-х роках минулого століття першими магістральними газопроводами дашавський газ з Прикарпаття ніс енергію життя у Львів, а пізніше – до Києва і Москви. Завдяки відкриттю нових родовищ і використанню ефективних технологій максимальний видобуток природного газу в Україні – понад 68 млрд. м³ на рік – було досягнуто в 70-х роках. Тоді газова промисловість України, крім власної потреби, забезпечувала газом Білорусь, Молдову, частково Росію і республіки Прибалтики [11].

Сьогоднішній стан газовидобутку в Україні характеризується виснаженням основних за запасами газових і газоконденсатних родовищ та переходом їх у завершальну стадію розробки. Проте вони ще вміщують значні залишкові запаси вуглеводнів і на сьогодні забезпечують основний їх видобуток. Складність видобування цих залишкових вуглеводнів з виснажених родовищ пов'язана з особливостями завершальної стадії розробки родовищ [4]. І за традиційними технологіями видобування в них залишається від 10% до 30% газу і понад 50% газового конденсату.

Велика перспектива забезпечення України природним газом бачиться у освоєнні сланцевих покладів, які містяться в дрібнозернистих осадових породах, що одночасно є і колекторами, і материнськими породами. Основою їх є глинисті сланці, або шаруваті аргіліти.

Для освоєння покладів сланцевого газу необхідною умовою є спорудження великої кількості горизонтальних свердловин, які з практичного досвіду будівництва є найбільш складними. Основні проблеми, які можуть виникати у практиці буріння горизонтальних свердловин, пов'язані зі стійкістю стовбура свердловини та ускладненнями, причинами яких є:

- порушення умов механічної міцності гірської породи в стінці свердловини внаслідок дії: статичних навантажень; знакозмінних навантажень (нестационарні гідромеханічні процеси), які можуть викликати втомне руйнування гірських порід; бурильної колони при її поздовжньому переміщенні, обертанні і коливаннях, що призводить до стирання породи на стінках, зрізанню її торцями замків і елементами КНБК, ударів до гірської породи;

- розмивання породи промивальною рідиною (глинисті відклади).

Загалом порушення цілісності стінок свердловини є наслідком прояву комплексу факторів, які в окремих ситуаціях можуть ускладнюватись фізико-хімічною взаємодією породи на стінках з промивальною рідиною, що вміщує шлам вибуреної породи.

З часом це призводить до зменшення міцності породи, зміни її механічних характеристик і напруженого стану (наприклад, при набуханні всієї породи, або окремих її компонентів, насамперед глини і глиновмістимих порід), утворення на стінках свердловини товстої філь-

траційної кірки, насамперед навпроти проникних гранулярних пластів (піски, пісковики).

Загалом рівноважний стан стовпа свердловини є наслідком взаємопротилежно спрямованих процесів: механічного руйнування, розмиву, пластичної течії, випинання.

Каверни утворюються, перш за все, в глинах і глиновмістимих породах внаслідок (через) порушення умов механічної міцності, що призводить до осипання та обвалювання стінок, тобто в умовах, коли процеси механічного руйнування поєднуються із зменшенням міцності і набуханням гірської породи.

Потенційно небезпечно щодо виникнення прихоплювання жолоби утворюються у пластичних породах (глинах, мергелях і т.д.), які мають достатню міцність на зсув при значних силах адгезії пари “метал-гірська порода” в інтервалах локальних викривлень і перегинів стовбура. Глибина жолоба залежить від кількості спуско-підіймальних операцій. Поперечний переріз повнорозмірного жолоба приблизно дорівнює діаметру замка.

Ефективність способів профілактики порушення цілісності стовбура свердловини зумовлюється достовірністю інформації про гірничо-геологічні умови буріння. Стратегія попередження цих ускладнень спрямована на розробку якісних технологічних рекомендацій [8].

Глинисті сланці утворилися в процесі діагенезу та літофікації, тому мають щільну будову, низьку пористість (не більше 1-2%) і добре виражену сланцюватість. Вони легко розколюються на тонкі пластинки, а їх злам рівномірний за напрямом сланцюватості і нерівномірний (занолистий) упоперек сланцюватості. В мінералогічному відношенні глинисті сланці є гідрослюдистими і полімінеральними породами з новоутвореннями хлориту (рис. 1), які мають чотиришарову будову, причому елементарний пакет складається з двох частин: тришарової, що аналогічна пакетам ілітів, і ще одного шару – магній-гідроксильних октаєдрів (бруситовий шар), серициту, вторинного кварцу, карбонатів. Їх різновидами є аспідні, покрівельні і філітоподібні сланці. Аспідні сланці – це щільні сланцюваті породи темних (до чорного) тонів, які складаються з гідрослюди, серициту, хлориту, кварцу, карбонату і вуглистої речовини. Характерною їх рисою є наявність розсіяних в об'ємі породи кристалів піриту. Покрівельні сланці за складом подібні до аспідних сланців та відрізняються від них здатністю розколюватись на міцні плити товщиною до 3-5 мм. Філітоподібні сланці – це щільні сланцюваті породи з добре вираженим шовковистим відливом на зламі, вони містять жили кварцу та інших мінералів.

До основних властивостей глинистих сланців, що впливають на стійкість стінок свердловини, належить іонний обмін, набухання глини і дисперсність [3].

Іонний обмін виникає на базальних поверхнях, компенсуючи атомні заміщення в кристалічній структурі глинистих сланців. Відповідно до закону дії мас іонообмінна реакція залежить,

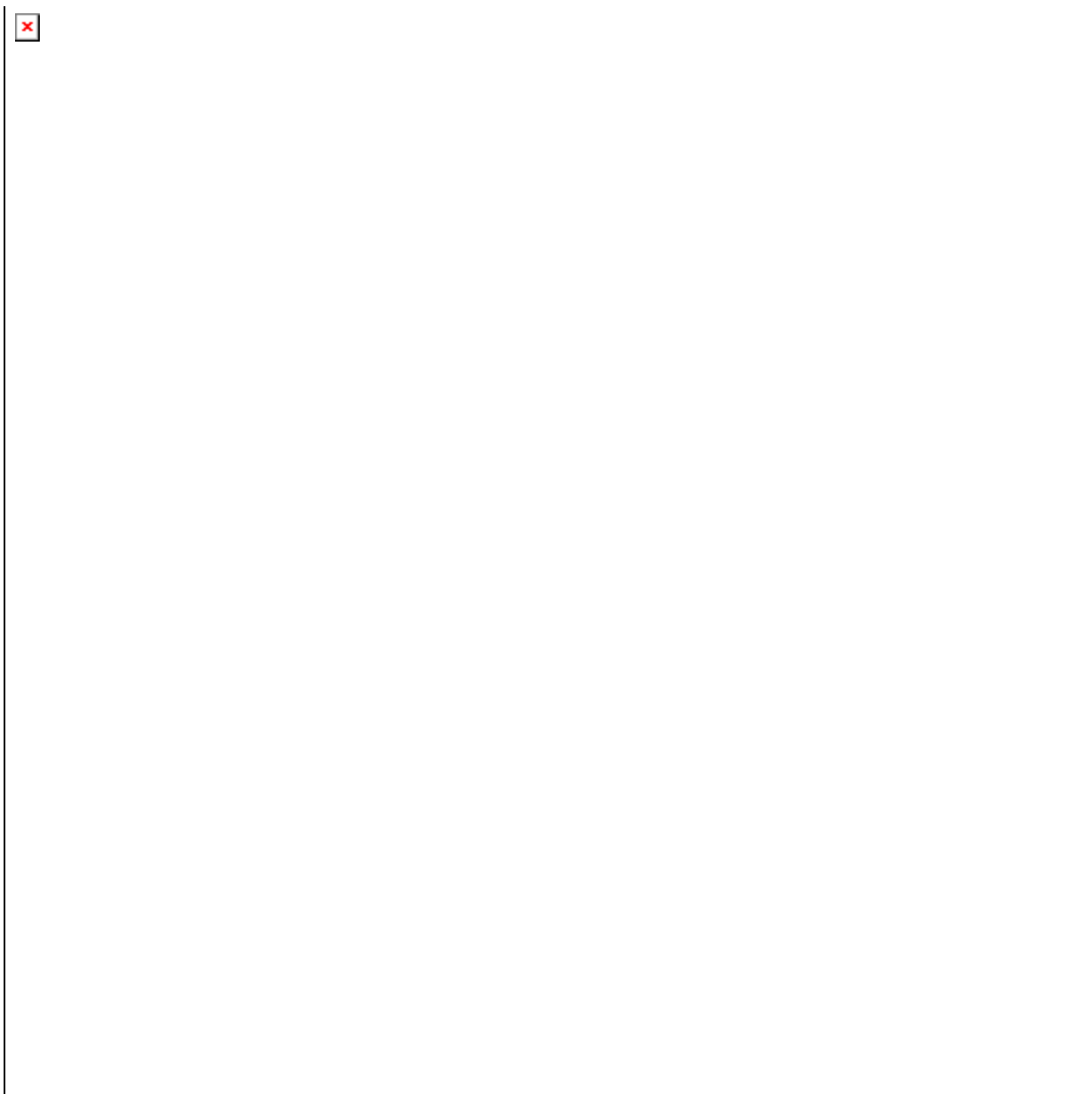


Рисунок 1 – Чотиришарова будова глинистих сланців

насамперед, від відносної концентрації різних іонів у кожній фазі. Порядок переваги адсорбції іонів зазвичай наступний: $H^+ > Ba^{2+} > Sr^{3+} > Ca^{2+} > Cs^{2+} > Rb^+ > K^+ > Na^+ > Li^+$. Загальна кількість адсорбованих катіонів, що виражається в міліеквівалентах на 100 г сухої глини, є її ємністю поглинання (ЄП), яка змінюється в широкому діапазоні, навіть для однієї групи глинистих мінералів:

- монтморилоніт – 70-130 мг-екв на 100 г глини;
- каолініт – 3-15 мг-екв на 100 г глини;
- іліт – 10-40 мг-екв на 100 г глини;
- хлорит – 10-40 мг-екв на 100 г глини.

Глинисті мінерали всіх типів добре адсорбують воду, через що і набухають. Відомі два механізми протікання процесу набухання: кристалічний і осмотичний.

Кристалічне набухання (поверхнева гідратація) відбувається в результаті адсорбції мо-

номолекулярних шарів води на базальних поверхнях кристалів як зовнішніх, так і міжшарових для глин з ґратками, що володіють здатністю до набухання.

Осмотичне набухання відбувається в результаті того, що концентрація катіонів між шарами більша за концентрацію в основній масі розчину. Вода втягується в міжшаровий простір, в результаті чого відстань між площинами шарів збільшується. Осмотичне набухання призводить до збільшення загального об'єму породи.

Під час буріння в пристовбурній зоні свердловини пори глинистих порід заповнюються водним фільтратом [6]. Глини набухають, що супроводжується розвитком тиску в пристовбурній зоні свердловини. Рушійна сила, що обумовлює зміну стабільності стінок свердловини (каверноутворення), або звуження її стовбура з подальшим обвалюванням, визначається

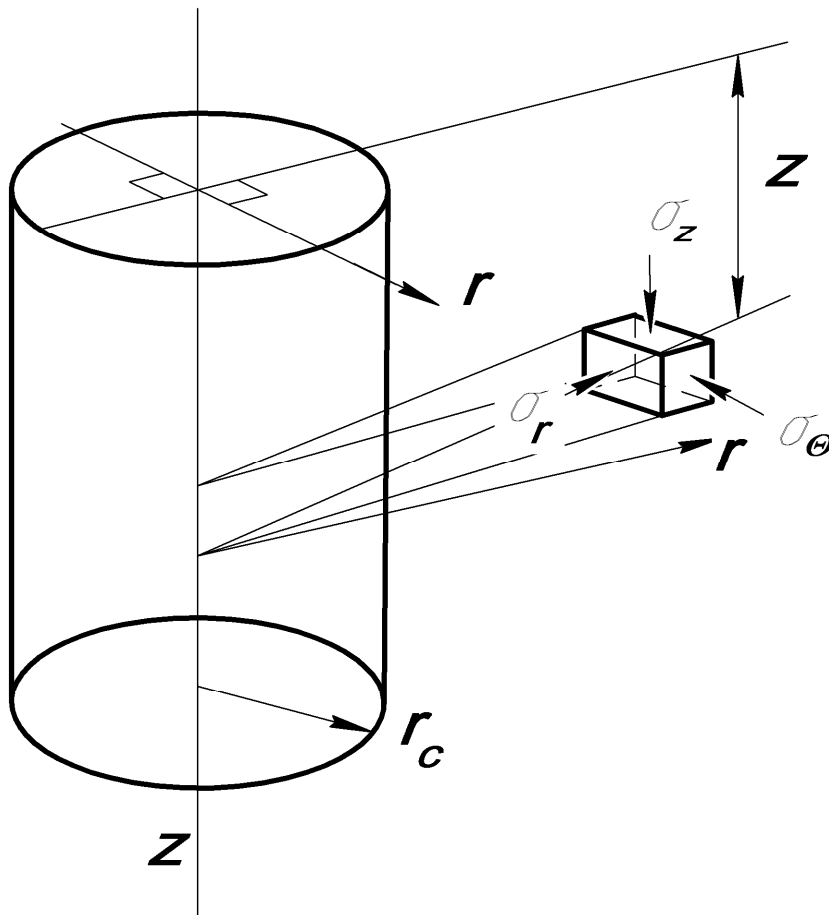


Рисунок 2 – Розрахункова схема для визначення напружень

тиском набухання, який обчислюють за формулою [5]:

$$p_{\delta} = -\frac{RT}{V} \cdot \ln \frac{p}{p_0}, \quad (1)$$

де T – абсолютна температура;
 V – парціальний мольний об’єм води;
 R – газова стала;
 p/p_0 – відносний тиск парів води (приблизно рівний активності води в сланці).

Набухання сланцевих глинистих порід відбувається по площинах спайності і сланцюватості, на відміну від однорідних глин, що набухають по всьому об’ємі. Експериментально встановлено, що критична вологість для глинистих сланців становить 8-9% [6], при цьому їхня міцність зменшується в 5-10 разів [1].

З практики буріння свердловин відомо, що при взаємодії промивальної рідини з глинистою породою її початкова вологість, (2-4%), зростає до 15-20%. Критична вологість, за якої порушується стійкість стовбура свердловини, становить 9-11% [9].

При розкритті глинистого сланцю горизонтальні напруження в породі стінки свердловини змінюються і сланець починає адсорбувати воду з промивальної рідини. Під тиском набухання відцентрове розтягуюче напруження підвищується до рівня, що перевищує межу плинності гірської породи. Стовбур свердловини втрачає стійкість. Це проявляється у вигляді плас-

тичної деформації, коли осадові породи, що складаються переважно з натрієвого монтморилоніту, вступають в контакт з фільтратом бурових розчинів на прісній воді.

Розподіл напружень в глинистих сланцях, розкритих вертикальною свердловиною, описується осесиметричною, відносно осі свердловини, системою рівнянь в циліндричних координатах. На рис. 2 подано розрахункову схему вертикальної свердловини і умовні позначення довкола неї. Компоненти нормальних напружень позначають відповідно: в напрямку осі z – σ_z , в напрямку радіус-вектора r – σ_r (радіальне напруження) і перпендикулярно до радіус-вектору σ_{θ} (тангенціальне напруження), z – вертикальна глибина залягання гірської породи, r_c – радіус свердловини, r – відстань від осі свердловини до точки виміру [15].

Граничний стан стійкості стінок вертикальної свердловини, характеризує також рівняння [9]:

$$(\sigma_r - \sigma_{\theta})^2 + (\sigma_r - \sigma_z)^2 + (\sigma_{\theta} - \sigma_z)^2 \leq 2\sigma_T^2, \quad (2)$$

де σ_T – межа плинності гірської породи при одноосьовому стискуванні.

В умовах всестороннього стискування межу міцності σ_T можна замінити на граничне нормальне напруження:

$$\sigma_0 = \frac{1}{3}(\sigma_r + \sigma_{\theta} + \sigma_z). \quad (3)$$

Стінки вертикальної свердловини будуть зберігати стійкість за умови:

$$\sigma_0 \leq \sigma_{cm}, \quad (4)$$

де σ_{cm} – межа міцності на одноосовий стиск.

На основі методу послідовного наближення σ_0 можна визначити за формулою [10]:

$$\sigma_0 = (0,333 + 0,666 \cdot \lambda) \cdot \rho_z \cdot z, \quad (5)$$

де ρ_z – густина глини;

λ – коефіцієнт бокового стиснення [15].

Як бачимо, пружно-деформований стан масиву гірських порід залежить насамперед від геостатичного тиску гірської породи; гідростатичного тиску бурового розчину та коефіцієнта бокового стиснення, внаслідок чого при бурінні вертикальних ділянок свердловин в глинистих сланцях можуть виникати:

1. Набухання бокової поверхні свердловини. Це пружна деформація гірської породи, обумовлена її анізотропією та дефектністю, підвищеною фільтрацією промивальної рідини, що призводить до зниження міцності та об'ємного розширення гірських порід.

2. Звуження стовбура свердловини. Це повзучо-пластична деформація гірської породи, викликана підвищеними осьовими напруженнями, зниженням міцності порід внаслідок релаксацій напружень, зволоження і термомеханічної втоми. Вона призводить до зменшення поперечних розмірів стовбура свердловини без порушень їх суцільності з пластичною зміною форми стінок, затяжок, посадок, прихоплень бурильного інструменту.

3. Витікання породи. Це повне порушення рівноважного стану гірських порід, що формують стінки свердловин, викликане різкими підвищеннями осьових напружень у стовбурі, що призводить до суцільного закупування стовбура гірською породою.

4. Осипання стінки свердловини. Це процес крихкого руйнування гірської породи в свердловині, що характеризується незначним збільшенням кількості шламу в кільцевому просторі. Осипання внаслідок фізико-хімічного та термомеханічного впливу продовжується впродовж всього процесу буріння в необсадженому стовбурі свердловини.

5. Обвалювання стінки свердловини. Це - широкомасштабне крихке руйнування гірських порід. Початок обвалювання гірської породи діагностується винесенням шламу, що значно перевищує норму як за кількістю, так і за формою та розміром уламків; підвищенням тиску при промиванні, затягуванням і прихоплюванням інструменту, тощо. В результаті осипання та обвалювання порід діаметр стовбура свердловини розширюється, ускладнюється транспортування частинок розбурених порід, що обвалилися, на денну поверхню, зростає аварійність бурильних труб внаслідок збільшення стріли прогину труб, може виникнути прихоплювання бурильної колони.

Для попередження цих ускладнень при бурінні в гірських породах, що за структурою відрізняються від глинистих сланців, збільшують густину бурового розчину шляхом поступового

багатоступінчастого обаження [2]. При бурінні в слабкоглинистих породах доцільніше використовувати інгібуючі бурові розчини на водні, основі умовно поліпляються на чотири класи:

1. Емульсійні бурові розчини. насичені сіллю. інгібовані хлористим кальцієм. інвертні емульсії з регульованою водною фазою. Ними можна бурити в м'яких і пластичних глинах, що складаються з Na- і Ca-монтморилоніту, каолініту, іліту та містять 20-40% глинистих фракцій, які активно взаємодіють з волюю.

2. Слабомінералізовані бурові розчини з низькою фільтрацією. емульговані нафтою. Використовують для розбурювання глинистих порід, які представлені трішинуватими, твердими глинистими сланцями з прошарками Na-монтморилоніту та іліту, що містять 20-30% активних до води фракцій глинистих мінералів вологістю 15-25% і густиною 2200-2500 кг/м³.

3. Інгібуючі бурові розчини (гіпсові, хлоркальцієві), інвертні емульсії з регульованою водною фазою або вапнисто-бітумні розчини (ВБР) для буріння крихких і зневоднених глинистих сланців з низькою проникністю, що містять 20-30% активних до води глинистих мінералів, з природною вологістю 5-15% і густиною 2200-2500 кг/м³.

Залежно від назви інгібітора розрізняють такі типи інгібуючих розчинів [7]:

Вапнисті розчини – це бурові промивальні рідини, інгібітором в яких є оксид (CaO), або гідроксид ($Ca(OH)_2$) кальцію. Ці розчини використовують для розбурювання глинистих відкладів, схильних до набухання, осипання та обвалювання за температури до 100÷120°C.

Полімер-хлоркальцієвий розчин – це глиниста суспензія з невеликим вмістом твердої фази, оброблена полімером-понижувачем фільтрації, розріджувачем, хлористим калієм та флокулянтном. В основному їх застосовують для розбурювання нестійких, сильно набухаючих глинистих відкладів. Цей розчин є ефективним при розкритті гірських порід, схильних до обвалювання та осипання стінок свердловини.

Гіпсокальцієвий розчин – це розчин, в якому роль інгібітора глинистої фази виконують сполуки калію та кальцію. Цей розчин використовують для розбурювання слабостійких висококолоїдних глинистих порід.

Гуматно-акрилово-кальцієвий – це розчин, в якому роль інгібітора глинистої фази виконує хлористий калій. Він є ефективним при розбурюванні глинистих відкладів різного складу, які схильні до обвалювання та осипання.

Алюмокальцієвий глинистий розчин має таку ж область застосування, як кальцієвий і гіпсокальцієвий, де носіями K^+ є алюмокальцієві квасці, що містять сполуки алюмінію. Гідроксид алюмінію, що утворюється, адсорбуватиметься на поверхні глинистих часток і попереджуватиме їх диспергування.

Силікатний розчин – це розчин, в якому інгібітором глинистої фази виступає рідке скло, що володіє адгезійними та когезійними властивостями. Дослідженнями встановлено, що

взірці глинистих сланців зберігають свою форму в силікатних розчинах лише за концентрації рідкого скла не менше 29%. Використання бурових промивальних рідин з великим вмістом рідкого скла при бурінні свердловин є проблематичним через труднощі, які виникають при регулюванні фільтраційних та реологічних властивостей. Ефективним способом зменшення фільтрації є заміна частини робочого розчину на свіжоприготовлений з низькою фільтрацією. Регулювання реологічних властивостей з допомогою лугу небезпечно, оскільки домішки лугу різко підвищують умовну в'язкість та статичне напруження зсуву. В окремих випадках спостерігалось навіть тужавіння розчину. Крім цього, підвищена концентрація рідкого скла в буровій промивальній рідині не завжди сприяла підвищенню стійкості стінок свердловини. У зв'язку з цим силікатні розчини з великим вмістом рідкого скла так і не знайшли широкого застосування. Основною причиною низької ефективності силікатних розчинів, як показали дослідження Роджерса В.Ф., є невідповідність між великою в'язкістю рідкого скла та низькою проникністю глинистих сланців. В глинистих породах рідке скло (полімер) адсорбується на стінках свердловини, а вода продовжує проникати в глибину і зменшує сили зчеплення між шарами породи. Низьку ефективність силікатних розчинів з великою концентрацією рідкого скла Городнов В.Д. пояснює узагальненим критерієм стійкості глинистих порід. У зв'язку із низькою проникністю глинистих сланців на увагу заслуговують силікатні розчини з малим вмістом рідкого скла. Цей розчин використовують для розбурювання нестійких порід, схильних до обвалювання та осипання стінок свердловини [7].

4. Прісні бурові розчини з низькою фільтрацією, оброблені лігносульфонатами, ферохромлігносульфонатами, хромлігносульфонатами для буріння твердих, зневоднених, тріщинуватих глинистих сланців, сильно метаморфізованих під дією високих температур і тисків, часто порушених тектонічними переміщеннями, що містять від 5 до 30% активних до води глинистих мінералів з природною вологістю 2-5% і щільністю 2500-2700 кг/м³ [10].

Проте, недоліком бурових розчинів на водній основі є те, що вони підвищують початкову вологість сильноглинизованих гірських порід, до яких відносяться глинисті сланці, що призводить до порушення стійкості стовбура свердловини. Саме тому найкраще використовувати розчини на вуглеводневій основі: гідрофобно-адгезійні [12], гідрофобно-бітумні [13] та паливно-бітумні. Найбільш ефективними серед них, як виявилось, є паливно-бітумна рідина, до складу якої входить пічне побутове паливо (ППП) та окислений бітум (ОБ) [14]. Її вплив на фізико-механічні властивості гірських порід в лабораторних умовах оцінювалось на глиняно-піщаних моделях чотирьох типів: 1) 15% глини та 85% піску; 2) 50% глини та 50% піску; 3) 85% глини та 15% піску; 4) 100% глини.

З технологію виготовлення лабораторних взірців породи та методикою підготовки їх до лабораторних досліджень можна ознайомитись в роботі [14].

Результати лабораторних досліджень зведено до таблиць 1 – 4.

Лабораторними дослідженнями встановлено, що незалежно від ступеня глинизації лабораторних взірців гірської породи їх міцність спочатку дещо спадає, а потім зростає. При цьому зниження міцності спостерігається для високо- і середньопроникних порід (20÷30%), а для низько- і слабкопроникних – 5÷18%. Зменшення міцності взірців породи на початку дослідів пов'язане з тим, що адгезійні властивості окисленого бітуму на цьому проміжку часу менші, ніж розклинююче зусилля, яке виникає від дії пічного побутового палива. Подальше перебування взірців породи в спеціалізованій сприяє підвищенню їх міцності, що досягає максимального значення, і через 7÷8 годин стабілізується. При цьому менший час потребується для середньо- і високопроникних порід, а більший – для низько- і слабкопроникних порід.

Із збільшенням концентрації клеючої речовини міцність взірців зростає і досягає максимального значення, потім стабілізується або спадає. Максимальне значення концентрації окисленого бітуму, при якому міцність взірців породи найбільша, коливається в межах 5÷9%.

Враховуючи, що ефективність дещо більша ніж гідрофобно-бітумної рідини, а вартість приблизно в 3 рази менша, паливно-бітумна рідина є найбільш раціональною для буріння свердловин у глинистих сланцях.

Тривалість її дії лабораторних умовах оцінювали за зміною маси, форми та часу самовільного руйнування взірців породи при розміщенні їх в фільтрах розчинів з різною концентрацією солі [14].

Було встановлено, що значно більшою стійкістю характеризуються глинизовані взірці породи оброблені паливно-бітумною рідиною після попереднього перебування їх у водному фільтраті розчину солі (KCl, NaCl). Значне зростання стійкості модифікованих взірців породи в усіх типах фільтратів розчину, на нашу думку, пов'язане з адгезійними властивостями окисленого бітуму та підвищеним вмістом смолянистих фракцій в пічному побутовому паливі. Маса модифікованих взірців породи під час перебування в фільтрах розчинів майже не змінюється, що свідчить про добре проникнення паливно-бітумної рідини всередину взірців породи. Проникнення смолистих фракцій пічного побутового палива і окисленого бітуму не тільки протидіє поступленню фільтрату бурового розчину, але значно підвищує сили зчеплення між частинками взірців гірської породи. Тому стійкість модифікованих взірців породи, в порівнянні з звичайними, зростає в прісній воді приблизно в 140 разів, а в фільтрах з хлористим калієм та натрієм – в тисячі разів.

Таблиця 1 – Результати лабораторних досліджень динаміки руйнування взірців глинизованих гірських порід (85% пісок+15%глина) залежно від часу перебування в паливно-бітумній рідині

Час витримування взірців у рідині, год	Руйнівне напруження стиску, МПа			
	99%ППП+1%ОБ	95%ППП+5%ОБ	95%ППП+5%ОБ	91%ППП+9%ОБ
0	0,125	0,125	0,125	0,125
2	0,082	0,085	0,243	0,277
4	0,130	0,142	0,359	0,384
6	0,159	0,174	0,435	0,455
8	0,183	0,200	0,469	0,479
9	0,188	0,205	0,515	0,500

Таблиця 2 – Результати лабораторних досліджень динаміки руйнування взірців глинизованих гірських порід (50% пісок+50%глина) залежно від часу перебування в паливно-бітумній рідині

Час витримування взірців у рідині, год	Руйнівне напруження стиску, МПа			
	99%ППП+1%ОБ	95%ППП+5%ОБ	95%ППП+5%ОБ	91%ППП+9%ОБ
0	0,726	0,726	0,726	0,726
2	0,314	0,387	0,479	0,489
4	0,436	0,527	0,548	0,594
6	0,499	0,564	0,636	0,703
8	0,522	0,702	0,728	0,734
9	0,606	0,730	1,089	0,996

Таблиця 3 – Результати лабораторних досліджень динаміки руйнування взірців глинизованих гірських порід (15% пісок+85%глина) залежно від часу перебування в паливно-бітумній рідині

Час витримування взірців у рідині, год	Руйнівне напруження стиску, МПа			
	99%ППП+1%ОБ	95%ППП+5%ОБ	95%ППП+5%ОБ	91%ППП+9%ОБ
0	0,777	0,777	0,777	0,777
2	0,577	0,733	0,791	0,759
4	0,535	0,763	0,899	0,874
6	0,577	0,829	0,976	0,947
8	0,668	0,837	0,993	0,958
9	0,747	0,850	1,000	0,984

Таблиця 4 – Результати лабораторних досліджень динаміки руйнування взірців глинизованих гірських порід (100%глина) залежно від часу перебування в паливно-бітумній рідині

Час витримування взірців у рідині, год	Руйнівне напруження стиску, МПа			
	99%ППП+1%ОБ	95%ППП+5%ОБ	95%ППП+5%ОБ	91%ППП+9%ОБ
0	0,842	0,842	0,842	0,842
2	0,697	0,738	0,738	0,792
4	0,581	0,815	0,815	0,892
6	0,631	0,838	0,838	0,956
8	0,683	0,862	0,862	0,981
9	0,791	0,886	0,886	1,031

Висновки

1. На даний час велика перспектива забезпечення енергетичної безпеки України бачиться у видобуванні сланцевого газу, колекторами якого є глинисті породи, схильні до кристалічного та осмотичного набування.

2. Аналізуючи зміну напруженого стану масиву глинистого сланцю, розкритого вертикальною свердловиною, бачимо, що стійкість її стінок, в першу чергу, залежить від геостатичного тиску гірської породи; гідростатичного тиску бурового розчину та коефіцієнта бокового стиснення.

3. Поширеними на практиці методами попередження ускладнень при бурінні в глинистих сланцях є збільшення густини бурового розчину, що веде до пластичної деформації і зміщення порід в стовбур свердловини та використання інгібуючих бурових розчинів на водній основі, що призводить до надмірного зволоження глинистих сланців водним фільтратом та викликає обвалювання та осипання стінки свердловини.

4. Ефективним методом попередження ускладнень може бути паливно-бітумна рідина з вмістом 5÷9% окисненого бітуму, що є універсальною для всіх типів порід схильних до осипання і обвалювання.

Отримані результати досліджень щодо впливу паливно-бітумної рідини на міцність взірців гірських порід в лабораторних умовах потребують підтвердження дослідженнями в умовах, які відповідають реальному – вибійним, що, в свою чергу, потребує спеціального обладнання, над роботою якого працюють автори статті.

Література

1 Ахмадеев Р.Г. Химия промывочных и тампонажных жидкостей [Текст] / Р.Г. Ахмадеев, В.С. Данюшевский. - М.: Недра, 1981. - 151 с.

2 Басарыгин Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин [Текст] / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. - М.: Недра, 2000. - 677 с.

3 Белов В.П. Образование каверн при бурении [Текст] / В.П. Белов. - М.: Недра, 1970. - 152 с.

4 Енергетичні ресурси та потоки; під заг. ред. А.К. Шидловського. - К.: Українська енциклопедичні знання, 2003. - 472 с.

5 Книга инженера по растворам ЗАО «ССК» [Текст] / В.Н. Губанов, Д.В. Лопатин, В.С. Сычев, А.А. Толстоухов. - М.: Гарусс, 2006. - 549 с.

6 Коржуев А.С. Упрочнение неустойчивых горных пород при бурении скважин [Текст] / А.С. Коржуев, В.А. Никишин, В.А. Бочко. - М.: Недра, 1969. - 152 с.

7 Коцкулич Я. С. Бурові промивні рідини [Текст] : підручник / Я.С. Коцкулич, М.І. Оринчак, М.М. Оринчак. - Івано-Франківськ: ФНТУНГ Факел, 2008. - 500 с.

8 Коцкулич Я. С. Буріння нафтових і газових свердловин [Текст]: підручник / Я. С. Коцкулич, Я. М. Кочкодан. — Коломия: ВІК, 1999. — 504 с.

9 Кудряшев Б. Б. Бурение скважин в осложненных условиях [Текст] / Б.Б. Кудряшев, А.М. Яковлев. - М.: Недра, 1987. - 269 с.

10 Михеев В.Л. Технологические свойства буровых растворов [Текст] / В.Л. Михеев. - М.: Недра, 1979. - 239 с.

11 Перспективи нарощування геологорозвідувальних робіт національною акціонерною компанією «Нафтогаз України» до 2015 / Олександр Зейкан, Василь Гладун, Петро Чепіль, Петро Максимчук // Геологія і геохімія горючих копалин. - 2011. - №1-2(154-155). - С. 59-61.

12 Оринчак М.І. Гідрофобно-адгезійна ванна / М.І. Оринчак, М.М. Оринчак // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. - 2007. - № 4(28). - С. 128-131.

13 Оринчак М.І. Гідрофобно-бітумна ванна / М.І. Оринчак, М.М. Оринчак // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. - 2008. - № 2(30) - С. 67-71.

14 Оринчак М.І. Паливно-бітумна ванна / М.І. Оринчак, А.І. Різничук, М.М. Оринчак, О. С. Бейзик // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. - 2011. - № 3(40). - С. 90-95.

15 Спивак А.И. Разрушение горных пород при бурении скважин [Текст] / А.И. Спивак, А.Н. Попов. - М.: Недра, 1979. - 239 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
11.05.12*

*Рекомендована до друку професором
Коцкуличем Я.С.*