

# БУРІННЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

УДК 622.244.443

## АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН ДЛЯ ПЕРВИННОГО РОЗКРИТТЯ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ

<sup>1</sup>Я.С. Коцкулич, <sup>2</sup>Є.Я. Коцкулич<sup>1</sup>ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42153, e-mail: [drill@nuing.edu.ua](mailto:drill@nuing.edu.ua)<sup>2</sup>Науково-дослідний і проектний інститут ПАТ "Укрнафта", 76019, м. Івано-Франківськ, Північний бульвар, 2, тел/факс (03422) 776140

Проблема якісного розкриття продуктивних пластів є особливо актуальною при будівництві свердловин на родовищах Прикарпаття, для яких характерні низька проникність порід-колекторів та низькі пластові тиски.

Наведено аналіз чинників, що впливають на якість розкриття продуктивних пластів, негативного впливу промивальних рідин на ступінь забруднення порід-колекторів і вказано на можливість відновлення їх проникності. Обґрунтовано принципи вибору типу і складу промивальних рідин для первинного розкриття продуктивних пластів залежно від характеристик порід-колекторів, фізико-хімічних властивостей пластових флюїдів. Проаналізовано ефективність застосування промивальних рідин з низьким вмістом твердої фази, безглинистих промивальних рідин, розчинів на вуглеводневій основі, мінералізованих, полімерних, інгібованих та інших розчинів.

Показано, що на даний час перспективним напрямом підвищення якості розкриття продуктивних пластів з низькими тисками, які складені низькопроникними породами-колекторами, є застосування подвійно-інгібованих бурових розчинів. Подвійноінгібовані розчини рекомендується застосовувати для буріння в інтервалах залягання нестійких порід та під час проведення капітального ремонту свердловин.

Ключові слова: буріння, свердловина, порода-колектор, інгібітор.

Проблема качественного вскрытия продуктивных пластов особенно актуальна при строительстве скважин на месторождениях Прикарпатья, характеризующихся низкой проницаемостью пород-коллекторов и низкими пластовыми давлениями.

Приведен анализ факторов, влияющих на качество вскрытия продуктивных пластов, отрицательного влияния промывочных жидкостей на степень загрязнения пород-коллекторов и показана возможность восстановления их проницаемости. Обоснованы принципы выбора типа и состава промывочных жидкостей для первичного вскрытия продуктивных пластов в зависимости от характеристики пород-коллекторов, физико-химических свойств пластовых флюидов. Проанализирована эффективность применения промывочных жидкостей с низким содержанием твердой фазы, безглинистых промывочных жидкостей, растворов на углеводородной основе, минерализованных, полимерных, ингибированных и других растворов.

Показано, что в данное время перспективным направлением повышения качества раскрытия продуктивных пластов с низкими давлениями, сформированных низкопроницаемыми породами-коллекторами, является применение дваждыингибированных буровых растворов. Дваждыингибированные растворы рекомендуется применять для бурения в интервалах залегания неустойчивых пород, а также при проведении капитального ремонта скважин.

Ключевые слова: бурение, скважина, порода-коллектор, ингибитор.

The problem of high quality exposing of productive layers is still actual for well drilling on the Pre-Carpathian oilfields characterized by low formation permeability and low formation pressures. The analysis of factors affecting the quality of productive formations exposing, negative affecting of drilling mud on reservoir pollution level and possibility of resuming their permeability are provided in the article.

Principles of choosing the type and composition of drilling mud for primary productive layers exposing considering reservoir characteristics and physical behavior of formation fluids are proved. The effectiveness of low solid clayless, hydrocarbon based, mineralized, polymeric, inhibited and another types of drilling mud application are analyzed in the article

*Principles of choosing the type and composition of drilling mud for primary productive layers exposing considering reservoir characteristics and physical behavior of formation fluids are proved. The effectiveness of low solid clayless, hydrocarbon based, mineralized, polymeric, inhibited and another types of drilling mud application are analyzed in the article.*

*Application of dually inhibited drilling mud for exposing quality improvement is considered to be an actual challenging direction. Dual inhibited drilling muds are recommended to be used while drilling loose rock and workover job performance.*

Key words: well drilling, reservoir, inhibitor.

Первинне розкриття продуктивних пластів традиційними методами із застосуванням глинистих бурових розчинів на водній основі у більшості випадків призводить до забруднення привибійної зони пласта (ПЗП) твердою фазою і фільтратом. Це спричиняє погіршення колекторських властивостей пласта, що, в свою чергу, призводить до збільшення термінів проведення і вартості робіт з освоєння свердловин, чи неможливості виклику промислового припливу пластових флюїдів до свердловини.

В даний час для вирішення цієї проблеми все частіше застосовують спеціальні види і склади бурових промивальних рідин, у тому числі з низьким вмістом твердої фази, безглинисті промивальні рідини на вуглеводневій основі, мінералізовані, полімерні, інгібовані та інші. Застосування таких рідин менш негативно впливає на колекторські властивості продуктивних пластів, забезпечує відновлення їх проникності майже до початкової (коефіцієнт відновлення становить 90-95%), що в кінцевому результаті є економічно вигіднішим попри високу їх вартість. Водночас, застосовуючи однакові за складом розчини в різних гірничо-геологічних умовах буріння, можна отримати неочікувані результати. Тому при виборі промивальних рідин слід враховувати такі чинники, як склад і фізико-механічні властивості порід-колекторів, склад і властивості пластових флюїдів, термобаричні умови тощо. Узагальнення та аналіз результатів первинного розкриття пластів у різних гірничо-геологічних умовах дасть змогу ефективніше використовувати існуючі методи, а також вести пошуки нових технологій і техніки первинного розкриття продуктивних пластів.

Вітчизняний і зарубіжний досвід первинного розкриття продуктивних пластів свідчить, що істотного зниження негативного впливу промивальної рідини на колекторські властивості порід можна досягнути застосуванням певних композицій бурових розчинів на основі високомолекулярних органічних і неорганічних сполук. Однак широке впровадження таких сполук обмежується високою їх вартістю, тому актуальним є завдання створення дешевших і в той же час не менш ефективних рецептур безглинистих біополімерних та інших бурових розчинів.

Під час розкриття порід-колекторів у процесі буріння свердловини і надалі відбувається зміна фільтраційних характеристик продуктивних пластів у пристовбуровій зоні під впливом ряду чинників, що залежать від [1]:

- фізико-хімічних властивостей промивальної рідини;
- протитиску на пласт, що створюється стовпом промивальної рідини під час його розкриття пласта;
- часу контактування породи з промивальною рідиною;
- зміни властивостей нафти у пристовбуровій зоні під впливом охолодження пласта в процесі буріння свердловини тощо.

Радіальна фільтрація призводить до утворення фільтраційної кірки, зони кольматації, або так званої внутрішньої фільтраційної кірки та зони проникнення. Причому цей процес спостерігається як при статичному, так і динамічному режимах.

В.А. Амیان і Н.П. Васильєва [2] показали, що проникнення у пристовбурову зону фільтрату промивальної рідини лише на декілька сантиметрів призводить при подальшій розробці родовищ з підтриманням пластового тиску до зниження охоплення пласта заводненням по товщині на (30÷40)%.

Дані промислових і лабораторних досліджень свідчать, що при розкритті продуктивних пластів бурінням залежно від їх проникності дисперсна фаза промивальної рідини може відігравати подвійну роль: позитивну, обмежуючи проникнення фільтрату в пласт при проникності останнього менше (0,25÷0,28) мкм<sup>2</sup>, і негативну – при більшій проникності.

Вимоги до якості розкриття продуктивних пластів, складених низькпроникними колекторами, за останні роки значно підвищилися, тому передбачається масовий перехід до застосування безглинистих біополімерних бурових розчинів, які практично не забруднюють привибійну зону пластів.

Головною умовою безаварійного буріння свердловин у складних гірничо-геологічних умовах є правильний вибір типу компонентного складу промивальної рідини, а також оптимізація його технологічних параметрів. В практиці технології буріння прийнято, що основний інгібуючий елемент визначає назву типу бурового розчину. На цей час застосовують калієвий, силікатний і гліколевий бурові розчини та їх перспективні різновиди – силікатно-калієвий і вапняно-калієвий. На практиці реалізують змішані системи: силікатно-калієві, вапняно-калієві, силікатно-гліколево-калієві, гуматно-біополімерні, безглинисті крохмальні бурові розчини тощо [3].

Російськими фахівцями [4] розроблено рецептури малокомпонентних бурових розчинів

Таблиця 1 – Основні параметри безглинистого крохмально-калієвого бурового розчину

Склад 1 м <sup>3</sup> бурового розчину	Параметри розчину				
	Густина, кг/м <sup>3</sup>	Умовна в'язкість, с	Показник фільтрації, см <sup>3</sup> /30 хв.	СНЗ 1/10 дПа	pH
ЕКР – (9÷11)% КСІ – (4÷7)% Вода – решта	1070÷1120	27÷28	2,0÷2,5	7÷12/10÷15	7÷7,5

на основі біополімеру БП-92, продукованого мікроорганізмами класу *Azotobacter Vinelandii*, та гуматного реагенту (торфопорошок, фрезерний торф). При цьому гуматний реагент використовується як дисперсна фаза, що забезпечує утворення кольматційного шару з низькою проникністю і покращує структурно-реологічні властивості біополімера і підвищує термостабільність до 80°C.

В НТП "Бурова техніка" і ТЗОВ "Газ Інвест" (Україна) розроблено біополімерні бурові розчини, аналогічні "Flo ProNT" фірми "M-1 SWACO" як за складом, так і за технологічними та фізико-хімічними властивостями. Результати порівняльних досліджень зразків розчинів свідчать, що інгібуючі властивості цих біополімерних приблизно однакові (що логічно, оскільки розчини приблизно однакового компонентного складу). Умовою успішного застосування безглинистої біополімерної системи є повне очищення свердловини від вибуреної породи, постійний контроль параметрів і вчасна хімічна обробка бурового розчину.

З метою збереження фільтраційних властивостей порід-колекторів під час їх первинного розкриття бурінням при компонуванні інгібованих систем потрібно враховувати такі фактори: характеристики порід, пластових флюїдів, фізико-хімічні властивості промивальних рідин, тривалість контактування рідини з породами-колекторами, величину репресії на пласт.

Більшість продуктивних горизонтів нафтових родовищ України, в т.ч. Прикарпаття, мають невеликі пластові тиски, низьку проникність та значний вміст материнських глин, якісне розкриття яких є дуже важливим і одночасно складним завданням, тому однозначного рішення цієї проблеми на сьогодні не існує.

Найширше розповсюдження для розкриття продуктивних горизонтів на родовищах України знайшли інгібуючі та мінералізовані промивальні рідини. Серед інгібуючих найчастіше застосовують калієві розчини, а серед мінералізованих – стабілізований соленасичений розчин. Однак вказані розчини не забезпечують якісного розкриття продуктивних горизонтів через кольматцію порід-колекторів глинистою фазою, яка виконує функцію структуроутворювача у цих розчинах. Окрім того, ці бурові розчини мають високий показник рН, що спричиняє набухання материнських глин і зниження вже до цього низької проникності.

В останні роки для вирішення цієї проблеми застосовують безглинисті біополімерні розчини, в яких використовують дорогі зарубіжні

біополімерні реагенти – дувіз, фловіз та інші, а для регулювання фільтраційних властивостей – реагенти на основі акрилових полімерів та водорозчинних ефірів целюлози. Відсутність глинистої фази у цих розчинах покращує якісне розкриття продуктивних горизонтів, але наявність полімерів і високий показник рН призводять до набухання материнських глин та зниження природної проникності колекторів.

Пошуку шляхів покращення якості розкриття продуктивних горизонтів з низькою проникністю та пластовими тисками, близькими до гідростатичних, при одночасному зменшенні вартості промивальної рідини, присвячені дослідження Бейзик О.С., Оринчак М.І. [5]. Авторами проведено експериментальні дослідження з метою розробки рецептури безглинистого інгібуючого бурового розчину і заміни дорогих імпортованих структуроутворювачів на основі кантанової смоли доступними вітчизняними хімреагентами, сформувавши на їх основі структуру розчину з одночасним підвищенням його інгібуючих та зниженням фільтраційних і лужних властивостей.

Згідно з результатами лабораторних досліджень [5] рекомендується безглинистий крохмально-калієвий буровий розчин, основні властивості якого подані в табл. 1. Під час буріння свердловини буровий розчин необхідно очищувати від вибуреної породи, на поверхні якої адсорбуються хімічні реагенти. Внаслідок цього концентрація хімічних реагентів у розчині знижується, що призводить до погіршення його параметрів. Якщо відхилення параметрів сягає понад 20% від початкових, то автори рекомендують провести повторну хімічну обробку бурового розчину.

Дослідження впливу безглинистого крохмально-калієвого бурового розчину на коефіцієнт відновлення первинної проникності керну показали, що він досить високий і коливається в межах 0,95÷0,98.

Для розбурювання інтервалів з вмістом глинистих порід, які схильні до обвалювання та осипання, найчастіше застосовують хлоркалієві розчини. Рідше такі розчини застосовують для забезпечення якісного розкриття продуктивних горизонтів. Інгібування хлористим калієм материнської глини, яка є у продуктивному горизонті, сприяє незначному зниженню проникності і флюїдовіддачі пласта.

Системи хлористого калію дуже чутливі до дії твердої фази і хімічних домішок, особливо іонів кальцію. Тому при роботі з хлоркалієвим розчином концентрація твердої фази та іонів

Таблиця 2 – Склад і параметри хлоркалієвого бурового розчину

Інтервал буріння, м	Тип бурового розчину	Хімічні реагенти, обважнювачі, рецептура хімічної обробки	Параметри бурового розчину					
			$\rho_2$ , кг/м <sup>3</sup>	T, c	$\theta_1/\theta_{10}$ , дПа	$\Phi_{30}$ , см <sup>3</sup> /30хв.	K, мм	pH
1200-1450	Хлоркалієвий	Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> – 0,5% графіт – 1% ПВЛР – 3% КСІ – 3% КМЦ – 0,6% Нафта – 8%	1360	40-60	10-20 / 25-40	5-6	1,5	8-9

кальцію повинні підтримуватись на мінімальному рівні.

Для підвищення мастильних властивостей розчину рекомендується додавати 60÷80 л нафти з розрахунку на 1 м<sup>3</sup>. Обважнювач вводять до розчину за необхідності. Склад і параметри хлоркалієвого розчину, що застосовується на родовищах Прикарпаття, зведені до таблиці 2.

Вміст глинопорошку в розчині може змінюватися залежно від їх якості та марки. За необхідності КМЦ може бути замінено іншими хімреагентами в еквівалентній кількості.

Хлоркалієвий розчин володіє високою інгібуючою здатністю при розкритті глинистих порід, що запобігає осипанню та обвалюванню стінок свердловини. Застосування хлоркалієвого розчину дозволяє отримати позитивні результати при розкритті продуктивних горизонтів з проникністю від 0,05 мкм<sup>2</sup> до 0,3 мкм<sup>2</sup>.

Хлористий калій, проникаючи в продуктивний пласт, зменшує гідратацію глин, які утворюють каркас колектора, але не утворює осаду при змішуванні з пластовими водами. Коефіцієнт відновлення проникності для заглинених гранульованих колекторів з проникністю 0,3 мкм<sup>2</sup> становить 0,648.

Недоліком хлоркалієвого розчину є його загущення при розбурюванні зволжених та глин, що легко диспергуються.

Враховуючи високу вартість КМЦ та її здатність загущувати розчин, особливо за великого вмісту твердої фази, та втрачати здатність зменшувати фільтрацію бурового розчину за високої концентрації іонів кальцію та магнію (понад 1000 мг/л), авторами [5] запропоновано обробляти хлоркалієвий розчин карбоксильним крохмальним реагентом (ККР), який за властивостями аналогічний КМЦ, межа термостійкості якого становить 140°C. ККР ефективно знижує фільтрацію та незначно загущує буровий розчин, розчинний у воді, солестійкий та бактерицидно стійкий.

На оптимальну концентрацію хімічних реагентів у буровому розчині значно впливають температура, мінералізація, вміст твердої фази тощо. З підвищенням температури і мінералізації витрата хімреагента зростає. При високому вмісті твердої фази значні домішки понижувача фільтрації призводять до загущення бурового розчину.

Аналіз результатів обробки гуматно-акрилово-калієвого бурового розчину карбоксильним крохмальним реагентом при бурінні свердловини №2 Буцівського родовища в інтервалі 875-1125 м показав, що під час застосування цього реагента збільшення умовної в'язкості промивальної рідини не спостерігалось, фільтрація знизилась з 10 до 5 см<sup>3</sup>/30хв.,  $\text{CHZ}_{1/10}$  – 20/30 дПа, тобто в межах допустимих норм.

Слід зауважити, що застосування ККР сприяло зниженню частоти оброблення бурового розчину та витрати хімічного реагента на 1 м проходки порівняно із застосуванням КМЦ. Окрім того, під час розкриття висококолоїдних глинистих відкладів не спостерігалось значного загущення бурового розчину, що свідчить про здатність ККР флокулювати колоїдні частинки та запобігати збільшенню колоїдної фази у буровому розчині.

Аналіз впливу технології розкриття продуктивних родовищ Прикарпаття на зміну проникності продуктивності пластів у привибійній зоні та на продуктивність свердловин показав, що під час розкриття відбувається зниження фільтраційних властивостей порід-колекторів, але чіткої залежності зниження коефіцієнта проникності не одержано. Із збільшенням репресії на пласт спостерігається тенденція до зниження продуктивності свердловин. Радіус зони пониженої проникності під час розкриття пласта на родовищах Прикарпаття за даними гідродинамічних досліджень становить (3÷28) м і має тенденцію до збільшення у низькопористих колекторах.

Грей Дж.Р., Дарлі Г.С.Г. [6] при виборі бурового розчину для розкриття продуктивних пластів рекомендують виходити з таких позицій:

- вартісні фактори (ціна-якість-максимальна швидкість проходки);
- вплив факторів, що проявляються на усті свердловини (компетентність персоналу, екологічні вимоги, можливість транспортування);
- вплив факторів, що проявляються у свердловині (досвід буріння сусідніх свердловин, функції бурових розчинів та обмеження процесу промивання свердловини);
- вплив факторів, обумовлених наявним обладнанням (невідповідність бурового обладнання реальним умовам, що може призводити до перевитрати матеріалів).

Слід зауважити, що більшість перелічених факторів суб'єктивні, і їх впливів слід уникати.

Розроблені склади безглинистих бурових розчинів на основі екзополісахаридів [7] дають можливість підвищити якість первинного розкриття продуктивних пластів за рахунок зниження кольматуючої дії промивальної рідини на фільтраційно-ємнісні властивості привибійної зони пласта. В'язко-пружні ефекти, що виникають при фільтрації біополімерних розчинів через нафтонасичену породу, є головними факторами, що визначають формування ізолюючого шару у пристовбуровій зоні продуктивних пластів під час їх первинного розкриття. Основним стримуючим фактором широкого застосування промивальних рідин на основі екзополісахаридів є висока вартість біополімерів.

Виходячи з того, що проникність порід-колекторів на більшості родовищ Прикарпаття коливається в межах від  $5 \cdot 10^{-3}$  до  $20 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> і практично відсутні тріщинні колектори, то причиною кольматції вважають проникнення фільтрату промивальної рідини. У цьому разі найбільшу увагу звертають на його фізико-хімічні характеристики.

Відомо, що ефективність розкриття продуктивних пластів залежить від геолого-фізичних характеристик покладів нафти і газу, фізико-хімічних властивостей пластових флюїдів, характеристик застосовуваної технології розкриття пласта, властивостей промивальних рідин та рідин іншого спеціального призначення (буферних, блокувальних, тампонажних тощо).

На основі проведеного аналізу якості розкриття пластів на Старо-Самбірському родовищі нами виділені такі проблемні питання:

- забезпечення максимального обмеження гідратації і набрякання глинистих мінералів розбурюваних порід;

- запобігання осадженню в порах і тріщинах твердих осадів, що утворюються внаслідок хімічної взаємодії фільтрату промивальної рідини з пластовими флюїдами (залишковою водою в колекторі);

- запобігання водяній і емульсійній блокадам, наслідком яких є закупорювання простору між зернами породи і тріщин;

- попередження кольматції компонентами твердої фази, які мають колоїдну дисперсність (колоїдні глини).

Запобігти гідратації можна шляхом підвищення гідрофобізуючих властивостей бурової промивальної рідини, що можуть забезпечити нафтоемульсійні та інвертноемульсійні промивальні рідини. Застосування неорганічних інгібіторів ( $\text{KCl}$ ,  $\text{CaCl}_2$ ) практично не проводилося, а прісноводні фільтрати негативно впливають на фільтраційні властивості порід-колекторів.

Найбільший об'єм займають пласти з проникністю від  $1 \cdot 10^{-3}$  до  $1 \cdot 10^{-2}$  мкм<sup>2</sup> (82,7%). Середній коефіцієнт піскуватості дорівнює 0,42 і змінюється по площі від 0,25 до 0,55. Коефіцієнт злиття продуктивних пластів становить 0,120-0,536.

Так, наприклад, основним об'єктом розробки Старо-Самбірського родовища є поклади ямненської світи, представлені в нижній частині яремчанськими шарами, складеними строка-тими аргілітами з малопотужними прошарками пісковиків і конгломератів.

Колекторські властивості піщано-алевролітових різновидів порід ямненських покладів вивчалися за керновим і промислово-геофізичним матеріалом. Досліджений керновий матеріал характеризується пористістю від 7% до 11,2% при середній величині 8,9%. Проникність більшості взірців – від  $1,0 \cdot 10^{-3}$  до  $2,0 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> і тільки в деяких випадках сягає  $13,5 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Коефіцієнт пористості, визначений за даними промислово-геофізичних досліджень, коливається в межах від 0,08 до 0,137 при середній величині 0,12. У таблиці 3 подана загальна характеристика порід ямненської світи по свердловинах 61, 63, 64 та 66, а геолого-фізичні характеристики порід-колекторів наведені у таблиці 4.

При проектуванні складів промивальних рідин традиційно уникали застосування хімічних компонентів, здатних утворювати осади при контактуванні з пластовими флюїдами, в тому числі гідролізованих поліакрилатів, гуматних реагентів. Останнім часом бурові підприємства Прикарпаття, зокрема Бориславська експедиція Прикарпатського УБР, застосовують під час розкриття продуктивних пластів полімергуматні і гуматнокалієві реагенти.

Запобігання водяної і емульсійної блокади сприяють обробки промивальних рідин поверхнево-активними речовинами (ПАР) деемульгуючої дії, що, зокрема, входять до складу нафтоемульсійних глинистих розчинів.

Для обмеження кольматуючої дії твердої фази промивальної рідини в якості блокаторів використовують органоколоїдні домішки (вододисперсійні або нафтодисперсійні асфальтобітумні речовини) або калібровані карбонати (крейда, мармурова крихта). При цьому керуються правилом Абрамса при виборі розміру компонента-блокатора: діаметр частинок блокатора має бути рівний або дещо більший 1/3 середнього діаметра пор пласта. Всі ці рекомендації були враховані при виборі промивальної рідини для свердловини 83 Старо-Самбірська, що дало позитивні результати.

Окрім вищенаведених вимог і застережень щодо вибору промивальних рідин для розкриття продуктивних пластів, до проблемних слід також віднести і такі питання:

- обмеження гідростатичних і гідродинамічних репресій, створюваних за рахунок перевищення густини промивальної рідини по відношенню до значень пластових тисків, які змінюються залежно від стадії розробки родовища та локальних умов залягання пластів у окремих блоках;

- обмеження репресій внаслідок негативного впливу на пласт цементного розчину (його густини та компонентного складу, технології тампонування);

Таблиця 3 – Загальна характеристика порід ямненської світи по сусідніх свердловинах

№ свердловини	Початок експлуатації	Інтервал залягання продуктивних відкладів, м	$H_{\text{эф}}$ , м	Кількість проникних пластів	Максимальний дебіт, т/д
61	1973	3285-3390	84,5	9	84,3
63	1983	3568-3680	81,1	9	8,3
64	1975	3371-3480	99,3	9	74,0
66	1975	3344-3445	79,8	7	40,3

Таблиця 4 – Геолого-фізичні характеристики колекторів ямненської світи

Середня глибина залягання, м	3500
Тип колектора	теригенний
Середня загальна товщина, м	110
Середня ефективна товщина, м	60,2
Коефіцієнт пористості	0,12
Коефіцієнт нафтонасиченості	0,77
Проникність, $10^{-3}$ , мкм <sup>2</sup>	1,0-13,5
Пластова температура, °С	89
Пластовий тиск початковий, МПа	46,8
Пластовий тиск поточний, МПа	27,6
В'язкість нафти у пластових умовах, мПа·с	1,55
Густина нафти у пластових умовах, кг/м <sup>3</sup>	755
Коефіцієнт нафтовилучення	0,33

– недопущення репресій на пласт, що виникають під час спуско-підіймальних операцій, при розходжуванні бурового інструмента тощо;

– скорочення тривалості буріння в інтервалі залягання продуктивних пластів (тривалості контактування промивальної рідини з пластом);

– забезпечення ефективної технології освоєння свердловини.

В практиці зарубіжного і вітчизняного буріння мінімальна тривалість контактування промивальної рідини з продуктивними пластами є визначальним фактором у забезпеченні якості їх розкриття і отримання прогностичних дебітів нафти і газу. Оскільки техніко-економічні показники буріння значною мірою визначаються характеристиками промивальних рідин (змащувальними, інгібуючими тощо), то змащувальні домішки, органічні і неорганічні інгібітори, ПАР, флокулянти є невід'ємними складовими систем рідин на водній основі. За умови забезпечення ефективного очищення промивальної рідини від вибуреної породи ефективність застосування якісних промивальних рідин для розкриття пластів суттєво впливає на збільшення швидкості буріння.

Слід також зауважити, що на тривалість буріння в інтервалі продуктивних пластів негативно впливають і не завжди є виправданими додаткові заходи з дослідження свердловин, відбору керна, почергове випробування окремих об'єктів тощо.

Враховуючи, що пластова вода родовищ Прикарпаття переважно хлоркальцієвого типу [8], вона недостатньо обмежує гідратацію гли-

нистих включень поверхні порід порового простору. У цьому разі спеціальна хімічна обробка технологічних рідин передбачає передусім забезпечення інгібуючих властивостей фільтратів з метою збереження колекторських властивостей продуктивних пластів. Під час буріння свердловин це одночасно сприяє збереженню стійкості стінок свердловини, покращенню процесу очищення промивальної рідини від вибуреної породи, а, отже, позитивно позначається і на техніко-економічних показниках буріння.

Із урахуванням досвіду багаторічних досліджень, а також світових тенденцій розвитку технології приготування і застосування промивальних рідин для розкриття продуктивних пластів у НДПІ ПАТ "Укрнафта" [8] розроблено рецептури подвійноінгібованих рідин, що включають органічні та неорганічні домішки.

Механізм дії неорганічних інгібіторів, якими є солі-електроліти, загальновідомий: їх наявність забезпечує ущільнення гідратних шарів навколо твердих частинок у дисперсійній системі промивальної рідини, зумовлює іонообмінні процеси, гальмує диспергування породи.

Наявність у технологічних рідинах заряджених і нейтральних компонентів певним чином впливає на їх перерозподіл та на результуюче проявлення осмотичних явищ. Нейтральні за зарядженістю компоненти під дією дисперсійних сил можуть спричинити структурні зміни в граничних шарах. Виходячи з цього, необхідно застосовувати солі-електроліти (NaCl, KCl) як неорганічні інгібітори.

Органічні інгібітори здатні запобігати гідратації завдяки адсорбції на поверхні твердої

Таблиця 5 – Залежність діелектричної проникності та осмотичного тиску від концентрації розчинів NaCl і KCl

Концентрація розчинів, %	Діелектрична проникність		Осмотичний тиск, МПа	
	NaCl	KCl	NaCl	KCl
1	71,2	80,8	0,78	0,61
5	49,3	50,4	4,10	3,10
7	40,1	43,5	5,90	3,80
10	31,8	36,7	9,10	6,50

фази. Окремі органічні сполуки з молекулярною дисперсністю можуть потрапляти з фільтратом рідини у поровий простір, впливати на зміну фізико-хімічних, передусім в'язкісних, характеристик фільтрату промивальної рідини.

Дослідженнями Жигача-Ярова [9] встановлено, що у системі "вода у буровому розчині – вода у гірських породах привибійної зони" постійно проходять ентропійні зміни. Оскільки вода в порах і мікротріщинах гірських порід більш структурована (діелектрична проникність  $\epsilon = 2\div 6$ ), ніж у буровому розчині ( $\epsilon > 10$ ), то осмотичний потік буде спрямований зі свердловини у пори та мікротріщини порід пристовбурної зони свердловини. Цей потік стискає структуру води у порах, в яких нагромаджується енергія, і коли напруження перевищують міцність порід, стінки свердловини руйнуються.

Оцінювання інгібуючих властивостей компонентів промивальних рідин здійснюють вимірюванням діелектричної проникності ( $\epsilon$ ), що певною мірою доповнює традиційне визначення за допомогою методу Жигача-Ярова. Значення  $\epsilon$  корелюють зі значеннями осмотичного тиску. Збільшення концентрації розчинів солей-електролітів (хлоридів калію і натрію), як видно з табл. 5, призводить до зменшення діелектричної проникності та, відповідно, до збільшення осмотичного тиску.

Додавання солей-інгібіторів гальмує процес зростання напружень, динаміка якого залежить від природи солей. За експериментальними даними [8], швидкість набрякання протягом першої години у розчині KCl є більшою, ніж у розчині NaCl, хоч у зв'язку з різницею радіусів іонів  $K^+$  і  $Na^+$  ефективніше набрякання забезпечує саме KCl.

Практичний інтерес мають дослідження щодо вибору, вивчення і застосування таких органічних сполук, які за колоїдно-хімічними і фізико-хімічними властивостями належать до органічних інгібіторів, що в системі промивальної рідини доповнюють дію неорганічних інгібіторів. У якості таких інгібіторів використовуються багатоатомні спирти (гліколи, полігліколи) та їх похідних, ефективність яких констатував Артур Герман.

Авторами [8] проведено дослідження інгібуючих властивостей багатоатомних спиртів, що належать до органічних інгібіторів і характеризуються здатністю до часткової дегідратації порід. У зв'язку з цим ними зосереджена увага на виборі полігліколів, зокрема поліетиленгліколів (ПЕГ), що мають таку будову полі-

мерної молекули:  $H-[OCH_2CH_2-]N-OH$ . Ними вивчена можливість одержання систем подвійноінгібованих промивальних рідин із застосуванням поліетиленгліколю від ПЕГ-400 до ПЕГ-6000 (цифра вказує на молекулярну масу ПЕГ). З цією метою проведені експериментальні дослідження особливостей впливу неорганічних і органічних інгібіторів на технологічні параметри промивальної рідини з використанням KCl і  $NH_4$  (неорганічні) і поліетиленгліколі від ПЕГ – 400 до ПЕГ – 6000 (органічні).

Застосування подвійноінгібованої промивальної рідини у процесі закінчування св. №23-Микуличинська, 14-Південно-Гвіздецька та 10-Микуличинська забезпечило покращення інгібуючих, закріплюючих, змащувальних і структурно-реологічних властивостей та збереження фільтраційних властивостей порід-колекторів [10]. Позитивні результати одержано і при розкритті продуктивних горизонтів із застосуванням подвійноінгібованих промивальних рідин.

Враховуючи переваги систем подвійноінгібованих промивальних рідин, можна зробити висновок, що їх доцільно використовувати не тільки для первинного розкриття продуктивних горизонтів, але і під час буріння в інтервалах залягання нестійких гірських порід та під час капітального ремонту свердловин. Слід продовжити також науково-дослідні роботи в напрямку адаптації розробленої схеми одержання подвійноінгібованих систем для різних типів промивальних рідин.

### Література

- 1 Яремийчук Р.С. Вскрытие продуктивных горизонтов и освоение скважин / Р.С.Яремийчук, Ю.Д.Качмар. – Львов: Вища школа, Изд-во при Львов. ун-те, 1982. – 152 с.
- 2 Аммян В.А. Вскрытие и освоение нефтяного пласта / В.А. Аммян, Н.П. Васильева. – М.: Недра, 1973. – 336 с.
- 3 Васильченко А.О. Новый безглинистый буровой розчин з підвищеними інгібуючими властивостями / А.О. Васильченко, О.В. Кустурова // Проблеми нафтогазової промисловості: 36. наук. пр. – Київ, 2005. – С.146-150.
- 4 Лушпеева О.А. О природе синергетического эффекта в полимер-глинистых буровых растворах / О.А. Лушпеева, В.Н. Кошелев, Л.П. Вахрушев, Е.В. Беленко // Нефтяное хозяйство. – 2001. – №3. – С. 28-30.
- 5 Бейзик О.С. Буровой розчин для якісного розкриття продуктивних горизонтів / О.С. Бей-

зик, М.І. Оринчак // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2009. – №1(30). – С.88-92.

6 Грей Дж.Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей): пер. с англ. / Грей Дж.Р., Дарли Г.С.Г. – М.: Недра, 1985. – 509 с.

7 Капитонов В.А. Модификация биополимерных растворов на основе ксантановых смол для первичного вскрытия нефтяных и газовых пластов / В.А. Капитонов // VII Международная молодежная научная конференция "Севергео-экотех-2006" [Текст] : Материалы конференции (22-24 марта 2006 г., г.Ухта): в 3 ч.; ч.2 – Ухта: УГТУ, 2006. – С. 15-20.

8 Андрусак А.М. Системи подвійноінгібованих промивальних рідин / А.М. Андрусак, Б.А. Тершак, Є.Р. Мрозек // Нафтова і газова промисловість. – 2008. – №5. – С.16-19.

9 Жигач К.Ф. Об оценке набухаемости глин / К.Ф. Жигач, А.Н. Яров // Нефть и газ. – М.: Изд-во вузов, 1959. – №10 – С. 13-18.

10 Коцкулич Я.С. Повышение качества вскрытия продуктивных пластов в условиях аномально низких пластовых давлений / Я.С. Коцкулич, Б.А. Тершак, А.Н. Андрусак, Е.Я. Коцкулич // Международная конференция "Нефть и газ Западной Сибири", т.1, [Текст]: Материалы конференции (19-20 октября 2011г., г. Тюмень): ТНГУ, 2011. – 3 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
07.02.11*

*Рекомендована до друку професором  
Д.Д. Федоришиним*