

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

БОГОСЛАВЕЦЬ ВОЛОДИМИР ВАСИЛЬОВИЧ

УДК 622.244.442:622.244.5

**ВИБІР ОПТИМАЛЬНИХ РЕЦЕПТУР БУРОВИХ РОЗЧИНІВ
ДЛЯ РОЗКРИТТЯ НАФТОВИХ ПЛАСТІВ**

05.15.10 – Буріння свердловин

АВТОРЕФЕРАТ
дисертації на здобуття наукового ступеня
кандидата технічних наук

Івано-Франківськ – 2014

Дисертацією є рукопис

Робота виконана в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу Міністерства освіти і науки України

Науковий керівник: доктор технічних наук, професор
Мислюк Михайло Андрійович,
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу,
професор кафедри буріння
нафтових і газових свердловин

Офіційні опоненти: доктор технічних наук, доцент
Кунцяк Ярослав Васильович,
ПрАТ «Науково-дослідне
і конструкторське бюро бурового
інструменту», м. Київ,
генеральний директор

кандидат технічних наук, доцент
Тершак Богдан Андрійович,
ПАТ «Укрнафта», м.Київ,
начальник управління контролю
робіт із спорудження свердловин

Захист відбудеться "03" липня 2014 р. о 10⁰⁰ годині на засіданні спеціалізованої вченої ради Д 20.052.02 при Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу за адресою: 76019, Україна, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15.

З дисертацією можна ознайомитися у науково-технічній бібліотеці Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу за адресою: 76019, Україна, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15.

Автореферат розісланий "29" травня 2014 р.

Учений секретар спеціалізованої вченої ради,
кандидат технічних наук, доцент



І.М. Ковбасюк

ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ

Актуальність теми. Більшість родовищ, що забезпечували основний видобуток нафти вже вступили або вступають у пізню стадію розробки і характеризуються високим обводненням продукції, яке досягає 82–88%.

Значним резервом для підвищення видобутку нафти в Україні є залучення до промислової розробки покладів з важковилучуваними запасами (виснажених, високообводнених, з низькопроникними колекторами, високов'язкою нафтою та ін.), які обліковуються Державним балансом корисних копалин України.

Розкриття продуктивних пластів зазвичай проводиться без достатньо повного врахування фізичних властивостей колектору і його мінералогічного складу. Склад і технологічні властивості бурових розчинів регламентуються з врахуванням вимог проходження свердловин без ускладнень і часто не відповідають вимогам збереження природних властивостей колекторів. Вимоги до якості їх розкриття за останні роки значно зросли, тому передбачається перехід до застосування безглинистих біополімерних бурових розчинів.

Значний внесок у вивчення та розробку безглинистих біополімерних бурових розчинів і застосування поверхнево-активних речовин (ПАР) для їх обробки, а також технологій первинного розкриття продуктивних пластів зробили А.Г. Аветисов, Н.Г. Аветисян, В.А. Амійан, О.К. Ангелопуло, А.М. Андрусак, А.І. Булатов, Г.Т. Вартумян, А.О. Васильченко, В.Г. Вітрик, Дж. Грей, А.М. Григорян, О.М. Давиденко, Є.А. Дам'янова, Г.С.Г. Дарлі, К.Ф. Жигач, В.А. Капітонов, В.Н. Кошелев, І.І. Кравченко, В.В. Крецул, В.І. Крилов, Я.В. Кунцяк, О.В. Кустурова, Ю.В. Лубан, М.А. Мислюк, В.Д. Михайлюк, С.А. Мойса, П.А. Ребіндер, Ю.М. Салижин, У.Л. Скальська, А.К. Степанянц, В.І. Яненко, Р.С. Яремійчук та інші.

Для підвищення якості розкриття продуктивних нафтових пластів необхідно розробити і впровадити нові рецептури біополімерних бурових розчинів. Тому проблема розробки, лабораторного дослідження та впровадження нових рецептур біополімерних бурових розчинів є актуальною і важливою для галузі.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційна робота виконана у відповідності з планами науково-дослідних робіт на період 2010–2011 років за темою Д-6-10-П «Нові технології видобування вуглеводнів із родовищ з важковилучуваними запасами» (№0110U000116) і на період 2012–2013 років за темою Д-18-12-П «Розроблення методів управління процесом спорудження скерованих свердловин в сланцевих і вугільних відкладах» (№0112U004157).

Мета і задачі дослідження. Метою дослідження є підвищення якості розкриття продуктивних нафтових пластів на основі використання оптимальних рецептур бурових розчинів з поверхнево-активними речовинами.

Основні задачі досліджень:

удосконалити методику вибору оптимальних рецептур бурових розчинів для розкриття продуктивних нафтових пластів;

дослідити поверхневі властивості на границі розділу фаз фільтрат бурового розчину – флюїд;

розробити оптимальні рецептури бурових розчинів для розкриття продуктивних нафтових пластів;

оцінити ефективність запропонованих рецептур бурових розчинів у промислових умовах.

Об'єктом дослідження дисертаційної роботи є системи бурових розчинів для розкриття продуктивних нафтових пластів, а *предметом дослідження* – технологічні властивості бурових розчинів і поверхневі властивості на границі розділу фаз фільтрат бурового розчину – нафта.

Методи дослідження. Рецептури бурових розчинів для розкриття продуктивних нафтових пластів обґрунтовано із використанням моделі прийняття рішень з гнучким вибором критерію оптимальності. Базові моделі бурових розчинів побудовано з допомогою методів планування експериментів і регресійного аналізу їх результатів.

Технологічні властивості бурових розчинів визначались за стандартними методиками. Реологічні властивості бурових розчинів та емульсій фільтрату з нафтою досліджувались за даними ротаційної віскозиметрії з урахуванням температурних умов в класі моделей Ньютона, Шведова – Бінгама, Оствальда, Гершеля – Балклі і Шульмана – Кессона.

Поверхневі властивості на границі розділу фаз фільтрат бурового розчину – нафта вивчались з використанням приладів на основі сталагмометричного методу і методу обертової краплі.

Наукова новизна одержаних результатів

1. Удосконалено модель вибору рецептури бурового розчину та обґрунтовано критерії оптимальності для якісного розкриття продуктивних нафтових пластів.

2. Уточнено механізм погіршення фільтраційних властивостей порід внаслідок можливого утворення емульсій виду фільтрат бурового розчину – нафта з проявом неньютонівських реологічних властивостей, що у поєднанні з поверхневими явищами на границі розділу фаз ускладнюють фільтраційні процеси і негативно впливають на дебіт свердловин.

Практичне значення одержаних результатів полягає у можливості вибору оптимальних рецептур бурових розчинів для якісного розкриття продуктивних нафтових пластів. Запропоновано рецептури гуматно-біополімерного і біополімерного бурових розчинів для розкриття продуктивних нафтових пластів в умовах родовищ ДДЗ. Підібрано оптимальну композицію ПАР в буровому розчині Біокар для розкриття продуктивного пласта Б-6 на свердловині 96 Яблунівського нафтогазоконденсатного родовища.

Особистий внесок здобувача. Основні результати дисертації одержано здобувачем самостійно. В опублікованих роботах автором особисто: обґрунтовано вибір оптимальних рецептур бурових розчинів для розкриття продуктивних нафтонасичених пластів [1,3,8]; розроблено і досліджено рецептури біополімерних бурових розчинів для розкриття продуктивних нафтонасичених пластів [9,10]; обґрунтовано умову запобігання забруднення продуктивних пластів під час цементування [4]; проведено дослідження міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат бурового розчину – нафта [6,7]; проведено дослідження реологічних

властивостей емульсій типу фільтрат бурового розчину – нафта [2]; підібрано рецептуру біополімерного бурового розчину Біокар і проведено її випробування в промислових умовах [5].

Апробація результатів роботи. Основні положення роботи доповідалась на науково-технічній конференції «Підвищення ефективності буріння свердловин та інтенсифікації нафтогазовидобутку на родовищах України» (м. Івано-Франківськ, 16–18 листопада 2010 р.), міжнародній науково-технічній конференції «Інноваційні технології буріння свердловин, видобування нафти і газу та підготовки фахівців нафтової галузі» (м. Івано-Франківськ, 3–6 жовтня 2012р.), XI mezinárodní vědecko-praktická konference. Aktuální vymoženosti vědy–2013 (Praha. Publishing House «Education and Science» s.r.o, 27.06–05.07.2013).

У повному обсязі робота доповідалась на наукових семінарах кафедри буріння нафтових і газових свердловин ІФНТУНГ (липень, листопад 2013р.).

Публікації. За матеріалами дисертації опубліковано 10 наукових праць, з яких 5 у фахових наукових журналах (в т.ч. 1 стаття у журналі, що індексується у базі даних Scopus), 3 у збірниках праць міжнародних та всеукраїнських конференцій, 2 патенти України на корисну модель.

Структура і обсяг роботи. Дисертаційна робота складається із вступу, п'ятих розділів, висновків, додатку, списку використаної літератури. Матеріали дисертації викладено на 164 сторінках, містять 51 таблицю і 47 рисунків, список використаних джерел включає 150 найменувань.

Автор щиро вдячний науковому керівнику професору М.А. Мислюку за допомогу і цінні поради в науковій роботі, професору І.С. Кісілю за консультації. Автор вдячний к.т.н. Ю.М. Салижину за обговорення та аналіз результатів досліджень, к.т.н. Ю.В. Лубану за допомогу у проведенні промислової апробації рецептури бурового розчину Біокар з композицією ПАР.

ОСНОВНИЙ ЗМІСТ РОБОТИ

У вступі обґрунтовано актуальність обраної теми дисертаційної роботи, сформульовано мету і задачі дослідження, відображено наукове та практичне значення отриманих результатів.

У першому розділі дано характеристику і аналіз сучасного стану технологій розкриття продуктивних пластів.

Наведено причини забруднення продуктивних пластів під час їх розкриття. До основних факторів, що впливають на забруднення продуктивних пластів, належать склад та властивості бурових технологічних рідин, репресія, тривалість її дії, циклічні зміни гідродинамічних тисків. Погіршення колекторських властивостей відбувається внаслідок проникнення в пласт твердої фази і фільтратів бурових технологічних рідин, їх взаємодії між собою, з пластовими флюїдами і породоутворюючими мінералами пласта.

Проаналізовано системи бурових розчинів та основні вимоги, що ставляться до їх вибору для первинного розкриття продуктивних пластів. Виявлена тенденція щодо використання біополімерних бурових розчинів, які не містять глинистої фази,

забезпечують низьку фільтрацію, мають достатньо високу термо- і солестійкість, запобігають набуханню і диспергуванню глинистих мінералів в пласті.

Обґрунтовано методи покращання якості розкриття продуктивних пластів. Одним із методів є вибір технологічних і поверхневих властивостей бурових розчинів. Для запобігання забруднення продуктивних пластів необхідно зменшувати величину міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат бурового розчину – нафта. Додавання ПАР до бурового розчину впливає на параметри зони проникнення, змінює фізико-хімічні властивості флюїдів, характер розподілу нафти і води у поровому просторі колектора та впливає на фільтраційні параметри зони проникнення. Вибір ПАР для бурових розчинів при первинному розкритті продуктивних пластів потребує досліджень їх впливу на фізико-хімічні і технологічні властивості бурового розчину, характер витіснення нафти з керну гірської породи тощо.

Наведено технологічні і поверхневі властивості бурових розчинів для первинного розкриття продуктивних пластів на деяких родовищах Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ).

У **другому розділі** наведено методичні засади вибору рецептур бурових розчинів для розкриття продуктивних пластів, які сформульовано у вигляді оптимізаційної задачі:

$$\begin{cases} E_k(\mathbf{x}^v) \rightarrow \min, & k \in K, v \in \vartheta, \mathbf{x}^v \in D^v; \\ \varphi(\mathbf{x}^v) \leq 0, \end{cases} \quad (1)$$

де $E_k(\mathbf{x}^v)$ – критерій оптимальності як функція концентрацій $\mathbf{x}^v = (x_1^v, x_2^v, \dots, x_k^v)^T$ v -го набору реагентів; ϑ – клас можливих наборів реагентів; D^v – область визначення вектора \mathbf{x}^v ; $\varphi(\mathbf{x}^v)$ – система обмежень на концентрації реагентів.

Формалізація задачі (1) вимагає обґрунтування локального критерію E_k оптимальності із деякого їх класу K , формування класу ϑ наборів реагентів, побудови системи обмежень $\varphi(\mathbf{x}^v)$ на впливові фактори \mathbf{x}^v та області їх визначення D^v .

Локальні критерії оптимальності мають враховувати вплив типу бурового розчину і його технологічних властивостей на ефективність розкриття продуктивних пластів в заданих гірничогеологічних умовах буріння з урахуванням технічних, кон'юнктурних та економічних факторів. До класу K цих критеріїв можуть бути віднесені:

вартість одиниці об'єму рецептури

$$E(\mathbf{x}^v) = a_0^v + (\mathbf{x}^v)^T \mathbf{a}^v; \quad (2)$$

відповідність m показників технологічних властивостей $g_j(\mathbf{x}^v)$ бурового розчину заданим $\hat{g}_j(\mathbf{x}^v)$ значенням

$$E(\mathbf{x}^v) = \sum_{j=1}^m \alpha_j (g_j(\mathbf{x}^v) - \hat{g}_j(\mathbf{x}^v))^2; \quad (3)$$

виносна здатність потоку в інтервалі $[0, L]$ стовбура свердловини

$$E(x^v) = \frac{1}{L} \int_0^L k_v(l, g(x^v)) dl; \quad (4)$$

стійкість рецептури бурового розчину

$$E(x^v) = \left[\sum_{i=1}^r \lambda_i (x_{i \max}^v - x_{i \min}^v) \right]^{-1} \quad (5)$$

відносне зменшення проникності $k(x^v)$ керна матеріалу

$$E(x^v) = 1 - k(x^v)/k_0, \quad (6)$$

де a_0^v – витрати на приготування одиниці об'єму бурового розчину, які не залежать від концентрацій реагентів; $a^v = (a_1^v, a_2^v, \dots, a_n^v)^T$ – вартості одиниць концентрацій реагентів v -го компонентного складу; $\alpha_j = S_j^{-2}$; S_j^2 – дисперсія j -го параметра технологічних властивостей бурового розчину; $k_v(l, g(x^v))$ – показник оцінки виносної здатності потоку як функція глибини l стовбура свердловини і технологічних властивостей $g(x^v)$ бурового розчину; $\lambda_i = S_i^{-1}$; $x_{i \min}^v, x_{i \max}^v$ – відповідно мінімальне і максимальне значення концентрацій реагентів області допустимих рецептур; k_0 – початкова проникність керна матеріалу.

Критерії (2) – (6) допускають формування класу K локальних критеріїв оптимальності. Це досягається, наприклад, поєднанням різних технологічних властивостей у критеріях виду (3), врахуванні термобаричних умов (в тому числі і на виносну здатність потоку за (4)), обґрунтуванні різних векторних критеріїв тощо.

В дисертації розглянуто інші елементи задачі (1) (клас ϑ можливих поєднань наборів реагентів, система обмежень $\varphi(x^v)$ на концентрації реагентів відповідного компонентного складу $v \in \vartheta$ бурового розчину, область визначення D^v концентрацій x^v).

Реалізація моделі вибору рецептури бурового розчину (1) потребує інформаційного забезпечення з метою побудови критеріїв $E_k(x^v)$ оптимальності (2) – (6). Її основу складають залежності показників технологічних властивостей $g_j(x^v)$ від концентрацій x^v реагентів з урахуванням умов свердловини, колекторських характеристик продуктивного пласта, його літологічних особливостей, виду і властивостей флюїду тощо.

Для побудови моделей $g_j(x^v)$ залежно від діапазонів концентрацій x^v реагентів можуть бути використані різні плани X^v експериментів: плани для моделей першого порядку – повного (ПФЕ) і дробового (ДФЕ) факторного експерименту, а також плани для моделей вищих порядків – центрально-композиційні плани (ЦКП) і за методом латинських квадратів.

Основні технологічні властивості бурових розчинів вимірювались на стандартних приладах у відповідності з прийнятими в галузі нормативними документами і методиками.

Реологічні властивості вивчались за даними ротаційної віскозиметрії з використанням приладів ВСН-3М, Fann 35SA, Fann 800, OFITE 900 і Реотест-2. Обробка даних ротаційної віскозиметрії виконувалась для реологічно стаціонарних моделей Ньютона, Шведова – Бінгама, Оствальда, Гершеля – Балклі та Шульмана – Кессона за допомогою програми «Rheometry». Методика ґрунтується на строгому розв'язку основного рівняння ротаційної віскозиметрії і допускає оцінювання реологічних властивостей досліджуваної рідини для деякого плану експерименту (пакетна обробка даних).

Поверхневі властивості на границі розділу фаз фільтрат бурового розчину – нафта вивчались за коефіцієнтом міжфазного натягу. Для його вимірювання використовували метод об'єму краплі або сталагмометричний метод, а для оптично прозорих фільтратів – метод обертової краплі.

Представлена функціональна схема вибору оптимальної рецептури бурового розчину для розкриття продуктивних пластів за (1), якому передують детальний аналіз гірничогеологічних і технічних умов розкриття продуктивних пластів. Згідно аналізу обґрунтовують локальний критерій і систему обмежень, здійснюють підбір оптимальної рецептури бурового розчину, її апробацію.

Наведено алгоритм вибору оптимальної рецептури бурового розчину для розкриття продуктивного пласта у відповідності із задачею (1), який реалізований у системі підтримки прийняття рішень Mud Expert, а, точніше, в програмі Experimenter.

Використання загальної схеми алгоритму розв'язку задачі (1) пов'язане із певними труднощами, які передусім зумовлені її розмірністю та інформаційним забезпеченням. Недостатня адекватність регресійної моделі, яка може бути більш складною, або похибки під час використання сплайнової моделі можуть привести до ситуації, коли одержаний розв'язок задачі значущо відрізняється від результатів перевірконого досліду.

У таких випадках для пошуку оптимальних рецептур бурового розчину доцільно використовувати двоетапну процедуру. На першому етапі з розв'язку допоміжної задачі виду (1) вибирають базову рецептуру, а на другому етапі – оптимальну рецептуру бурового розчину для розкриття продуктивних пластів.

В дисертації в якості критеріїв оптимальності допоміжної задачі використовували вартість одиниці об'єму бурового розчину (2) і критерій (3) для показників фільтрації та нелінійності, а на другому етапі – коефіцієнт міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат бурового розчину – нафта.

У третьому розділі наведено результати вибору рецептур гуматно-біополімерного (ГББР) і біополімерного (ББР) бурових розчинів для розкриття продуктивних нафтових пластів та досліджень їх технологічних властивостей.

Базова рецептура ГББР підібрана із розв'язку задачі (1) за критерієм (2) для забезпечення необхідних технологічних властивостей з метою ефективного розкриття продуктивних горизонтів. В основу рецептури покладено вапняний ГББР, для якого А.О. Васильченком і О.В. Кустуровою побудована модель впливу компонентів на технологічні властивості. Вапно в цьому буровому розчині замінено

на хлорид калію, що зазвичай застосовується при розкритті продуктивних горизонтів родовищ ДДЗ.

Використання відомої моделі із заміною одного компонента дозволило звузити область зміни впливових факторів і використати план ДФЕ для побудови моделей впливу хімічних реагентів на технологічні властивості ГББР. Отримано базову рецептуру ГББР, мас. %: ВЛР 9; Polypac UL 0,28; Duo-vis 0,29; KCl 4; Pentax 0,3; MI-SIDE 0,1; вода – решта.

Особливість рецептури полягає в меншому вмісті біополімеру Duo-vis і відповідно меншій вартості бурового розчину. Основні технологічні властивості: густина 1030 кг/м^3 ; умовна в'язкість 49 с; $\text{CHZ}_{1/10}$ 8,8/13,2 дПа; фільтрація $5 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$; товщина фільтраційної кірки 1 мм; рН 8,6; реологічна модель Гершеля–Балклі, $\tau_0 = 1,697 \text{ Па}$, $k = 0,976 \text{ Па} \cdot \text{с}^n$, $n = 0,5$; міжфазний натяг $7,28 \text{ мН/м}$.

На другому етапі підбирали оптимальні рецептури ГББР за критерієм мінімального міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат бурового розчину – нафта для найбільш поширених ПАР на родовищах ДДЗ (савенол, сульфол, жирінокс). Використовували нафту Мільківського родовища (густина 813 кг/м^3 , вміст, мас. %: парафінів 1,54, смол 3,53, асфальтенів 0,99, сірки 0,26).

Спочатку вивчали вплив кожної ПАР на характер зміни коефіцієнту міжфазного натягу, який вимірювали з допомогою сталагмометричного методу та методу обертової краплі. На рис. 1 показано вплив концентрацій ПАР на величину коефіцієнту міжфазного натягу, на основі чого діагностували критичну концентрацію міцелоутворення (ККМ): жирінокс 1%, савенол 5%, сульфол 1%.

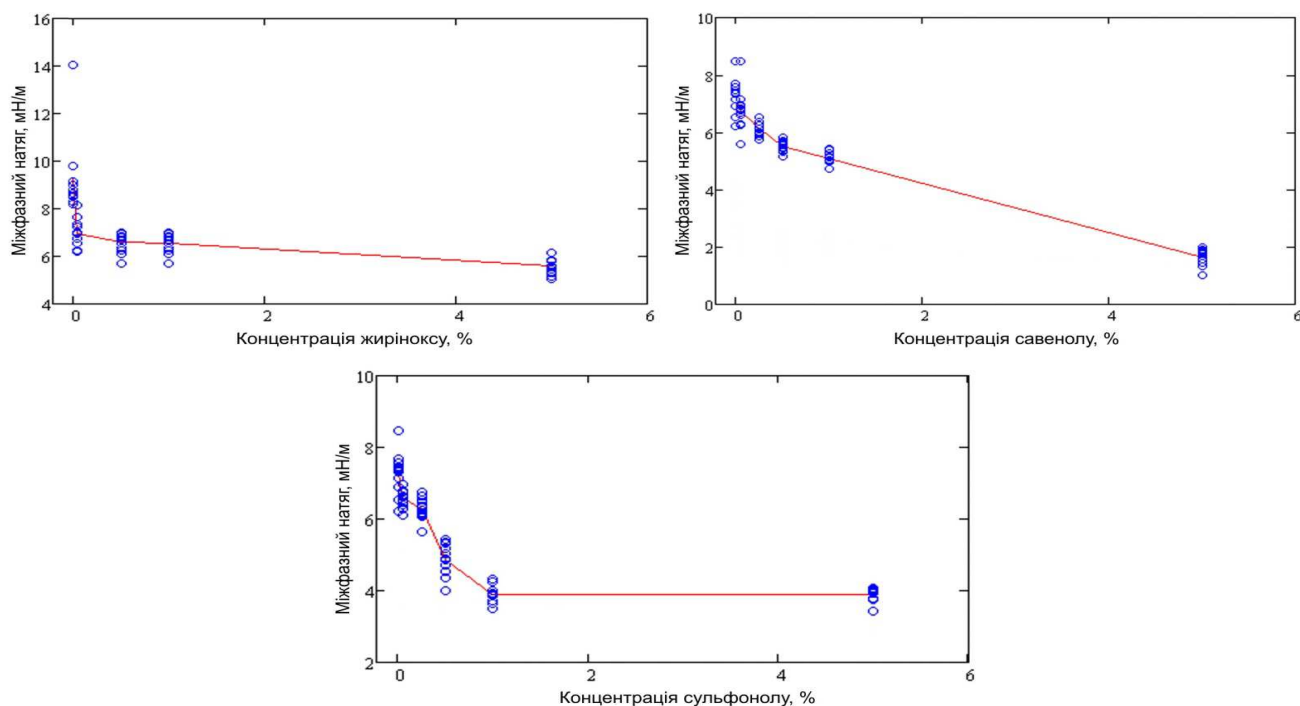


Рисунок 1 – Вплив ПАР на коефіцієнт міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат ГББР – нафта Мільківського родовища

Пошук оптимальної композиції ПАР для ГББР здійснювали за методом латинських планів експерименту. Концентрації ПАР (%) змінювались на п'яти

рівнях: жирінокс – 0, 0,05, 0,25, 0,5, 1; савенол – 0, 0,05, 0,25, 0,5, 5; сульфенол – 0, 0,05, 0,25, 0,5, 1. Загальна кількість дослідів 25. У кожному досліді вимірювались основні технологічні властивості (густина, умовна в'язкість, статичне напруження зсуву через 1 і 10 хвилин, реологічні властивості, показник фільтрації, товщина фільтраційної кірки, коефіцієнт міжфазного натягу та ін.)

За результатами експерименту побудовано регресійні залежності впливу вмісту ПАР на коефіцієнт міжфазного натягу. Оптимальна концентрація композиції ПАР визначалась з урахуванням обмежень на технологічні властивості бурового розчину. Вплив характерних поєднань ПАР на коефіцієнт міжфазного натягу показано на рис. 2, виділена область допустимих рецептур і оптимальні концентрації композиції ПАР (%): жирінокс – 0,6; савенол – 5,0; сульфонол – 0,8. Прогнозне значення коефіцієнту міжфазного натягу 0,73мН/м, за результатами перевірконого експерименту 0,89мН/м. Основні технологічні властивості ГББР з оптимальною композицією ПАР: густина 1050кг/м³; умовна в'язкість 75с; СНЗ_{1/10} 18,5/23,0дПа; фільтрація 4 см³/30хв; товщина фільтраційної кірки 0,5мм; рН 8,7; реологічна модель Гершеля – Балклі, $\tau_0=1,659\text{Па}$, $k = 0,952\text{Па}\cdot\text{с}^n$, $n = 0,518$.

Слід відзначити, що використання композиції ПАР в буровому розчині вагомо зменшує величину коефіцієнта міжфазного натягу порівняно з однією ПАР. Це має важливе значення для підбору ефективних композицій ПАР, в тому числі з урахуванням її вартості.

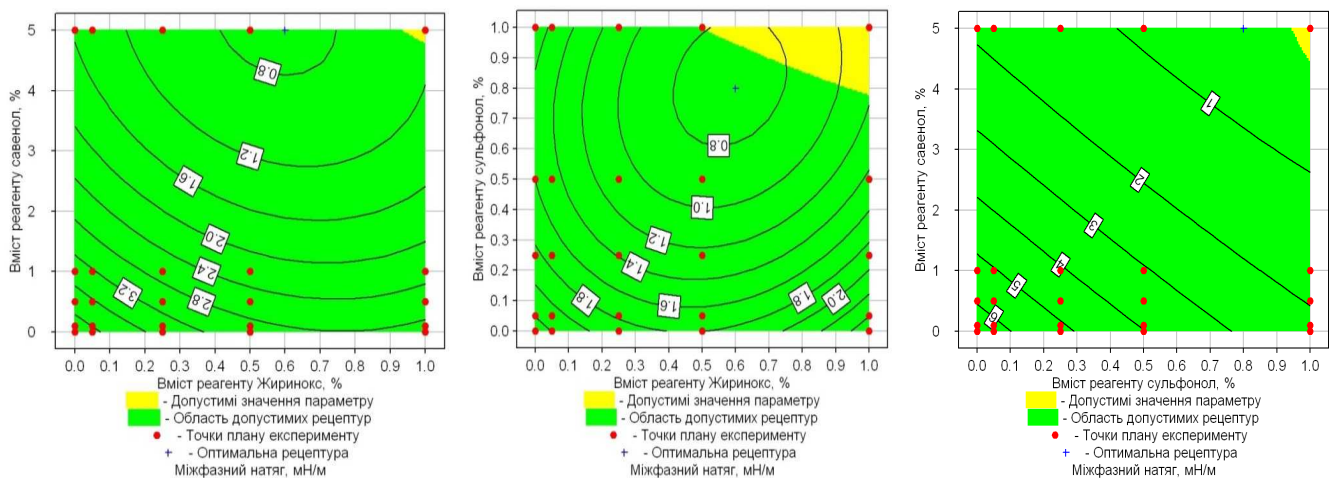


Рисунок 2 – Вплив композиції ПАР на коефіцієнт міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат ГББР – нафта Мільківського родовища

Базова рецептура ББР підібрана із розв'язку задачі (1) за критеріями (2) та (3). В її основу прийнята рецептура бурового розчину компанії Amoco. Отримано базову рецептуру ББР, мас. %: Dextrid 1,149; Duo-vis 0,36; PacL 0,469; Praesol-2530 0,15; KCL 7,2; КОН 0,1; MI-SIDE 0,1; СБР 0,1; вода – решта. Її особливість полягає в меншому вмісті біополімеру Duo-vis і крохмалю та мінімальних значеннях показників фільтрації та нелінійності. Технологічні властивості: густина 1050 кг/м³; умовна в'язкість 47с; СНЗ_{1/10} 13/16дПа; фільтрація 5,4см³/30 хв.; товщина

фільтраційної кірки – плівка; рН 9,49; найбільш адекватна реологічна модель Оствальда, $k = 0,311 \text{ Па} \cdot \text{с}^n$, $n = 0,505$; коефіцієнт міжфазного натягу $\sigma = 9,8 \text{ мН/м}$.

Підбір оптимальної рецептури ББР виконувався за критерієм мінімального міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат бурового розчину – нафта для таких ПАР (жирінокс, савенол, сульфонол, стінол, сольпен). Використовували нафту Бугруватівського родовища (густина 935 кг/м^3 , вміст, мас. %: парафінів 1,8, смол 11,0, асфальтенів 16,2, сірки 0,8–1,0).

Аналогічно, як і в попередньому випадку, досліджували вплив кожної ПАР на характер зміни коефіцієнту міжфазного натягу, який вимірювали з допомогою сталагмометричного методу та методу обертової краплі. Отримали такі значення ККМ: жирінокс 3%, савенол 1%, сульфонол 1%, стінол 1%, сольпен 1%. Слід відзначити, що добавки савенолу та стінолу з концентраціями 1% в 3 рази зменшують міжфазний натяг у порівнянні з фільтратом біополімерного бурового розчину без ПАР.

Пошук оптимальної композиції ПАР для ББР здійснювали за методом латинських планів експерименту. Концентрації ПАР (%) змінювались на п'яти рівнях: жирінокс – 0,05, 0,25, 0,5, 1, 3; савенол – 0,05, 0,25, 0,5, 0,75, 1; сульфонол – 0,05, 0,25, 0,5, 0,75, 1; стінол – 0,05, 0,25, 0,5, 0,75, 1; сольпен – 0,05, 0,25, 0,5, 0,75, 1. Загальна кількість дослідів 25. У кожному досліді вимірювались основні технологічні властивості.

За отриманими результатами побудовано регресійні залежності впливу ПАР на коефіцієнт міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат ББР – нафта. На рис. 3 показано вплив характерних поєднань реагентів на коефіцієнт міжфазного натягу, виділена область допустимих рецептур і оптимальні концентрації ПАР (%): жирінокс – 3; сульфонол – 1. Прогнозне значення коефіцієнту міжфазного натягу $1,25 \text{ мН/м}$, за результатами перевірконого експерименту $2,57 \text{ мН/м}$.

У дисертації з використанням регресійних моделей досліджено вплив хімічних реагентів і ПАР на технологічні властивості ГББР і ББР.

Запропоновані рецептури ГББР та ББР вивчались за допомогою приладу УДПК-1М на відновлення проникності керна. Температура у керноприймачі підтримувалась 80°C при тиску на керн 10 МПа та перепаду робочого тиску на керні $0,2\text{--}0,3 \text{ МПа}$. Аналізували мікрофотографії кернів (збільшення в 400 разів) після прокачування через них рецептур бурових розчинів. Для ГББР з оптимальною композицією ПАР показано можливість вилучення вуглеводневої рідини з керну.

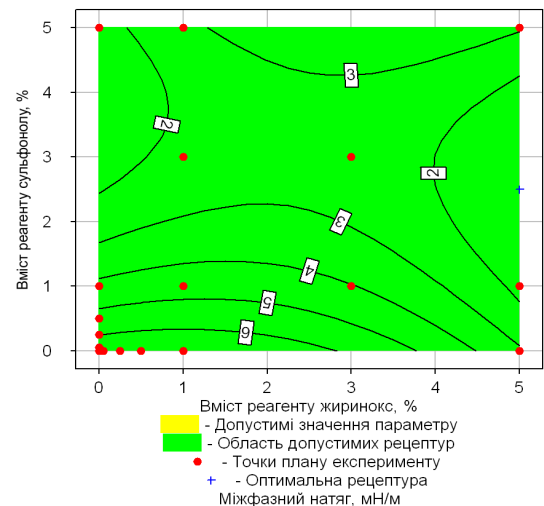


Рисунок 3 – Вплив композиції ПАР на коефіцієнт міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат ББР – нафта

У четвертому розділі наведено результати досліджень емульсій типу фільтрат бурового розчину – нафта.

Для приготування емульсій в лабораторних умовах використовували ультразвуковий диспергатор УЗДН-А (ТУ 25-7401.ЭД1.0027–88) з робочою частотою генератора і випромінювача 22кГц. Емульсії об'ємом 50мл готували в однакових посудинах місткістю 100мл із підтриманням постійних параметрів випромінювача (інтенсивність 7; синхронізація 4,5; тривалість 10хв) для об'ємних концентрацій фільтрату 0,10, 20, ..., 100%. Приготування емульсій відбувалось таким чином: спочатку в посудину наливали нафту у певному співвідношенні і розміщували посудину під вертикальною стінкою всередині камери на якій закріплений штатив з концентратором випромінювання, потім протягом 5хв додавали в рівномірному співвідношенні фільтрат бурового розчину і 10хв диспергували випромінювачем.

Утворювали емульсії типу фільтрат ГББР – нафта Мільківського родовища та фільтрат ББР – нафта Бугруватівського родовища для базових і з оптимальними добавками композицій ПАР рецептур бурових розчинів. За допомогою лінійки визначили відсотковий склад (розподіл) емульсій в посудинах після приготування.

Реологічні властивості емульсій фільтратів бурових розчинів – нафта вивчали при температурі 20°C та при пластовій температурі 85°C в повному діапазоні концентрацій 0 – 100% фільтрату базових і з оптимальними добавками композицій ПАР рецептур бурових розчинів. Це обумовлено можливістю утворення під час розкриття продуктивного пласта емульсій з різним вмістом фільтрату бурового розчину.

Реологічні властивості емульсій визначались на приладі «Реотест-2» з коаксіальними циліндрами і відносним зазором 0,94 на 24 швидкостях обертання внутрішнього циліндра. Обробка даних виконувалась в пакетному режимі. Клас реологічних моделей сформований із моделей Ньютона, Шведова – Бінгама і Оствальда.

Для емульсій базової рецептури ГББР з нафтою Мільківського родовища при температурі 85°C найбільш адекватні реологічні моделі: Ньютона (для концентрацій фільтрату 10 і 80%), Шведова – Бінгама (20, 70 і 90%) і Оствальда (для інших концентрацій). Для базової рецептури з добавками ПАР найбільш адекватні реологічні моделі: Ньютона (для концентрацій фільтрату 10, 60 і 90%) , Шведова – Бінгама (30 і 70%) і Оствальда (для інших концентрацій). Найбільш адекватна реологічна модель емульсій для базової рецептури і базової з оптимальними добавками композиції ПАР є модель Ньютона.

Наведені результати обробки даних ротаційної віскозиметрії для емульсій фільтрату ББР (базова рецептура і з оптимальними добавками композицій ПАР) з нафтою Бугруватівського родовища. Для базової рецептури ББР з добавками ПАР при температурі 85°C найбільш адекватними є моделі Ньютона (для концентрації фільтрату 10%) і Оствальда (для інших концентрацій). Для емульсій фільтрату ББР з нафтою Бугруватівського родовища найбільш адекватна модель Оствальда.

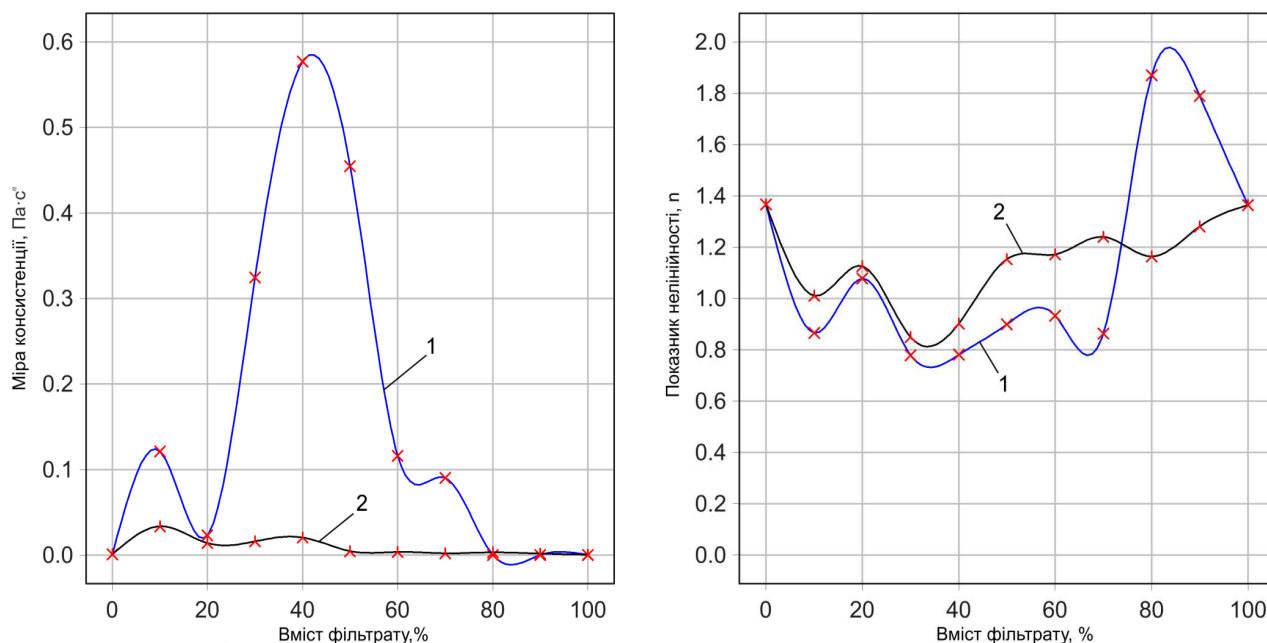
На рис. 5 показана залежність міри консистенції та показника нелінійності емульсій для фільтрату ББР при температурі 85°C.

Аналіз результатів обробки даних ротаційної віскозиметрії свідчить про значний вплив концентрацій фільтратів бурових розчинів і ПАР на реологічні властивості емульсій.

У табл. 1 наведені деякі результати кількісного аналізу реологічних властивостей емульсій при температурі 85°C. Показники \bar{b} усереднених в'язкісних властивостей (в'язкість η , міра консистенції k) на сегменті $[c_0, c_1]$ концентрацій c фільтратів визначені за формулою

$$\bar{b} = (c_1 - c_0)^{-1} \int_{c_0}^{c_1} b(c) dc \quad (7)$$

при $c_0 = 0$ та $c_1 = 1$. Відносні в'язкісні властивості розраховані за відповідними показниками нафти (η_0, k_0) або аналогічної емульсії фільтратів базової рецептури з добавками ПАР ($\eta_{ПАР}, k_{ПАР}$).



1 – фільтрат ББР ; 2 – фільтрат ББР з добавками композицій ПАР

Рисунок 5– Вплив ПАР на реологічні властивості емульсій при температурі 85°C

Усереднені на сегменті $[c_0, c_1]$ показники в'язкісних властивостей досліджуваних емульсій фільтратів і нафт значно вище цих показників для нафт (базові рецептури ГББР і ББР відповідно в 1,7 і 179,9 рази, базові рецептури з добавками ПАР – 1,2 і 10,6 рази).

Слід зазначити, що для емульсій фільтратів базових рецептур існують такі їх концентрації, за яких істотно (для ГББР і ББР відповідно в 8 і 577 разів) підвищуються в'язкісні властивості. Для емульсій фільтратів базових рецептур з добавками ПАР вплив концентрацій на в'язкісні властивості в кількісному плані менш значущий (відповідно в 1,8 і 34 рази).

Таблиця 1 – Результати аналізу реологічних властивостей емульсій

Показники в'язкісних властивостей емульсій фільтрату бурового розчину з нафтою	ГББР		ББР	
	базовий	з добавкою композиції ПАР	базовий	з добавкою композиції ПАР
Усереднені властивості: $\bar{\eta}$, Па·с / $(\bar{\eta}/\eta_0)$ \bar{k} , Па·с ⁿ / (\bar{k}/k_0)	0,023/(1,731)	0,016/(1,231)	–	–
	–	–	0,180/(179,9)	0,011/(10,6)
Максимальні властивості: η , Па·с / (η/η_0) k , Па·с ⁿ / (k/k_0)	0,105/(8,077)	0,023/(1,769)	–	–
	–	–	0,577/(577,0)	0,034/(34,0)
Відносні властивості: $\bar{\eta}/\bar{\eta}_{ПАР} / (\eta/\eta_{ПАР})$ $\bar{k}/\bar{k}_{ПАР} / (k/k_{ПАР})$	1,406 / (4,773)		–	
	–		16,971 / (113,8)	

Контроль стану емульсій оцінювали за допомогою цифрового мікроскопа Webbers G50S DeepViewer. Вивчено структуру емульсій фільтратів бурових розчинів і нафтами. Візуально помітні частинки дисперсної фази (фільтрату) мають розмір від 10 до 80 мкм з тенденцією до агрегування, однак частинки фільтрату при цьому не обумовлюють явище коалесценції. При вмісті 40% фільтрату ГББР структура емульсії характеризується високою дисперсністю, що пояснює її підвищені в'язкісні властивості. При зберіганні в герметичній посудині емульсія практично не розшаровується, а при тривалому знаходженні її в стані спокою проявляються високі тиксотропні властивості.

Добавка ПАР до бурового розчину перешкоджає утворенню високодисперсних стійких емульсій і зменшує її в'язкісні властивості. Усереднені і максимальні показники в'язкісних властивостей для фільтрату ГББР зменшуються відповідно в 1,4 і 4,8 рази, а для фільтрату ББР – в 17 і 114 рази (табл. 1). Таким чином, оптимальні добавки композиції ПАР поліпшують поверхневі властивості на границі розділу фаз фільтрат – нафта, зменшують в'язкісні властивості емульсій і покращують колекторські властивості продуктивних пластів.

На основі аналізу мікрофотографій емульсій в середовищі MATLAB вивчено дисперсність та побудовано емпіричний розподіл часток за розмірами.

У п'ятому розділі підібрані оптимальні композиції ПАР для рецептур біополімерного, гуматно-біополімерного і гуматноакрилокалієвого бурових розчинів. Наведено рекомендації щодо застосування гуматно-біополімерного та гуматно-акрилокалієвого бурових розчинів для розкриття продуктивних нафтових пластів.

Підібрана оптимальна композиція ПАР для первинної обробки біополімерного бурового розчину Біокар з умови мінімізації міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат бурового розчину Біокар – нафта Яблунівського родовища (густина 830 кг/м³).

Спочатку в лабораторних умовах вивчали вплив ПАР та їх концентрацій на коефіцієнт міжфазного натягу фільтрату модельного бурового розчину Біокар з нафтою. За результатами досліджень виявлено найбільш ефективні неіоногенні ПАР – жирінокс і савенол, а також їх композиції.

Пошук оптимальної композиції ПАР здійснювали за латинським планом експерименту. Концентрації ПАР (%) змінювались на чотирьох рівнях: жирінокс – 0,05, 0,25, 0,5, 1; савенол – 0,05, 0,25, 0,5, 1. Загальна кількість дослідів 16.

За отриманими результатами побудовано залежності впливу ПАР на коефіцієнт міжфазного натягу. Визначались оптимальні концентрації ПАР з урахуванням обмежень на технологічні властивості бурового розчину. Виділена область допустимих рецептур і оптимальні концентрації ПАР (%): жирінокс – 0,3; савенол – 1,0. Прогнозне значення коефіцієнту міжфазного натягу 7,04 мН/м, за результатами перевірконого експерименту – 7,17 мН/м.

Наведено результати вивчення реологічних властивостей бурового розчину Біокар з оптимальною композицією ПАР при температурах 26 – 90 °С. Найбільш адекватна реологічна модель Гершеля – Балклі.

Одержані рекомендації були перевірені при проведенні промислового експерименту на реальному буровому розчині Біокар, що використовувався під час буріння бокового стовбура в продуктивному горизонті Б-6 на свердловині 96 Яблунівська.

В околі точки оптимальної концентрації композиції ПАР, яка була попередньо визначена на лабораторній моделі бурового розчину Біокар, уточнені оптимальні концентрації композиції ПАР (мас. %: жирінокс – 0,3; савенол – 0,5). Коефіцієнт міжфазного натягу при цьому склав 5,75 мН/м.

Перед розкриттям продуктивного пласта на глибині 3495 м була відібрана проба бурового розчину Біокар. Властивості бурового розчину (до обробки ПАР): густина 1250 кг/м³, умовна в'язкість 105 с, фільтрація 4 см³/30 хв, статичне напруження зсуву 100/110 дПа; реологічна модель Гершеля – Балклі ($\tau_0 = 3,472$ Па, $k = 2,554$ Па·сⁿ, $n = 0,39$); рН 8,0; КТК 0,138. Властивості фільтрату: густина фільтрату 1163 кг/м³, вміст КСl 5,1%, вміст Ca²⁺ 1,58%, загальна мінералізація 22%, міжфазний натяг 13,25 мН/м. Після обробки бурового розчину підібраною композицією ПАР отримано коефіцієнт міжфазного натягу 7,36 мН/м.

Після обробки ПАР безпосередньо на свердловині на глибині 3551 м отримано коефіцієнт міжфазного натягу 8,18 мН/м (табл. 2). Вимірювання параметрів бурового розчину проводили через кожних 2 год (тривалість циклу циркуляції). В процесі спостережень виявлена висока стабільність коефіцієнта міжфазного натягу. Його помітне зростання до величини 9,93 мН/м було відмічене лише один раз внаслідок зменшення концентрації ПАР після поповнення об'єму циркулюючого бурового розчину (об'єм поповнення склав близько 10%).

Визначено періодичність відновлення концентрації композиції ПАР у складі бурового розчину Біокар для повторних обробок, мас. %: савенол 0,08; жирінокс 0,06. При цьому значення коефіцієнта міжфазного натягу зменшувалося до 7,25 мН/м.

Таблиця 2 – Властивості бурового розчину Біокар в процесі буріння

Дата/час	Вибій, м	ρ , кг/м ³	Т, с	Φ , см ³ /30 хв.	СНЗ _{1/10} , дПа	Реологічні властивості моделі Гершеля-Балклі			КТК	σ , МН/м
						τ_0 , Па	k , Па·с ⁿ	n		
28.09.13/ 8.00	3516	1250	105	4,5	100/110	1,674	2,648	0,381	0,13	12,74
28.09.13/ 20.00	3522	1250	95	4	100/110	4,365	2,594	0,419	0,13	12,97
29.09.13/ 8.00	3545	1250	110	4	101/110	4,125	3,079	0,401	0,14	13,18
29.09.13/ 14.00	3551	1250	103	4	110/125	3,669	3,864	0,388	0,14	8,19
29.09.13/ 20.00	3560	1250	121	4	110/125	2,556	2,464	0,428	0,14	7,88
01.10.13/ 8.00	3566	1250	110	4,5	105/120	3,441	2,669	0,412	0,13	9,03
01.10.13/ 18.00	3580	1240	110	4,5	105/120	2,551	3,450	0,385	0,13	9,93
01.10.13/ 23.00	3585	1240	105	4	96/110	2,458	3,027	0,336	0,13	7,69
02.10.13/ 8.00	3595	1240	105	4	91/96	2,67	3,043	0,398	0,13	8,03
02.10.13/ 22.00	3601	1240	110	4,5	105/120	3,585	2,713	0,409	0,13	8,45
03.10.13/ 07.00	3610	1250	110	4	100/110	4,216	2,836	0,414	0,14	8,88
03.10.13/ 21.00	3616	1240	115	4,5	96/110	3,129	2,691	0,413	0,13	7,99
04.10.13/ 06.00	3618	1240	101	4	105/120	0	4,442	0,346	0,13	8,05
15.10.13/ 08.00	3720	1240	120	4	110/125	4,112	2,492	0,399	0,13	8,65

Після проведення повторної обробки бурового розчину композицією ПАР коефіцієнт міжфазного натягу залишався майже незмінним. У подальшому при поповненні об'єму бурового розчину додавали рекомендовану композицію ПАР, що дало змогу досягти проектної глибини свердловини з коефіцієнтом міжфазного натягу 8,65МН/м.

Під час розкриття продуктивного горизонту Б-6 в інтервалі 3551 – 3720м буровим розчином Біокар з композицією ПАР ускладнень стовбура свердловини не спостерігалось. Значущого впливу композиції ПАР на інші технологічні властивості бурового розчину Біокар не виявлено. Загальні витрати ПАР на проведення робіт склали: савенол – 1т; жирінокс 0,8т.

Таким чином, у промислових умовах підтверджено можливість вибору оптимальної композиції ПАР і підтримування її під час розкриття продуктивного пласта. Це створює передумови успішного використання запропонованої методики в інших гірничогеологічних і технічних умовах буріння.

ВИСНОВКИ

Дисертація є закінченою науково-дослідною роботою, у якій для розкриття продуктивних нафтових пластів обґрунтовано оптимальні рецептури бурових розчинів з композиціями ПАР з метою зменшення міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат бурового розчину – нафта. Одержано наступні основні результати.

1. Удосконалено модель та обґрунтовано критерії оптимальності вибору рецептур бурових розчинів для якісного розкриття продуктивних нафтових пластів. Запропонована двоетапна процедура вибору оптимальної рецептури бурового розчину: спочатку на основі розв'язку допоміжної задачі обґрунтовують базову рецептуру, а потім підбирають оптимальну рецептуру для розкриття продуктивних нафтових пластів.

2. На прикладі деяких біополімерних систем вивчено вплив найбільш поширених в бурінні ПАР на коефіцієнт міжфазного натягу та визначено їх ККМ. Встановлено, що при застосовуванні неіоногенних та аніонних ПАР, а також їх композицій вагомо знижується коефіцієнт міжфазного натягу.

За критерієм мінімального міжфазного натягу підібрано оптимальні рецептури ГББР та ББР для розкриття продуктивних нафтових пластів, дана оцінка їх впливу на відновлення проникності кернів. Для ГББР з оптимальною композицією ПАР показано можливість повного вилучення вуглеводневої рідини з керну.

3. Вивчено реологічні властивості емульсій фільтратів ГББР і ББР з нафтами Мільківського і Бугруватівського родовищ. Залежно від вмісту фільтрату в емульсії найбільш адекватними є реологічні моделі Ньютона, Оствальда і Шведова – Бінгама, а для певних складів і концентрацій фільтратів спостерігаються високі значення в'язкісних властивостей. Оптимальні добавки композицій ПАР істотно (в 10 раз) зменшують в'язкісні властивості емульсій.

Вивчено структуру емульсій і побудовано емпіричні розподіли часток за фракціями. Для вмісту фільтрату 40 – 60% структура емульсії характеризується високою дисперсністю і практично не розширюється, а при тривалому знаходженні її в стані спокою проявляються тиксотропні властивості.

4. За результатами виконаних досліджень розроблено рецептури біополімерних бурових розчинів для розкриття продуктивних нафтових пластів, які можуть використовуватися у складних гірничогеологічних умовах, в тому числі у хомогенних відкладах і підвищених температурах. Підібрана оптимальна композиція ПАР для первинної обробки біополімерного бурового розчину Біокар на свердловині 96 Яблунівського НГКР.

5. Проведено промислове випробування рецептури бурового розчину Біокар з оптимальною композицією ПАР. Вивчено її вплив на коефіцієнт міжфазного натягу в умовах процесу буріння. Встановлено, що при підвищенні температури зростає ефективність дії композиції ПАР. Показано, що при поступленні вибуреної породи ефективність композиції ПАР зменшується внаслідок адсорбції ПАР на шлам, але це зменшення є незначним, що робить технологію придатною до застосування в реальних умовах буріння.

Досліджено динаміку зміни коефіцієнту міжфазного натягу в часі та періодичність відновлення концентрацій композиції ПАР у складі бурового розчину. Доведено, що введення ПАР в рекомендованих концентраціях закономірно призводить до зменшення коефіцієнту міжфазного натягу і не погіршує технологічні властивості бурового розчину Біокар.

СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

1. Мыслюк М.А. Выбор оптимальной рецептуры бурового раствора для вскрытия продуктивных пластов / М.А. Мыслюк, Ю.М. Салыжин, В.В. Богославец // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – № 3. – С. 35–39.
2. Мыслюк М.А. Об ухудшении коллекторских свойств продуктивных пластов / М.А. Мыслюк, Ю.М. Салыжин, В.В. Богославец // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 1. – С. 35–39.
3. Мислюк М.А. Деякі напрями удосконалення технологій спорудження свердловин на сланцевий газ / М.А. Мислюк, З.Д. Хоминець, Ю.М. Салижин, В.В. Богославец, Ю.Д. Волошин // Нафтогазова галузь України. – 2013. – №1. – С.40–45.
4. Мислюк М.А. Гідравлічна програма цементування свердловин: сучасний стан і перспективи удосконалення / Ю.М. Салижин, В.В. Богославец // Нафтова і газова промисловість. – 2011. – № 4. – С. 24–27.
5. Мыслюк М.А. О применении биополимерной системы «Биокар» для вскрытия низкопроницаемых продуктивных пластов / М.А. Мыслюк, Ю.М. Салыжин, В.В. Богославец, Ю.В. Лубан // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 3. – С. 35–40.
6. Богославец В.В. Вплив поверхнево-активних речовин на характер зміни міжфазного натягу на границі розділу фаз нафта-фільтрат біополімерного бурового розчину / В.В. Богославец // Матеріали міжнародної науково-технічної конференції «Інноваційні технології буріння свердловин, видобування нафти і газу та підготовки фахівців для нафтогазової галузі», м. Івано-Франківськ, 3–6 жовтня 2012р.– Івано-Франківськ, 2012. – С. 45–47.
7. Богославец В.В. Застосування поверхнево-активних речовин при обробці біополімерного бурового розчин / В.В.Богославец, Є.В.Хівренко // Materiály IX Mezinárodní vědecko-praktická konference. Aktuální vymoženosti vědy-2013, Praha. Publishing House «Education and Science» s.r.o , 27.06 – 05.07.2013. – Praha, 2013. – С. 56–60.
8. Мислюк М.А. До вибору рецептури бурового розчину для розкриття продуктивних нафтонасичених пластів / М.А. Мислюк, Ю.М. Салижин, В.В. Богославец // Матеріали науково-технічної конференції «Підвищення ефективності буріння свердловин та інтенсифікації нафтогазовидобутку на родовищах України», м. Івано-Франківськ, 16 – 18 листопада 2010 р. – Івано-Франківськ, 2010. – С. 44–48.
9. Пат.71935 Україна, МПК C09K 8/02. Біополімерний буровий розчин / Богославец В.В., Мислюк М.А., Салижин Ю.М.; заявники і патентовласники

Богославець В.В., Мислюк М.А., Салижин Ю.М.; заявл. 29.02.12; опубл. 25.07.12, Бюл. №14. – 6 с.

10. Пат.80925 Україна, МПК C09K 8/02. Біополімерний буровий розчин для первинного розкриття продуктивних пластів / Білецький Я.С., Білецький М.С., Сенюшкович М.В., Богославець В.В., Шимко Т.Я.; заявники і патентовласники Білецький Я.С., Білецький М.С., Сенюшкович М.В., Богославець В.В., Шимко Т.Я.; заявл. 18.01.13; опубл. 10.06.13, Бюл. №11. – 4 с.

АНОТАЦІЯ

Богославець В.В. Вибір оптимальних рецептур бурових розчинів для розкриття нафтових пластів. – На правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.15.10 – Буріння свердловин. – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, 2014.

Дисертація присвячена підвищенню якості розкриття продуктивних нафтових пластів на основі використання оптимальних рецептур біополімерних бурових розчинів з поверхнево-активними речовинами (ПАР).

Проаналізовано сучасні технології та системи бурових розчинів для розкриття продуктивних нафтових пластів. Звернута увага на фактори, що впливають на погіршення проникності продуктивних пластів.

Удосконалено модель та обґрунтовано критерії оптимальності вибору рецептур бурових розчинів для якісного розкриття продуктивних нафтових пластів. Запропонована двоетапна процедура вибору оптимальних рецептур бурових розчинів. На першому етапі вибирають базову рецептуру бурових розчинів із розв'язку допоміжної квазіеквівалентної задачі, а на другому етапі на основі базової рецептури вибирають оптимальну композицію ПАР із умови мінімізації міжфазного натягу на границі розділу фаз фільтрат бурового розчину – нафта.

Вивчено вплив найбільш поширених в бурінні ПАР на коефіцієнт міжфазного натягу та визначено їх критичні концентрації міцелоутворення. Обґрунтовано за критерієм мінімального міжфазного натягу оптимальні рецептури гуматно-біополімерного бурового розчину (ГББР) та біополімерного (ББР) бурових розчинів для розкриття продуктивних нафтових пластів. Досліджено реологічні властивості та вивчено структуру емульсій фільтратів ГББР і ББР з нафтами Мільківського і Бугруватівського родовищ.

Підібрана оптимальна композиція ПАР і проведено промислове випробування біополімерного бурового розчину Біокар на свердловині 96 Яблунівського НГКР.

Ключові слова: біополімерний буровий розчин, емульсія фільтрат бурового розчину – нафта, оптимальна композиція, поверхнево-активна речовина, розкриття продуктивних нафтових пластів.

АННОТАЦИЯ

Богославец В.В. Выбор оптимальных рецептур буровых растворов для вскрытия нефтяных пластов. – На правах рукописи.

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 05.15.10 – Бурение скважин. Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа, Ивано-Франковск, 2014.

Диссертация посвящена повышению качества вскрытия продуктивных нефтяных пластов на основе применения оптимальных рецептур биополимерных буровых растворов с поверхностно-активными веществами (ПАВ).

Проанализированы современные технологии и системы буровых растворов для вскрытия продуктивных нефтяных пластов. Изучены факторы, влияющие на ухудшение проницаемости продуктивных пластов. На основе анализа современных систем буровых растворов выявлена тенденция использования биополимерных систем, которые не содержат глинистой фазы, обеспечивают низкую фильтрацию, имеют достаточно высокую термо- и солеустойчивость, предотвращают набухание и диспергирование глинистых минералов в пласте. Обращено внимание на целесообразность регулирования поверхностных свойств на границе раздела фаз фильтрат бурового раствора – нефть с использованием ПАВ.

Усовершенствована модель выбора оптимальной рецептуры обработки бурового раствора, особенность которой состоит в гибком выборе критерия оптимальности в зависимости от геолого-технических условий бурения скважины. Уточнены критерии оптимальности задачи выбора рецептуры бурового раствора. Предложена двухэтапная процедура выбора оптимальной рецептуры бурового раствора: сначала на основе решения вспомогательной задачи обосновывают базовую рецептуру, а затем подбирают оптимальную рецептуру для вскрытия продуктивных нефтяных пластов.

Поверхностные свойства на границе раздела фаз фильтрат бурового раствора – нефть изучались по коэффициенту межфазного натяжения. Для его измерения использовали метод объема капли или сталагмометрический метод. На примере базовых рецептур гуматно-биополимерного (ГББР) и биополимерного (ББР) буровых растворов изучено влияние наиболее распространенных ПАВ на коэффициент межфазного натяжения и определены их критические концентрации мицеллообразования.

Построены планы и приведены результаты экспериментов для выбора оптимальных композиций ПАВ в ГББР и ББР. За критерием минимального межфазного натяжения подобраны оптимальные рецептуры ГББР и ББР для вскрытия продуктивных нефтяных пластов. Дана оценка их влияния на восстановление проницаемости кернов.

Изучены реологические свойства эмульсий фильтратов ГББР и ББР с нефтями соответственно Милькивского и Бугруватовского месторождений. Показано, что для определенных составов и концентраций фильтратов наблюдаются высокие значения вязкостных свойств эмульсий, а оптимальные добавки ПАВ к буровым растворам с

целью улучшения поверхностных свойств существенно уменьшают вязкостные свойства эмульсий.

С помощью цифрового микроскопа Webbers G50S DeepViewer и компьютерной программы Matlab изучено структуру эмульсий. Определены размеры, построено эмпирическое распределения частиц по размерам.

Подобрана оптимальная композиция ПАВ к биополимерному буровому раствору Биокар для первичной обработки на скважине 96 Яблунковского месторождения (мас. %: жиринокс 0,3; савенол 0,5), которая уменьшает коэффициент межфазного натяжения от 13,3 до 7,6 мН/м. Изучена динамика изменения коэффициента межфазного натяжения в процессе бурения, определена периодичность восстановления концентрации композиции ПАВ в составе бурового раствора.

Ключевые слова: буровой раствор, вскрытие продуктивных нефтяных пластов, оптимальная композиция, поверхностно-активные вещества, эмульсия.

ABSTRACT

Bogoslavets V. V. The selection of the optimal drilling-mud compositions for oil reservoirs completion. – The Manuscript. Thesis for a candidate's degree in engineering sciences of speciality 05.15.10 – Well drilling. – Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, 2014.

The dissertation is devoted to improving the quality of productive oil reservoirs completion on the basis of the optimal drilling-mud compositions with surfactants.

The modern technology and modern systems of mud to complete productive oil reservoirs were analyzed. The attention to the factors that influence the contamination of productive layers was paid.

The model and the criteria of optimal selection of mud compositions for productive oil reservoirs quality completion were improved. The two-step procedure for the selection of optimum mud formulations was offered. During the first stage the basic drilling-mud composition with auxiliary boundary problem is selected and during the second stage the optimal composition of surfactants is selected on the ground of the basic formulation to minimize interfacial tension at the interface of filtrate drilling mud - oil.

The influence of the most common surfactants in drilling on the index of interfacial tension was studied and their critical micelle formation concentrations were defined. Optimal humate-biopolymer and biopolymer drilling-mud compositions for oil reservoirs completion were grounded by the minimum interfacial tension criterion. The rheological properties and the structure of the humate-biopolymer and biopolymer mud filtrates' emulsions with oil of Milkivske and Buhruvativske fields were researched.

The optimum surfactant composition was selected and industrial trial of biopolymer Biokar mud in the 96 Yabluniv field well was conducted.

Key words: biopolymer mud, emulsion, interfacial tension, optimal compositions, surfactants, productive oil reservoirs completion.