

Міністерство освіти і науки України
Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія
Кондратюка»

Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра нафтогазової інженерії та технологій
Спеціальність 185 Нафтогазова інженерія та технології

До захисту
завідувач кафедри

Гавриш С.Ю.

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА
на тему: «Підвищення ефективності обробки свердловин
поверхнево-активними речовинами при видобуванні високов'язкої
нафти.»

Пояснювальна записка

Керівник

Д.т.н., професор Зезекало І.Г.
посада, наук. ступінь, ПІБ

Зезекало
підпис, дата

Виконавець роботи

Волков В.В.
студент, ПІБ

група 603МВ

Волков
підпис, дата

Консультант за 1 розділом

Д.т.н., проф. Зезекало І.Г.

Зезекало
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

к.т.н., доц. кафедри НГПІ Бугрова Т.М.

Бугрова
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

к.т.н., доц. Педченко М.М.

Педченко
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом

к.т.н., доц. Гостеряк М.М.

Гостеряк
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 22.01

Полтава, 2025

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра нафтогазової інженерії та технологій
Освітньо-кваліфікаційний рівень: Магістр
Спеціальність 185 Нафтогазова інженерія та технології
(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри НІТТ

Гавриш С.Ю.
"14" 10 2024 року

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Волков Валерій Валерійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Підвищення ефективності обробки свердловин поверхнево-активними речовинами при видобуванні високов'язкої нафти.

Керівник роботи Зезекало Іван Гаврилович, д.т.н., професор

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом закладу вищої освіти від "09" 09 2024 року № 818/02

2. Строк подання студентом роботи 27.12 2024 року

3. Вихідні дані до роботи 1. Науково-технічна література, періодичні видання, патенти на винаходи. 2. Геологічні звіти за профілем роботи (за необхідності). 3. Проекти розробки родовищ, технологічні схеми облаштування родовищ або інші технологічні схеми за профілем роботи. 4. Паспорти свердловин та обладнання, що експлуатується.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

Вступ

1 Інформаційно-оглядова частина.

2. Теоретична частина.

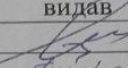
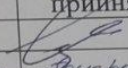
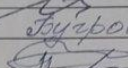
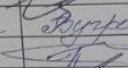
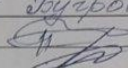
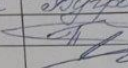
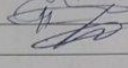

3. Моделювання. Експериментальна частина (за необхідності).

4. Впровадження результатів досліджень. Висновки по роботі.

5. Перелік графічного матеріалу

Презентація із демонстрацією результатів наукової роботи.

6. Консультанти розділів роботи

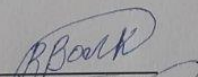
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис	
		завдання видав	завдання прийняв
1.	Зезекало І.Г., д.т.н. професор		
2.	Зуцкова М.В., к.т.н., доц. каф. НТ		
3.	Педженико М.М., к.т.н., доц.		
4.	Настєвський П.В., к.т.н., доц.		

7. Дата видачі завдання 14.10.2024

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Інформаційно-оглядова частина	14.10-20.10
2	Експериментальна частина	21.10-3.11
3	Теоретична частина (Аналітика. Статистика. Моделювання)	4.11-17.11
4	Впровадження результатів дослідження	18.11-01.12
5	Оформлення та узгодження роботи	02.12-15.12
6	Попередні захисти робіт	16.12-28.12
7	Захист кваліфікаційної роботи	20.01-24.01

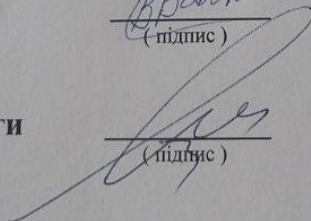
Магістрант


(підпис)

Волков В.В.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи


(підпис)

Зезекало І.Г.

(прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

ВСТУП

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ЗАСТОСУВАННЯ ПОВЕРХНЕВО-АКТИВНИХ РЕЧОВИН ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИДОБУВАННЯ В'ЯЗКОЇ НАФТИ

1.1 Методи дії поверхнево-активних речовин при видобутку нафти

1.2 Класифікація та властивості поверхнево-активних систем

1.3 Аналіз поверхнево-активних речовин, які застосовуються для впливу на поклади з високов'язкою нафтою

1.4 Застосування поверхнево-активних речовин для інтенсифікації видобутку в'язкої нафти

Висновки до першого розділу

РОЗДІЛ 2. ХАРАКТЕРИСТИКА ТА АНАЛІЗ РОЗРОБКИ БУГРУВАТІВСЬКОГО РОДОВИЩА НА ПРЕДМЕТ УПРОВАДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ ЗАСТОСУВАННЯ ПАР

2.1. Геолого-промислова характеристика родовища та покладу

2.2 Аналіз стану розробки стану розробки родовища

2.3 Стан фонду видобувних свердловин родовища

Висновки до другого розділу

РОЗДІЛ 3 УПРОВАДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ ОБРОБКИ ПЛАСТА РОЗЧИНАМИ ПОВЕРХНЕВО-АКТИВНИХ РЕЧОВИН

3.1. Поверхнево-активні речовини з підвищеною нафтовитіснювальною здатністю

3.2. Поверхнево-активні речовини із високими адсорбуючими властивостями

3.3. Упровадження технології застосування поверхнево активних речовин у свердловинах Бугруватівського родовища

Висновки до третього розділу

РОЗДІЛ 4 ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ ВИСОКОВ'ЯЗКОЇ
НАФТИ ШЛЯХОМ ЗАСТОСУВАННЯ РЕАГЕНТІВ НА ОСНОВІ ПАР

4.1 Класифікація та основні критерії вибору методу нафтовіддачі пластів

4.2 Застосування ПАР Жиринокс для підвищення нафтовіддачі покладу за методом міцелярного заводнення

4.3 Використання ПАР для проведення хімічних обробок у видобувних свердловинах

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

ДОДАТКИ

ВСТУП

Актуальність теми.

Науково-технічний прогрес у галузі нафтовидобутку відіграє ключову роль у вирішенні задач економічного розвитку нашої країни, особливо через впровадження новітніх науково-дослідних розробок для підвищення нафтовіддачі. Практика розробки нафтових родовищ підтверджує ефективність методів прогнозування показників розробки, які базуються на гідродинамічних розрахунках та врахуванні результатів попередньої розробки. За допомогою гідродинамічних розрахунків визначаються взаємозв'язки між видобутком нафти, кількістю свердловин і часом для різних умов розробки, при цьому припускається, що параметри покладів, їх насичення та режими досліджені достатньо повно.

В останні роки на родовищах України набувають популярності обробки присвердловинних зон пласта розчинами ПАР, що стали одним з основних чинників стабілізації видобутку нафти на довгостроково експлуатованих родовищах, особливо з нафтами підвищеної в'язкості. Тому дослідження впливу ПАР на видобуток нафти є актуальним.

Метою дослідження є удосконалення технологій застосування поверхнево-активних систем для підвищення ефективності видобування високов'язкої нафти на Бугруватівському нафтовому родовищі.

Для досягнення мети поставлені такі **задачі дослідження**:

1. Провести аналіз застосування поверхнево-активних речовин при розробці нафтових родовищ з високов'язкою нафтою.
2. Провести аналіз розробки покладів нафти Бугруватівського родовища.
3. Провести аналіз та розробити технології обробки привибійної зони пласта розчинами поверхнево-активних речовин.
4. Провести упровадження технологій підвищення ефективності обробки свердловин поверхнево-активними речовинами при видобуванні високов'язкої нафти Бугруватівського родовища.

Об'єктом дослідження є процеси видобування нафти із родовищ із високов'язкими нафтами.

Предметом дослідження є технологічні нафтовитісняючі властивості поверхнево-активних речовин при видобуванні високов'язкої нафти.

Методи дослідження. У ході виконання магістерської роботи використовувались аналітичні, теоретичні методи дослідження та аналіз промислових матеріалів, статистичні методи оброблення та аналізу результатів експериментальних досліджень.

Наукова та прикладна цінність одержаних результатів.

Дослідження показали, що використання у якості розріджувачів нафти суміші Савенолу 32% та Жириноксу 32% в умовах Бугруватівського родовища дозволяє збільшити витіснення нафти до 18%.

Запропоновано до впровадження у свердловинах Бугруватівського родовища технологій підвищення нафтовилучення шляхом нагнітання розчинників на основі ПАР у видобувні та нагнітальні свердловини.

Апробація результатів досліджень. Основні положення магістерської роботи доповідались і схвалені на 76 науково-практичній конференції викладачів, аспірантів та студентів Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Структура і обсяг роботи. Магістерська робота складається із вступу, чотирьох розділів, висновків, додатків та списку використаних джерел.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ ЗАСТОСУВАННЯ ПОВЕРХНЕВО-АКТИВНИХ РЕЧОВИН ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИДОБУВАННЯ В'ЯЗКОЇ НАФТИ

1.1 Методи дії поверхнево-активних речовин при видобутку нафти

Методи добування залишкової нафти застосовуються для значного збільшення коефіцієнта витіснення нафти в областях пласта, охоплених впливом води. Обов'язковою умовою їх використання є помітне зменшення міжфазного поверхневого натягу між нафтою та агентом, що витісняє її. Ці методи найбільш ефективні на пізніх стадіях розробки [1].

Методи дії поверхнево-активних речовин (ПАР) на видобуток нафти поділяються на дві основні категорії:

1. Методи підвищення результативності (удосконалення) заводнення;
2. Методи вилучення залишкової нафти з пластів, промитих водою.

Перша група методів спрямована здебільшого на зміну співвідношення рухливості води та нафти, що сприяє збільшенню охоплення пласта заводненням. При цьому коефіцієнт витіснення нафти зростає лише незначно. Використання цих методів дає максимальний результат на ранніх етапах розробки родовищ, а також у випадках, коли при високому рівні обводнення спостерігається низький рівень нафтовіддачі [2-4].

Застосування ПАР

Цей метод ґрунтується на здатності ПАР після розчинення у воді знижувати міжфазний натяг на межі розділу «нафта – вода», змінювати змочуваність у системі «нафта – вода – поверхня породи», а також впливати на властивості адсорбційних шарів, що формуються на межах «вода – нафта» та «нафта – поверхня породи». Для цього використовуються розведені розчини неіоногенних ПАР, зокрема оксиетильованих алкілфенолів, жирних кислот, спиртів або продуктів конденсації оксиду етилену й оксиду пропілену. Міжфазний натяг на

межі розділу «нафта – розчин ПАР» при концентрації цих речовин у розчинах 0,05–0,5 % знижується з 25–45 до 4–7 мН/м.

Однією з ключових властивостей ПАР, що обмежують їхню ефективність у процесі витіснення нафти, є здатність до адсорбції на межах розділу фаз. Через це відбувається відставання фронту розчину ПАР із робочою концентрацією від фронту витіснення, тому розчин діє переважно на нерухому залишкову нафту [3-6]. Зважаючи на те, що при вказаному або навіть меншому міжфазному натягу розчин ПАР не може перевести залишкову нафту в рухомий стан, не варто очікувати значного підвищення коефіцієнта витіснення в однорідних пластах. Водночас у неоднорідних колекторах, де можуть бути локальні скупчення нафти, що залишилися невитісненими водою, зниження міжфазного натягу може сприяти видобутку цих запасів.

Водні розчини ПАР із концентрацією 0,05–0,1 % за початкової нафтонасиченості пластів здатні вилучати до 5–7 % нафти. У випадках, коли пласт уже промивався водою, ефективність таких розчинів знижується; з повністю промитих водою моделей пласта вдавалося видобути лише до 2 % нафти. Високі температури та підвищений вміст солей лужно-земельних металів також значно впливають на ефективність процесу витіснення.

На сьогодні заводнення є головною технологією видобутку нафти, однак при цьому в покладі залишається значна частка невидобутих запасів. У сприятливих умовах коефіцієнт нафтовіддачі при витісненні водою може сягати 0,65–0,7, тоді як для важковидобувних запасів (низька проникність, висока неоднорідність пласта, значна в'язкість нафти) він складає лише 0,3–0,35.

Неповне витіснення нафти водою пояснюється такими факторами:

1. капілярними силами;
2. мікро- та макронеоднорідністю пластів;
3. високою в'язкістю нафти.

Поверхні порових каналів переважно є гідрофільними, тобто добре змочуються водою (кут змочування $<90^\circ$), хоча під впливом асфальтенів нафти вони частково можуть набувати гідрофобності ($>90^\circ$).

Для кожного окремо взятого зразка породи розміри пор варіюються в широких межах. Наприклад, у пластах із середньою проникністю (0,4–0,5 мкм²) радіус пор може змінюватися майже від нуля до 100–150 мкм² із середнім значенням 10–20 мкм². Це свідчить про наявність мікронеоднорідності порового простору. У дрібних порах капілярний тиск досягає 0,03–0,05 МПа.

На фронті витіснення у гідрофільних пластах капілярні сили сприяють швидшому надходженню рідини у дрібні пори порівняно з великими (через вищий рівень капілярного тиску у дрібних порах). Таким чином, у гідрофільних пластах капілярні сили вирівнюють фронт витіснення, сприяючи витісненню нафти з дрібних пор і, відповідно, підвищуючи нафтовіддачу. Водночас важливо, щоб швидкість переміщення фронту витіснення відповідала швидкості капілярного всмоктування. Однак це можливо лише за невеликих перепадів тиску (до 0,3 МПа) між зонами нагнітання води та нафтою, що в 15–20 разів менші за перепади, які зазвичай спостерігаються на практиці для забезпечення економічно обґрунтованих темпів видобутку.

За реальних умов витіснення під дією гідродинамічного перепаду тиску нафта спершу витісняється з великих порових каналів. У той же час капілярні сили сприяють переміщенню нафти з дрібних пор у вже заповнені водою великі пори, де формуються окремі нафтові глобули в середовищі води.

У гідрофобних пластах вода може займати лише центральні ділянки великих пор, тому нафта, що перебуває у вигляді плівки на стінках пор чи у дрібних порах, дуже погано витісняється водою. Коефіцієнт витіснення в цьому випадку сягає лише 0,25–0,4. З огляду на це, усунення капілярних сил може сприяти підвищенню рівня нафтовіддачі. У частково гідрофобних пластах процес витіснення має проміжний характер.

Зі збільшенням в'язкості нафти, а точніше, зі зменшенням співвідношення в'язкостей води та нафти, рівень нафтовіддачі знижується.

Таким чином, зменшення чи усунення капілярних сил, вирівнювання проникності в різних об'ємах (шарах, зонах) пласта, а також збільшення співвідношення в'язкостей витіснювального агента і нафти сприяє зростанню

рівня нафтовилучення. Для досягнення цього ефекту використовують різноманітні домішки у нагнітальну воду [7–12].

Механізм витіснення нафти з пластів за допомогою малоконцентрованого водного розчину ПАР типу ОП-10 базується на зниженні поверхневого натягу між нафтою і водою з 35–45 до 7–8,5 мН/м і зміні крайового кута змочування кварцової пластинки з 18° до 27°. Відповідно, напруга змочування зменшується у 8–10 разів. Згідно з дослідженнями НДППнафти, оптимальна концентрація неіоногенних ПАР у воді становить 0,05–1 %.

Дослідження ЦНДЛ показали, що застосування традиційного заводнення, навіть із використанням гідродинамічних методів (циклічне заводнення, зміна напрямків фільтраційних потоків тощо), не дозволяє досягти суттєвого збільшення рівня нафтовилучення [8].

Покращення процесу заводнення

До цієї категорії належать методи, спрямовані на зниження рухливості води в зоні її переміщення, а також технології, пов'язані зі зміною змочуваності в системі «порода – нафта – вода», які сприяють інтенсифікації процесу капілярного проникнення. До таких методів можна віднести:

- Заводнення із застосуванням розчинів поверхнево-активних речовин (ПАР);
- Полімерне заводнення;
- Лужне та кислотне заводнення.

Іноді до цієї групи також включають використання піни, емульсій і газоводяних сумішей [12–18].

Заводнення з використанням поверхнево-активних речовин

Призначення цього методу полягає у зменшенні поверхневого натягу між нафтою та водою, а також у гідрофілізації порід.

Сфера застосування:

- В'язкість нафти не перевищує 25 мПа·с;
- Проникність більше 0,01 мкм²;
- Пористість перевищує 10 %;
- Вміст глинистих мінералів до 10 %;

- Товщина нафтового пласта до 25 м;
- Температура пласта не більше 70 °С;
- Поточний коефіцієнт нафтовіддачі не перевищує 10 %;
- Поточне обводнення продукції становить до 30 %.

Недоліки методу: висока адсорбція реагентів та низький рівень біологічного розкладання.

1.2 Класифікація та властивості поверхнево-активних систем

Поверхнево-активні речовини (ПАР) поділяють на декілька основних груп:

Перша група включає речовини, активні переважно на межі розділу «вода – повітря». Сюди належать, наприклад, середні та вищі гомологи аліфатичних спиртів і кислот, а також деякі складні природні сполуки. Такі ПАР є слабкими змочувачами, які діють через зниження поверхневого натягу води на межі з повітрям [15]. Вони можуть використовуватися як піноутворювачі для створення нестійких пін, наприклад, у процесах флотації. Крім того, деякі з них (наприклад, октиловий або ізоаміловий спирти) виступають як піногасники.

Друга група об'єднує речовини різної природи, які проявляють активність на межах розділу між конденсованими фазами (тверде тіло – рідина, рідина – рідина). Умови значного зниження міжфазного натягу дозволяють цим ПАР сприяти утворенню нових фазових поверхонь у процесах руйнування, диспергування твердих тіл і емульгування рідин. Ці речовини можна об'єднати під загальною назвою «диспергатори». Вони також забезпечують можливість вибіркового змочування. На відміну від інших груп, молекули таких ПАР не утворюють просторових гелеподібних структур як у об'ємі фаз, так і на їхніх межах розділу.

Третя група охоплює ПАР, здатні формувати гелеподібні структури як у адсорбційних шарах, так і в об'ємі фаз. У деяких випадках ці речовини можуть мати невисоку поверхневу активність. До цієї групи належить більшість високомолекулярних природних або синтетичних сполук складної будови, що містять численні полярні групи (наприклад, білки, глюкозиди, похідні целюлози,

полівініловий спирт тощо). Вони використовуються як вискоєфективні стабілізатори для помірно концентрованих дисперсійних систем, таких як піни, емульсії або суспензії, а також як пластифікатори концентрованих дисперсій (паст).

Четверта група представлена ПАР із миючими властивостями [16]. Вони поєднують функції попередніх груп, але, окрім цього, здатні самостійно формувати в об'ємі рідини термодинамічно стабільні колоїдні частки (міцели) та включати вуглеводневі молекули у ядра міцел (солюбілізація). До цієї категорії належать різноманітні аніонні, катіонні та неіоногенні ПАР, які будуть розглянуті далі.

За хімічною будовою поверхнево-активні речовини поділяються на два великих класи. Це, з одного боку, органічні ПАР з дифільними молекулами, поверхнево-активні на більшості міжфазних меж (природньо, нижче температури їхнього розкладання), які забезпечують лише відносно невелике зниження міжфазного натягу (на 30 - 40 мДж/м²). З іншого боку, це найрізноманітніші, насамперед, неорганічні речовини, що мають вибіркочуву, але часто дуже високу поверхневу активність стосовно певної конкретної границі розділу. Ці речовини здатні викликати дуже різке зниження міжфазного натягу (легкоплавкі метали стосовно певних більш тугоплавких, вода стосовно ряду солей тощо).

Перспективними неіоногенними ПАР є так звані плуроніки - блоксополімери окису етилена й окису пропілена з молекулярною масою 1000 - 5000, розчинність і поверхнева активність яких визначаються співвідношенням довжини поліоксипропіленової (носій гідрофобності) і поліоксиетиленової (носій гідрофільності) ланцюгів. Як компоненти миючих засобів неіоногенні ПАР не поступаються високоякісним милам і з рівним успіхом застосовуються в м'яких і твердих водах, як нейтральних, так кислих і лужних. Вони мають звичайно низьку піноутворюючу здатність і можуть використовуватися як піногасники. Можливість регулювання їхніх властивостей шляхом зміни кількості оксиетиленових ланок поряд з низькою собівартістю визначає їхнє широке виробництво і застосування.

До неіоногенних ПАР відносяться також гліцериди, глюкозиди, сахариди і т.і. Моно- і діефіри довголанцюгових жирних кислот і багатоатомних спиртів є маслорозчинними ПАР. Сульфоетерифікація і наступна нейтралізація цих речовин дозволяє одержати водорозчинні ПАР. Багато сполук з цієї групи ПАР, наприклад ефіри сахарози, зовсім нетоксичні, не мають запаху і смаку, і з успіхом використовуються в харчовій, медичній і парфюмерній промисловості. Оскільки в розвитку виробництва ПАР важливе значення належить ресурсам сировини і напівсировини, зупинимося коротко на цьому питанні. Як було видно з попереднього викладу, провідну роль як напівпродукти мають нормальні парафіни, окис етилену, синтетичні жирні кислоти (СЖК) і вищі жирні спирти (ВЖС).

Водні розчини ПАР мають високі миючі властивості, що успішно використовується для промивки каналів, а також виносу продуктів реакції із пласта після кислотної обробки. Найбільше поширення мають водорозчинні іоногенні та неіоногенні ПАР. До водорозчинних іоногенних ПАР відносять: ДС-РАС; ДС-СА; ПБ-8; ПБ-5; карбозолін О; УФС8; формалін; катапін А, СНС та ін. Для дії на пласт цінними являються катапін А, К та карбозолін О, які активно виконують функції інгібітору при кислотних обробках. В класі водорозчинних неіоногенних ПАР найбільш розповсюдженими є: ОП-7 та ОП-10, які володіють значною поверхневою активністю, стійкістю по відношенню до неорганічних солей, а саме до солей кальцію, магнію, алюмінію, а також до кислот та лугів, низька адсорбційна здатність по відношенню до глинистих порід та добра миюча здатність. Дані ПАР найбільше підходять для обробок свердловин, для вимивання глинистого матеріалу із ПЗП. Детальніша характеристика ПАР приведена нижче [16-22].

- Сульфонатрієва сіль (СНС) - водорозчинна, іоногенна, аніоноактивна ПАР. Дуже швидко висолюється електролітами, при цьому утворюється осад - смолоподібна речовина. СНС використовується рідко.

- Сульфонол - іоногенна, аніоноактивна. Водні розчини даної ПАР можуть вступати в реакцію з солями, які є в пластових водах, і утворювати гелеподібні

осади. Сульфенол є поганим деемульгатором, в його присутності підвищується стійкість емульсії.

- Катапіни А і К - іоногенні, катіоноактивні, широко використовуються при розкритті пластів і їх подальшій обробці. Добрі деемульгатори, досить стійкі до мінералізації пластових вод. На практиці використовують 0,1 - 0,25% катапіну для зниження поверхневого натягу. Глиниста суспензія в його присутності перетворюється у в'язкі нетекучі гелі.

- Карбозолін О - іоногенні, катіоноактивні. Стійкі по відношенню до солей, що дозволяє використовувати їх в якості сповільнювачів при КО. В'язкість водного розчину в залежності від його концентрації змінюється в широких межах, тому його використовують при ГРП для розкриття тріщин і як рідину-пісконосій. Утримуючі властивості дуже високі.

- ОП-7, ОП-10 - водорозчинні неіоногенні ПАВ. Мають високу стійкість проти хімічного впливу. Для них є характерною порівняно невелика адсорбність на пісковиках і карбонатних породах, висока поверхнева активність, деемульгуюча та обезсолююча властивість. Для зменшення сил поверхневого натягу використовують ОП-7 з вмістом його 0,1 - 0,2%. Поряд із ОП-10 для обробок ПЗП використовують дисолван та марвелан.

Поверхнево-активні речовини *по здатності дисоціювати* підрозділяються на:

- іоногенні;
- неіоногенні.

Іоногенні у свою чергу діляться на:

- катіоноактивні;
- аніоноактивні.

При використанні водорозчинних іоногенних ПАВ мають місце адсорбція на поверхні твердих частинок і їх гідрофобізація, а також зменшення поверхневого натягу на межі нафта - вода. Тут можлива як фізична адсорбція, так і хімічна; остання найбільш вірогідна для карбонатів і глин. Гідрофобізація твердої поверхні і зниження поверхневого натягу на межі нафта - вода збільшують швидкість

витіснення води нафтою з привибійної зони і кількість води, що витісняється. В результаті цього привибійна зона в процесі подальшої експлуатації свердловини виявляється більш нафтонасиченою, а отже, і більш нафтопроникною. Дія неіоногенних ПАР дещо відмінно від іоногенних. Головну роль в процесі витіснення води нафтою тут грає фізична адсорбція ПАР на поверхні твердих частинок порід, а також зниження поверхневого натягу на межі нафта - вода. При використанні цих ПАР спостерігається зменшення краєвого кута змочування краплі нафти на твердій поверхні, тоді як при застосуванні іоногенних ПАР у ряді випадків спостерігається зворотне.

Перевагою застосування іоногенних ПАР є те, що вони гідрофобізують поверхню твердих частинок привибійної зони. Тому якщо відбувається переміщення якихось кількостей води в пласті у разі безводної свердловини, хоча б надзвичайно малих (звичайно навіть безводна нафта містить невелику кількість води), то ці кількості води не затримуватимуться в привибійній зоні а виноситимуться нафтою в свердловину. Це менш ймовірно у разі застосування неіоногенних ПАР, які фізично адсорбуються на поверхні твердих частинок. Застосування неіоногенних ПАР має і той недолік що вони сприяють розриву нафтової плівки на твердій поверхні частинок і зіткненню їх з водою.

Таким чином, в свердловинах з безводною нафтою найбільш доцільними є іоногенні ПАР, особливо в тих випадках, коли колектори характеризуються значною глинистістю. Не виключається можливість використання неіоногенних ПАР особливо там, де необхідне швидке освоєння свердловини.

В обводнених свердловинах для запобігання конусоутворення також найпридатнішими є іоногенні ПАР. їх доцільно застосовувати і в тих випадках, коли вода прорвалася в свердловину по різним найбільш проникних пропласткам. Проте вводити розчин ПАР в привибійну зону краще в суміші з нафтою, тим самим збільшуючи сумарні фазові проникності нафтонасиченої зони пласта для нафти і води.

Таким чином, для досягнення якнайкращого результату по підвищенню нафтопроникності привибійної зони пласта рекомендують використовувати і широко застосовують в даний час суміші іоногенних і неіоногенних ПАР.

Для кожного процесу і виду ПАР встановлюють його необхідну концентрацію. Із збільшенням кількості глинистих частинок необхідно підвищувати концентрацію ПАР для руйнування емульсії. Величина концентрації ПАР в розчині залежить від мінералогічного складу твердих частинок, від розміру і гідрофобності, від кількісного вмісту цих частинок на поверхні глобул емульсії. Водні розчини ПАР готують на поверхні.

Тверда фаза, що вимивається розчином ПАР із ПЗП, в основному являється глиною бурового розчину. Емульсія в ПЗП може бути зруйнована та вимита із ПЗП тим же розчином ПАР.

Вимоги до ПАР [16-18]:

- при малій концентрації значно зменшувати поверхневий натяг на межі розділу вода - вуглеводневе середовище;
- покращувати змочуваність породи нафтою у присутності водного фільтрату промивальної (технічної) рідини;
- не утворювати нерозчинного осаду при контакті з пластовими водами, що містяться в них солями і з гірськими породами;
- перешкоджати диспергуванню і набуханню глинистих частинок, що містяться в пласті, у присутності водного фільтрату;
- в можливо меншому ступені адсорбуватися на поверхні породи, оскільки при адсорбції в значній кількості різко збільшується витрата ПАР і вартість обробки ним;
- перешкоджати утворенню емульсії в пористому середовищі, а в тих випадках, коли утворення емульсії неминуче, сприяти можливо більш тонкому подрібненню глобул дисперсної фази в ній, перешкоджати коалесценції цих глобул;

- перешкоджати утворенню на межі фаз адсорбованих шарів гелеподібної структури, оскільки такі шари створюють великий гідравлічний опір фільтрації пластової рідини до свердловини.

Хоча механізм дії іоногенних і неіоногенних ПАР розрізнений, але кінцеві результати по водовіддачі привибійної зони при витісненні води, що поступає в свердловину, нафтою можуть бути однаковими. Тому вибір ПАР у кожному окремому випадку для збільшення водовіддачі доцільно проводити на основі експериментів по витісненню з породи водного розчину ПАР тією або іншою нафтою.

1.3 Аналіз поверхнево-активних речовин, які застосовуються для впливу на поклади з високов'язкою нафтою

Карпатол - це нафтовий сульфонат [19]. Його агрегатний стан – пастоподібний. Має темно-коричневий колір і запах, схожий на оливу. Щільність при температурі 20 °С складає 950–970 кг/м³. Температурні характеристики: застигання - 5–10 °С; кипіння - понад 150 °С; розкладання - вище 120 °С. Кінематична в'язкість при 20 °С становить 20–25 мПа·с. Речовина розчиняється у воді необмежено, а в нафті – незначно. Температура займання - 95 °С; температура спалаху - 55–66 °С; температура самозаймання - 420 °С.

Карпатол використовується під час обробки привибійної зони пласта (ПЗП). Ефективність методу залежить від ступеня мінералізації пластової води. Основне застосування Карпатолу – очищення залишкової нафти після заводнення, тобто міцелярно-полімерне заводнення.

Мирол – це нафтовий сульфонат, розроблений інститутом УкрНДІ НП «Масма» в Києві.

Фізико-хімічні характеристики: агрегатний стан – пастоподібний; колір – темно-коричневий; запах – оливи; густина при 20 °С – 950–970 кг/м³. Температура: застигання - 5–10 °С; кипіння – понад 150 °С; розкладання – вище

120 °С. В'язкість при 20 °С становить 20–25 мПа·с. Розчинність: у воді – необмежена, у нафті – мінімальна.

Вогнебезпечні властивості: температура займання – 95 °С; температура спалаху – 55–66 °С; температура самозаймання – 420 °С.

Мирил належить до 4-го класу шкідливості – речовин, що є малотоксичними. Його застосовують для обробки приви́бійної зони пласта. Як і у випадку Карпатолу, ефективність залежить від мінералізації пластової води. Використовується переважно для видалення залишкової нафти після заводнення в рамках міцелярно-полімерного заводнення.

Пінол А діє комплексно, виконуючи функції біоциду, лужного реагента та поверхнево-активної речовини (нейтралізатора, поглинача сірководню). За впливом на організм людини Пінол, як і аналогічні сульфонатні ПАР (Карпатол, Сульфонол тощо), відноситься до малонебезпечних речовин 4-го класу небезпеки згідно з ГОСТ 12.01.007-88.

Застосування Пінолу: він ефективно захищає внутрішні поверхні насосно-компресорних труб (НКТ) від корозії, зокрема у випадках сірководневої корозії. Його використовують у системах підтримання пластового тиску (ППТ) при закачуванні підтоварних вод, а також для обробки приви́бійної зони нагнітальних свердловин. Крім того, Пінол покращує умови нагнітання води у пласт.

Сульфонол (натрієвий алкілбензолсульфонат, виготовлений на основі гасу) є високоефективною аніоноактивною поверхнево-активною речовиною. Існує декілька модифікацій Сульфонолу, серед яких найбільш поширені:

а) Сульфонол 40%-й (натрієвий алкілбензолсульфонат на основі н-парафінів);

б) Сульфонол НП-3 (натрієвий алкілбензолсульфонат на основі гасу).

Склад (%): активна маса – 80; інші складники – 15; нессульфовані сполуки – 3; вміст води – 2. Агрегатний стан – білий або світло-жовтий порошок, гранули чи пластівці. Добре розчиняється у прісній воді, слабо – у етанолі, діетиловому ефірі, уайт-спіриті та бензолі. У розведених розчинах мінеральних кислот і лугів не

випадає в осад. У твердій воді та розчинах солей алюмінію і барію може утворювати осад.

Емульсійна стійкість:

- Емульсія, що містить 1% Сульфонолу та 5% вазелінової олії, залишається стабільною менше доби.
- Емульсія з 1% Сульфонолу та 5% ксилолу – більше доби.

Сульфонол не є пожежо- чи вибухонебезпечним реагентом.

Деемульгатор ПМ – це хімічна сполука на основі неіоногенних поверхнево-активних речовин (ПАР).

Фізико-хімічні характеристики: агрегатний стан – прозора або мутнувата рідина, колір – світло-жовтий, запах – метанолу. Препарат розчиняється у воді, проте малорозчинний у нафті. Вогненебезпечний, температура спалаху становить 39 °С.

Дисолван 4411 (фірма «Хьохст», Німеччина) – хімічна сполука на основі неіоногенних ПАР.

Фізико-хімічні характеристики: агрегатний стан – рідина, колір – світло-жовтий, запах – метанолу. Густина при 20 °С – 950 кг/м³. Температурні характеристики: застигання – мінус 40 °С; початок кипіння – 65 °С. В'язкість при 20 °С – 145 мПа·с. Розчиняється у воді, але малорозчинний у нафті.

Вогненебезпечні властивості: температура спалаху – 11 °С, температура самозаймання – 455 °С.

Токсикологічна характеристика: токсиколого-гігієнічні дослідження, проведені у Львівському інституті епідеміології та мікробіології (1983 р.), встановили, що речовина має специфічний запах у воді, утворює піну (поріг сприйняття – 5,9 мг/дм³) і стабільна у водних розчинах. Визначено гранично допустиму концентрацію в рибогосподарських водоймах – 0,9 мг/дм³. Препарат відноситься до 3 класу небезпеки, не викликає подразнень, але має надкумулятивні властивості.

Застосування: використовується для промислової підготовки нафти.

Прогаліт НМ 20/40 (фірма «Буна», Німеччина) – 65% розчин блоксополімеру окису етилену та пропілену на основі гексантріолу у суміші метанолу і води.

Токсикологічна характеристика: дослідження в Уфімському НДІ гігієни та профзахворювань показали, що препарат є малотоксичним і належить до IV класу токсичності.

Застосування: призначений для промислової підготовки нафти.

Жиринокс-С – високоефективна ПАР, отримана шляхом оксиетилювання тваринного жиру. Препарат може замінювати імпорتنі реагенти типу неонолу, превоцелу та ОП.

Фізико-хімічні характеристики: агрегатний стан – рідина, колір – жовто-білий. Добре розчиняється у вуглеводнях і утворює мікроемульсію у воді.

Застосування: 5% водний розчин Жиринокс-С проявляє високі нафтовитісні властивості. Використовується для обробки привибійної зони пласта, запобігаючи утворенню водонафтових емульсій у пластах з проникністю менше 0,1 мкм² при температурі 40–60 °С.

Ріпокс-6 – високоефективна ПАР, отримана шляхом оксиетилювання ріпакової олії. Препарат також є альтернативою імпортним реагентам типу неонолу, превоцелу та ОП.

Застосування: 5% водний розчин Ріпокс-6 має високі нафтовитісні властивості. Застосовується для обробки привибійної зони пласта, попереджаючи утворення водонафтових емульсій у пластах з проникністю менше 0,1 мкм² при температурі до 40 °С.

Савенол СВП є високоефективною ПАР типу неонол, превоцел, ОП. Фізико-хімічна характеристика. Агрегатний стан - рідина. Колір - від безбарвного до темно коричневого. Запах - відсутній. Густина при 20 °С, кг/м³ - 1020 - 1070. Температура застигання, °С - 5 - 10. Температура кипіння, °С - 100. Кінематична в'язкість при 20 °С - не більше 2000. Розчинність в воді - не обмежена. Розчинність в нафті - незначна, рН 1 % водного розчину - 6 - 8.

Стінол (стінол НГ) - синергетична суміш ПАР аніонного та неіогенного типу.

Фізико-хімічна характеристика. Агрегатний стан - рідина. Колір - від безбарвного до темно коричневого. Розчинність - у воді розчиняється, у вуглеводнях - нерозчинний. Запах – відсутній.

Застосування стінолу (стінолу НГ). 5 % водний розчин стінолу (стінолу НГ) має високі нафтовитісні властивості. Його застосовують при обробках привибійної зони пласта. Засіб має високі вспінюючі властивості, і тому застосовується для обробки газових і газоконденсатних свердловин для винесення рідини з вибою свердловин. Стінол НГ має протигідратоутворювальні властивості і може застосовуватися як інгібітор гідратоутворення в газових і газоконденсатних свердловинах.

Емультал є катіонною ПАР (ТУ 6-14-1035-79) – реагент, призначений для емульгування бурових розчинів з метою покращення ефективності змащувальних добавок до бурових розчинів і для інших спеціальних цілей під час обробки бурових розчинів. Емультал являє собою суміш складних ефірів олеїнової, лінолевої, лінолеїнової, а також смоляних кислот і триетаноламіна. Зовнішній вигляд: масляниста в'язка рідина від світло-коричневого до чорного кольору. Допускається наявність осаду. Температура кипіння, °С – вище 200; температура плавлення, °С – біля 30; температурна межа емульгуючої дії, °С – 90. Розчинність: добре розчиняється в нафті, дизельному паливі та інших нафтопродуктах і маслах, частково розчинний у воді. Емультал за фізико-хімічними властивостями повинен відповідати наступним нормам: стійкість емульсії – емульсія, що містить 25 % дизельного палива, 74,5 % насиченого водного розчину хлористого натрію і 0,5 % емультала, не повинна давати слідів води після центрифугування протягом однієї години при швидкості обертання 4000 об/хв. При цьому допускається відділення шару дизельного палива. Кислотне число в мг на 1 г продукту: не більше 10.

Емультал застосовується в ролі емульгатора для отримання інвертних емульсійних бурових розчинів (ІЕБР), призначених для якісного розкриття і освоєння продуктивних пластів, буріння з відбором керну і розбурювання

нестійких глинистих і хомогенних порід, а також підземного ремонту свердловин і ліквідації зон поглинання. Емультал застосовується для отримання прямих емульсій і для гідрофобізації вибуреної породи. Емультал не втрачає емульгуючої здатності в присутності хлоридів натрію і кальцію, аж до насичення ними водної фази емульсій, застосовується як добавка до стабілізатора нафтоемульсійних глинистих розчинів з різним вмістом твердої фази. Емультал використовується в ролі добавки до соляробензинової фракції для промивки привибійної зони свердловини з метою підвищення її дебіту. Витрати масової частки реагенту складають 1,5 % - 2,0 % (вагових). Емультал застосовується для поліпшення дії змащувальних і антикорозійних додатків до бурових розчинів на водній основі. Витрати масової частки складають 0,1 % - 0,2 %. Емультал вводиться в нафту або в нафтопродукти на стадії приготування вуглеводневої фази емульсії при безперервному перемішуванні. Витрати масової частки емульталу для приготування емульсійних розчинів складають 0,1 % - 2,0 % і залежать від типу розчину, вибійної температури, кількості вибурюваної глини і ступеня обважнення розчину.

Інгібітор кислотної корозії КИ-1М (ТУ У 6-04689381.006-97) є катіонною поверхнево-активною речовиною, яка отримується взаємодією хлорметильних похідних ароматичних вуглеводнів з піридином. КИ-1М - важка, важко горюча рідина, добре розчиняється у воді, в водних розчинах солей, в органічних і неорганічних кислотах, спирті, ацетоні і деяких інших органічних розчинниках.

Інгібітор призначений як антикорозійна присадка до кислот і кислотних розчинів (соляної, сірчаної, плавикової, фосфорної і ін. кислот) для захисту безпосередньо металу від дії кислоти (кислотної корозії) в різних галузях промисловості, в т. ч. нафтовій промисловості під час соляно кислотних обробок ПЗП свердловин.

1.4 Застосування поверхнево-активних речовин для інтенсифікації видобутку в'язкої нафти

Поверхнево-активні речовини, широке застосування яких в процесах видобутку нафти і газу підтвердило високу ефективність технологій на їх основі. В даний час пройшли апробацію і впроваджуються у виробництво чотири такі технології. Це технологія обробки ПЗП з використанням поверхнево-активних лужно-кислотних розчинів, яка передбачає послідовну дію на пласт спочатку лужним, а потім кислотним розчином. Додаткове введення ПАР в лужний розчин покращує його нафтовідмиваючі властивості, дозволяє руйнувати комбіновані глино-нафтові утворення. Загущений поверхнево-активною речовиною кислотний розчин також володіє покращеними нафтовитісняючими властивостями. Крім того, такий розчин здатний зменшувати швидкість розчинення породи кислотним розчином при збільшенні температури, а це забезпечує збільшення глибини обробки пласта. За розробленою технологією проведено шість обробок ПЗП, успішність яких складає 82%. Додатковий видобуток нафти та конденсату на 01.01.1999 р. складає 2853 т, а газу - 4,44 млн. м³.

Для покращення ефективності кислотних обробок у газових свердловинах розроблена нова технологія комплексної газокислотної дії на пласт, в основу якої покладено блокування високопроникних або обводнених пропластків двома блокуючими розчинами з наступною газокислотою обробкою низькопроникних пропластків. Блокування пластів досягається шляхом послідовного нагнітання розчину піноутворювача та спеціального вуглеводневого розчину полімерів. Завдяки наявності газової фази у низькопроникних газонасичених пропластках відбувається вспінання розчину та утворення пінної системи, що тимчасово блокує ці пропластки від попадання ізолюючого розчину. В обводнених пропластках вспінання розчину не відбувається, тому вони повністю ізолюються в наступному процесі обробки. Вказана технологія була апробована на 9 свердловинах. Успішність робіт складає 89%. Додатковий видобуток газу складає

37,5 млн.м³, а конденсату - 713 т. Прибуток за три роки його використання складає 2,56 млн. гривень.

Дві наступні технології з використанням ПАР використовуються для покращення роботи свердловин. Так, технологія з використанням газованого піноутворювача полягає у послідовному нагнітанні газованого підкисленого розчину метанолу та циклічної закачки газорідинної суміші спирту та поверхнево-активної речовини з його протисненням у пласт вуглеводневим газом високого тиску. Застосування підкисленого розчину метанолу дозволяє десорбувати з поверхні порових каналів воду, що створює сприятливі умови для наступної гідрофобізації пласта ПАР, дозволяє частково розчиняти кислотою забруднення та карбонатний цемент гірських порід, що спричиняє більш ефективне адсорбування ПАР, дозволить при зворотньому русі рідини (із пласта у свердловину) прискорити процес очищення порових каналів. Використання запропонованого спиртового розчину ПАР має також деякі переваги у порівнянні з відомими розчинами ПАР - покращена піноутворююча здатність розчину, відбувається збільшення стабільності піни, вспінення легких вуглеводнів при наявності руху газу. Збільшення глибини обробки, гідрофобізація ПЗП покращення колекторських властивостей пласта та виносу пластових флюїдів дозволить в загальному плані покращити роботу всієї свердловини. За три роки проведено 13 таких операцій за вказаною технологією. Додатковий видобуток газу складає 43,8 млн. м³, а конденсату - 2762 т. Сукупний прибуток за три роки використання технології складає 2,9 млн. гривень.

Розпочинаючи з 1998 р. на родовищах України проходить апробацію технологія глибинної обробки пласта з використанням порційних розчинів ПАР та в'язких пінних систем. В основі вказаної технології - послідовне нагнітання розчинів ПАР з їх протисканням у пласт в'язкою пінною системою. Використання в'язких пінних систем замість вуглеводневого газу дозволяє збільшити охоплення пластів як за товщиною, так і по площі дією розчину ПАР. Для підсилення дії ПАР їх вміст у кожній порції розчину ПАР збільшується, що покращує адсорбцію ПАР

на породі і де відповідно збільшує період дії десорбції, а це покращує роботу свердловинного підйомника.

Висновки до першого розділу

Велика кількість нафтових родовищ України перебуває на пізній стадії розробки та потребує застосування методів підвищення нафтовилучення. Особливо це стосується родовищ з нафтами підвищеної в'язкості. Під час розробки нафтових родовищ новими методами в пластах відбуваються складні процеси і явища, які наразі недостатньо вивчені і вимагають спеціальних досліджень.

У розділі розглянуто методи впливу поверхнево-активних речовин на вилучення нафти, проведено огляд сучасного стану методів інтенсифікації. Також наведено класифікацію та властивості методів інтенсифікації.

РОЗДІЛ 2

ХАРАКТЕРИСТИКА ТА АНАЛІЗ РОЗРОБКИ БУГРУВАТІВСЬКОГО РОДОВИЩА НА ПРЕДМЕТ УПРОВАДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ ЗАСТОСУВАННЯ ПАР

2.1. Геолого-промислова характеристика родовища

Бугруватівське родовище було відкрите в 1974 році, коли під час випробувань візейських відкладів св. 1 було отримано промисловий приплив нафти. У 1976 році родовище було введено в дослідно-промислову експлуатацію.

Родовище характеризується високою складністю геологічної будови та умов нафтонасичення продуктивних пластів. Наявність покладів високов'язкої нафти значно ускладнює процес нафтовидобутку. При фактичному фонді експлуатаційних свердловин та обсягах закачки води, що відповідають проектним рішенням, видобуток нафти з родовища становить майже вдвічі менше від проектного. Розробка покладів нафти ускладнюється блоковою геологічною будовою, високою неоднорідністю колекторських характеристик продуктивних пластів, а також фізико-хімічними властивостями нафти, що мають як високу, так і звичайну в'язкість.

Бугруватівське родовище розташоване в північній прибортовій зоні ДДЗ на межі Охтирської монокліналі. У будові родовища беруть участь осадкові утворення палеозойського, мезозойського та кайнозойського віків, які залягають на докембрійському кристалічному фундаменті.

Структура родовища по відкладах верхнього візею представлена брахіантиклінальною складкою субширотного простягання. На півночі вона обмежена тектонічним порушенням з амплітудою 25 м, на півдні — тектонічним порушенням, амплітуда якого досягає 250 м. На сході структура обмежена локальним прогином, який відокремлює її від канівської структури, а на заході — поперечним тектонічним порушенням амплітудою до 80 м. Це порушення утворює окремий піднятий блок, який при підрахунку запасів отримав індекс, а

центральна частина структури має індекс іншого блоку. Загальні розміри Бугруватівської структури по відкладах верхнього візею складають 5×1,5 км, висота — 100 м. Апікальна частина складки знаходиться в районі свердловин св. 22, 26. Східне крило складки має більш крутий нахил, ніж західне, а північне та південне зрізані тектонічними порушеннями. Загальна товщина порід верхнього візею становить 360 м.

На Бугруватівській структурі в межах верхньовізейських відкладів виявлені поклади нафти в горизонтах В-14, В-15, В-16, В-17, В-18, В-20, В-21 та В-22. Турнейські відклади в межах структури, ймовірно, розмиті.

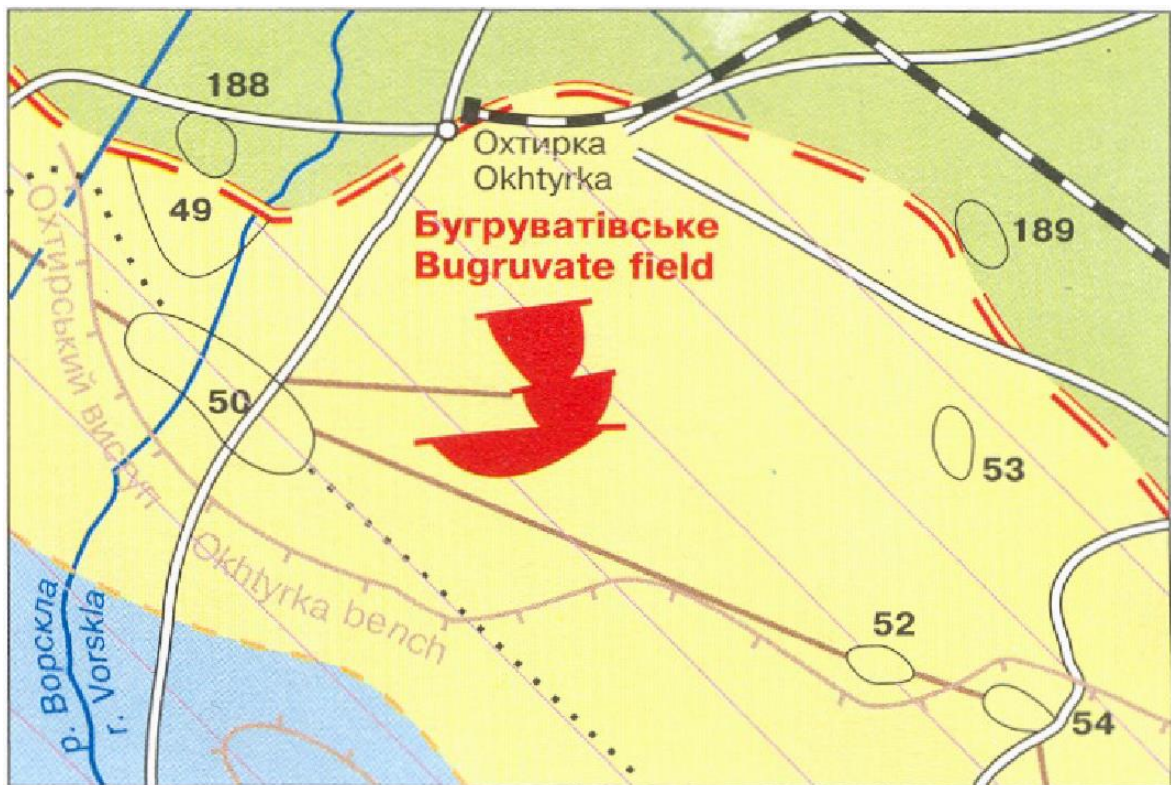


Рисунок 2.1. Оглядова карта Бугруватівського нафтового родовища

Геологічна будова фаменських відкладів у межах Бугруватівської структури формувалася під впливом інтенсивного соляного тектогенезу. Соляні маси в апікальній частині складки утворюють стовпоподібний соляний шток з крутим північно-східним крилом. Наприклад, у свердловині св. 2 покрівля солі була розкрита на глибині 3820 м, а свердловина св. 21, розташована на відстані 350 м на схід від св. 2, не розкрила соленосних порід на глибині 4030 м. Точні форма і

розміри соляного штоку не встановлені за допомогою свердловин. Ймовірно, нижня частина фаменського ярусу в апікальній частині прорвана соляним штоком. Інтенсивний соляний тектогенез спричинив значні зміни в товщинах і літології порід фаменського ярусу, що ускладнює кореляцію циклопачок (горизонтів) цього ярусу.

Розріз верхнього візею, в якому зосереджені основні поклади нафти Бугруватівського родовища, характеризується багатократним перешаруванням морських та субконтинентальних відкладів, що обумовлює значну літологічну неоднорідність піщаних порід-колекторів. Горизонти верхньовізейського під'ярусу літологічно представлені чергуванням пластів пісковиків, алевролітів з пропластками вапняків та кам'яного вугілля. Породи-колектори, у яких встановлені поклади нафти, — це пласті пісковиків і алевролітів. Пісковики різнозернисті, здебільшого кварцові. Кластичний матеріал окатаний або напівокатаний, цемент — глинистий, вапняково-глинистий та гідрослюдистий, плівкового або контактено-порового типу. Вапняки темносірі, глинисті, щільні, з великим вмістом мікрофауни, що дозволяє точно визначити вік порід і виділити мікрофауністичні горизонти, зокрема від і до . Менш точно виділений як мікрофауністичний горизонт. Нижньовізейські відклади за даними мікрофауни на території Бугруватівської площі не виявлені.

На Великоозерній структурі в відкладах верхнього візею виявлені поклади нафти, які приурочені до горизонтів В-14, В-15, В-16, В-17, В-18, В-20, В-21, В-22. Невеликий поклад нафти був також виявлений в фаменських відкладах у зоні свердловин св. 5 і св. 457. Великоозерна структура є найбільшою за площею та запасами нафти серед локальних структур Бугруватівської площі.

Промислова нафтоносність Бугруватівського родовища пов'язана з регіонально продуктивними нижньокам'яновугільними відкладами та теригенними утвореннями надсольового девону. Перші припливи нафти були отримані при випробуваннях пошукових свердловин 1, 2, 6 і 8. На момент аналізу в розрізі родовища встановлено поклади нафти в одинадцяти продуктивних піщано-алевролітових горизонтах візейського, турнейського ярусів нижнього

карбону та фаменського ярусу верхнього девону, що залягають на глибинах від 3166 до 4236 м. Поверх нафтогазоносності родовища досягає 1070 м.

Поклади нафти, виявлені в розрізі Бугруватівського родовища, розташовані в трьох структурах-склепіннях: Великоозерній, Бугруватівській і Південно-Бугруватівській. Вони приурочені до шести блоків: I, II, III, IV, V і VI. Поклади нафти пов'язані з продуктивними горизонтами В-14, В-15, В-16, В-17, В-18, В-20, В-21, В-22, Т-1 нижнього карбону та з горизонтами Фм-5-6 і Фм-11-12 фаменського ярусу надсольового комплексу верхнього девону.

Дев'ять з одинадцяти продуктивних горизонтів родовища відносяться до відкладів нижнього карбону. При цьому поклади нафти з високов'язкою нафтою пов'язані з верхніми горизонтами В-14, В-18 і В-20, а два нижніх (В-22 і Т-1) — з малов'язкою нафтою. Нафта горизонту В-21 має проміжну в'язкість. Умовно вважається, що горизонт В-21 в блоках III - V насичений високов'язкою нафтою, а в блоці VI — малов'язкою.

У фаменських відкладеннях Бугруватівської площі виявлені поклади нафти на всіх трьох локальних структурах. Продуктивними є піщано-алевролітові пласти, які умовно відносяться до горизонтів Фм-5-6 і Фм-11-12.

На Бугруватівському родовищі експлуатуються поклади нафти, які містять як малов'язку нафту (менше 10 мПа·с), так і високов'язку (40 мПа·с і більше). Малов'язкі нафти пов'язані з горизонтами В-22, Фм-5-6, Фм-11-12. Горизонти В-21, В-20 та В-17 містять як нафти з підвищеною в'язкістю, так і високов'язкі. Поклади нафти в горизонтах В-18, В-16, В-15 та В-14 є високов'язкими (табл. 2.1, 2.2, 2.3).

Згідно з наведеними даними, густина пластової нафти варіюється від 627,4 до 933,8 кг/м³, а динамічна в'язкість — від 0,71 до 45 мПа·с. Тиск насичення змінюється в межах від 5,79 до 30,22 МПа при газовмісті від 13,2 до 331 м³/т. Коефіцієнти стисливості і розчинності знаходяться в межах 3,3 - 37,6×10⁻⁴ 1/МПа і 1,85 - 13,51 м³/м³ МПа відповідно. Для високов'язких нафт через відсутність лабораторних досліджень оцінка проводиться за умовами газоутримання 20 м³/м³.

В'язкість нафти при тиску насичення 6,0 МПа становить 26 мПа·с, а при початковому пластовому тиску — 45 мПа·с.

Дані про склад і властивості високов'язкої нафти в пластових умовах доповнюються результатами аналізів дегазованої нафти. Густина дегазованої нафти в стандартних умовах варіюється від 844 до 995 кг/м³, а динамічна в'язкість при 20 °С — від 7,8 до 1164 мПа·с. При 100 °С її динамічна в'язкість не перевищує 70 мПа·с. Початок кипіння дегазованої нафти має широкий діапазон (від 43 до 212 °С). Вміст легких фракцій, що википають до 300 °С, не перевищує 55% об'ємних. У багатьох пробах спостерігається високий вміст асфальтенів (від 1,1 до 30,0% вагових), селікагелевих смол (від 1,1 до 20,5%) і парафінів (від 0,2 до 8,9%).

Склад розчиненого газу в порівнянні з високов'язкою нафти є менш варіативним. Газ складається більш ніж на 95% з вуглеводневих компонентів: метан — від 66,82 до 91,78%, етан — 3,01 - 12,28%, пропан — 1,28 - 9,2%, н-бутан — 0,24 - 2,25%, і-бутан — 0,16 - 1,27%, пентан та інші вуглеводні — 0,05 - 0,52%. Серед неуглеводневих компонентів найбільше вмісту мають азот (від 0,96 до 15,70%) і вуглекислий газ (від 0,88 до 7,60%). У деяких пробах виявлено також гелій.

Розчинені гази високов'язкої нафти є легкими, з абсолютною густиною меншою за 1,0 кг/м³, мають високу теплотворну здатність. Вони є типовими для розчинених газів нафтових родовищ ДДз і є ефективним паливом, а також цінною сировиною для хімічної промисловості. Промислове значення мають етан, пропан і бутан.

Пластові води є розсолами хлоркальцієвого типу, слабосульфатними з підвищеною ступінню метаморфізації. Мінералізація вод досягає 270 г/л, густина при 20 °С коливається від 1125 до 1180 кг/м³. Вони містять йод (від 4 до 38 мг/л) і бром (від 23 до 260 мг/л). За властивостями та складом водорозчинних солей ці води майже не відрізняються від вод горизонтів із звичайною нафтою Бугруватівського родовища та вод інших родовищ нафти і газу ДДз, в розрізі яких виявлені поклади, пов'язані з горизонтами нижньокам'яновугільних покладів.

2.2 Аналіз стану розробки стану розробки родовища

Промислова нафтоносність родовища пов'язана з регіонально продуктивними нижньокам'яновугільними відкладеннями та теригенними утвореннями надсолевого девону. Поклади нафти, виявлені в розрізі родовища, розташовані в трьох склепіннях: Великоозерному, Бугруватівському та Південно-Бугруватівському. Поклади приурочені до шести блоків: I, II, III, IV, V, VI. Встановлено 9 продуктивних горизонтів: В-14, В-15, В-16, В-17, В-18, В-19, В-20, В-21, В-22, Т-1, а також два горизонти фаменського ярусу надсолевого комплексу верхнього девону: Фм-5-6 і Фм-11-12. У 1985 році була складена та затверджена Технологічна схема розробки Бугруватівського родовища, а в 1993 році — Проект розробки родовища.

Розробка родовища здійснюється на основі "Аналізу розробки Бугруватівського родовища", складеного в 2000 році ВАТ "УкрНГІ". Більшість нафтових покладів у плані співпадають, але об'єкти знаходяться на різних етапах розробки. Горизонт В-22-Т-1 перебуває на пізній стадії, тоді як інші поклади — на початковій стадії розробки.

Оскільки поклади містять окремі блоки, кожен з них розглядається окремо:

- **Горизонт В-14 (блок IV)** почав розроблятися в квітні 1978 року з введенням в експлуатацію фонтанної свердловини св. 1. В свердловині, окрім горизонту В-14, були перфоровані також горизонти В-16 та В-17. Видобуток нафти на 01.01.2016 року склав 42,6 тис. т, причому свердловина працювала з низькими дебітами. З серпня 1991 року свердловина була в консервації, а з 2 лютого 2022 року почала працювати на газовому викиді.
- **Горизонт В-14 (блок VI)** розпочав розробку в 1980 році із введенням в експлуатацію свердловини св. 13, яка експлуатувала три горизонти: В-14, В-16 і В-17. Свердловина була зупинена в кінці 1991 року, але з 1994 року її експлуатацію було відновлено. На 01.01.2016 року було видобуто 135,1 тис. т нафти.
- **Горизонт В-17** почав експлуатацію в 1988 році після переведення з горизонту В-22. Початковий дебіт нафти становив 0,7 т/доб. Свердловина

працювала з низьким дебітом і була переведена в консервацію в серпні 1991 року, а в кінці 1995 року експлуатацію відновили. В 2007 році обводненість продукції склала 9,7 %. Накопичений відбір з свердловини по покладу становить 10,6 тис. т нафти. Загалом з покладу видобуто 1454,2 тис. т нафти, 1967,8 тис. т рідини, 57,2 млн. м³ розчиненого газу. Поточний коефіцієнт нафтовилучення складає 0,036.

- **Горизонт В-22 (блоки I, II, III)** — Великоозернянське склепіння є основним об'єктом розробки Бугруватівського родовища. Блок I включає тектонічно екранований поклад нафти, розробка якого ведеться свердловиною св. 50, введеною в експлуатацію в жовтні 1984 року. Початковий дебіт нафти становив 1,4 т/доб, а початковий пластовий тиск — 31,8 МПа. Нафта св. 50 схожа за своїми властивостями до високов'язких нафт. За весь час експлуатації з цієї свердловини було видобуто 8,4 тис. т нафти, а з 1999 року свердловина перебуває в простой. Поточний коефіцієнт нафтовилучення складає 0,088.

У блоках II і III горизонту В-22 присутні прошарки пісковиків, алевролітів і глинисто-карбонатних порід. В цих склепіннях зосереджено найбільше балансових запасів з усіх структур Бугруватівського родовища. Буріння експлуатаційних свердловин показало наявність трьох порушень амплітудою 8-12 м, але ці порушення не перешкоджають гідродинамічному зв'язку блоків. Розробка покладу розпочалася в 1976 році зі свердловин св. 5 і 6 блоку II, а промислова розробка почалася в 1984-1985 роках. Закачка води в приконтурний ряд нагнітальних свердловин стартувала в 1986 році.

Протягом перших 10 років з початку розробки покладу, річний видобуток нафти досяг 84,1 тис. т, з низькою обводненість продукції свердловин. У період з 1986 по 1990 роки річний видобуток нафти збільшився до 5,9 тис. т, а видобуток рідини — до 307 тис. т. Починаючи з 1991 року, спостерігається поступове зниження видобутку нафти, а видобуток рідини коливається в межах 368,5 - 516,1 тис. т, при постійному вводу нових видобувних свердловин.

Видобувні свердловини експлуатуються як фонтанним, так і насосним способами. Частина свердловин оснащена штанговими насосами. Високі динамічні рівні в свердловинах свідчать про можливість збільшення видобутку з насосних свердловин.

За 2016 рік з горизонту В-22 (блоки II і III) було видобуто 64,9 тис. т нафти та 428,2 тис. т пластової води, при обводненості рідини 86,8%. Водонафтове співвідношення склало 3,71 т/т. Поклад розробляється інтенсивно завдяки високим темпам заводнення і вводу нових свердловин.

Об'єкт горизонту В-22 характеризується складними умовами видобутку нафти через кілька факторів:

- Площа покладу поділяється на три блоки, обмежені малоамплітудними тектонічними порушеннями.
- Обмежений гідродинамічний зв'язок зони відбору з законтурною водонапірною областю.
- Висока неоднорідність колекторських властивостей продуктивних пластів.
- У розрізі горизонту виділяються 3-9 проникних продуктивних прошарків.
- Наявність застійних зон поблизу тектонічного порушення, що екранує родовище з півночі.

З початку розробки на покладі горизонту В-22 (блоки II і III) нафта видобувалася за допомогою 77 свердловин. Поклади в склепіннях горизонту В-22 охоплені сіткою свердловин нерівномірно. Станом на 1 січня 2016 року діяло 33 видобувні свердловини, а в майбутньому планується введення нових свердловин, що повинно збільшити обсяг видобутку.

За час експлуатації з покладу видобуто:

- 3408,8 тис. т нафти,
- 8061,2 тис. т рідини,
- 304,3 млн м³ розчиненого газу.

Поточний коефіцієнт нафтовилучення становить 0,270, а газовий фактор — 89 м³/т.

Горизонт В-22 (блок IV) є типом пластових, склепінних покладів, тектонічно екранованих з півночі та півдня порушеннями. Площа повного нафтонасичення складає лише 24% від площі нафтоносності, тоді як понад 60% запасів нафти знаходяться в водонафтовій зоні. Цей поклад розробляється під впливом активної закачки води в законтурну частину горизонту В-22, зокрема, з сусідніх блоків II та III.

Поклад почав розроблятися в 1981 році, коли була введена в експлуатацію свердловина №20. У 1984 році свердловина обводнилася та була переведена в категорію нагнітальних. В 1983 році також була введена свердловина №22, що знаходилася в зоні повного нафтонасичення. Свердловина експлуатувала пласт, який представлений прошарками пісковиків з ефективною товщиною 15 м, що розділені двома прошарками щільних порід, товщиною 2-3 м. Початковий дебіт нафти свердловини склав 143 т/доб, але в подальшому дебіт знижувався через зростання обводненості.

У 1985 році почалася закачка води в свердловину №20, що сприяло стабілізації пластового тиску на рівні 28 МПа до кінця 1988 року. З 1988 року спостерігалось різке зростання пластового тиску до 37-47 МПа, що при обводненості понад 70% забезпечило стабільне фонтанування. Свердловиною було видобуто 305,3 тис. т нафти, 670,9 тис. т рідини та 60,5 млн м³ розчиненого газу.

В вересні 1991 року в експлуатацію було введено свердловину №172, яка швидко обводнилася, і в 1993 році була переведена на вищезалягаючий горизонт В-21. У 1992 році було введено в експлуатацію ще дві свердловини — №25 та №89. Свердловина №25 працювала лише два місяці, після чого була переведена на горизонт В-21 у 1997 році. Свердловина №89 мала початковий дебіт 194 т/доб і поступово знижувала дебіт нафти, і в квітні 1994 року була переведена на експлуатацію за допомогою ЕВН. Обводненість продукції свердловини зросла в 1997-1998 роках до 92-96%, а в 1999 році середня обводненість склала 55,1%.

Аналіз технологічних показників розробки покладів горизонту В-22 (блок IV) показує позитивний вплив закачки води на зростання пластового тиску. Це

сприяло збільшенню середньодобових дебітів рідини, але також викликало різке зростання обводненість продукції в свердловинах. Незважаючи на зниження відбору нафти, обсяги закачки води з 1991 року збільшилися, що призвело до перевищення поточного пластового тиску початкового рівня більше ніж у 1,5 рази, що пояснює високу обводненість продукції.

Поклади горизонту В-22+Т-1 (блок VI) розглядаються як єдиний експлуатаційний об'єкт. Розробка покладів розпочалася в 1982 році із введення в експлуатацію свердловин №17, 77 та 80. У перший рік експлуатації середній дебіт нафти складав 33,6 т/доб. Згодом у експлуатацію були введені нові свердловини, і загалом у розробці покладу брало участь 18 свердловин. На момент аналізу в експлуатації знаходилося 11 свердловин.

Об'єкт розробляється високими темпами, при цьому річний темп відбору нафти в період з 1983 по 1991 роки варіювався від 1,83% до 3,09% від початкових геологічних запасів. Незважаючи на досить високі темпи відбору, обводненість продукції залишалася на низькому рівні. У 2005 році обводненість становила лише 12,3%. Пластовий тиск у зоні відбору знизився з 39,9 МПа до 33,0 МПа.

Щодо горизонту В-22 (блок V), розробка покладу розпочалася в лютому 1981 року з введенням в експлуатацію свердловини №481. Свердловина розкрила купольну частину Мартівського підняття, яка пологою сідловиною відокремлюється від західної перикліналі Південно-Бугруватівського підняття. Згідно з результатами геофізичних досліджень, в нафтовому покладі гор. В-22 виявлені пісковики з ефективною нафтонасиченою товщиною 7,8 м і середньою пористістю 0,107. Початковий пластовий тиск у свердловині становив 40,8 МПа.

Довгий час свердловина експлуатувалася фонтанним способом, але з 1996 року була переведена на експлуатацію за допомогою ШГН. У 1998 році було проведено глибинне пробовідбірне дослідження при пластовому тиску 40 МПа, де газовміст склав 331 м³/т, а тиск насичення – 24,5 МПа. В перші роки експлуатації темп відбору нафти від початкових геологічних запасів був високим, коливаючись в межах 3-5,6%, але з кожним роком відбори нафти зменшувалися.

За час експлуатації свердловини було видобуто 205,0 тис. т нафти, 211,9 тис. т рідини, а також 52,9 млн м³ розчиненого газу. Поточний коефіцієнт нафтовилучення становить 0,412, а газовий фактор – 258,9 м³/т. Максимальний ввід видобувних свердловин з буріння спостерігався в період з 1984 по 1989 рік.

Високий темп розробки покладу В-22 (2,8%) та достатньо щільна сітка розробки (23,3 га/св.) призвели до швидкого зниження пластового тиску, який знизився з 39,77 МПа до 26,52 МПа.

2.3. Стан фонду видобувних свердловин родовища

На 01 січня 2024 року в експлуатаційному фонді перебуває 115 свердловин. З них 15 свердловин були ліквідовані: 2 через технічні проблеми та 13 як розвідувальні, які виконали своє призначення. На 01 січня 2016 року в експлуатації було 122 свердловини, з яких 14 були фонтанними, 16 працювали з відцентровими насосами, 71 була обладнана штанговими глибинними насосами, і 21 — глибинними водяними насосами (ГВН). У 2014 році з нових свердловин було видобуто 38,0 тис. т нафти та 7,1 млн м³ розчиненого газу.

Родовище характеризується високою складністю геологічної будови та умовами нафтонасичення продуктивних пластів. Наявність покладів високов'язкої нафти в горизонті В-14-21 значно ускладнює нафтовилучення. Для досягнення проектного коефіцієнта вилучення нафти в аналізі розробки обґрунтовується необхідність збільшення кількості свердловин по продуктивних горизонтах. На родовищі планується використати всі експлуатаційні свердловини для розробки покладів послідовно знизу вгору.

Поклади горизонту В-22-Т-1 знаходяться на останній стадії розробки, тоді як інші поклади перебувають на початкових етапах. Горизонт В-22 (блок I, II, III) є основним об'єктом розробки Бугруватівського родовища. Блок I включає тектонічно екранований поклад нафти, який розробляється через свердловину №50, введена в експлуатацію в жовтні 1984 року. Початковий дебіт нафти становив 1,4 т/доб, а початковий пластовий тиск — 31,8 МПа. Нафта в свердловині №50 має властивості, близькі до високов'язких нафт. Запаси нафти оцінені в 95

тис. т. За час експлуатації з цієї свердловини видобуто 8,4 тис. т нафти, але з 1999 року свердловина знаходиться в простой. Фактичний коефіцієнт нафтовилучення склав 0,088.

Поклад В-22 характеризується складними умовами вилучення нафти, зокрема:

- У площі виділяються три блоки, обмежені малоамплітудними тектонічними порушеннями.
- Обмежений гідродинамічний зв'язок з зоною відбору та законтурною водонапірною областю.
- Висока неоднорідність колекторських властивостей продуктивних пластів, у розрізі горизонту виділяються 3-9 проникних продуктивних прошарків.
- Наявність застійних зон в покладі поблизу тектонічного порушення, яке екранує родовище з півночі.

З початку розробки на покладі В-22 (блок II, III) нафта видобувалася 46 свердловинами. Поклади в склепіннях горизонту В-22 охоплені сіткою свердловин нерівномірно. Станом на 01.01.2020 р. в експлуатації знаходилося 53 видобувні свердловини, а в подальші роки планується введення нових свердловин. У 2027 році планується ввести 4 нові видобувні свердловини, що повинно значно збільшити видобуток нафти.

За час експлуатації з покладу В-22 було видобуто 3225,6 тис. т нафти, 6672,0 тис. т рідини та 287,1 млн м³ розчиненого газу. Поточний коефіцієнт нафтовилучення складає 0,279, а газовий фактор — 89 м³/т.

Поклад гор. В-22 (блок IV) є пластовим, склепінним і тектонічно екранованим з півночі та півдня через площини тектонічних порушень. Характеризується низьким рівнем нафтонасичення (лише 24 % площі нафтоносності), з більшими запасами нафти, що знаходяться в нафтовій зоні — понад 60 %. Поклад знаходиться під активною закачкою води в законтурну частину гор. В-22 сусідніх блоків II та III.

Розробка покладу почалася в 1981 році зі введенням в експлуатацію свердловини №20. У 1984 році свердловина №20 обводнилася і була переведена на

нагнітальну функцію. У 1983 році була введена в експлуатацію свердловина №22, що знаходиться в зоні повного нафтонасичення.

Свердловина №89 вступила в експлуатацію з дебітом 194 т/доб фонтанним способом, проте з часом дебіти нафти знижувалися, і у квітні 2004 року свердловина була переведена на експлуатацію з використанням ЕВН. Обводненість продукції зростала, і в 1997–1998 роках склала 92 %, з середньою обводненістю у 2020 році на рівні 55,1 %. Загальний видобуток нафти з цієї свердловини на момент аналізу склав 40,8 тис. т. В вересні 2019 року почала експлуатуватися свердловина №301.

З початку розробки з покладу було видобуто 382,4 тис. т нафти, 811,3 тис. т рідини та 80,8 млн м³ розчиненого газу. Поточний коефіцієнт нафтовилучення становить 0,333, а газовий фактор — 211,3 м³/т. За час експлуатації закачка води позитивно вплинула на ріст пластового тиску, що сприяло зростанню дебітів рідини. Проте за цей період спостерігалось значне зростання обводненості продукції.

Враховуючи зростання обводненості і недоцільність компенсації відборів рідини через подальше збільшення обсягів закачки, рекомендується зменшити об'єми закачки води та перевести нагнітальну свердловину №20 на циклічний режим роботи для покращення ефективності розробки.

Висновки до другого розділу

Провівши аналіз поточного стану розробки родовища, можна зробити кілька висновків :

Бугруватівське родовище є одним з найбільших на ВАТ «Укрнафта» як за запасами, так і за обсягом видобутку нафти. До 2010 року здійснювалося активне розбурювання родовища. На ньому є низка свердловин, які тривалий час працюють з низькими дебітами нафти. Це зумовлено слабкими колекторськими властивостями привибійної зони, а в окремих свердловинах — виснаженням покладу в зонах дренажу цих свердловин. В таких свердловинах доцільно провести заходи щодо покращення фільтраційних характеристик привибійної зони або перевести їх на більш глибокі горизонти.

Водонафтова зона покладу В-22 являє собою облямівку високов'язкої нафти, ширина якої по покрівлі пласта коливається в межах 300 - 500 м. В'язкість нафти в облямівці складає 30 мПа·с.

Основними шляхами надходження води в нафтовий поклад є площина внутрішнього тектонічного порушення. Можливе також надходження законтурної води в поклад через підшовні більш продуктивні прошарки на лінії внутрішнього водонафтогазового контакту, де ширина високов'язкої облямівки мінімальна.

Основний об'єм експлуатаційного буріння доцільно розміщувати на цих ділянках. На південному крилі рекомендується розпочати буріння для розробки покладу нафти звичайної в'язкості (смуга, що прилягає до внутрішнього контуру), а також для виявлення (розробки) нафтової облямівки між внутрішнім і зовнішнім контурами нафтоносності.

Рекомендується впроваджувати методи обробки свердловин для боротьби з асфальтно-бітумно-парафіновими відкладеннями (АСПВ), а також використовувати розчинники для зниження в'язкості нафти.

РОЗДІЛ 3

УПРОВАДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ ОБРОБКИ ПЛАСТА РОЗЧИНАМИ ПОВЕРХНЕВО-АКТИВНИХ РЕЧОВИН

3.1. Поверхнево-активні речовини з підвищеною нафтовитіснювальною здатністю

Найбільш ефективною поверхнево-активною речовиною, яка пройшла широкі дослідно-промислові випробування в різноманітних геолого-промислових умовах, є міцелярні розчини на основі нафтових сульфонатів. Міцелярні розчини, як зазначалося раніше, являють собою складну суміш, що містить нафтовий сульфонат, вуглеводень, сульфат натрію, калію або амонію та воду. Завдяки своїй міцелярній структурі така суміш характеризується низькими показниками міжфазного натягу на межі «розчин - вуглеводень (гас, нафта)» та високими значеннями нафтовитісної здатності в порівнянні з залишковою нафтою. Так, при концентраціях нафтових сульфонатів від 2 до 5% у міцелярному розчині міжфазний натяг на межі з очищеним гасом становить 0,001 мН/м. Нагрівання міцелярного розчину в умовах пласту призводить до подальшого зниження міжфазного натягу, особливо при температурах вище 60 °С.

Згідно з проведеними дослідженнями, для обробки привибійної зони пропонується застосовувати 5% -ий за активною речовиною міцелярний розчин. Технологія обробки полягає в наступному: концентрат міцелярного розчину розбавляють до необхідної концентрації прісною водою. Перемішування здійснюється до отримання однорідної суміші. У привибійну зону пласта закачують запланований обсяг міцелярного розчину. Протиснення розчину здійснюють або пластовою водою, або прісною водою, обробленою ПАР, або нафтою. Міцелярний розчин залишається в пласті на 6 - 24 години для руйнування водонафтових емульсій та капілярного насичення. Для обробки використовувалися такі реагенти, як карпатол (вісімдесяти роки), мирол та КНС (з 1996 року). Об'єм міцелярного розчину, що використовувався для обробки,

коливався від 6 до 100 м³. Згідно з цією технологією було проведено понад сто обробок.

Для досягнення максимальної глибини обробки при мінімальній кількості міцелярного розчину його закачування здійснюють у два етапи. На першому етапі в свердловину закачують 5% -ий міцелярний розчин за активною речовиною, а на другому етапі — розчин, що містить 2 - 3% нафтових сульфонатів. Така кількість нафтових сульфонатів у другій порції є достатньою для максимального зниження міжфазного натягу, а втрати на адсорбцію ПАР на поверхні порових каналів мінімальні, оскільки основна кількість сульфонатів вже адсорбувалася в першій порції міцелярного розчину. Таким чином, друга порція одночасно виконує функцію як активного розчину, так і протискувальної рідини. Технологія обробки запропонованим розчином не відрізняється від основної технології, тобто послідовно в свердловину закачують 5% -ий міцелярний розчин, 2 - 3% -ий міцелярний розчин та протискувальну рідину.

Для більшості нафтових покладів характерна неоднорідність колектора за проникністю. Наприклад, продуктивні пласти Бугруватівського родовища мають багатошаровість навіть в межах одного горизонту, при цьому відкритий розріз складає не менше 100 м. Кожний пропласток характеризується різними значеннями пористості та проникності. З іншого боку, продуктивні пласти Бугруватівського родовища представляють собою масивний пісковик з неоднорідністю по площі та висоті залягання. Різниця в проникності між різними ділянками пласта може коливатись від 0,05 до 1 мкм². Для досягнення максимальної ефективності використання міцелярних розчинів вдосконалені технології повинні забезпечувати одночасну обробку максимальної кількості різнопроникних пропластків. Найпростіший шлях виконання цього завдання — порційне нагнітання міцелярного розчину в комбінації з тимчасово блокуючою рідиною.

Практика застосування цього методу показала, що найкращі результати можна отримати при подальшому його вдосконаленні. По-перше, нагнітання великих об'ємів міцелярного розчину, як з технологічної, так і з точки зору

досягнення максимального ефекту, слід проводити поетапно — чергуючи етапи нагнітання та етапи капілярного насичення (фільтрація міцелярного розчину з високопроникних зон у низькопроникні). Для цього після закачки порції міцелярного розчину свердловину залишають під тиском для капілярного насичення привибійної зони. Такий механізм нагнітання міцелярних розчинів передбачає використання саморуйнуючих полімерних систем з достатньо довгим періодом деструкції полімеру. Такий тривалий період термокислотної деструкції можуть забезпечити лише слабкі кислоти (органічні). Крім того, для вирівнювання проникностей різнопроникних пропластків остання порція міцелярного розчину повинна містити розчин соляної кислоти з відповідним стабілізатором, оскільки міцелярний і кислотний розчини є несумісними. Таким чином, використання запропонованого методу дозволяє не лише обробити весь продуктивний розріз свердловини, а й вирівняти проникність різних пропластків, що забезпечить більш рівномірну розробку покладу.

Для обробки лише низькопроникних пропластків (наприклад, при наявності обводненого високопроникного пропластку) нагнітання міцелярного розчину пропонується проводити двома порціями. Перша порція додатково містить гамма-опромінений поліакриламід (полімер «Полікар»). Суть цієї технології полягає в здатності гамма-опроміненого ПАА блокувати перфораційні канали, не проникаючи в поровий простір продуктивного пласта. Завдяки цьому деблокування пластів відбуватиметься самостійно в процесі експлуатації свердловини. У зв'язку з необхідністю впливу на низькопроникний пласт полімер «Полікар» має бути присутнім лише в першій порції міцелярного розчину в кількості, достатній для блокування перфораційних каналів.

Для продуктивних пластів з початковою проникністю до $0,5 \text{ мкм}^2$ також пропонується застосовувати комбіновану кислотну обробку, яка передбачає послідовне нагнітання міцелярного та кислотного розчинів. Їх спільне використання забезпечує високу ефективність обробки, оскільки поєднуються два потужні методи впливу на пласт. Оскільки між міцелярним розчином і кислотним буде спостерігатися їх змішування, що призведе до висолювання нафтових

сульфонатів (що знижує ефективність всього процесу), для запобігання змішуванню додатково нагнітають буферний розчин, який є розчинним у обох розчинах і дозволяє підсилити ефективність їх застосування. Як буфер використовують розчин композиції ПАР типу МЛ (МЛ-72 або МЛ-80), які при концентрації 0,1 - 1% самі по собі є ефективними для відмивання АСПВ та залишкової нафти. Для досягнення селективності дії на продуктивний пласт вказаний розчин МЛ додатково загущується водорозчинним полімером при концентрації 0,1 - 3%. Завдяки такому використанню методу кислотний розчин, що нагнітається після буфера, проникає переважно в низькопроникні пласти, збільшуючи їх проникність. Крім того, для ефективного впливу на поровий простір низькопроникних пластів кислотний розчин містить 0,1 - 1% композиції ПАР типу МЛ.

Досвід застосування технології комбінованої кислотної обробки показав, що її ефективність можна збільшити завдяки кільком факторам. По-перше, використання замість міцелярного розчину ПАПС дозволяє розширити можливості застосування цього методу та підвищити його ефективність. Як поверхнево-активну полімервмісну суміш пропонується використовувати 2-8%-й міцелярний розчин, загущений або поліакриламідом, або ефіром целюлози, або поверхнево-активною речовиною. Використання загусника в концентрації 0,01-10% дозволяє застосовувати цей метод як у продуктивних пластах з проникністю менше 0,5 мкм², так і в пластах з проникністю понад 0,5 мкм². Окрім того, стабілізація міцелярного розчину неіоногенною ПАР при зазначених концентраціях не лише збільшує в'язкість розчину, але й підвищує його стабільність в умовах високої мінералізації пластової води, що характерно для більшості родовищ ВАТ «Укрнафта». У зв'язку з відсутністю виробництва композиції ПАР типу МЛ в Україні, склад буферного та кислотного розчину був модернізований без втрати технологічних характеристик. Як буфер пропонується використовувати або 5-25% розчин неіоногенної ПАР, або суміш 0,1-3% полімеру та 2-5% неіоногенної ПАР. При цьому як поверхнево-активну речовину слід використовувати лише ті ПАР, які здатні витискати не менше 10% залишкової

нафти. В результаті експериментальних досліджень було встановлено, що відомий склад буфера (0,5% МЛ-72 та 0,2% ПАА) забезпечував витіснення 14,1% залишкової нафти для умов Бугруватівського родовища. У тих же умовах 1%-й розчин превоцел NG-12 дозволяє витискати 18,7% нафти, 2%-й розчин прогаліту — 28,3%, а 5%-й розчин жириноксу — 46,2%. Загущення кислотного розчину неіоногенною ПАР у концентрації 2-15% дозволяє підвищити нафтовитісну здатність на 10-30% порівняно з відомим складом та знизити швидкість розчинення породи кислотним розчином. Крім того, протиснення таких розчинів у пласт 0,1-1%-м розчином НПАР дозволяє збільшити глибину обробки без негативного впливу на вже оброблену зону. Для продуктивних пластів з початковою проникністю більше 0,5 мкм² нагнітання міцелярних розчинів пропонується проводити тільки після нагнітання поверхнево-активної полімервмісної суміші. Концентрація загусника в такій ПАПС має складати 0,1-3%, оскільки тільки при такому вмісті полімеру можна створити в пласті високов'язкий буфер, що дозволить ефективно обробляти менш проникні пласти.

Досвід використання міцелярних розчинів на Бугруватівському родовищі показав, що їх ефективність в цих умовах значно нижча, ніж на інших родовищах. Особливістю Бугруватівського родовища є низькі пластові температури (40-55°C) і велика кількість асфальто-смолопарафінистих речовин у нафті, що призводить до випадання АСПВ в привибійній зоні. Низькі температури знижують ефективність відмивання вуглеводневих відкладів міцелярними розчинами. Тому для низькотемпературних родовищ пропонується циклічне застосування різних розчинів ПАР за механізмом відмивання. Спочатку пропонується діяти 5%-м розчином жириноксу або прогаліту, а після цього — міцелярним розчином. Використання жириноксу та прогаліту обумовлено їх здатністю ефективно відмивати залишкову нафту при низьких температурах і диспергувати чи розчиняти АСПВ. Міцелярний розчин, що нагнітається після цього, відмиває компоненти, що не були змиваються неіоногенними ПАР, і руйнує водонафтові емульсії.

3.2. Поверхнево-активні речовини із високими адсорбуючими властивостями

У процесі заводнення продуктивних покладів для витіснення залишкової нафти поверхнево-активні речовини (ПАР) відіграють критичну роль. На початкових етапах застосування ПАР для заводнення використовувалася концентрація 0,05-0,1%, що дозволяло значно підвищити видобуток пластових флюїдів. Однак, окремі неуспішні процеси показали, що основною причиною зниження ефективності є адсорбція ПАР на поверхні породи, особливо на початковому етапі нагнітання. Це призводить до того, що у віддалених зонах пласта зменшується концентрація ПАР, що ускладнює процес витіснення залишкової нафти.

Для покращення ефективності заводнення пропонується використовувати так звану «жертвну» ПАР, яка за своєю природою є дешевшою та поступається основній речовині за властивостями, але завдяки своїй активності здатна адсорбуватися на поверхні породи. Це дозволяє блокувати активні центри породи, що зменшує адсорбцію основної ПАР і забезпечує її ефективне використання в віддалених зонах. Як «жертвні» ПАР можуть виступати лігносульфонати, тетраметиламоній хлорид, аміноспирти, а також фторид натрію чи розчини фтористоводневої кислоти. Такий підхід дозволяє значно знизити адсорбцію ПАР, що веде до підвищення ефективності процесу.

На Близькому Сході проблему адсорбції ПАР вирішили шляхом збільшення їх концентрації у рідині для заводнення до 2-5%. Це дозволило врахувати втрати ПАР на адсорбцію в пластах і збільшити коефіцієнт витіснення залишкової нафти.

Присутність навіть незначної кількості ПАР (0,05%) у потоці рідини під час роботи глибинно-насосного підйомника дозволяє зменшити коефіцієнт газовмісту на 32%, збільшити коефіцієнт наповнення насосу на 25%, зменшити навантаження на головку балансиру на 17%, знизити споживання електроенергії на 14% і збільшити дебіт свердловини на 31%. ПАР також зменшують фільтраційний опір руху рідини в свердловинах, зменшують виділення газу з газонафтової суміші, що дозволяє зменшити потребу у газліфтному газі для підйому нафти.

У випадку свердловин, що експлуатуються електровідцентровими насосами, присутність ПАР сприяє утворенню плівки на трубах, що зменшує опір руху газонафтової суміші та покращує утворення однорідної емульсії, яка, хоча й нестійка, легко руйнується. Таким чином, використання ПАР допомагає не лише зменшити енергетичні витрати, але й покращити ефективність процесу витіснення нафти.

Досягнути постійної присутності ПАР у потоці можна двома шляхами. Перший - це подання поверхнево-активної речовини у затрубний простір свердловини за допомогою дозуючого насоса. Другий шлях - закачування поверхнево-активної системи у пласт з максимальним закріпленням ПАР на поверхні породи та наступним його повільним десорбуванням. З точки зору технічної ефективності та технологічності проведення другий шлях є більш оптимальним. Але для максимального закріплення ПАР на поверхні необхідно досягти максимальної її адсорбції. Таким чином, адсорбція поверхнево-активної речовини при заводненні покладу є процесом негативним, а при обробці привибійної зони - навпаки є позитивним явищем, тобто один і той же процес залежно від області використання веде себе по-різному.

Збільшення температури призводить до зростання адсорбції неіоногенних поверхнево-активних речовин. Як і при низьких температурах, перша ступінь (сходінка) кривої адсорбції превоцелу при температурі 90 °С досягається при 0,03% вмісту ПАР у розчині. Але максимальне значення адсорбції складає вже 1,25 мг/г і воно зберігається тільки до концентрації 0,1% включно. Подальше збільшення концентрації превоцелу у розчині призводить до різкого зростання адсорбції. Друге максимальне значення адсорбції досягається при 2% концентрації ПАР і складає 3,5 мг/г. Збільшення концентрації до 5% до зміни величини адсорбції не призводить. Таким чином, адсорбція неіоногенних ПАР в дослідженому інтервалі концентрацій (0,01 - 5%) досягає свого максимального значення двічі. При цьому, в області високих температур перша ступінь адсорбції більш вузла, в той час як друга ступінь більш широка, ніж при низьких температурах.

У разі використання суміші поверхнево-активних речовин (превоцел та сульфонол) величина адсорбції превоцелу ідентична величині адсорбції з його однокомпонентного розчину. Це свідчить про встановлення адсорбційної рівноваги для кожного з компонентів розчину, що практично не залежить від того, чи відбувається на поверхні адсорбція інших речовин.

Порівняння ізотерм адсорбції превоцелу та нафтового сульфонату показує, що останній переважає превоцел як за досягненням рівноважної концентрації, так і за величиною адсорбції.

Застосування для обробки привибійної зони пласта поверхнево-активних систем з додатковим введенням інших речовин принципово характер залежності адсорбції не змінює. Наприклад, поверхнево-активна полімер вміщуюча система (ПАПС) поряд з нафтовим сульфонатом додатково містить поліакриламід концентрацією 0,03%. Вивчення адсорбції нафтового сульфонату з розчину ПАПС при температурі 20 °С показує, що величина адсорбції в інтервалі концентрацій 0,03 - 2% залишається практично постійною і складає 1,0 мг/г. При зростанні концентрації ПАПС до 4,5% вона зростає до 12,5 мг/г. Характер адсорбції при температурі 70 °С та 90 °С є аналогічним до попереднього. Однак, зростання адсорбції спостерігається вже при нижчих концентраціях, досягаючи величини адсорбції 30 та 60 мг/г відповідно.

Порівнюючи ізотерми адсорбції нафтового сульфонату з водного міцелярного розчину та ПАПС, можна зробити наступний висновок: ізотерми адсорбції для ПАПС зміщені у сторону більш високих концентрацій. Наприклад, при температурі 90 °С для ПАПС зростання адсорбції розпочинається при рівноважній концентрації сульфонату приблизно 0,07%, а для водного міцелярного розчину - вже при 0,03%. Це свідчить про те, що міцелярні розчини володіють дещо більшою поверхневою активністю, ніж розчини ПАПС, що спостерігається і при вивченні їх міжфазного натягу. При цьому ізотерми адсорбції для обох розчинів є подібними і різняться тільки за величиною адсорбції.

Порівнюючи адсорбційну здатність різних поверхнево-активних речовин у статичних умовах, можна відзначити наступне. Найменшою адсорбцією з досліджених ПАР із 0,05% розчинів володіє сульфонол (0,68 мг/г). Далі йдуть неіоногенні ПАР, такі як превоцел W-OF-100 (0,82 мг/г), превоцел NG-12 (1 мг/г), ОП-10 (1,19 мг/г) та неонол АФ9-12 (1,3 мг/г). Найбільше адсорбуються на породі нафтові сульфонати.

Дослідження адсорбції ПАР з 0,05% розчинів превоцелу, сульфонолу та їх суміші в динамічних умовах на взірцях гірських порід показало, що він носить досить складний характер. Так, встановлено, що швидкість адсорбції поверхнево-активної речовини на поверхні порових каналів та їх десорбції дуже відрізняються за показниками. Проведені дослідження показали, що десорбція ПАР зі взірця повністю не відбувається, а процент відмивання в кращому випадку складає 50%. Екстрагування взірців спиртобензольною сумішшю дозволяє частково вимити адсорбований ПАР, але 20 - 25% адсорбованого ПАР все ще залишається у поровому просторі керна. Вивчення процесу десорбції ПАР показало, що десорбція превоцелу та сульфонолу відбувається в незначних кількостях, і цей процес надто розтягнутий в часі (ПАР десорбується у великій кількості води - приблизно 100 - 200 порових об'ємів, і тому її концентрація у воді є надто низькою).

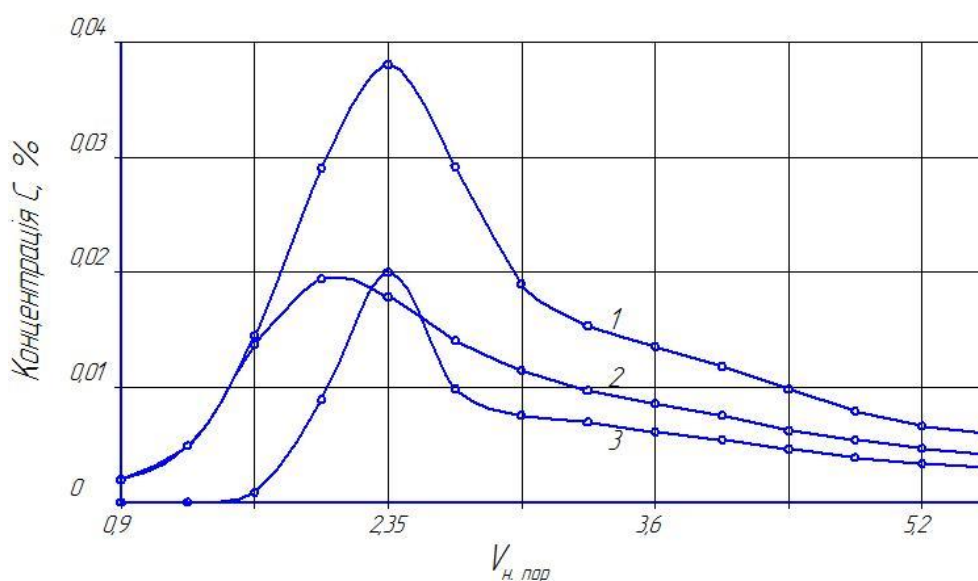
Паралельно було встановлено, що максимальна адсорбція ПАР в основному залежить від проникності взірців, яка в свою чергу є якісною характеристикою величини питомої поверхні породи. Залежність носить наступний характер: максимальна адсорбція ПАР збільшується зі зменшенням проникності взірця або відповідно зі збільшенням питомої поверхні породи. Так, для превоцелу максимальна адсорбція збільшується з 0,7 мг/г для порід з початковою проникністю $(80 - 90) \cdot 10^{-3}$ мкм² до 1,8 мг/г для порід з початковою проникністю $0,8 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Дослідження адсорбції поверхнево-активних речовин в динамічних умовах здійснювались як при 100 % водонасиченості порового колектора, так і при різних водонафтонасиченостях та температурах. Дослідження адсорбції нафтових

сульфонатів із водних міцелярних розчинів та розчинів ПАПС у водонафтонасичених взірцях проводились як при закачуванні розчину у вигляді 20 % облямівки, так і при безперервному нагнітанні. Для закачки у взірці використовувались 5 % -ий по активній речовині розчини ПАР. В ході досліджень встановлено, що при нагнітанні 20 % облямівки величини адсорбції значно нижчі, ніж у водонасичених кернах і знаходяться в межах 0,45 - 0,7 мг/г для водного міцелярного розчину та 0,3 - 0,44 мг/г - для ПАПС. Зниження величини адсорбції у водонафтонасичених взірцях зумовлено взаємодією поверхнево-активної речовини з нафтою та її частковим винесенням з моделі пласта разом з нафтою. Про це свідчить збільшення адсорбції ПАР при безперервному нагнітанні розчину. При постійному закачуванні міцелярного розчину у нафтонасичений взірець величина адсорбції зростає вже до 3,2 - 3,8 мг/г. При цьому більша частина нафти вже була витіснена із взірця гірської породи, тобто адсорбція відбувалась вже на водонасиченому керні, що підвищило показники адсорбції.

Цікавим у цьому відношенні є закачування у нафтонасичений керн суміші двох поверхнево-активних речовин. Методика досліду полягала у витісненні нафти із підготовленої моделі нафтонасиченого пласта 100% облямівкою 0,5% розчину суміші превоцелу та сульфонолу з наступним нагнітанням води (температура експерименту - 90 °С). Отримані результати показали, що сульфонол виявляється вже у перших пробах продукції, в той же час як превоцел - значно пізніше (після прокачування 1,8 порових об'ємів). Максимуми концентрації ПАР на виході спостерігаються після прокачування 2,1 - 2,3 порових об'ємів, досягаючи при цьому величини 0,02% кожний, що складає 8% вихідного значення концентрації ПАР. Це свідчить про те, що основна кількість ПАР використана на адсорбцію та розчинність у нафті. Використання для цієї мети послідовного закачування облямівки 0,05% розчину суміші превоцелу та сульфонолу (1:1) в об'ємі 20% та облямівки 2% розчину суміші тих же ПАР при співвідношенні 9:11 в об'ємі 50% характер кривих не змінює. Тільки спостерігається невелике зміщення максимумів адсорбції в сторону більших значень порових об'ємів, що пов'язано з використанням розчинів ПАР низької концентрації.

Важливу роль концентрації ПАР у розчині заводнення засвідчують експерименти, суть яких полягала у витісненні нафти спочатку водою, а потім - розчином ПАР різної концентрації. У першій серії досліджень для витіснення нафти використовували розчини ОП-10, нейтралізованого кислого гудрону та превоцелу, концентрація яких становила 1 %. В цьому випадку нафта на виході з моделі пласта з'явилася після нагнітання розчину ПАР у кількості 1 - 1,1 від об'єму нафтонасичених пор, а припинення її витіснення спостерігалось на час нагнітання трьох порових об'ємів розчину ПАР. Величина додаткового видобутку нафти, завдяки застосуванню розчинів вищезазначених ПАР, становила 3 - 4 %.

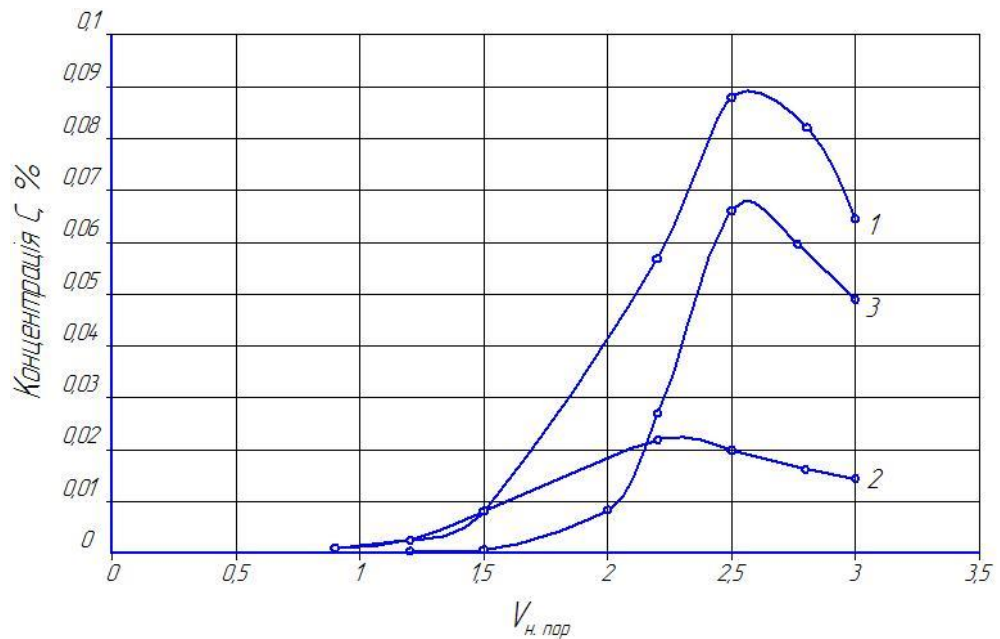


1 – крива зміни сумарної концентрації розчину ПАР; 2 – крива зміни концентрації сульфонола; 3 – крива зміни концентрації превоцела

Рисунок 3.1. Криві зміни вмісту ПАР на виході з моделі пласта при закачці 100 % об'ємівки 0,5 % концентрації

У другій серії досліджень для витіснення нафти використовували розчини даних ПАР з 0,5 % -ою концентрацією. Під час їх нагнітання у модель пласта нафта починала з'являтися тільки після закачування їх в кількості 2,1 - 2,4 порових об'ємів. Величина додаткового видобутку хоча і становила також 3 - 4 % від залишкової нафти, але її видалення спостерігалось тільки після нагнітання 5 - 8 порових об'ємів розчину ПАР. Таким чином, отримані результати показують, що ефект від нагнітання розчинів ПАР настає тим пізніше, чим нижча його концентрація у розчині.

Отримані результати були підтверджені дослідженнями, проведеними для умов Бугруватівського родовища. Встановлено, що десорбція ОП-10 з водонасичених взірців цього родовища також складає близько 50%, а сам процес адсорбції носить в основному фізичний характер і зумовлений відносно слабкими силами міжмолекулярної взаємодії їх молекул з породою. В той же час в умовах нафтонасичених взірців адсорбція носить більш складний характер - до взаємодії ПАР з породою додається процес переходу ПАР з розчину у нафту.



1 – крива зміни сумарної концентрації розчину ПАР; 2 – крива зміни концентрації сульфанола; 3 – крива зміни концентрації превочела

Рисунок 3.2. Криві зміни вмісту ПАР на виході з моделі пласта при послідовній закачці розчинів ПАР різних концентрацій

Так, для 0,05 - 0,2% розчинів ОП-10 і проникності взірця $0,79 \text{ мкм}^2$ збільшення початкової нафтонасиченості від 30 до 90% зменшує адсорбцію ПАР приблизно в 2 рази. При цьому різке зменшення параметру спостерігається до нафтонасиченості, рівної 50%.

При високій нафтонасиченості взірця через сильну гідрофобізацію породи основна втрата ОП-10 з розчину переважно пов'язана лише з міжфазним переходом ПАР з розчину в нафтову фазу.

3.3. Упровадження технології застосування поверхнево активних речовин у свердловинах Бугруватівського родовища

Для розрідження високов'язкої нафти на Бугруватівському родовищі використовуються спеціальні розріджувачі, що складаються з аніонактивних та неіоногенних поверхнево-активних речовин (ПАР). Аніонактивні ПАР, які використовуються в НГВУ, включають такі речовини, як «савенол», «сульфонал», а також нафтові сульфонати, наприклад «карпатор», «мирол», «суми рол», «КНС». Вони забезпечують основну активність в процесі розрідження, допомагаючи знижувати в'язкість нафти і полегшуючи її перекачування та транспортування.

Неіоногенні ПАР, які використовуються в комбінації з аніонактивними, включають «жиринокс», «превоцел», «прогаліт», «неоном», «дисолван» і деемульгатор «ПМ». Ці речовини допомагають поліпшити стабільність розчинів і підтримують бажану консистенцію та ефективність процесу розрідження нафти.

Приготування розріджувача високов'язкої нафти здійснюється шляхом простого змішування аніонактивної та неіоногенної ПАР, після чого поступово вводиться розчин електроліту. Для цього можуть використовуватися розчини електролітів з водневим показником більше семи, такі як гідроксид натрію або калію, тринатрійфосфат, поліфосфат натрію та бікарбонат натрію. Завдяки цьому досягається необхідний рівень рН, що дозволяє забезпечити стабільність і активність ПАР у складі розріджувача.

Процес приготування може бути модифікований в залежності від вимог конкретного родовища і властивостей нафти, тому перелік речовин для приготування розріджувача може бути розширений, включаючи інші добавки, що покращують ефективність розрідження нафти в конкретних умовах експлуатації.

Оптимальна, концентрація розріджувача при використанні савенолу та жириноксу повинна складати:

Савенол	32 %;
Жиринокс	32 %;
30% розчин гідроксиду натрію	Решта.

Аналогічний склад використовується для інших неіоногенних ПАР: превоцелу, прогаліту, неонолу, «ПМ», дисолвану.

У випадку використання нафтових сульфонатів склад розріджувача повинен складати:

Нафтовий сульфонал	5 - 10
Жиринокс	25 - 40
30% розчин гідроксиду натрію	Решта.

Оскільки вміст нафтових сульфонатів у міцелярному розчині складає 20 - 35%, то реально для приготування розріджувача використовується наступний склад:

нафтових сульфонатів	25 - 35;
Жиринокс	25 - 40;
30% розчин гідроксиду натрію	Решта.

Приготування розріджувача на пластовій воді. Рідина-носій розріджувача високов'язкої нафти використовується пластова вода. Приготування розріджувача на пластовій воді може здійснюватись двома шляхами. Перший — це розчинення у пластовій воді готового розріджувача. Другий шлях — це розчинення у пластовій воді послідовно неіоногенної ПАР, аніонактивної ПАР та гідроксиду натрію. При цьому вміст розріджувача у пластовій воді повинен складати 1–5%, або 10–50 літрів розріджувача на 1 м³ розчину. Оптимальним вмістом розріджувача є 2,5% або 25 л на 1 м³ розчину. Менш концентровані розчини розріджувача готують в літній період, а більш концентровані розчини — в зимовий період або при виникненні ускладнень в процесі прокачки.

Таким чином, оптимальний склад розріджувача на пластовій воді готують шляхом розчинення у 975 літрах пластової води Бугруватівського родовища 25 літрів розріджувача високов'язкої або послідовно 7,5 л жириноксу, 7,5 л савенолу та 10 л 30% розчину гідроксиду натрію.

Приготування розріджувача на нафті. Як рідина-носій розріджувача високов'язкої нафти може використовуватись також легка нафта. Розчин розріджувача у нафті готують шляхом розчинення у легкій нафті послідовно

неіоногенної ПАР, аніонактивної ПАР та 10–30% розчину гідроксиду натрію. При цьому вміст гідроксиду натрію повинен бути мінімальним.

Наприклад:

Савенол	20 - 30 %;
Жиринокс	50 - 60 %;
10 - 30% розчин гідроксиду натрію	Решта.

При цьому концентрація розріджувача в нафті повинна бути в межах 1 - 10%. Ідеальним вмістом є 5%. Таким чином, оптимальний склад розріджувача готують шляхом розчинення в 950 літрах легкої нафти 30 літрів «жириноксу», 15 літрів «савенолу» та 5 літрів 30% розчину гідроксиду натрію. Використання розріджувача для високов'язкої нафти дає змогу знижувати в'язкість аномально густих нафт, типовим представником яких є нафта Бугруватівського родовища. Такий розріджувач може потрапляти в потік пластових флюїдів у трьох точках: з привибійної зони пласту, з затрубного простору свердловини, а також в нафтопроводах, які з'єднують окремі свердловини з груповим збором. Найбільш уразливим елементом при транспортуванні пластових флюїдів від вибою свердловини до групового збору є нафтопровід, що чутливо реагує на зміну температури навколишнього середовища. Тому введення розріджувача в нафтопровід має проводитися регулярно, особливо в зимовий період. Менш вразливим, але все ж чутливим до температурних змін є затрубний простір свердловини, де накопичується велика кількість густої нафти. Це в певних умовах може ускладнювати видобуток нафти (зависання штанг, знижена заповнюваність насоса та інше). Введення розріджувача в затрубний простір здійснюється через певні проміжки часу. Найменш чутливою до зміни температури є привибійна зона продуктивних пластів. Крім того, десорбція ПАР з поверхні порових каналів в потік пластових флюїдів забезпечує максимальний контакт з високов'язкою нафтою. Процес обробки ПЗП розріджувачем є найбільш складним, тому він проводиться ще з меншою періодичністю.

Введення розріджувача у нафтопровід

Розріджувач високов'язкої нафти подається у нафтопровід як у вигляді концентрованої суміші, так і вигляді розчину на пластовій воді. При цьому вміст розріджувача у вигляді концентрованої суміші у потоці має складати 0,05 - 0,5%, тобто 50 - 500 гр. суміші ПАР на 1 т нафти, або 2 - 20 л розчину на пластовій воді на 1 т нафти. Оптимальний вміст розріджувача в залежності від пори року та ПАР, що використовуються для створення розріджувача, визначається в процесі роботи.

Введення розріджувача у затрубний простір свердловини.

Розріджувач високов'язкої нафти подається у затрубний простір свердловини тільки у вигляді розчину на пластовій воді. За рахунок більшої питомої ваги розріджувач буде проникати через товщу високов'язкої нафти у затрубному просторі, що призводить до зниження її в'язкості та покращення роботи глибинного обладнання. Накопичуючись на вибої свердловини, вона створить напроти продуктивного пласта ванну із поверхнево-активної системи. А це в свою чергу забезпечить відмивання перфораційних отворів від АСПВ та проникнення ПАР на незначну глибину у пласт. Завдяки цьому коефіцієнт продуктивності пласта підтримується на належному рівні або навіть збільшується. Зниження в'язкості нафти до 80 - 100 мПа·с дозволяє використовувати для їх видобутку звичайні стандартні насоси. Об'єм розріджувача на пластовій воді повинен складати величину, що в півтора рази перевищує об'єм стовбура свердловини від вибою до верхніх перфораційних отворів. Періодичність нагнітання розріджувача повинна складати, один раз на 10 - 20 днів експлуатації. При необхідності (зимовий період, відсутність можливості введення у нафтопровід, ускладнення при видобутку нафти) періодичність нагнітання зменшується до одного разу на 3 - 7 днів.

Обробка розріджувачем привибійної зони пласта.

Для забезпечення максимального контакту ПАР з високов'язкою нафтою та покращення стану ПЗП видобувної свердловини періодично у привибійну зону нагнітається розріджувач на пластовій воді або легкій нафті. Його концентрація в

пластовій воді або нафті має становити 5 - 10%. Об'єм розріджувача повинен бути в межах 3 - 12 м³. При повторних обробках обсяг розчину збільшується в 1,2 - 1,5 рази порівняно з попереднім. Обробка ПЗП проводиться при кожному підземному або капітальному ремонті свердловини. За можливості обробка ПЗП виконується без підйому підземного обладнання. Періодичність обробок залежить від погіршення коефіцієнту продуктивності свердловини, але не повинна бути меншою за один раз на квартал.

Видобуток високов'язкої нафти на Бугруватівському родовищі супроводжується певними труднощами. Для зменшення в'язкості нафти та полегшення процесу її видобутку на Бугруватівському родовищі застосовують спеціальний розріджувач високов'язкої нафти. Цей розріджувач має трьохкомпонентний склад. Однією з його переваг є можливість транспортування не тільки на пластовій воді, але і на нафті, а також наявність сировинної бази, що випускається промисловістю України. Це розширює його застосування, оскільки, крім нагнітання в нафтопровід або затрубний простір свердловини, є можливість його нагнітання і в привибійну зону пласта.

Цей реагент має кращі властивості порівняно з відомими аналогами, такими як ОП-10, Неонол, Савенол, Превоцел, зокрема в миючих властивостях, солестійкості, здатності знижувати в'язкість нафт та водонафтових емульсій, а також у гідрофобізуючих властивостях.

Ефективність ПАР визначалась за коефіцієнтом видалення остаточної нафти після заводнення зразка водою. Температура дослідів становила 80 - 90 °С.

За результатами проведених досліджень встановлено, що використання Жириноксу дозволяє вилучити додатково 20 - 22% залишкової нафти, Савенолу – 30 - 33%, а Інтерфенолу – 72 - 89% для важких нафт та 64 - 66% залишкових легких нафт. Аніонний ПАР ABS показав результат 52 - 54%.

Висновки до третього розділу

Таким чином, аналіз досліджень показує, що використання поверхнево-активних речовин, вироблених в Україні, є важливим резервом для вдосконалення

технологічних процесів, пов'язаних з видобутком нафти та будівництвом свердловин.

При використанні суміші поверхнево-активних речовин (превоцел та сульфонол) величина адсорбції превоцелу збігається з величиною адсорбції його однокомпонентного розчину. Це свідчить про встановлення адсорбційної рівноваги для кожного компонента розчину, що майже не залежить від того, чи відбувається на поверхні адсорбція інших речовин.

Постійна наявність у складі пластових флюїдів поверхнево-активної речовини в незначній кількості (менше 0,1%) після обробки дозволяє знижувати в'язкість та аномальність пластової нафти, покращувати роботу фонтанних, газліфтних та глибинно-насосних підйомачів. Так, наявність у пластовій нафті навіть малих кількостей (0,02 - 0,04%) неіоногенної ПАР дозволяє підвищити її витіснення з пласта на 6 - 18%.

Найбільш ефективною поверхнево-активною речовиною, яка пройшла широкі дослідно-промислові випробування в різних геолого-промислових умовах, є міцелярні розчини на основі нафтових сульфонатів.

Порівнюючи адсорбційну здатність різних поверхнево-активних речовин у статичних умовах, можна відзначити наступне. Найменшою адсорбцією з досліджених ПАР з 0,05% розчинів володіє сульфонол (0,68 мг/г). Далі йдуть неіоногенні ПАР, такі як превоцел W-OF-100 (0,82 мг/г), превоцел NG-12 (1 мг/г), ОП-10 (1,19 мг/г) та неонол АФ9-12 (1,3 мг/г). Найбільшу адсорбцію на породі демонструють нафтові сульфонати. Аналіз дослідження адсорбції ПАР з 0,05% розчинів превоцелу, сульфонолу та їх суміші в динамічних умовах на зразках гірських порід показав, що цей процес має досить складний характер.

Отже, в наступному розділі будуть проведені розрахунки витіснення високов'язкої нафти шляхом нагнітання водних розчинів ПАР.

РОЗДІЛ 4

ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ ВИСОКОВ'ЯЗКОЇ НАФТИ ШЛЯХОМ ЗАСТОСУВАННЯ РЕАГЕНТІВ НА ОСНОВІ ПАР

4.1 Класифікація та основні критерії вибору методу нафтовіддачі пластів

Серед методів, що забезпечують більш ефективно підвищення нафтовіддачі порівняно з традиційним методом заводнення, можна виокремити витіснення нафти міцелярними розчинами, двоокисом вуглецю, парою та за допомогою внутрішньопластового горіння.

При застосуванні нових методів розробки нафтових родовищ у пластах відбуваються складні фізико-хімічні процеси: адсорбція та десорбція хімічних реагентів, руйнування молекулярних структур і розчинів, фазові переходи, масоперенос, дифузія, дистиляція та окислення нафти, кондуктивний та конвективний перенос тепла, дисипація, хімічні реакції та перетворення речовин, осадження солей, інверсія змочуваності, капілярні процеси, що ще недостатньо вивчені і потребують спеціальних досліджень. Ці явища визначають специфіку механізмів вилучення нафти та ефективність методів підвищення нафтовіддачі.

Дослідження показали, що в заводнених пластах утворюються різні види залишкової нафти. Згідно з експертними оцінками, залишкова нафта розподіляється наступним чином, у %: у малопроникних прошарках на ділянках, що обійшла вода, — 27%; в застійних зонах однорідних пластів — 19%; в лінзах, не розкритих свердловинами — 16%; у вигляді плівок — 31%; біля непроникних екранів — 8%.

Основна частина залишкової нафти (60–65%) не охоплена процесом заводнення або не дронується через високу макронеоднорідність пластів. Інша частина залишкової нафти (35–40%) залишається в обводнених колекторах через їх

мікронеоднорідність, нестійку фільтрацію та дію фізичних і фізико-хімічних факторів. Цю частину можна піддати повторній консолідації.

Якщо між початковою нафтонасиченістю і проникністю колектора існує пряма залежність, то середні значення залишкової нафтонасиченості майже не залежать від проникності колектора і є досить стабільними для окремих формацій і нафтонасичених зон. Останні дослідження показали, що ці величини коливаються від 19% для пісковиків до 28% для карбонатних колекторів.

Залишкова нафта в обводнених зонах пластів може перебувати в різних станах одночасно. Її розподіл залежить від структури порового простору та фізико-хімічних властивостей фаз, що контактують.

У випадку, коли поверхня твердої фази є гідрофільною, нафта залишається в основному у вигляді глобул, розпоршених у поровому просторі. Вони можуть бути розміщені як в окремих великих порах, так і в кількох порових каналах.

Якщо пористе середовище має часткову гідрофобність, залишкова нафта утримується в порах у вигляді плівки на гідрофобних ділянках. У великих порах нафта може зливатися з тією, що поступила з дрібних пор.

В гідрофобних колекторах зв'язана вода розподіляється нерівномірно і займає великі пори. Вода, яка вводиться при заводненні, змішується з цією зв'язаною водою, залишаючись у тих самих порах.

Залишкова нафта розміщується в порах меншого розміру, а також утримується у вигляді плівки на великих порах.

Вода, що нагнітається, має значний вплив на властивості нафти в поровому просторі, спричиняючи окислення і гідродинамічну хроматографію. Погіршення властивостей залишкової нафти залежить від часу, протягом якого зону промивають водою.

Таким чином, властивості залишкової нафти суттєво відрізняються від властивостей нафти, що видобута на поверхню. Усі відомі методи підвищення нафтовіддачі спрямовані на переміщення та мобілізацію залишкової нафти в обводнених зонах пласта. Для мобілізації залишкової нафти важливе підвищення

співвідношення гідродинамічних (ν , μ) і капілярних (σ , k_p) сил, а також діють гравітаційні та пружні сили. Процеси консолідації залишкової нафти проходять дуже повільно, тому для ефективного довилучення необхідно знайти методи інтенсифікації цих процесів. Це є основною метою методів підвищення нафтовіддачі продуктивних пластів.

Оскільки стан залишкової нафтонасиченості неоднорідний, а властивості нафти, води та газу в родовищах з різними геолого-фізичними умовами також варіюються, неможливо знайти єдиний універсальний метод підвищення нафтовіддачі, що усуває всі причини залишкової нафтонасиченості. До таких причин можна віднести розчленованість та уривчастість пластів, неоднорідність пластів за проникністю, високу в'язкість нафти порівняно з водою, міжфазні та молекулярні сили, мікронеоднорідність.

Для кваліфікованого підходу до вивчення та застосування методів підвищення нафтовіддачі необхідна їх класифікація. Оскільки більшість методів підвищення нафтовіддачі ґрунтуються на заводненні (де вода є основним компонентом робочих агентів) і використовуються разом з ним або після нього, їх можна класифікувати залежно від впливу на нафту в макро- та мікромасштабах. В першому випадку мета досягається за рахунок зниження в'язкості нафти та збільшення її об'єму, а також за рахунок збільшення в'язкості μ робочого агента. У другому випадку досягається зниження міжфазного натягу σ , гідрофілізація поверхні колектора та підвищення фазової проникності $K_{ф.н}$ для нафти та її зниження для води.

Згідно з принципом дії робочих агентів, методи підвищення нафтовіддачі можна класифікувати у вигляді схеми (рис. 4.1). У літературі також існують інші класифікації методів підвищення нафтовіддачі, що ґрунтуються на інших принципах.

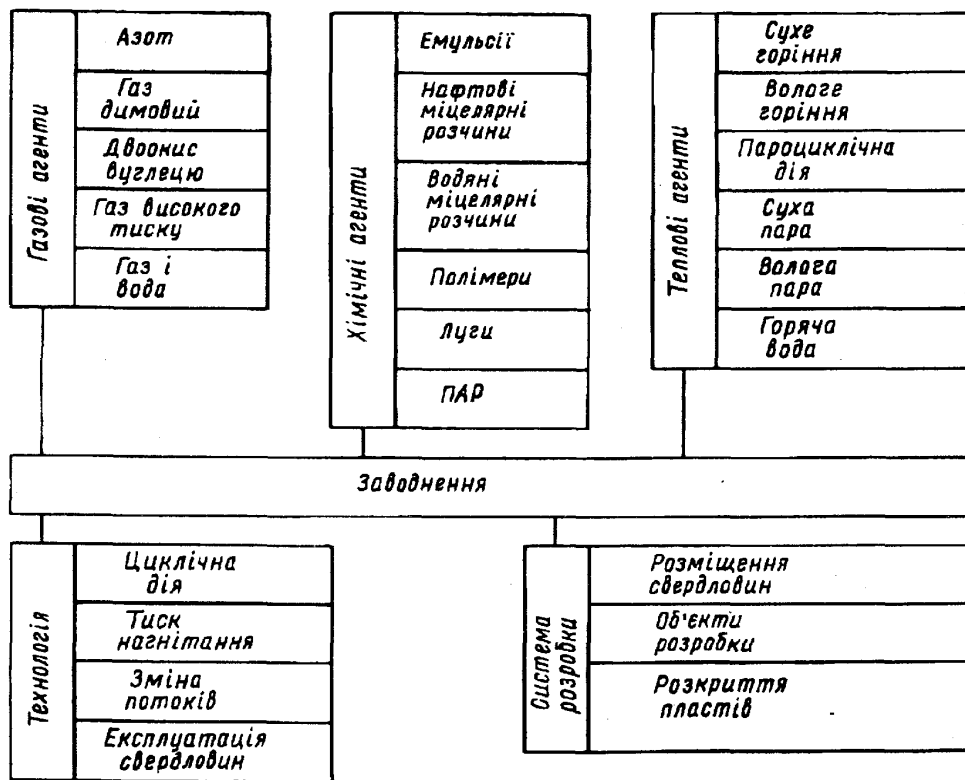


Рис.4.1 - Класифікація методів збільшення нафтовіддачі пластів

За весь період розвитку нафтової промисловості застосовувались різні методи діяння на нафтові поклади з метою збільшення видобутку нафти.

Розвиток і мета методів діяння на нафтові поклади:

З початку розвитку нафтової промисловості до 40-х років минулого століття поклади розробляли на режимах виснаження, за яких вилучали не більше 25% нафти від початкових запасів. Рідко зустрічався природний водонапірний режим.

До цього ж періоду відноситься початок застосування з метою відбирання залишкових запасів так званих вторинних методів видобування нафти – помпування повітря і гарячої газоповітряної суміші в поклади, вакуум-процес та ін. На відміну від свердловинних систем розробки покладів застосовувались також шахтний і кар'єрний (відкритий) способи видобування нафти. Було застосовано також площове заводнення на окремих п'ятиточкових елементах.

З кінця 40-х років минулого століття почався новий етап у розвитку технологій нафтовидобування, що характеризувався широким впровадженням

заводнення як на енергетично виснажених, так і на нових родовищах. Важливим методом впливу на нафтові поклади стало саме заводнення. Завдяки доступності води, відносній простоті нагнітання і високій ефективності витіснення нафти водою, цей метод буде використовуватися протягом тривалого часу. Підтримка пластового тиску (ППТ) шляхом заводнення дозволила досягти таких результатів:

- Подвоєння середнього проектного коефіцієнта нафтовилучення з пластів;
- Збільшення темпів видобутку нафти;
- Подовження терміну фонтанування свердловин.

Заводнення як окремий метод розробки нафтових родовищ може забезпечити коефіцієнт нафтовилучення в межах 0,65...0,7 при сприятливих фізико-геологічних умовах.

У 50-х роках основна увага приділялася підвищенню ефективності заводнення через зміну схем розміщення свердловин, оптимізацію тиску нагнітання та виділення об'єктів для розробки.

З початку 60-х років почали активно вивчати способи покращення витіснювальної здатності води, використовуючи різноманітні активні домішки, які впливають на гідродинаміку потоку.

Сьогодні існує велика кількість методів підвищення нафтовилучення, які базуються на заводненні. Вони поділяються на чотири основні групи:

1. **Гідродинамічні методи** – циклічне заводнення, зміна напрямку фільтраційних потоків, створення високих тисків нагнітання, форсоване відбирання рідини, а також методи впливу на привибійну зону пласта.
2. **Фізико-хімічні методи** – заводнення із застосуванням активних домішок (поверхнево-активних речовин, полімерів, лугів).
3. **Газові методи** – водогазове циклічне діяння, витіснення нафти газом високого тиску.
4. **Теплові методи** – витіснення нафти теплоносіями (гарячою водою, паром), пароциклічне оброблення пласта, внутрішньопластове горіння, використання води як терморозчинника нафти.

Застосовність цих методів залежить від геолого-фізичних умов родовищ, що відображено в таблицях 4.1 і 4.2. Методи мають різну потенційну можливість збільшення нафтовилучення (від 2 до 35% балансових запасів) та різні фактори їх застосування (таблиця 4.3).

Для родовищ з малов'язкими нафтами, що розробляються за допомогою заводнення, найбільш перспективними є гідродинамічні методи, застосування діоксиду вуглецю, водогазових сумішей і міцелярних розчинів. Для родовищ з високов'язкими нафтами найбільш ефективними є методи використання водяної пари та внутрішньопластового горіння. Інші методи здебільшого використовуються для інтенсифікації видобутку нафти та регулювання процесу розробки родовищ.

Таблиця 4.1 – Головні критерії для застосування фізико-хімічних і газових методів підвищення нафтовилучення

Параметр	Витіснення діоксидом вуглецю	Водогазове діяння	Нагнітання міцелярних розчинів	Полімерне заводнення	Нагнітання водних розчинів ПАР
Динамічний коефіцієнт в'язкості пластової нафти, мПа*с	<15	<25	<15	5-100	25
Нафтонасиченість, %	>30	>50	>25	>50	
Пластовий тиск, МПа	>8	Не обмежений			
Пластова температура, °С	Не обмежена		<70		
Коефіцієнт проникності пласта, мкм ²	Не обмежений		>0.1	0.1	Не обмежений
Товщина пласта, м	25		<25	Не обмежена	
Тріщинуватість	Несприятливий параметр*				
Літологія	Не обмежена		Пісковик		Пісковик і карбонати
Соленість пластової води, мг/л	Не обмежена		5		20

Жорсткість води	Не обмежена		Несприятлива		Не обмежена
Газована шапка	Несприятлива	Не обмежена	Несприятлива		
Густина сітки свердловин, $\times 10^4$ м ² /свердл.	Не обмежена		<16	<24	Не обмежена

- Несприятливий, а в дуже вираженій формі – недопустимий параметр.

Таблиця 4.2 – Головні критерії для застосування теплових методів підвищення нафтовилучення

Параметр	Внутрішньо-пластове горіння	Витіснення парою	Паро циклічне оброблення	Витіснення гарячою водою
Динамічний коефіцієнт в'язкості пластової нафти, мПа*с	>10	>50	>100	>5
Нафтонасиченість, %	>50			
Коефіцієнт проникності пласта, мкм ²	>0.1	>0.2	Не обмежений	
Товщина пласта, м	>3	>6		>3
Тріщинуватість	Несприятливий параметр*			
Глибина залягання пласта, м	>1500	<1200		<1500
Вміст глини в пласті, %	Не обмежений	5-10		
Густина сітки свердловин, $\times 10^4$ м ² /свердл.	<16	<6	Не обмежена	

- Несприятливий, а в дуже вираженій формі – недопустимий параметр.

Таблиця 4.3 – Потенційні можливості та критичні фактори методів підвищення нафтовилучення

Робочий агент	Збільшення нафтовилучення, %	Критичний фактор застосування робочого агента
Вода+газ	5-10	Гравітаційний розподіл. Зниження продуктивності.
Полімери	5-8	Соленість води і пласта. Зниження продуктивності.
Луги	2-8	Активність нафти.
Міцелярні розчини	8-20	Складність технології. Соленість води і пласта. Зниження продуктивності.

Діоксид вуглецю	8-15	Зниження охоплення діянням. Регенерація, корозія.
Пара	15-35	Втрата теплоти. Мала глибина. Винесення піску. Технічні проблеми.
Повітря+вода	15-30	Ускладнення в ініціюванні горіння. Охоплення пласта горінням. Технічні проблеми. Охорона довкілля.

Сучасні методи підвищення нафтовилучення з 70-х років минулого століття набули широкого промислового застосування і випробування. Практика показала, що використання методів підвищення нафтовилучення із пластів у 7-10 разів дорожче, ніж у разі застосування заводнення. Рентабельність їх визначається ціною на нафту. У майбутньому, з урахуванням росту споживання нафти і обмеженості світових ресурсів нафти, тенденцій економії нафти і інтенсивних пошуків альтернативних джерел її заміни як палива і сировини, методи підвищення нафтовилучення із пластів стануть широко застосовуваними.

4.2 Застосування ПАР Жиринокс для підвищення нафтовіддачі покладу за методом міцелярного заводнення

Залишкова нафта в заводнених пластах утримується в нерухомому стані завдяки поверхнево-молекулярним, капілярним силам в межах окремих пор та малопроникних включень, а також силам в'язкості в межах слабопроникних різновидів і шарів пласта. Рух залишкової нафти в таких умовах можливий лише тоді, коли капілярні сили або усуваються повністю, або знижуються до рівня, при якому вони стають меншими за гідродинамічні сили, що створюються перепадом тиску. Це також передбачає вирівнювання рухливості нафти в різних шарах пласта.

Міцелярне заводнення орієнтоване на усунення або зниження капілярних сил у заводнених пластах, що дозволяє витіснити залишкову нафту. Міцелярні розчини (МР) є колоїдними системами, що складаються з вуглеводневої рідини та води, стабілізованих сумішшю поверхнево-активних речовин (ПАР). Ці системи мають високу дисперсність і майже прозору оптику. Основні компоненти МР включають

нафтові сульфонати як основні ПАР, а також допоміжні ПАР (наприклад, аліфатичні спирти), вуглеводневу рідину та водну фазу.

Пропонується наступний склад:

нафтових сульфонатів	25 - 35;
Жиринокс	25 - 40;
30% розчин гідроксиду натрію	Решта.

Міцелярне заводнення ефективно усуває капілярні сили завдяки низькому міжфазному натягу між міцелярними розчинами (МР) і пластовими рідинами. Це дозволяє розчинові витіснити нафту і воду з порового простору пласта. Перед фронтом витіснення МР окремі глобули нафти об'єднуються в нерозривну фазу, що призводить до утворення зони підвищеної нафтонасиченості. Після цього формується зона підвищеної водонасиченості, в якій вода витісняє залишкову нафту.

Для проштовхування облямівки МР по пласту нагнітаються полімерні розчини, що сприяє руху МР в пласті, а після цього здійснюється нагнітання води для завершення процесу витіснення.

Ефективність витіснення залишкової нафти залежить від величини облямівки МР та концентрації ПАР. За допомогою правильно підібраних ПАР і полімерних сумішей, таких як ПАПС (поверхнево-активні полімерні сполуки), можна досягти практично повного витіснення нафти з однорідного пласта. Розрахунки щодо впровадження міцелярного заводнення на покладі В-14, зокрема на основі аналізу рецептур, можуть бути представлені в додатку А.

4.3 Використання ПАР для проведення хімічних обробок у видобувних свердловинах

У випадку накопичення відкладів АСПВ (автоматичної системи перевезення води) у свердловинах, для очищення вибоїв свердловин рекомендується використання промивок на основі ПАР-розріджувачів. Такі промивки допомагають

ефективно очистити свердловини від відкладень і забезпечити належний рівень їх функціонування. Для проведення інгібування свердловин використовуються спеціальні технічні засоби, зокрема насосні агрегати УНЦ1-160×500, ЦА-320 та пересувні ємності типу АЦ для транспортування неагресивних рідин.

Основні характеристики насосних установок:

1. Установа УНЦ1-160×500 (Азінмаш 30А):

- Призначена для перевезення та закачування різних рідин у свердловину.
- Включає цистерну з двома відсіками трубопроводів та триплунжерний насос високого тиску, який приводиться в рух двигуном автомобіля КрАЗ 257 Б1А.
- Цистерна має гумовані внутрішні стінки та поплавкові покажчики рівня.
- Насос 5НК-500 має два змінні плунжери для забезпечення різних величин тиску та витрати.
- Рідина може подаватись з будь-якого відсіку цистерни або іншої ємності, з можливістю заповнення цистерни водою з водогонів.

2. Установа УНЦ2-160×500:

- Відрізняється від УНЦ1-160×500 наявністю відцентрового насоса 4К-6, який створює підпір робочої рідини для продавлювання інгібітора в свердловину.
- Тиск насоса 4К-6 досягає 1 МПа, з витратою 37,5 л/с.
- Насос також приводиться в рух від двигуна автомобіля.
- Для транспортування реагенту використовується автоцистерна АЦ-9, змонтована на напівпричепі ЧМЗАП-5524А-П, і транспортується сідельним тягачем КрАЗ 258.

Ці установки дозволяють ефективно виконувати роботи з інгібування свердловин, забезпечуючи необхідний тиск і витрату рідин, а також надаючи можливість перевезення реагентів для подальшого введення в свердловину.

Перед використанням ємностей для транспортування та зберігання розчинника АСПО, а також насосів, їх необхідно ретельно промити та очистити від осаду. Обв'язка перекачувальних насосів зі свердловиною повинна виконуватись згідно з рекомендаціями технічних умов роботи обладнання, а також відповідно до традиційних схем, що застосовуються при виконанні конкретних технологічних операцій. При виборі технічних засобів для закачування розчинника, розташуванні обладнання, схемах монтажу та обв'язки слід враховувати особливості експлуатації свердловини та її режим роботи.

Для боротьби з відкладеннями АСПВ на вибої свердловин використовується спеціальний розріджувач на основі поверхнево-активних речовин (нафтових сульфонатів і ПАР жиринокс). Цей розріджувач рекомендується закачувати в свердловини, що експлуатують родовища В-14-15-18. Оскільки в цих свердловинах спостерігається накопичення парафінових відкладів, найефективніше використовувати його в холодний період року.

Висновки до четвертого розділу

На завершальній стадії розробки високов'язких покладів Бугруватівського родовища рекомендується застосовувати методи вдосконаленого заводнення з використанням міцелярних розчинів за рецептами, розробленими в попередньому розділі. Це дозволить значно збільшити видобуток нафти завдяки більш широкому охопленню пласта, а також зекономити кошти завдяки зменшенню обсягів закачування міцелярних розчинів і скороченню об'ємів прокачування рідини через пласт.

Розрахунки показують, що додатковий видобуток нафти завдяки впровадженню процесу підтримання пластового тиску за допомогою міцелярних розчинів, що включають савенол, гідроксид натрію і ПАР Жиринокс, становитиме 2,7 тис. тонн.

Використання розріджувача парафінових відкладень на основі нафтових сульфонатів дозволить безаварійно експлуатувати свердловини Бугруватівського родовища з високим вмістом парафіну в продукції, особливо в зимовий період.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

Виконавши магістерську роботу можна зробити ряд висновків:

1. Значна кількість нафтових родовищ України знаходяться на пізніх етапах розробки і потребують застосування методів для підвищення нафтовилучення, особливо у родовищах з високов'язкими нафтами. Розробка таких родовищ за допомогою нових методів супроводжується складними процесами, які ще недостатньо вивчені і потребують додаткових досліджень.

2. Аналіз геологічної структури та поточного стану розробки Бугруватівського родовища дозволяє зробити висновок, що це одне з найбільших родовищ ВАТ «Укрнафта» за запасами та видобутком нафти. Родовище має низку свердловин, що тривалий час експлуатуються з низькими дебітами через підвищену в'язкість нафти, а також через виробленість покладу в зонах дренавання. Для таких свердловин рекомендується виконати заходи, спрямовані на підвищення ефективності видобування та покращення фільтраційних властивостей привибійної зони із використанням поверхнево-активних речовин.

3. У роботі було проаналізовано застосування різних ПАР для обробки свердловин у якості розріджувачів нафти. Для Бугруватівського родовища пропонуються кілька варіантів складу розчину. Як основний, пропонується наступний склад:

- ❖ Савенол 32 %;
- ❖ Жиринокс 32 %;
- ❖ 30% розчин гідроксиду натрію – решта.

4. Найефективнішими поверхнево-активними речовинами, які пройшли широкі дослідно-промислові випробування в різних геолого-промислових умовах для використання при заводненні, є міцелярні розчини на основі нафтових сульфонатів та ПАР Жиринокс.

5. На завершальній стадії розробки високов'язких покладів Бугруватівського родовища рекомендується використовувати методи вдосконаленого заводнення з об'ємними міцелярними розчинами за розробленими рецептурами. Розрахунки показують, що додатковий видобуток нафти при підтримці пластового тиску в покладі В-14 за допомогою міцелярних розчинів на основі Савенолу, гідроксиду натрію та ПАР Жиринокс складе 2,7 тис. тон.

6. Використання розріджувача парафіновідкладень на основі нафтових сульфонатів дозволить безаварійно експлуатувати свердловини родовища з високим вмістом парафіну, особливо в зимовий період.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Григорьев В. С. Проект розробки візейских покладів Бугруватівського НГКР / Григорьев В. С., Руднева Е. И., Капцова В.В., та ін. Звіт УкрНПГа за дог. 50.115 / 94, Харків, 1994 г.,- 146 с.
2. Бойко В.С. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. докторів технічних наук В. С. Бойка, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука. - К.:Львів, 1996. - 620.
3. Кондрат Р. М. Газоконденсатоотдача пластов / Кондрат Р. М - К.: Наукова Думка, 1992. - 255с.
4. Технологічні режими експлуатації нафтових свердловин на I квартал 2013 року.
5. Качмар Ю.Д. Інтенсифікація припливу нафтогазової продукції до свердловин / Качмар Ю.Д - К.: Львів, 2005р. - ч. 2 – 371 с.
6. Закиров С. Н. Теорія и проектирование разработки газовых игазоконденсатных месторождений / Закиров С. Н. - К.: Наукова Думка, 1989. - 334 с.
7. Правила техніки безпеки та нормативно-правові документи в нафтогазовій промисловості.
8. Бедрія Я. І. Безпека життєдіяльності / Під редакцією Я.І. Бедрія - Львів,1997. - 224 с.
9. Яремійчук Р. С. Освоєння свердловин: Практикум / Яремійчук Р. С., Качмар Ю. Д. -Львів: Світ, 1997. - 256 с.
10. Мороз Л.Б. Вибір умов застосування розчинів поверхнево-активних речовин з метою підвищення кінцевого нафтовилучення нафтових родовищ /Л.Б. Мороз // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2010. – №3. – С.46-50.
11. Збірник наукових праць науково-практичної конференції “Стан і перспективи розробки родовищ нафти і газу України, 18-23 листопада 2003р. – Івано-Франківськ, 2003р. –156с.

12. Звіт про НДР «Моніторинг розробки родовищ нафти і газу нафтогазовидобувними підприємствами НАК „Нафтогаз України” і підготовка рекомендацій, спрямованих на підвищення їх ефективності». Договір 1-03, розділ 3, тема 1, заключний звіт, 2007р.

13. Кулинич Г. В Геологическое строение и подсчет запасов углеводородов нижнекаменноугольных отложений Бугруватовского месторождения Сумской области Украины / Кулинич Г. В, и др. Отчет НГДУ Охтырканефтегазгеология, Сумы, 1993, 3 книги.

14. Григорьев В. С Корективы к проекту разработки визейских нефтегазоконденсатных залежей Бугруватовского месторождения / Григорьев В. С. и др. Отчет по дог. 05/97 - 98, Харьков, 1998, 97 с.

15. Пат. 71946 Україна, МКВ Е21В 43/27. Спосіб кислотної обробки продуктивних пластів / ВАТ „Укрнафта”: Гнип М.П., Дирів І.П., Рудий М.І. та інші. – № 2001085766; заявл. 14.08.2001; опубл. 17.01.2005, Бюл. № 1.

16. Пат. № 72010 Україна, МКВ Е21В 43/22. Спосіб хімічної обробки неоднорідних за проникністю пластів / ВАТ „Укрнафта”: Гнип М.П., Михайлюк В.Д., Рудий М.І. та інші. – № 2002054210. - Заявл. 23.05.2002; Опубл. 17.01.2005, Бюл. № 1.

17. Пат. 55097А Україна, МКВ Е21В 43/22. Спосіб термохімічної обробки свердловини / ВАТ „Укрнафта”: Гнип М.П., Зарубін Ю.О., Рудий М.І. та інші. – № 2002065332; заявл. 27.06.2002; опубл. 17.03.2003, Бюл. № 3.

18. Kish L. Statistic Design of Research/ Kish L. – New York: John Wiley and Sons, 1987. – 267р.

19. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. докторів технічних наук В.С.Бойка, Р.М.Кондрата, Р.С.Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620с. – ISBN5-335-01293-5.

20. Кісіль І. С. Методи і прилади контролю якості розчинів поверхнево-активних речовин шляхом вимірювання поверхневого і міжфазного натягів: дис. докт. техн. наук: 05.11.13. - Івано-Франківськ, 1991. - 390 с.

21. Сарданашвили О.М. Оптимизация технологии мицеляро-полимерного заводнения нефтяных пластов: автореф. дис.на стиск... кан.тех.наук. 05.15.06 „Скважинная разраб.нефт.и газ. месторож.”; Моск. ин-т нефти и газа им. И.М.Губкина. –М., 1988. – 21 с.
22. Применения мицелярных растворов для увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1977. – 175с.
23. Єгер Д.О. Підвищення вуглеводневилучення із покладу упорядковано дією на приви́бійну зону пласта: дис...докт.техн.наук: 05.15.06. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2003. – 356с.
24. Амион В.А. Физико-химические методы повышения производительности скважин/ В.А. Амион, В.С. Уголев. –М.: Недра, 1970. – 279с.
25. Бабалян Г.А. Применение поверхностно-активных веществ с целью увеличения нефтеотдачи / Г.А. Бабалян, Г.П. Ованесов, Л.А. Пелевин. – М.: Недра, 1970. – 108с.
26. Разработка нефтяных месторождений с применением поверхностно-активных веществ./ Г.А. Бабалян, Б.И.Леби, А.Б.Гумасян, Э.МХалимов. – К.: Наукова Думка, 1983. – 216с.
27. Савенков Г.Д. Расчет процессов интенсификации притока, освоения и эксплуатации скважин./ Г.Д. Савенков, В.С. Бойко.– Львов: Выща школа, 1986. – 159 с.
28. Зайдель Я.М. Совершенствование методов прогнозирования процесса заводнения при физико-химическом и циклическом воздействии на пласт: автореф. дисерт., представл на соиск. уч. степ. к.т.н.: спец. 05.15.06 „Разработка и экспл. нефт., газ. и газоконд. местор.” Баш НИПИ нефть, Уфа. – 1980. – 25с.
29. Тарко Я.Б. Технології та технічні засоби інтенсифікації нафтогазовидобутку на основі термогідродинамічних методів впливу на приви́бійну зону пластів: дис... докт. техн. наук. 05.15.06/ Тарко Ярослав Богднович. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2005. – 406 с.

30. Bookout D.E., Glenn J.J., Jr. Schaller Herman E. Injection profiles during steam injection // Producers Monthly. – 1967, vol. 31, №8. – P. 2-4.
31. Breston J.N. Selective Plugging of Waterflood Input Weels. Theory, Methods and Results // Journal of Petroleum Technology. –1957, March. – P. 26-31.
32. Breston S.N. New development for selective plugging in water floods // Producers Monthly. –1955, vol. 9, №7. –P.26-33.
33. Clazidge E. Discussion of the capillary tube network in reservoir performance studies//„Sac. Petrol. Eng. J." –1972,12, №4. –P. 352-361.
34. Garland T.M. Selective Plugging of Water Injection Wells // Journal of Petroleum Technology. –1966. –Vol. 18, No. 12. –P. 1550-1560.
35. Hashemi R, Ershaghi J., Ammerer N. Proper Filtration Minimizes Formation Damage //Oil and Gas I-1984,13/VIII. –Vol. 82, №33. –P. 122,124,126.
36. Koch R.R., Diller J.E. An economical large volume treatment for altering water injectivity profiles // Producers Monthly. -1966, vol. 30, №8. – P. 18-20.
37. Lawhon CP., Gill H.F. A wireline completion technique for sand control // J. Petrol. Technol. –1967, VI, v. 19. – P. 741 -747.
38. Litwiniszyn J. On some mathematical models of the suspension flow in porous medium // Chemical Engineering Science. –1967. – Vol. 22. – P. 1315-1324.
39. Mattax C.C., KYTE J.R. Inhibition Oil Recovery from Fractured Water-Driven Reservoir // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1962, Vol. 2, No. 2. – P. 177-184.
40. McLeod H.O. Cravel Packing for High Rate Completion. Paper SPE11008. –1982, sep. 26-28.
41. Nail A. Filtration Techniques for Completion and Workover Fluids, a Conoco Report. –1982, Feb. 36 p.
42. Re-Entri Technique for Profile Correction // „J. of Petroleum Technol." – 1977, V, v. 29, №5.
43. Smith L.R., Fash C.R., Wagner O.R. Development and field lestig of large

volume remedial treatments for gross water channeling // J. Petrol. Technol. – 1969. – 21 Aug.-P. 1015-1025.

44. Мислюк М.А. Моделювання явищ і процесів у нафтогазовій промисловій справі/ М.А. Мислюк, Ю.А. Зарубін; Навчальний підручник. – Івано-Франківськ: Екор, 1999. – 496с.

ДОДАТОК А
РОЗРАХУНОК УПРОВАДЖЕННЯ МІЦЕЛЯРНОГО ЗАВОДНЕННЯ У
ПОКЛАДІ В-14 БУГРУВАТІВСЬКОГО НАФТОВОГО РОДОВИЩА

Вихідні дані:

Річний видобуток нафти $Q_n := 4200$ т,

Річний видобуток води $Q_v := 10100$ т,

Газовий фактор $G := 11.2$, м³/т

Густина нафти $\rho_n := 925$, кг/м³,

Відносна густина газу $\rho_{vid} := 0.6668$,

Тиск насичення нафти газом $P_{nas} := 15.0$ МПа,

Пластовий тиск $P_{pl} := 11.1$ МПа,

Пластова температура $T_{pl} := 48$ °С,

Депресія на пласт $\Delta P := 40$ МПа,

Коефіцієнт проникності пласта $k := 0.629 \cdot 10^{-15}$ м²,

Товщина пласта $h := 18$ м,

Глибина свердловини $H_c := 2800$ м,

Діаметр експлуатаційної колони $D := 0.127$ м,

Радіус контуру живлення $R_k := 500$ м,

Об'ємний коефіцієнт нафти $b_n := 1.33$,

Об'ємний коефіцієнт води $b_v := 1$,

Густина води $\rho_v := 1120$ кг/м³,

Стандартна температура $T_o := 20$ °С,

Атмосферний тиск $P_o := 0.1$ МПа,

Коефіцієнт динамічної в'язкості води $\mu_v := 10^{-3}$ Па*с

1) Визначаємо добовий видобуток нафти в пластових умовах

$$Q_{npl} := \frac{Q_n \cdot b_n}{\rho_n \cdot 10^{-3} \cdot 365} \cdot 0.95 \quad Q_{npl} = 15.718 \quad \frac{\text{м}^3}{\text{д}}$$

2) Визначаємо добовий видобуток води в пластових умовах

$$Q_{vpl} := \frac{Q_v \cdot b_v}{\rho_v \cdot 10^{-3} \cdot 365} \cdot 0.95 \quad Q_{vpl} = 23.471 \quad \frac{\text{м}^3}{\text{д}}$$

3) Визначаємо критичний тиск і температуру

$$P_{kr} := 4.937 - 0.46 \cdot \rho_{vid} \quad P_{kr} = 4.63$$

$$T_{kr} := 171.5 \cdot \rho_{vid} + 97 \quad T_{kr} = 211.356$$

4) Визначаємо приведенний тиск і температуру

$$P_{pr} := \frac{P_{pl}}{P_{kr}} \quad P_{pr} = 2.397$$

$$T_{pr} := \frac{T_{pl} + 293}{T_{kr}} \quad T_{pr} = 1.613$$

5) Визначаємо коефіцієнт надстисливості газу

$$z := (0.4 \cdot \log(T_{pr}) + 0.73)^{P_{pr}} + 0.1 \cdot P_{pr} \quad z = 0.849$$

6) Визначаємо коефіцієнт розчинення газу в нафті

$$\alpha := \frac{G}{P_{nas} \cdot 10^6} \quad \alpha = 7.467 \times 10^{-7} \quad \frac{m^3}{m^3 \cdot Pa}$$

7) Визначаємо видобуток газу в пластових умовах

$$Q_{gpl} := \left(Q_{npl} \cdot G - \alpha \cdot P_{pl} \cdot 10^6 \cdot Q_{npl} \right) \cdot \frac{(T_{pl} + 273) \cdot P_o \cdot z}{(T_o + 273) \cdot P_{pl}}$$

$$Q_{gpl} = 0.383 \quad \frac{m^3}{\text{добу}}$$

8) Визначаємо необхідний об'єм води для підтримання пластового тиску

$$V_{vod} := a \cdot (Q_{npl} + Q_{vpl} + Q_{gpl})$$

a - коефіцієнт запасу води, приймаємо a := 1.2.

$$V_{vod} := a \cdot (Q_{npl} + Q_{vpl} + Q_{gpl}) \quad V_{vod} = 47.487 \quad \frac{m^3}{\text{добу}}$$

9) Визначаємо необхідну кількість гелеподібного ПАР.

Згідно з промисловими даними оптимальними концентраціями вважаються 0,025-0,05%. Прийmemo C := 0.04 %.

$$V_{паа} := V_{vod} \cdot \frac{C}{100} \quad V_{паа} = 0.019 \quad \frac{m^3}{\text{добу}}$$

10) Визначаємо приймальність свердловини

$$q := \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta P \cdot 10^6}{\mu v \cdot b v \cdot \log\left(\frac{Rk}{\frac{D}{2}}\right)} \cdot 86400 \quad q = 63.101 \quad \frac{\text{м}^3}{\text{добу}}$$

Розраховуємо кількість нагнітальних свердловин:

$$N := \frac{V_{\text{vod}}}{q} \quad N = 0.753$$

Кількість нагнітальних свердловин становитиме $N := \text{round}(N)$ $N = 1$

11) Визначаємо вибіийний тиск

$$P_v := P_{p1} + \Delta P \quad P_v = 51.1 \quad \text{МПа}$$

12) Визначаємо гідростатичний тиск стовпа рідини

$$P_{gs} := \rho v \cdot g \cdot H_c \quad P_{gs} = 3.076 \times 10^7 \quad \text{МПа}$$

13) Визначаємо швидкість руху рідини в трубах:

$$v := \frac{4 \cdot q}{86400 \cdot D^2 \cdot \pi} \quad v = 0.058 \quad \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

14) Визначаємо число Рейнольдса, попередньо визначивши коефіцієнт кінематичної в'язкості води:

$$\nu := \frac{\mu v}{\rho v} \quad \nu = 8.929 \times 10^{-7} \quad \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$$

$$\text{Re} := \frac{v \cdot D}{\nu} \quad \text{Re} = 8.201 \times 10^3$$

Межі числа Рейнольдса при еквівалентній шорсткості для даних труб

$$\Delta := 0.02 \cdot 10^{-3}$$

$$\text{Re1} := 10 \cdot \frac{D}{\Delta} \quad \text{Re1} = 6.35 \times 10^4$$

$$\text{Re2} := 500 \cdot \frac{D}{\Delta} \quad \text{Re2} = 3.175 \times 10^6$$

Так як число Рейнольдса знаходиться в межах (Re_1 ; Re_2), то коефіцієнт гідравлічних втрат буде визначитися за формулою:

$$\lambda := \frac{0.3164}{\sqrt[4]{Re}} \quad \lambda = 0.033$$

15) Визначаємо втрати тиску на тертя при русі води від гирла свердловини до вибою:

$$\Delta P_t := \lambda \cdot \frac{H_c}{D} \cdot \frac{v^2}{2} \cdot \rho v \quad \Delta P_t = 1.364 \times 10^3 \quad \text{Па}$$

16) Визначаємо тиск на викиді з насоса

$$P_n := P_v \cdot 10^6 - P_{gs} + \Delta P_t \quad P_n = 20.337 \times 10^6 \quad \text{Па}$$

Згідно з промисловими даними при заводненні із застосуванням Савенолу у вигляді міцелярних розчинів додаткова нафтовіддача може зростати на 7-10 %. Виходячи з цього зробимо оцінку коефіцієнта кінцевого нафтовилучення. Коефіцієнт кінцевого нафтовилучення при існуючій системі розробки становитиме 0,72.

За рахунок застосування полімерного заводнення можна його збільшити на 7-10%, тобто

$$\eta := 0.72 + 0.07 \quad \eta = 0.79$$

Величина геологічних запасів складає 450 тис.т.

Кількість видобутої нафти без застосування процесу заводнення становитиме 28.8 тис.т. Визначимо кількість нафти, яка буде видобута після запровадження процесу підтримання пластового тиску з застосуванням міцелярно-полімерного заводнення:

$$Q := 0.07 \cdot 450 \quad Q = 31.5 \quad \text{тис.т.}$$

Отже додатковий видобуток нафти за рахунок запровадження процесу підтримання пластового тиску з застосуванням ПАР становитиме:

$$\Delta Q := 31.5 - 28.8$$

$$\Delta Q = 2.7 \quad \text{тис.т.}$$