

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный исследовательский  
технический университет имени К.И.Сатпаева»

Институт Энергетики и Машиностроения

Кафедра Технологические Машины и Транспорт

**Жұмажанова Айжанар Галиханқызы**

**Особенности глушения и освоения нефтяных скважин в карбонатных коллекторах**

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

7M07111 – «Цифровая инженерия машин и оборудования»

Алматы 2023

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный исследовательский  
технический университет имени К.И.Сатпаева»

Институт Энергетики и Машиностроение

УДК 665.622.43.04.6-52

На правах рукописи

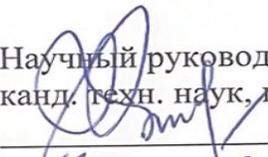
Жұмажанова Айжанар Галиханқызы

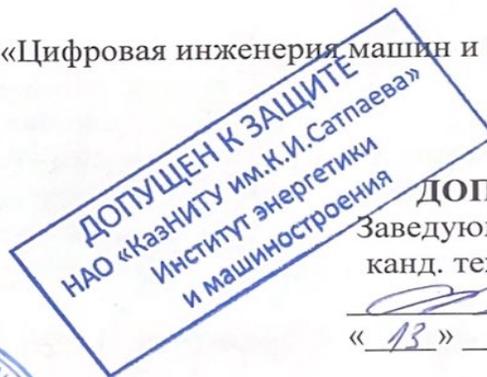
МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

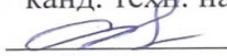
На соискание академической степени магистра

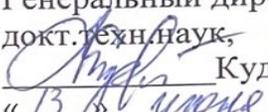
Название диссертации «Особенности глушения и освоения нефтяных скважин в  
карбонатных коллекторах»

Направление подготовки 7M07111 – «Цифровая инженерия машин и оборудования»

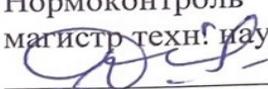
Научный руководитель,  
канд. техн. наук, профессор  
  
Калиев Б.З.  
« 12 » 06 2023 г



ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ  
Заведующий кафедрой ТМиГ,  
канд. техн. наук, ассоц. проф.  
  
С.А. Бортебаев  
« 13 » 06 2023 г

Рецензент  
Генеральный директор ТОО «Бурмаш»,  
докт. техн. наук,  
  
Кудайкулова Г.А.  
« 13 » 06 2023 г



Нормоконтроль  
магистр техн. наук,  
  
Сарыбаев Е.Е.  
« 09 » 06 2023 г

Алматы 2023

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный исследовательский  
технический университет имени К.И.Сатпаева»

Институт Энергетики и Машиностроения

Кафедра Технологические Машины и Транспорт

7M07111 – «Цифровая инженерия машин и оборудования»

**УТВЕРЖДАЮ**

Заведующий кафедрой ТМиТ,  
канд. тех. наук, ассоц. проф.

 С.А. Бортебаев  
« 9 »  2022 г

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение магистерской диссертации**

Магистранту Жумажановой Айжанар Галиханқызы

Тема: «Особенности глушения и освоения нефтяных скважин в карбонатных коллекторах»

Утверждена приказом Ректора Университета № 1818-М от «09» ноября 2021 г.

Срок сдачи законченной диссертации «19» июня 2023 г.

Исходные данные к магистерской диссертации:

Перечень подлежащих разработке в магистерской диссертации вопросов:

а) Определение влияния технологии глушения скважин с карбонатными коллекторами на технологические режимы их работы.

б) Изучение особенностей вытеснение различных жидкостей в образцах естественных карбонатных пород.

в) Исследования нагнетания воды и проталкивания азота, ЖГС в насыщенные нефтью керны по отдельности.

г) приложения

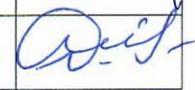
Рекомендуемая литература: 61 наименования.

**ГРАФИК**  
подготовки магистерской диссертации

Наименование разделы, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
Основная часть – Влияние особенностей коллекторов карбоната на развитие и управление нефтяными залежями	12.01.2023г	<i>нет</i>
Лабораторная часть – Экспериментальные исследования разработки многопластовых месторождений с размещением нагнетательных скважин в центре и последовательной подачей газа и воды, ЖГС в пласт	20.03.2023г	<i>нет</i>
Спец. часть – Вторичное вскрытие и глушение карбонатных пластов с сохранением их коллекторских свойств	19.04.2023г	<i>нет</i>
Подготовка диссертации к защите	8.06.2023г	<i>нет</i>

**Подписи**

консультантов и нормоконтролера на законченную магистерскую диссертацию с указанием относящихся к ним разделов диссертации

Наименование разделов	Консультанты, Ф.И.О. (уч.степень, знание)	Дата подписания	Подпись
Основная часть – Влияние особенностей коллекторов карбоната на развитие и управление нефтяными залежями	канд. тех. наук, профессор Калиев Б.З.	<i>16.01.2023г</i>	
Лабораторная часть – Экспериментальные исследования разработки многопластовых месторождений с размещением нагнетательных скважин в центре и последовательной подачей газа и воды, ЖГС в пласт	канд. тех. наук, профессор Калиев Б.З.	<i>24.03.2023г</i>	
Спец. часть – Вторичное вскрытие и глушение карбонатных пластов с сохранением их коллекторских свойств	канд. тех. наук, профессор Калиев Б.З.	<i>21.04.2023г</i>	
Нормоконтролер	магистр техн. наук, Сарыбаев Е.Е.	<i>09.06.23</i>	

Научный руководитель

Калиев Б.З.

Задание принял к исполнению обучающийся

Жумажанова А.Г.

Дата

« *20* » *12* 2022 г.

## **АНДАТПА**

Магистрлік диссертацияда карбонатты коллекторлардың түрлері мен жіктелуі, мұнай кен орындарында карбонатты коллекторларды өңдеудің кешенді және заманауи тәсілдері туралы теориялық мәліметтер келтірілген. Жөндеу алдында коллекторларды тойтару үшін дәстүрлі техника мен сұйықтықты қолдану және қабаттың төменгі қабатының өткізгіштігінің төмендеуін негіздеу бойынша эксперименттік зерттеулер сипатталған. Қожасай кен орнының карбонатты қабаты моделінің салыстырмалы фазалық кеуектілігін талдау және есептеу келтірілген.

Диссертациялық жұмыс кіріспеден, үш бөлімнен, тараулар мен қорытындылардан тұрады. Диссертация көлемі машинкамен басылған мәтіннің 69 бетін құрайды, 8 кесте мен 22 суреттен тұрады, пайдаланылған дереккөздердің тізімі 61 атаудан тұрады.

## **АННОТАЦИЯ**

В магистерской диссертации изложены теоретические сведения о типах и классификации карбонатных коллекторов, комплексные и современные подходы к обработке карбонатных коллекторов на нефтяных месторождениях. Описаны экспериментальные исследования использования традиционной техники и жидкости для глушения коллекторов перед ремонтом и обоснования снижения проницаемости призабойной зоны пласта. Приведен анализ и расчет относительной фазовой пористости модели карбонатного пласта месторождения Кожасай.

Диссертационная работа состоит из введения, трех разделов, выводов по главам и заключения. Объем диссертации составляет 69 страниц машинописного текста, содержит 8 таблиц и 22 рисунка, список использованных источников 61 наименований.

## **ANNOTATION**

The master's thesis presents theoretical data on the types and classification of carbonate collectors, complex and modern approaches to the processing of carbonate collectors in oil fields. Experimental studies on the use of traditional techniques and fluids for drying collectors before repair and the justification of a decrease in the permeability of the lower layer of the layer are described. The analysis and calculation of the relative phase porosity of the carbonate layer model of the kozhasai deposit is given.

The dissertation work consists of an introduction, three parts, chapters and conclusions. The volume of the dissertation is 69 pages of typewritten text, consists of 8 tables and 22 figures, the list of sources used consists of 61 names.

## СОДЕРЖАНИЕ

	Введение	6
1	Влияние особенностей коллекторов карбоната на развитие и управление нефтяными залежами	8
1.1	Классификация и типы карбонатных коллекторов	8
1.2	Особенности разработки нефтяных пластов и эксплуатация скважин с карбонатными коллекторами	13
1.3	Краткая характеристика месторождения Кожасай	16
1.4	Комплексный подход к обработке призабойной зоны пласта карбонатных коллекторов на нефтяных месторождениях	18
1.5	Современные подходы к разработке карбонатных коллекторов нефтяных месторождений	26
1.6	Анализ эффективности эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин с карбонатными коллекторами	32
2	Экспериментальные исследования разработки многопластовых месторождений с размещением нагнетательных скважин в центре и последовательной подачей газа и воды, ЖГС в пласт	43
2.1	Способ проведения лабораторных исследований процесса выбора перегонного агента для поддержания пластового давления	43
2.2	Результаты лабораторных исследований	49
2.3	Анализ результатов исследований	56
3	Вторичное вскрытие и глушение карбонатных пластов с сохранением их коллекторских свойств	59
3.1	Технология глушения и выбор рабочих параметров ЖГС при помощи предложенного состава УНИ -1	59
	Заключение	64
	Определения, обозначения и сокращения	65
	Список использованной литературы	66

## **ВВЕДЕНИЕ**

Запасы нефти, приуроченные карбонатным коллекторам, в настоящее время составляют около 50% мировых запасов нефти. На практике эксплуатации скважины с карбонатным коллектором имеются серьезные осложнения, связанные со значительным ухудшением структуры пород призабойной зоны пласта. Системный характер структуры карбонатных пород, наличие в объеме пустот несмешивающихся жидкостей, низкие значения коэффициентов открытой пористости и абсолютной проницаемости породы могут привести к снижению технологических показателей работы скважины. Совершенствование эффективности использования добывающих скважин с карбонатными коллекторами сильно зависит от условий вскрытия нефтяных пластов и состава жидкостей для глушения скважин ЖГС. Исследования по добыче нефти и газа показали, что основные эксплуатационные показатели скважин с карбонатными коллекторами зависят от количества операций глушения или типа используемых ЖГС. Причиной снижения коэффициента продуктивности является использование в качестве промывочных и задавливающих жидкостей водных составов. Попадание в нефтяной пласт подвижной водной фазы приводит к росту насыщенности по воде и необратимому уменьшению проницаемости пород призабойной зоны пласта по нефти.

### **Актуальность исследования**

Актуальность магистерской диссертации заключается в сложившейся технико-экономической ситуации решение проблемы сохранения карбонатных коллекторов должно быть связано с новым подходом к выбору технологий и составов ЖГС. В связи с этим изучение особенностей взаимодействия образцов естественных нефтенасыщенных карбонатных пород с различными составами жидкостей глушения скважин является актуальной проблемой.

### **Цель работы**

- 1) Изучение особенностей взаимодействия естественных образцов нефтенасыщенных карбонатных пород с азотом, водой и ЖГС.
- 2) Уточнение механизма изменения пористости карбонатных пород в процессах проталкиванию через них нефти, воды и ЖГС.

### **Основные задачи исследований**

- 1) Определение влияния технологии глушения скважин с карбонатными коллекторами на технологические режимы их работы.
- 2) Изучение особенностей вытеснения различных жидкостей в образцах естественных карбонатных пород.
- 3) Исследования нагнетания воды и проталкивания азота, ЖГС в насыщенные нефтью керны по отдельности.

### **Научная новизна**

1) Выявление причин ухудшения коллекторских свойств карбонатных пород при проникновении в пласт фильтратов жидкостей глушения скважин.

2) Экспериментально на естественных образцах карбонатных пород изучено влияние различных жидкости на ФЕХ этих пород.

### **Практическая ценность**

В лабораторных исследованиях использовались материалы месторождения Кожасай. Экспериментальные исследования проводились в научной лаборатории нефти и газа Сатпаевского университета под руководством доктора технических наук Абдели Дайрабая Жумадиловича.

### **Апробация работы**

Результаты диссертационной работы докладывались:

– Труды Международной научно-практической конференции, посвященной 85-летию со дня рождения академика Международной академии наук Высшей школы, доктора технических наук, профессора Давильбекова Наримана Халбековича «Инновационное развитие промышленности Казахстана: проблемы и решения», 30 ноября, Алматы 2022 г., стр 61-66, ISBN 978-601-323-339-0.

### **Структура и объём работы**

Диссертационная работа состоит из введения, трех глав и заключения; изложена на 69 страницах машинописного текста и содержит 22 рисунка, 8 таблиц, список литературы из 61 наименований.

# 1 Влияние особенностей коллекторов карбоната на развитие и управление нефтяными залежами

## 1.1 Классификация и типы карбонатных коллекторов

В зависимости от генезиса и формы пустотного пространства, аккумулирующего нефть, выделяют три основных, или простых, типа карбонатных коллекторов: поровый, каверновый и трещинный. Различное сочетание простых типов коллекторов приводит к образованию более сложных их типов или подтипов, в названии которых преобладающий тип простого коллектора указывается последним. Например, сложные подтипы порового типа карбонатного коллектора, в которых поры составляют основную емкость, а каверны и трещины играют подчиненную роль, называются каверно-поровыми, трещинно-поровыми, трещинно-каверно-поровыми. В свою очередь карбонатные коллекторы кавернового типа подразделяются на более сложные порово-каверновые, трещинно-каверновые и порово-трещинно-каверновые подтипы.

Для решения практических задач по поискам, разведке, подсчету запасов нефти и газа, проектированию, анализу и регулированию разработки залежей недостаточно выделять только типы и подтипы карбонатных коллекторов. Необходимо дифференцировать их и по другим признакам, характеризующим фильтрационные свойства, а также показывающим различие в строении и характере нефтенасыщенности емкостного пространства карбонатных и терригенных коллекторов. Такая дифференциация тесно связана с моделированием строения коллекторов, их пустотного пространства.

Наиболее распространенная особенность карбонатных коллекторов порового и кавернового типов, неоднократно отмечавшаяся разными исследователями, заключается в том, что отдельные крупные поры радиусом от 20 до 500 мкм и каверны радиусом свыше 500 мкм, составляющие основную емкость, аккумулирующую нефть, соединяются между собой более тонкими каналами радиусом от 2-3 до 14-20 мкм, создающими незначительную часть емкости коллектора, но почти полностью обуславливающими его фильтрационные свойства.

Геолого-промысловая практика показывает, что описанное выше строение имеют карбонатные коллекторы с низкой и средней поровой проницаемостью (менее  $0,1 \text{ мкм}^2$ ). При высокой поровой проницаемости карбонатных коллекторов (более  $0,1 \text{ мкм}^2$ ) появляется тесная корреляционная связь между открытой пористостью и проницаемостью, а процесс вытеснения нефти водой из высокопроницаемых карбонатных коллекторов становится аналогичным процессу в высокопроницаемых терригенных коллекторах. При высокой проницаемости карбонатных коллекторов нивелируется разница в радиусах фильтрующих каналов и крупных пор и карбонатные коллекторы по

строению сближаются с терригенными. Схематическая классификация карбонатных коллекторов порового и кавернового типов (выделены четыре группы коллекторов), а также производных от них подтипов приведена в табл.1. К первой группе относят высокопродуктивные (высокопроницаемые) карбонатные коллекторы с поровой проницаемостью более  $0,1 \text{ мкм}^2$ . Это коллекторы преимущественно кавернового и порового типов и каверново-порового подтипа. Радиус фильтрующих каналов соизмерим с радиусом большинства пор ( $20 \text{ мкм}$  и более), вследствие чего структура пустотного пространства карбонатного коллектора близка к структуре порового пространства терригенного коллектора, имеющего такую же проницаемость. Удельная поверхность фильтрации карбонатных и терригенных коллекторов одинакова и равна  $100-250 \text{ см}^2/\text{см}^3$ , что обуславливает и одинаковую их нефтенасыщенность, равную  $82-90\%$ . Нижний предел открытой пористости карбонатных коллекторов этой группы составляет  $10-15\%$ , что позволяет определять их пространственное положение, пользуясь картами открытой пористости, построенными по промыслово-геофизическим данным. Наблюдается тесная корреляционная связь между открытой пористостью и проницаемостью. Условия разработки залежей нефти, приуроченных к карбонатным коллекторам этой группы, близки к условиям разработки терригенных пластов с высокой проницаемостью.

Ко второй группе относят среднепродуктивные (среднепроницаемые) карбонатные коллекторы с поровой проницаемостью от  $0,01$  до  $0,1 \text{ мкм}^2$ . Это коллекторы преимущественно трещинно-порового и трещинно-кавернового подтипов. Здесь же отметим, что средняя трещинная проницаемость, определенная по промысловым данным ( $0,05-0,06 \text{ мкм}^2$ ), соизмерима с поровой проницаемостью и поэтому играет существенную роль в фильтрационных свойствах карбонатных коллекторов второй группы. Радиус фильтрующих каналов ( $5-15 \text{ мкм}$ ) в среднем на порядок меньше радиуса пор и каверн ( $140-500 \text{ мкм}$ ), поэтому структура пустотного пространства карбонатных коллекторов отличается от структуры порового пространства терригенных коллекторов.

Удельная поверхность фильтрации карбонатных коллекторов этой группы возрастает по сравнению с коллекторами первой группы с  $250$  до  $700 \text{ см}^2/\text{см}^3$  против  $250-1450 \text{ см}^2/\text{см}^3$  в терригенных коллекторах с такой же проницаемостью. Нефтенасыщенность карбонатных коллекторов несколько выше, чем терригенных, и равна  $74-82\%$ .

Нижний предел открытой пористости составляет  $8-10\%$ , что также позволяет определять пространственное положение этих коллекторов по картам открытой пористости. Однако связь открытой пористости с поровой проницаемостью очень неустойчива. Условия разработки нефтяных залежей, приуроченных к карбонатным коллекторам этой группы, отличаются от условий разработки терригенных пластов с такой же проницаемостью возможностью применения заводнения и достижения более высокого коэффициента извлечения нефти.

Таблица 1 – Схематическая классификация карбонатных коллекторов порового и кавернового типов

Коллекторы		Поровая проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Радиус каналов-фильтрации, мкм	Радиус пор и каверн, мкм	Нижний предел открытой пористости, %	Удельная поверхность фильтрации единицы порового объема коллекторов, см <sup>2</sup> /см <sup>3</sup>		Нефтенасыщенность коллекторов, %	
Группа	Тип, подтип					карбонатных	терригенных	карбонатных	терригенных
I, высокопроницаемые (высокопродуктивные)	Каверновый, каверново-поровый, поровый	>0,1	14-20 и выше	20-500	10-15	100-250	40-250	90-82	90-82
II, среднепроницаемые (среднепродуктивные)	Трещинно-поровый, трещинно-каверновый	0,1-0,01	14-5	140-500	8-10	250-700	250-1450	82-74	82-62
III, низкопроницаемые (низкопродуктивные)	Трещинно-каверновый, трещинно-поровый	0,01-0,001	5-3	300-500	4-8	700-1600	1450-4000	74-57	62-0
IV, непроницаемые (потенциально продуктивные)	Трещинно-каверново-поровый	<0,001	3-2 и ниже	500	2-4	1600-2150	4000-5000	57-38	0

К третьей группе относят низкопродуктивные (низкопроницаемые) карбонатные коллекторы с поровой проницаемостью  $0,001-0,01$  мкм<sup>2</sup>. Это коллекторы преимущественно трещинно-кавернового и трещинно-порового подтипов. Трещиноватость, не влияющая на емкостную характеристику коллекторов третьей группы, в то же время играет ведущую роль в их фильтрационных свойствах. Радиус фильтрующих каналов составляет 3-5 мкм при радиусе пор и каверн 300-500 мкм. Структура пустотного пространства резко отличается от структуры порового пространства терригенных коллекторов. Удельная поверхность фильтрации карбонатных коллекторов этой группы возрастает по сравнению с коллекторами третьей группы с 700 до 1600 см<sup>2</sup>/см<sup>3</sup>, в то время как у терригенных коллекторов с такой же проницаемостью она составляет 1450-4000 см<sup>2</sup>/см<sup>3</sup>. Вследствие этого нефтенасыщенность карбонатных коллекторов значительно выше, чем терригенных, и составляет 57-74% против 0-62%. Нижний предел открытой пористости 4-8%. Связь между пористостью и проницаемостью отсутствует. Условия разработки нефтяных залежей, приуроченных к карбонатным коллекторам этой группы, резко отличаются от условий разработки терригенных пластов с такой же низкой проницаемостью тем, что последние практически уже не являются промышленными объектами эксплуатации, в то время как карбонатные пласты могут разрабатываться даже с применением заводнения [1,2].

К четвертой группе относят потенциально продуктивные (непроницаемые) карбонатные коллекторы с поровой проницаемостью менее  $0,001$  мкм<sup>2</sup>. Это коллекторы преимущественно трещинно-каверново-порового подтипа, хотя нередко встречаются порово-трещинные или каверново-трещинные подтипы. Структура пустотного пространства наиболее типична для монолитных карбонатных толщ с низкой открытой пористостью, нижний предел которой составляет 2-4%, а верхний - 10-15%. Радиус фильтрующих каналов равен 2-3 мкм при радиусе каверн 500 мкм и выше. Удельная поверхность фильтрации возрастает с 1600 до 2150 см<sup>2</sup>/см<sup>3</sup> при величине 4000-5000 см<sup>2</sup>/см<sup>3</sup> в терригенных коллекторах с такой же проницаемостью. В карбонатных коллекторах этой группы пустоты крупные и нефтенасыщенность составляет 38-57%. На практике довольно часто встречается и более высокая нефтенасыщенность пор и каверн таких коллекторов, достигающая до 85-95%. Поровые терригенные породы с такой проницаемостью, как правило, промышленной нефти не содержат. Условия разработки залежей нефти, приуроченных к карбонатным коллекторам четвертой группы, наиболее сложны и обусловлены исключительно наличием трещинной проницаемости. Успешная разработка залежей с применением заводнения в таких коллекторах осуществляется при наличии естественного аномально высокого пластового давления (АВПД), обуславливающего достаточную раскрытость естественных трещин во всем продуктивном объеме. При низких значениях пластового давления трещиноватость

проявляется слабо и коллекторы четвертой группы принято считать непроницаемыми, содержащими неподвижную нефть [3,4].

Карбонатные породы – горные породы, в составе которых преобладают природные карбонаты. Первичные условия седиментации, интенсивность и направленность постседиментационных преобразований определяют коллекторские свойства карбонатных пород, так как за счёт их влияния развиваются поры, каверны, трещины, а также крупные полости 15 выщелачивания. Большое разнообразие морфологии и генезиса пустот обусловлено такими особенностями рассматриваемых пород, как ранняя литификация, избирательная растворимость и выщелачивание, склонность к трещинообразованию. Большая часть запасов углеводородов сосредоточена в каверно-поровом и поровом типах коллекторов.

Образование пустотного пространства в карбонатных отложениях начинается на стадии седиментогенеза. В качестве первичных (седиментационных) компонентов известняков могут выступать зерна: обломочные (литокласты и интракласты); биоморфные (цельносkeletalные, детритовые, шламовые, пеллетовые), сфероагрегатные (оолиты, пизолиты, сферолиты, комки и др.), кристаллы различной размерности. Кроме того, известняки могут представлять собой каркасные постройки (водорослевые, коралловые, кораллово-мшанковые), которые обычно характеризуются высокой полезной емкостью. Структурное разнообразие первичных доломитов существенно меньшее. Чаще всего они представлены мелко- и тонкозернистыми кристаллитовыми или сфероагрегатными структурными разновидностями.

Важнейшее значение в процессе формирования коллекторских свойств имеют вторичные преобразования карбонатных пород нефтегазовых комплексов.

Карбонатные породы преимущественно образуют коллектора сложного типа, обладая несколькими видами пустотного пространства. Метастабильность карбонатных пород приводит к формированию вторичных преобразований, начиная с самых ранних стадий литогенеза. С увеличением глубины вторичные процессы приобретают все большее значение в формировании их пустотного пространства. Одновременно с этим они нивелируют предшествующие диагенетические процессы, а проявленная тектоническая активизация усугубляет постседиментационную проработку пород.

Постседиментационные преобразования карбонатных отложений – это сложный процесс, реализуемый иначе, чем у пород глинистых и обломочных. В 16 отличие от последних у известняков отсутствует корреляционная зависимость между глубинами их погружения в стратифере и изменениями плотности (пористости). Уже в условиях начальных стадий литогенеза – раннего диагенеза в субаэральных и мелководно-морских условиях (приливоотливная зона побережья) первично оолитовые осадки с начальной пористостью, колеблющейся от 40 до 70%, в течение очень короткого

промежутка времени – от первых десятков лет до десятков тысячелетий могут превращаться в крепко сцементированные спаритовым кальцитом кристаллические породы с почти нулевой пористостью. И наоборот, на глубинах первых тысяч метров под покровом вышележащих отложений в известняках благодаря воздействию подземных вод может развиваться пористость вторичного растворения (выщелачивания).

Из многочисленных литогенетических вторичных процессов преобразования карбонатных пород-коллекторов, влияющих на ФЕС, можно выделить несколько наиболее часто проявляемых в осадочных разрезах: выщелачивание, доломитизация, перекристаллизация, окремнение и сульфатизация. Из них только один – выщелачивание – однозначно положительно влияет на формирование пустотного пространства [5,6,7].

## **1.2 Особенности разработки нефтяных пластов и эксплуатация скважин с карбонатными коллекторами**

Толщинная неоднородность нефтяных залежей, приуроченных к карбонатным коллекторам, слоистое строение продуктивных карбонатных толщ в отсутствии мероприятий по искусственному выравниванию скоростей движения фронта вытеснения по слоистому разрезу определяют неравномерную послойную выработку запасов нефти. Продуктивные пласты и отдельные слои карбонатного разреза обычно не имеют между собой вертикальной гидродинамической связи, а первоочередной выработке подвергаются те из них, которые имеют наилучшие емкостно - фильтрационные свойства и испытывают активное воздействие заводнения. Статистическая обработка геолого - промыслового материала позволила установить, что такие слои сложены коллекторами первой группы, с поровой проницаемостью более  $0,1 \text{ мкм}^2$ . Остальные слои, представленные коллекторами трех других групп с поровой проницаемостью меньше  $0,1 \text{ мкм}^2$ , при совместном вскрытии с коллекторами первой группы не работают.

В процессе разработки нефтяных залежей, приуроченных к слоистым карбонатным толщам, в разных слоях искусственно образуется разное пластовое давление - от аномально низкого до аномально высокого. В соответствии с этим после некоторого периода разработки в карбонатном разрезе наблюдается переслаивание нефтенасыщенных, сильно газонасыщенных и промытых закачиваемой водой слоев и пластов. Одновременно с этим возникают условия, когда забойное давление в добывающих скважинах становится выше пластового давления в слоях, не испытывающих активного влияния закачки. В результате такие слои преждевременно отключаются от разработки, что в конечном итоге приводит к снижению нефтеотдачи залежей.

Высокопроницаемые или высокопродуктивные зоны приурочены к карбонатным коллекторам первой группы с поровой проницаемостью более

0,1 мкм<sup>2</sup>. Частично эти зоны формируются за счет коллекторов второй группы с поровой проницаемостью от 0,01 до 0,1 мкм<sup>2</sup>. Очень часто значительная часть запасов нефти приурочена к низкопроницаемым и слабопродуктивным карбонатным коллекторам с поровой проницаемостью меньше 0,01 мкм<sup>2</sup>.

В результате на конечной стадии разработки залежей остаточные извлекаемые запасы нефти сосредотачиваются в слабопроницаемых разностях карбонатных коллекторов, а высокопроницаемые коллекторы уже не содержат запасов, извлекаемых обычными методами с применением заводнения. Процесс доразработки залежей сводится, таким образом, к переходу на выработку запасов из низкопроницаемых коллекторов второй, третьей и четвертой групп. Эти запасы чаще всего остаются в слабопроницаемых слоях и пластах, располагающихся по разрезу между уже промытыми высокопроницаемыми слоями и пластами с высоким или аномально высоким пластовым давлением [8].

В слабопроницаемых слоях пластовое давление значительно ниже начального. Другая часть остаточных запасов находится в слабопроницаемых зонах с пониженным пластовым давлением и в невырабатываемых целиках с высоким пластовым давлением, обойденных кислотным воздействием. Столь сложные условия расположения остаточных запасов нефти - труднопреодолимое препятствие для достижения проектной нефтеотдачи. Именно в связи с такой перспективой необходимо как можно раньше переходить на дифференцированные системы разработки зон и пластов с разной поровой проницаемостью.

Раскрытость трещин, коэффициент охвата трещиноватостью продуктивного объема и трещинная проницаемость меняются в большую или меньшую сторону при изменении пластового давления в процессе разработки нефтяных залежей. Такие изменения особенно заметны в низкопроницаемых карбонатных коллекторах, фильтрационные свойства которых почти целиком определяются трещинной проницаемостью. В этом случае эксплуатация скважин на режиме истощения пластовой энергии быстро приводит к опережающему отбору нефти из объемной сетки трещин, понижению вследствие этого пластового давления ниже бокового горного и смыканию стенок трещин. В большинстве случаев притоки нефти прекращаются или становятся периодическими, возобновляющимися по мере восстановления пластового давления в трещинной сети до бокового горного давления.

В высокопроницаемых карбонатных коллекторах часто проводятся кислотные ванны или малообъемные кислотные обработки, направленные на восстановление проницаемости призабойной зоны до естественного значения. Напротив, в низко- и среднепроницаемых карбонатных коллекторах необходимо проводить многообъемные глубокие кислотные обработки под давлением, превышающим боковое горное давление, с целью широкомасштабного улучшения фильтрационных свойств во всем низкопроницаемом объеме нефтяного пласта.

В процессах вскрытия и освоения пластов в карбонатных коллекторах благодаря кислотной обработке увеличивается естественная проницаемость. Увеличение проницаемости пористо-трещиноватых карбонатных коллекторов после кислотной обработки сопровождается сложными изменениями структуры их порового пространства, неоднозначно влияющими на процессы дальнейшей разработки нефтяных залежей с применением заводнения. Основным видом воздействия на ПЗП является традиционный для карбонатов вид ОПЗ - различные модификации СКО (простые СКО, комплексные, глубокие ОПЗ и др.). Для достижения проектных показателей по добыче нефти и КИН, помимо организации интенсивной системы разработки, необходимо периодическое проведение физико-химического воздействия на ПЗП для её вторичного вскрытия и очистки [9,10].

Соляно-кислотное воздействие в различных модификациях является основным методом интенсификации добычи нефти в карбонатных коллекторах. С течением времени эффективность обработок снижается и возникает необходимость решения задач оптимизации обработок ПЗП посредством выбора соответствующих скважин с определенными геолого-физическими условиями и эксплуатационными параметрами, вида СКО и технологических параметров обработки. Практика стимулирования скважин показала, что программы обработки составляют на основании анализа геолого-физических и продуктивных характеристик каждой отдельной скважины. Если в литологическом составе пород преобладает карбонат кальция (более 65%), рекомендуется использовать растворы соляной кислоты с повышенной концентрацией для кислотной обработки или кислотного гидроразрыва. Кислотную обработку матрицы применяют в органогенных, массивных нетрещиноватых известняках, но с высокой пористостью матрицы. Кислотный гидроразрыв рекомендуется в микротрещиноватых или трещиноватых известняках или доломитах с низкими пористостью и проницаемостью матрицы.

В мергелистых или глинистых карбонатных коллекторах более эффективен нейтральный гидроразрыв с использованием песка в качестве расклинивающего материала.

В "чистых" известняках или доломитах рекомендуют применять технологию кислотного гидроразрыва.

В трещиноватых известняках или доломитах, микротрещины которых заполнены кальцитом вследствие процессов диагенеза, можно достигнуть значительного увеличения продуктивности (и особенно приемистости), закачивая большие объемы 3-5% раствора HCl.

В реальных условиях продуктивных пластов существенным фактором, оказывающим влияние на кинетические характеристики выщелачивания нефтенасыщенной карбонатной породы, является наличие на ее поверхности адсорбированных активных компонентов нефти. В связи с этим для повышения эффективности СКО необходимо проведение экспериментальных и теоретических работ по изучению комплексного физико-химического

воздействия раствором соляной кислоты и органического растворителя на нефтенасыщенный карбонатный коллектор.

Добыча жидкости с самого начала эксплуатации осуществляется с помощью штанговых насосов, мощность которых определяется добывными возможностями скважин. Во многих скважинах осуществляется совместная добыча нефти из двух горизонтов, что затрудняет эффективный контроль за разработкой.

Обводнение добываемой продукции имеет различный характер. Большинство скважин с самого начала и на протяжении довольно длительного времени (вплоть до падения пластового давления до 2-5 МПа) добывают продукцию с обводненностью 10-15%, что указывает на отсутствие связи с подошвенными водами, хотя по отдельным скважинам обводненность быстро растет, указывая на наличие литологических, проницаемых "окон", через которые происходит образование конусов обводнения. Обводненность скважин при этом во многом определяется расстоянием между нижними дырами перфорации и поверхностью ВНК. Для повышения эффективности выработки запасов нефти в малопродуктивных карбонатных коллекторах был разработан состав СНПХ (ДН)-90010, который в настоящее время успешно применяется в НГДУ «Арланнефть» для интенсификации добычи нефти. В него входят кислота, ингибитор растворения карбонатной породы (отход производства целлюлозно-бумажной промышленности), растворитель-гомогенизатор и ПАВ [10,11].

### **1.3 Краткая характеристика месторождения Кожасай**

Месторождение Кожасай расположено в Актыбинской области в 245 – 270 км от г. Актобе, административно расположено на территории Мугалжарского района Актыбинской области. Разработка месторождения Кожасай ведется с 2003 г. Реализация поддержания пластового давления (ППД) путем закачки воды начата с конца 2007 г. Среднегодовая текущая обводненность добываемой продукции составляет 3,0%. В разрезе месторождения Кожасай нефтегазонаость выявлена в карбонатной толще КТ-II, представленной пачками КТ-II-I и КТ-II-II, и разрабатывающейся в качестве единого эксплуатационного объекта разработки. Месторождение Кожасай испытывало меньшие тектонические стрессы и напряжения, поэтому система трещин в карбонатах прослеживается локализованно, что подтверждается геолого-промысловыми исследованиями и показателями разработки. Пачки КТ-II-I и КТ-II-II, разделены плотной породой толщиной до 50 м. Трещины прослеживаются в известняках с пористостью до 3-4%. В сравнении с объектом КТ-II месторождения Алибекмола, в силу небольших отличий условий осадконакопления и постседиментационных процессов диагенеза выделяется низкая проницаемость коллектора. Средняя проницаемость по результатам исследований керна составила 0,45 мД. Месторождение Кожасай

находится на 3-й стадии разработки. В условиях месторождения Кожасай, сложенного низкопроницаемыми и низкопоровыми карбонатными породами, осуществляются лабораторные исследования с применением поверхностно-активных веществ (ПАВ), кислотных композиций, с целью выявления эффективного метода воздействия на повышение нефтеотдачи пластов, интенсификации притока. Одной из альтернативных технологий рассматриваются реагенты, обладающие способностью изменения физико-химических свойств породы и пластовых флюидов, разработанная с целью повышения нефтеотдачи в низкопроницаемых неоднородных коллекторах. Практически более 50% геологических запасов в таких коллекторах остаются неизвлеченными по причине неэффективности применяемых способов разработки. При традиционном ППД путем заводнения вытеснение нефти происходит только в высокопроницаемых пропластках за счет высокопроводимых каналов – гидравлических трещин. Тогда как в низкопроницаемом коллекторе, а именно в матрице, не происходит должного вытеснения нефти водой, остаются «защемленными» целики нефти, снижается пластовое давление.

Изучение особенностей глушения и освоения пластов с карбонатными коллекторами проводили на примере месторождения Кожасай. Технология глушения скважин месторождения Кожасай заключается в следующем: через затрубное пространство закачивают пластовую воду плотностью 1190 м<sup>3</sup>/сут при открытой задвижке на колонне НКТ, расчетный объем платовой воды равняется объему ствола скважины.

Применение такой технологии глушения скважин приводит к попаданию большого объема воды в ПЗП, увеличивается насыщенность по воде, уменьшается фазовая проницаемость по нефти и ухудшается ФЕХ характеристика ПЗП.

Рассмотрим применения технологии глушения скважин на примере скважины №1603. Скважина введена в эксплуатацию с дебитом по нефти 4,3 т/сут и обводненностью 32%. После первого глушения скважины пластовой водой дебит по нефти составил 0,6 т/сут, обводненность 86%. Следовательно дебит по нефти снизился в 7 раз и обводненность увеличился в 2,7 раз. Другой пример: скважина № 17 была введена в эксплуатацию с дебитом по нефти 7 т/сут, обводненностью 22%. После первого глушения дебит по нефти составил 1,2 т/сут, обводненность 48%). После глушения дебит нефти снизился в 5,8 раз, обводненность увеличился в 2,2 раз. Анализ работы этих скважин показывает, что глушение скважин водными ЖГС вызывает сильное снижение дебита по нефти и увеличение обводненности продукции.

Дальнейшие исследования в работе посвящены определению уровня влияния технологии глушения скважин на технологические режимы их работы, изучению особенностей фильтрации различных типов ЖГС в образцах естественных карбонатных пород и исследованию процессов взаимодействия различных жидкостей [12,13].

#### **1.4 Комплексный подход к обработке призабойной зоны пласта карбонатных коллекторов на нефтяных месторождениях**

Карбонатные коллекторы являются более сложными и менее изученными в отличие от терригенных. Подавляющее большинство карбонатных пород относятся к коллекторам сложного типа, т.е. обладают несколькими видами пустотного пространства, что является осложняющим фактором для осуществления наиболее эффективного воздействия на ПЗП.

Существует достаточно много причин, отрицательно влияющих на процесс добычи нефти вследствие их воздействия на ПЗП. Начальное ухудшение фильтрационных свойств пласта происходит во время первичного вскрытия его при бурении, когда в ПЗП попадают водные фильтраты глинистых растворов, происходит проникновение глинистых частиц из бурового раствора в фильтрационные каналы горной породы. В процессе взаимодействия фильтрата с минерализованной водой пласта могут образовываться и выпадать в осадок нерастворимые соли. В ходе работ по ремонту скважин применяются жидкости глушения, состав раствора которых может быть несовместим с минерализацией пластовой воды, что также является одной из распространенных причин солеотложения. При воздействии водными растворами и перенасыщении ПЗП при многократном и/или некачественном глушении скважины на поверхности породы могут образовываться пленки рыхлосвязанной воды, снижающей объём порового пространства, проявление водной блокады. Осаждение солей может происходить в результате перенасыщения потоков пластовых вод солевыми компонентами или изменении термодинамических условий при разработке месторождения, а также при смешении двух несовместимых по составу и свойствам вод (высокоминерализованной пластовой и более пресной нагнетаемой). Вследствие несовместимости вод по минерализации может происходить набухание глин. При первичном и вторичном вскрытии пластов происходят процессы коагуляции и суффозии. Также распространенной причиной загрязнения ПЗП является выпадение АСПО по причине изменения термобарических условий, а также скорости потока жидкости, обводненности пластовых флюидов, изменения компонентного состава нефти и др. Помимо прочего, при вскрытии пласта или при добыче создаются высокие депрессии на призабойную зону, происходит упругая деформация пласта, смыкание трещин пласта около ствола скважины, что приводит к снижению коэффициента продуктивности [14].

В настоящее время существуют различные методы воздействия на призабойную зону пласта, сущность которых состоит в искусственном улучшении проницаемости и проводимости ПЗП. По явлениям, лежащим в основе технологий ОПЗ, выделяются химические, механические, физические, термические методы, а также комбинированные. Выбор метода ОПЗ пласта проводится на основе определения причин, приводящих к снижению продуктивности скважин, с учетом физико-химических свойств пород

пластаколлектора, насыщающих их флюидов и на основе специальных гидродинамических (ГДИС) и геофизических (ГИС) исследований по оценке фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта.

Физические методы основываются на создании сильного гидродинамического воздействия, которое способно разрушить структуру загрязняющих отложений. Один из таких методов – виброобработка. Вибрация создаётся за счёт колебания давления нагнетаемой жидкости с разной амплитудой (до 10 МПа) и частотой (до 300 Гц). Данный метод применяют в следующих случаях: коллекторы которых образованы плохопроницаемыми неоднородными породами и содержат большое количество глин; с плохими ФЕС призабойной зоны из-за бурения или ремонтных работ; с высоким пластовым давлением и плохой проницаемостью. Запрещается проводить виброобработку в скважинах с низким пластовым давлением и вблизи ВНК.

Метод переменного давления применяют в случаях, когда после проведения кислотной обработки не удаётся вызвать приток к скважине. Процедура данной технологии довольно проста, она заключается в создании 80 переменных нагрузок (депрессии и репрессии) на ПЗП с целью выноса механических примесей из ПЗП. Также к этой категории можно отнести применение струйных насосов. При помощи этих насосов создают депрессии с целью выноса из ПЗП продуктов реакции, частиц бурового раствора или для ликвидации водной преграды.

Термообработка призабойной зоны пласта проводится в коллекторах, процесс разработки и эксплуатации которых осложняется наличием в них тяжелых парафинистых нефтей при температурах пласта близких к температуре кристаллизации парафина или ниже. К данным методам относятся: прокачка горячей нефтью, паротепловая обработка, подогрев забоя скважины и обработка пороховыми газами [15,16].

К механическим методам воздействия на ПЗП относятся гидropескоструйная, сверлящая перфорации, являющиеся методами вторичного вскрытия пласта. Также отметим применение гидровакуумной желонки, служащей для очистки скважины от сыпучих материалов, посторонних предметов и прочих механических примесей, как пластового, так и инородного происхождения.

В настоящее время существуют различные методы комбинированного действия при ОПЗ. Термокислотная обработка – комбинированный процесс, первым этапом которого является термохимическая обработка, а вторым, непрерывно следующим за первым, – обычная кислотная обработка или кислотная обработка под давлением. Совмещенное действие двух факторов – высокой температуры и активности кислоты – позволяет эффективно применять эти процессы на следующих скважинах: снизивших производительность за счет отложений парафиновых или асфальто-смолистых в ПЗП; вышедших из бурения, с целью более интенсивного растворения материалов, загрязняющих фильтрующую поверхность забоя; в нефтяных

скважинах с целью формирования максимального количества каналов растворения в заданном интервале, особенно в доломитах и сильно доломитизированных породах; в нагнетательных скважинах для очистки поверхности фильтрации от продуктов коррозии и других загрязняющих материалов, трудно растворимых в холодной соляной кислоте.

Термоакустическое воздействие применяется на месторождениях, где проницаемость снижена из-за отложений парафино-смолистых веществ, а также проникновения в призабойную зону воды, глинистого раствора и др. Метод основан на совместном облучении призабойной зоны тепловым и акустическим полями. Одновременное распространение этих полей в продуктивном пласте способствует многократному увеличению его эффективной теплопроводности и очистке призабойной зоны.

Применение данного метода в конечном итоге дает следующие результаты:

- увеличение объемов фильтрации подвижного флюида;
- вовлечение в процесс фильтрации неподвижного флюида;
- снижение вязкости нефти, увеличение фазовой проницаемости нефти, снижение обводненности продукции;
- преодоление сил поверхностного натяжения и, соответственно, уменьшение угла смачивания между водой и нефтью приводит к повышению коэффициента вытеснения нефти водой;
- очистка поровых и перфорационных каналов от механических примесей и высоковязких отложений [17,18].

Виброволновая обработка осуществляется путём воздействия пульсационного потока промывочной жидкости. В процессе обработки разрушается структура сложного состава загрязнений малоподвижных коллоидных растворов, гидравлическими импульсами давлений разбивается блокада загрязнений, растворение загрязнений кислотным составом в виброволновом режиме за счет колебаний давлений жидкости с низкой частотой и оттеснение загрязнений вглубь пласта за пределы ПЗП или вынесение остатков подвижных частиц загрязнения на поверхность при получении фильтрации жидкости из пласта с появлением циркуляции в затрубном пространстве.

Наиболее применимы в качестве метода воздействия на ПЗП карбонатного коллектора являются химические методы воздействия, разновидности кислотных обработок.

Кислотные обработки осуществляются подачей на забой скважины под давлением ниже давления гидроразрыва породы пласта растворов кислот, проникающих в мелкие поры и трещины пласта, расширяя их, а также образуя новые каналы с целью увеличения проницаемости породы. С этой же целью под давлением кислотные растворы закачиваются и для очистки от загрязнений призабойной зоны пласта. Для стандартной кислотной обработки карбонатных коллекторов в основном используется соляная кислота (HCl). Она достаточно дешевая и недефицитная. Соляная кислота обладает высокой

способностью растворять такие основные компоненты породы карбонатного коллектора как известняк ( $\text{CaCO}_3$ ), магнезит ( $\text{MgCO}_3$ ) и доломит ( $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ ). Кислотные ванны применяются для очистки в скважинах поверхности открытого забоя от глинистого материала, цемента, продуктов коррозии, смолистых веществ, отложений от пластовых вод. Также кислотные ванны проводятся в эксплуатируемых скважинах с целью освобождения прихваченного на забое пробкой подземного оборудования и очистки поровых каналов после ремонтных работ. Пенокислотные составы применяются для обработки неоднородных по проницаемости коллекторов с низкими пластовыми давлениями. Данная технология применяется для карбонатных типов коллекторов, залегающих на глубине не более 2500 м, обводнённостью до 90%, приёмистостью не более 300 м<sup>3</sup>/сут, расстояние до ВНК должно составлять не менее 1 м. В качестве примера комплексной обработки ПЗП можно привести использование инвертно-эмульсионного раствора с последующей закачкой солянокислотной композиции. При закачке и продавке ИЭР в продуктивный карбонатный коллектор, как правило, он поступает в трещиновато-кавернозные участки, блокируя их или создавая значительные сопротивления для его движения и закачиваемой за ним кислоты. При этом кислота проникает и реагирует с неработающей частью карбонатного пласта, повышая его проницаемость, а соответственно, и продуктивность скважины.

При КО обязательно нужно учитывать такие важные параметры, влияющие на скорость протекания реакций, как температура, давление и концентрация кислоты. Скорость реакции кислотного раствора возрастает при повышении температуры и снижении давления, а оптимальная концентрация раствора соляной кислоты в основном варьируется в пределах 8-15%. При кислотной обработке и очистке ПЗП карбонатных коллекторов безоговорочно применяется соляная кислота, но для получения качественного раствора соляной кислоты, способного эффективно воздействовать на породу и причину загрязнения, а также не вызывая коррозии металла и выпадение осадков солей, необходимо использовать облагораживающие добавки к кислотному составу, оказывающие положительный эффект на различные составляющие протекающих физико-химических процессов в процессе КО. Такими добавками являются ингибиторы солеотложения и коррозии, интенсификаторы, ПАВ, стабилизаторы.

В качестве ингибитора коррозии в настоящее время применяется ИКУ-118, представляющий собой гликолевый раствор. ИКУ-118 уже в концентрации 0,01 масс. % позволяет получить значение степени защиты от коррозии в 99% при 105°C. Также для защиты от коррозии нефтепромыслового и скважинного оборудования в коррозионно-агрессивных средах рекомендованы ингибиторы кислотной коррозии ИТПС-508, ВПП-2В, Инвол-2, Напор-КБ в количестве 0,5-1%. В качестве интенсификатора используется многофункциональный ПАВ-реагент НЕФТЕНОЛ-К. С добавкой Нефтенала К межфазное натяжение на границе нефть-кислотный раствор резко снижается, что характеризует возможность более глубокого

проникновения кислотного раствора в низкопроницаемый коллектор. В качестве стабилизаторов могут использоваться уксусная ( $\text{CH}_3\text{COOH}$ ) и лимонная кислоты (1,0-3% масс. содержание основного вещества), предупреждающие выпадение в поровом пространстве пласта объемистого осадка гидратов окиси  $\text{Fe}^{2+}$  железа за счет гидролиза его солей в полностью отработанной (нейтрализованной) соляной кислоте. А также в качестве стабилизаторов могут использоваться хелатирующие агенты: оксиэтилидендифосфоновая кислота (ОЭДФ), этилендиаминтетрауксусная кислота или ее натриевые соли (ЭДТА), нитрилтриметилфосфоновая кислота (НТФ) или аналогичные реагенты [19,20,21].

На объектах с высоковязкой нефтью применяются растворители, которые довольно эффективно справляются с АСПО. Чтобы достичь максимального эффекта в ПЗП закачивают подогретый растворитель. Продолжительность обработки может достигать 24 часов. Объем растворителя варьируется в пределах 1,5-5 м<sup>3</sup> на метр продуктивной толщины.

Хорошей растворяющей способностью обладают индивидуальные органические растворители, например сернистый углерод ( $\text{CS}_2$ ), толуол ( $\text{C}_7\text{H}_8$ ), но они применяются довольно редко по причине их токсичности и дороговизны. К природным растворителям относятся в основном парафиновые углеводороды  $\text{C}_3$ - $\text{C}_6$  (лёгкая нефть, газоконденсат, сжиженный нефтяной газ). Данные вещества дешевые и доступные, но обладают невысокой эффективностью. Смолы и асфальтены плохо растворимы в этих веществах. Активно используют продукты вторичной переработки углеводородного сырья такие, как керосин и промежуточные продукты, полученные в процессе подготовки нефти. Чем больше ароматических углеводородов в растворителе, тем эффективней он растворяет смолы и асфальтены. Однако, если содержание данных углеводородов превышает 25%, то увеличение растворимости уже не происходит. Также используются многокомпонентные смеси на водной основе, с помощью которых осуществляется диспергирование и «отмыв» АСПО. К таким смесям относятся спирты, кислоты, щелочи и электролиты. Эти смеси более технологичны и менее взрывоопасны в сравнении с органическими растворителями. В качестве универсального растворителя применяют НЕФРАС-М.

Стоит сказать, что выбор скважин для конкретной обработки призабойной зоны является достаточно сложной проблемой, когда ставится цель получить максимальную эффективность от реализации той или иной ОПЗ пласта. Технология проектируемой обработки должна быть максимально адекватно подобрана по состоянию призабойной зоны на момент проведения технологического мероприятия.

Для получения наибольшей эффективности при ОПЗ необходимо рассматривать конкретные геолого-физические условия, определять причину загрязнения, учитывать фильтрационно-емкостные свойства пласта и физикохимические свойства флюидов, а при выборе кандидатов

рассматривать экономическую целесообразность применения тех или иных технологий [22,23,24].

Обобщая все вышесказанное, обозначим, что карбонатные коллекторы имеют достаточно сложную структуру, а их изученность относительно мала. Существует множество причин ухудшения фильтрационно-ёмкостных характеристик призабойной зоны пласта. Для устранения этих причин применяются различные методы обработки и очистки ПЗП. Для воздействия на ПЗП карбонатного коллектора в основном применяется кислотная обработка. Для достижения наилучшего эффекта при применении технологии КО создаются многокомпонентные композиции различного химического состава. В качестве присадок, облагораживающих добавок применяются ингибиторы солеотложения и коррозии, интенсификаторы, ПАВ, стабилизаторы. В виде комплексной обработки рассмотрено применение инвертно-эмульсионного раствора.

Подытоживая, важно заключить, что комплексный подход, заключающийся в применении рассмотренных технологий ОПЗ для определенных условий, а также подобранных для данных технологий наиболее оптимальных современных композиций, применим для обработки призабойной зоны карбонатных коллекторов, что подтверждается практическими данными.

В настоящее время существуют различные методы воздействия на призабойную зону пласта, сущность которых состоит в искусственном улучшении проницаемости и проводимости ПЗП. По явлениям, лежащим в основе технологий ОПЗ, выделяются химические, механические, физические, термические методы, а также комбинированные. Выбор метода ОПЗ пласта проводится на основе определения причин, приводящих к снижению продуктивности скважин, с учетом физико-химических свойств пород пластаколлектора, насыщающих их флюидов и на основе специальных гидродинамических (ГДИС) и геофизических (ГИС) исследований по оценке фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта.

Физические методы основываются на создании сильного гидродинамического воздействия, которое способно разрушить структуру загрязняющих отложений. Один из таких методов – виброобработка. Вибрация создаётся за счёт колебания давления нагнетаемой жидкости с разной амплитудой (до 10 МПа) и частотой (до 300 Гц). Данный метод применяют в следующих случаях: коллекторы которых образованы плохо проницаемыми неоднородными породами и содержат большое количество глин; с плохими ФЕС призабойной зоны из-за бурения или ремонтных работ; с высоким пластовым давлением и плохой проницаемостью. Запрещается проводить виброобработку в скважинах с низким пластовым давлением и вблизи ВНК [25].

Метод переменного давления применяют в случаях, когда после проведения кислотной обработки не удаётся вызвать приток к скважине. Процедура данной технологии довольно проста, она заключается в создании

переменных нагрузок (депрессии и репрессии) на ПЗП с целью выноса механических примесей из ПЗП. Также к этой категории можно отнести применение струйных насосов. При помощи этих насосов создают депрессии с целью выноса из ПЗП продуктов реакции, частиц бурового раствора или для ликвидации водной преграды.

Термообработка призабойной зоны пласта проводится в коллекторах, процесс разработки и эксплуатации которых осложняется наличием в них тяжелых парафинистых нефтей при температурах пласта близких к температуре кристаллизации парафина или ниже. К данным методам относятся: прокачка горячей нефтью, паротепловая обработка, подогрев забоя скважины и обработка пороховыми газами.

К механическим методам воздействия на ПЗП относятся гидropескоструйная, сверлящая перфорации, являющиеся методами вторичного вскрытия пласта. Также отметим применение гидровакуумной желонки, служащей для очистки скважины от сыпучих материалов, посторонних предметов и прочих механических примесей, как пластового, так и инородного происхождения.

В настоящее время существуют различные методы комбинированного действия при ОПЗ. Термокислотная обработка – комбинированный процесс, первым этапом которого является термохимическая обработка, а вторым, непрерывно следующим за первым, – обычная кислотная обработка или кислотная обработка под давлением. Совмещенное действие двух факторов – высокой температуры и активности кислоты – позволяет эффективно применять эти процессы на следующих скважинах: снизивших производительность за счет отложений парафиновых или асфальто-смолистых в ПЗП; вышедших из бурения, с целью более интенсивного растворения материалов, загрязняющих фильтрующую поверхность забоя; в нефтяных скважинах с целью формирования максимального количества каналов растворения в заданном интервале, особенно в доломитах и сильно доломитизированных породах; в нагнетательных скважинах для очистки поверхности фильтрации от продуктов коррозии и других загрязняющих материалов, трудно растворимых в холодной соляной кислоте.

Термоакустическое воздействие применяется на месторождениях, где проницаемость снижена из-за отложений парафино-смолистых веществ, а также проникновения в призабойную зону воды, глинистого раствора и др. Метод основан на совместном облучении призабойной зоны тепловым и акустическим полями. Одновременное распространение этих полей в продуктивном пласте способствует многократному увеличению его эффективной теплопроводности и очистке призабойной зоны.

Применение данного метода в конечном итоге дает следующие результаты:

- увеличение объемов фильтрации подвижного флюида;
- вовлечение в процесс фильтрации неподвижного флюида;
- снижение вязкости нефти, увеличение фазовой проницаемости

- нефти, снижение обводненности продукции;
- преодоление сил поверхностного натяжения и, соответственно, уменьшение угла смачивания между водой и нефтью приводит к повышению коэффициента вытеснения нефти водой;
- очистка поровых и перфорационных каналов от механических примесей и высоковязких отложений.

Виброволновая обработка осуществляется путём воздействия пульсационного потока промывочной жидкости. В процессе обработки разрушается структура сложного состава загрязнений малоподвижных коллоидных растворов, гидравлическими импульсами давлений разбивается блокада загрязнений, растворение загрязнений кислотным составом в виброволновом режиме за счет колебаний давлений жидкости с низкой частотой и оттеснение загрязнений вглубь пласта за пределы ПЗП или вынесение остатков подвижных частиц загрязнения на поверхность при получении фильтрации жидкости из пласта с появлением циркуляции в затрубном пространстве.

Наиболее применимы в качестве метода воздействия на ПЗП карбонатного коллектора являются химические методы воздействия, разновидности кислотных обработок [26,27,28].

Кислотные обработки осуществляются подачей на забой скважины под давлением ниже давления гидроразрыва породы пласта растворов кислот, проникающих в мелкие поры и трещины пласта, расширяя их, а также образуя новые каналы с целью увеличения проницаемости породы. С этой же целью под давлением кислотные растворы закачиваются и для очистки от загрязнений призабойной зоны пласта. Для стандартной кислотной обработки карбонатных коллекторов в основном используется соляная кислота. Она достаточно дешевая и недефицитная. Соляная кислота обладает высокой способностью растворять такие основные компоненты породы карбонатного коллектора как известняк, магнезит и доломит. Кислотные ванны применяются для очистки в скважинах поверхности открытого забоя от глинистого материала, цемента, продуктов коррозии, смолистых веществ, отложений от пластовых вод. Также кислотные ванны проводятся в эксплуатируемых скважинах с целью освобождения прихваченного на забое пробкой подземного оборудования и очистки поровых каналов после ремонтных работ. Пенокислотные составы применяются для обработки неоднородных по проницаемости коллекторов с низкими пластовыми давлениями. Данная технология применяется для карбонатных типов коллекторов, залегающих на глубине не более 2500 м, обводнённостью до 90%, приёмистостью не более 300 м<sup>3</sup>/сут, расстояние до ВНК должно составлять не менее 1 м. В качестве примера комплексной обработки ПЗП можно привести использование инвертно-эмульсионного раствора с последующей закачкой солянокислотной композиции. При закачке и продавке ИЭР в продуктивный карбонатный коллектор, как правило, он поступает в трещиновато-кавернозные участки, блокируя их или создавая значительные

сопротивления для его движения и закачиваемой за ним кислоты. При этом кислота проникает и реагирует с неработающей частью карбонатного пласта, повышая его проницаемость, а соответственно, и продуктивность скважины.

При КО обязательно нужно учитывать такие важные параметры, влияющие на скорость протекания реакций, как температура, давление и концентрация кислоты. Скорость реакции кислотного раствора возрастает при повышении температуры и снижении давления, а оптимальная концентрация раствора соляной кислоты в основном варьируется в пределах 8-15%.

При кислотной обработке и очистке ПЗП карбонатных коллекторов безоговорочно применяется соляная кислота, но для получения качественного раствора соляной кислоты, способного эффективно воздействовать на породу и причину загрязнения, а также не вызывая коррозии металла и выпадение осадков солей, необходимо использовать облагораживающие добавки к кислотному составу, оказывающие положительный эффект на различные составляющие протекающих физико-химических процессов в процессе КО [29,30].

## **1.5 Современные подходы к разработке карбонатных коллекторов нефтяных месторождений**

Продуктивность скважин – это характеристика добывающей скважины, определяющей отбор пластового флюида при ее эксплуатации. Численно оценивается как коэффициент продуктивности скважины, равный отношению дебита скважины к депрессии, создаваемой на её забое.

Продуктивности скважин со временем изменяются. И одна из основных причин снижения продуктивности скважин – ухудшение фильтрационных свойств призабойной зоны пласта.

Призабойная зона пласта (ПЗП) представляет собой область пласта, примыкающую к скважине, которая вскрывает пласт, и в ее пределах изменяются фильтрационно-ёмкостные свойства (ФЕС) продуктивного пласта. Состояние этой зоны оказывает существенное влияние на продуктивность скважины.

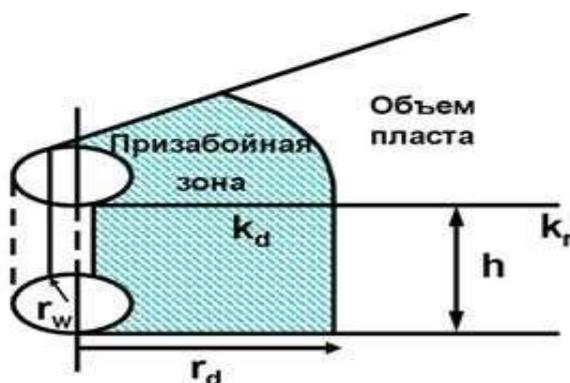
Важной характеристикой призабойной зоны пласта, оказывающей влияние на продуктивность скважины, представляет собой проницаемость – способность горных пород пласта пропускать сквозь себя флюиды при перепаде давления. С помощью скин-фактора можно оценить изменчивость проницаемости в примыкающей к скважине зоне. Данный гидродинамический параметр характеризует дополнительное фильтрационное сопротивление течению флюида в околоскважинной зоне пласта, приводящее к снижению дебита по сравнению с совершенной скважиной. То есть для преодоления сопротивления, возникающего вследствие ухудшения проницаемости в зоне очень небольшой толщины вокруг скважины, требуется повышенное

давление, однако имеется ограничение – энергетические возможности продуктивного пласта, поэтому происходит снижения продуктивности.

М. Хоукинс в 1956 году предложил для расчета скин-фактора следующую формулу:

$$S = \left( \frac{k_r}{k_d} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_c} \quad (1)$$

Он использовал концепцию скина как кольцеобразной зоны вокруг скважины с измененной проницаемостью, построив затем следующую модель скважины:



$k_r$  – проницаемость коллектора,  $h$  – эффективная толщина коллектора,  $k_d$  – проницаемость измененной зоны,  $r_d$  – радиус измененной зоны,  $r_w$  – радиус скважины.

Рисунок 1 – Модель Хоукинса

Данный подход позволяет вычислить скин-фактор с помощью свойств призабойной зоны:

- если  $k_d < k_r$  (повреждение), скин-фактор является положительным;
- если  $k_d > k_r$  (интенсификация), скин-фактор является отрицательным;
- если  $k_d = k_r$ , скин-фактор равен 0.

Основное допущение при оценке скин-фактора – протяженность скин-зоны относительно мала по сравнению с границами пласта  $r_s \ll r_e$ . Т.е. считаем, что приток через скин-зону установившийся.

Ухудшение фильтрационных свойств пласта происходит во время первичного вскрытия пласта, строительства скважины, вторичного вскрытия пласта и всего эксплуатационного периода, а также в периоды ремонтов скважин, сопровождаемых фильтрацией жидкостей глушения.

Для восстановления и улучшения фильтрационных характеристик ПЗП на всех этапах разработки нефтяного месторождения проводится обработка призабойной зоны (ОПЗ) пласта. Выбирается метод ОПЗ пласта исходя из причин, послуживших снижению продуктивности скважин, с учетом физикохимических свойств пород пласта-коллектора и на основе

гидродинамических и геофизических исследований по оценке фильтрационных характеристик ПЗП.

Со временем кислотные обработки становились все более востребованными и рентабельными, что было связано с истощением запасов и все более проявляющимися осложнениями в ПЗП. Поэтому появилась потребность и заинтересованность в улучшении качества проведения ОПЗ. Например, было предложено для каждого конкретного случая, в зависимости от пластовых условий и минералогического состава породы, подбирать конкретный тип ОПЗ [31,32].

В настоящее время изобретаются кислотные составы, содержащие полиакриламид (ПАА) и различные поверхностно-активные вещества (ПАВ), например «Химеко ТК-2», «Химеко ГК» (разработаны в РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина), однако цена новых кислотных составов достаточно высока, поэтому зачастую проводятся совместно ГКО и СКО с добавлением ПАВ.

Стоит отметить, что большое внимание в настоящее время уделяется методам комплексной обработки ПЗП. Это объясняется неэффективностью применения лишь одной кислотной композиции, когда источники и материалы загрязнения имеют различный состав и природу. При использовании методов комплексной ОПЗ осуществляется воздействие сразу на несколько разных типов веществ, являющихся причинами загрязнения ПЗП.

Карбонатные коллектора отличаются сложным строением порового пространства, повышенной вязкостью нефти и значительным содержанием асфальтосмолопарафинистых веществ, высокими показателями неоднородности по пористости (трещиноватости) и проницаемости, что значительно усложняет извлечение нефти. Карбонатные отложения преимущественно сложены кальцитом ( $\text{CaCO}_3$ ), магнезитом ( $\text{MgCO}_3$ ) и доломитом ( $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ ), которые активно вступают в химические реакции, в результате чего протекают вторичные процессы, и свойства породы неравномерно меняются. В таких случаях движение скопившихся в порах коллектора углеводородов к скважине может стать практически невозможным, так как, несмотря на сохранение поровой структуры коллектора, связь между порами будет нарушена или вовсе отсутствовать. Свойства коллектора могут значительно различаться в разных точках из-за неравномерного протекания вторичных процессов в пласте, вследствие чего показатели дебита пробуренных рядом скважин могут быть совершенно разными.

Карбонатные коллекторы отличает сложная структура вертикальной послойной макро- и микротрещиноватости. Зачастую трещины пронизывают пористый каркас карбонатного коллектора в разных направлениях и разделяют его на отдельные блоки, образуя «двойную среду», так как нефть фильтруется в таком случае и через поровое пространство блоков породы, и через трещинное пространство между блоками (рисунок 2). Движение нефти в этом случае подчиняется разным законам, соответствующим виду пустот, что важно учитывать при разработке.

За счет трещин увеличивается фильтрационная способность породы, что приводит к лучшему притоку нефти. В трещиноватых коллекторах может наблюдаться явление анизотропии, что может вызывать прорывы газа и воды к добывающим скважинам, если трещины, пронизывающие пласт, распространяются ниже или выше него в водоносный слой или газовую шапку.

Уменьшение проницаемости происходит при снижении забойных и пластовых давлений при разработке месторождений с коллекторами трещиннопорового типа, имеющих высокую проницаемость за счет естественной трещиноватости. Для таких коллекторов свойственно изменение показателей продуктивности скважин в зависимости от степени раскрытости и относительной ёмкости трещин, на что, в частности, влияние оказывает изменение забойного и пластового давлений.

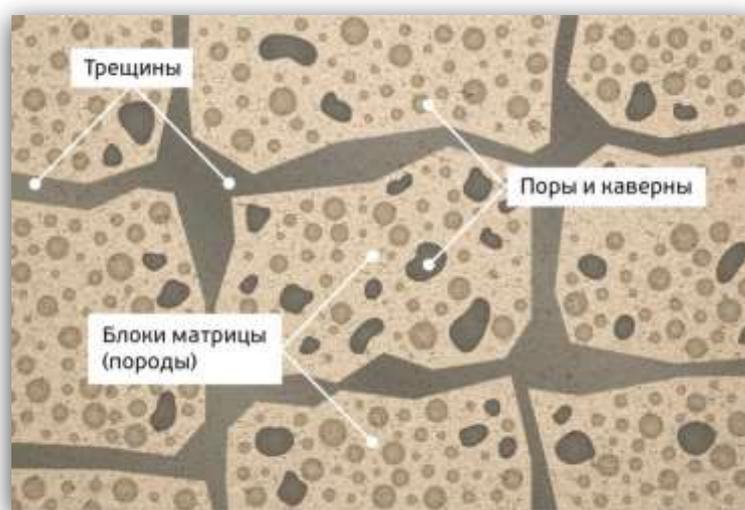


Рисунок 2 – Модель «двойной среды» карбонатного трещиноватого коллектора

При интенсивном снижении текущего пластового давления отмечается процесс воздействия повышенных эффективных напряжений на пластические свойства пласта. В процессе снижения забойного и пластового давлений происходит уменьшение ёмкости и раскрытости естественных трещин в коллекторе вследствие его деформации. Деформации пород продуктивного интервала негативно проявляется в виде резкого снижения продуктивности скважин в начальный период их эксплуатации [33,34].

Для карбонатных коллекторов характерно слоистое строение продуктивных толщ, неоднородность по толщине, поэтому в процессе разработки происходит неравномерная послойная выработка запасов. Как уже говорилось выше, при снижении пластового давления изменяются такие показатели, как раскрытость трещин, трещинная проницаемость, коэффициент охвата трещиноватостью продуктивного объёма пласта. Смыкание трещин может происходить в случае снижения пластового давления ниже бокового горного при эксплуатации залежи в режиме

растворенного газа. Вследствие сжатия трещин происходит разобщение участков залежи между скважинами с дренируемым объёмом пласта, что приводит к накоплению выделяющегося из нефти газа. Это приводит к тому, что разработка на недавно введенных в эксплуатацию скважинах, будет осуществляться с наличием большого газового фактора.

Начальное ухудшение фильтрационных свойств пласта происходит во время первичного вскрытия его при бурении, когда в ПЗП попадают водные фильтраты глинистых растворов, происходит коагуляция глинистыми частицами. В процессе взаимодействия фильтрата с минерализованной водой пласта могут образовываться и выпадать в осадок нерастворимые соли, образование стойких эмульсий.

Затем изменение фильтрационных свойств происходит на стадиях строительства, включающих цементирование, при котором происходит фильтрация тампонажной жидкости, и вторичное вскрытие пласта перфорацией, и далее во время всего эксплуатационного периода, сопровождаемого нарушением термобарического равновесия в пластовой системе и выделением из нефти свободного газа, выпадением АСПО, закупоривающих поровое пространство, а также в периоды ремонтов скважин, сопровождаемых фильтрацией жидкостей глушения.

Для нагнетательных скважин характерно ухудшение приемистости по причине закупорки порового пространства пласта продуктами коррозии, нефтепродуктами, илом, которые содержатся в закачиваемой воде.

Продукты жизнедеятельности и разложения микроорганизмов, соединения серы (меркаптаны, сульфиды, сульфаты и др.), относящиеся к биохимическому взаимодействию, также отрицательно влияют на гидропроводность пласта [35,36].

При вскрытии продуктивного пласта в процессе бурения происходит проникновение глинистых частиц из бурового раствора в фильтрационные каналы горной породы. Фильтрат представляет собой жидкую фазу бурового раствора, которая фильтруется в пласт-коллектор (фильтр – порода-коллектор и глинистая корка на стенке скважины) из-за разности давлений столба жидкости в скважине и пластового давления. В процессе подъёма бурового раствора вверх по скважине происходит его взаимодействие со стволом скважины. При осуществлении бурения на репрессии (давление жидкости в стволе скважины выше пластового давления) буровой раствор оказывает повышенное воздействие на ствол скважины.

Буровой раствор поглощается породой несколькими вариантами:

- 1) Поглощение жидкого компонента проницаемой породой и образование фильтрационной корки на стенке ствола скважины (твёрдый компонент и эмульсия) за счет адгезионной способности породы. В породах с низкой проницаемостью явление поглощения бурового раствора проявляется в меньшей степени, однако ухудшение циркуляции раствора все же может происходить в случае наличия в породе каверн, большого количества трещин и пустот.

2) При давлении столба жидкости в стволе скважины выше давления разрыва породы естественным образом образуются трещины и каверны, через которые происходит поглощение бурового раствора.

Попадание в фильтрационные каналы в ПЗП частиц дисперсной фазы раствора и их отложение там снижает проницаемость ПЗП.

При первичном и вторичном вскрытии пластов происходят процессы кольтматации и суффозии.

Частичная или полная кольтматация порового пространства пласта твердой фазой глинистого раствора встречается в процессе вскрытия пласта бурением и перфорацией, а также твердой фазой промывочной жидкости при производстве в скважине ремонтных или других видов работ. Кольтматация ПЗП может происходить механическими примесями и продуктами коррозии, вносимыми в пласт нагнетаемой водой.

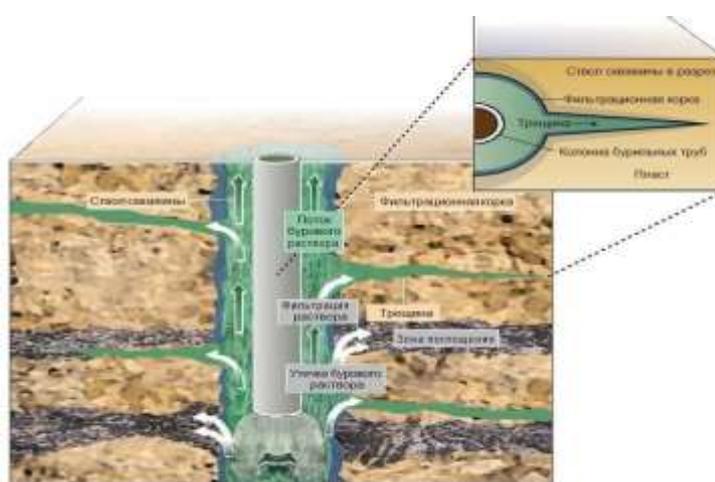


Рисунок 3 – Механизмы ухода бурового раствора из скважины

Несмотря на малую величину, закольтматированный слой создает значительные фильтрационные сопротивления особенно в случае применения водных промывочных жидкостей.

Процесс кольтматации продуктивного пласта достаточно сложен. Одновременно происходит удержание части твердой фазы суспензии в порах пласта и обратный процесс – вынос части твердых частиц потоком дальше в пласт (суффозия). При движении по трещинам, кавернам, поровому пространству пластовая поды может наносить существенный урон скелету породы, размывая ее и вымывая ее мелкие частицы. Затем происходит засорение этими частицами капилляров, поровых каналов, трещин гидравлического разрыва пласта и притрещинных зон.

Суффозия может быть механическая и химическая. Механическая суффозия – вынос частиц горной породы потоком воды, проходящей по фильтрационному пространству. При механическом взаимодействии с водой горная порода частично разрушается, и некоторые ее части уносятся водой. В случае химической суффозии происходит растворение частиц горной породы

и их дальнейший вынос. Рассмотренные виды суффозии обычно наблюдаются в совместном виде, поэтому корректнее будет сказать, что наблюдается химикомеханическая суффозия.

Стоит отметить, что при высоких значениях гидродинамического давления и скорости движения воды суффозионные явления проявляются гораздо интенсивнее [37].

Минерализация закачиваемой в пласт воды серьезным образом влияет на низкопроницаемые коллектора. Тем более это влияние проявляется при большом содержании глин, такие коллекторы называют глинизированные. Одним из проявлений набухания глинистого цемента коллекторов является снижение приемистости нагнетательных скважин при закачке в нефтяные пласты воды, отличающейся по химическому составу от пластовой. Падение приемистости связано с уменьшением проницаемости отложений принимающих интервалов.

Гидратация глинистых пород является сложным физико-химическим процессом, приводящим к деформации и разрушению структур и свойств глин. Набухание глин объясняется их гидратацией. Вода проникает в чешуйки глин и создает между чешуйками гидратные пленки. Так как удельная поверхность глин значительна (в силу того, что глина состоит из многочисленных чешуек), глины набухают. Процесс набухания глин оказывает влияние на устойчивость стенок скважин и на качество вскрытия призабойной зон пласта, приводит к увеличению давления, развиваемого набухшим образцом и к снижению пористости и проницаемости породы во много раз.

В ходе исследования установлено, что влияние минерализации закачиваемой в пласт воды на проницаемость глинодержащих пород положительное, то есть проницаемость породы возрастает, с увеличением минерализации закачиваемой воды. Существенным образом наблюдались изменения проницаемости пласта при закачке воды с минерализацией от 0 до 30 г/л, затем увеличение концентрации солей в растворе не приводило к столь существенному изменению проницаемости [38].

## **1.6 Анализ эффективности эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин с карбонатными коллекторами**

Успешность эксплуатации добывающих скважин во многом определяется согласованием работы призабойной зоны пласта и подземного оборудования. Изменение составов и свойств вод подаваемых в пласт как агентов системы ППД или в качестве жидкостей глушения скважин приводит к интенсивному взаимодействию этих вод с породообразующими минералами. В табл.2 приведены технологический режимы работы добывающих скважин месторождения Кожасай за август 2009 года.

По результатам расчетов коэффициентов продуктивности скважин месторождения были выделены две группы. К первой группе отнесли те скважины, в которых произошло увеличение коэффициента продуктивности (группа А), к второй группе - в которых коэффициент продуктивности имеет тенденцию к уменьшению (группа Б).

На большинстве анализируемых скважин проводилось от одного до пяти ремонтов с предварительным глушением пласта (рис.4.). С увеличением числа ремонтов успешность мероприятий уменьшается (СКО, ГРП), это видно из рис.5 по уменьшению относительного коэффициента продуктивности - Коши.

Относительный коэффициент продуктивности - это отношение разницы коэффициентов продуктивности скважин после и до глушения, отнесенное к коэффициенту продуктивности скважин до глушения.

Анализ коэффициентов продуктивности по всему фонду добывающих скважин показал, что на высоко и среднепроницаемых пластах (группа А) уже после первой операции глушения скважин водосодержащими составами ЖГС происходит уменьшение коэффициентов продуктивности скважин (см.рис.5).

Таблица 2 – Технологические режимы работы добывающих скважин месторождения Кожасай

№ скважин	Диаметр экс. колонны, мм	Тип насоса, Тип СК	Глубина спуска насоса, м	Длина хода Полир. Штока, м	Число качания, мин	Козф. подачи, дол.ед.	Динам. уровень, м	Дебит жидк., м <sup>3</sup> /сут	Обвод, %	Дебит нефти, г/сут
26	146	НСВ1-32 ИР-9Т	1408	1,5	4,5	0,9	1272	7,7	16,4	5,7
55	146	НСВ1-32 ИР-9Т	1240	2,5	5,5	0,5	1071	7,8	21,8	5,4
1510	146	НСВ1-32 7СКВ-3,5- 4000	1328	2,1	4,5	0,8	748	8,5	7,3	6,9
1518	146	НСВ1Б-32 7СКВ-3,5- 4000	1352	11,26	2,4	0,3	1126	3,2	16,2	2,4
1520	168	НСН2Б-43 7СКВ-3,5- 4000	1168	1,6	4,5	0,6	979	8,2	13,1	6,3
1522	146	НСВ1-43 7СКВ-3,5- 4000	1192	2,5	3,5	0,5	770	8	96,5	0,2
1526	146	НСВ1-32 7СКВ-3,5- 4000	1232	3	5	1	676	15	70	4

Продолжение таблицы 2

1527	146	НСВ1-43 7СКВ-3,5- 4000	1288	2,1	5	0,7	699	18	65,3	5,5
1529	146	НСВ1-44 7СКВ-3,5- 4000	1136	2,5	5	0,6	737	15	86	1,9
1552	146	НСВ1Б-43 7СКВ-3,5- 4000	1208	3	4,5	0,8	1050	25	35	14,3
1553	168	НСВ1Б-32 7СКВ-3,5- 4000	1312	1,6	4,5	0,9	851	7,6	24,3	5,1
1592	168	НСВ1-32 7СКВ-3,5- 4000	1300	2,1	4,5	0,7	1187	8	80	1,4
1594	146	НСН2-44 ИР-9Т	2224	2,5	4,5	0,5	1095	12,2	37,9	6,7
51	146	НСВ1-32 СКН10- 3315	1208	2,1	4,5	0,8	949	9,6	93,4	0,6
47п	146	НСВ1Б-32 7СКВ-3,5- 4000	1224	1,6	4,5	0,2	1128	3	6,3	2,5
1502	146	НСВ1-32 7СКВ-3,5- 4000	1416	1,6	4,5	0,2	1286	1,6	46,8	0,7
1505	146	НСВ1-29 7СКВ-3,5- 4000	1456	1,6	4,5	0,1	1325	1,1	43	0,5
1507	146	НСВ1-32 7СКВ-3,5- 4000	1291	1,6	4	0,3	1021	1,8	10	1,4
1508	146	НСН2-44 7СКВ-3,5- 4000	1200	3	5	0,4	425	20,1	91	1,6
1509	146	НСВ1-32 7СКВ-3,5- 4000	1264	2,1	4,5	0,3	1157	3,6	72,1	0,9
1513	146	НСВ1-32 7СКВ-3,5- 4000	1280	1,6	5	0,2	1270	1,1	21,4	0,8
1515	146	НСВ1-43 7СКВ-3,5- 4000	1200	3	5	0,5	347	14,3	92	1
1517	146	НСВ1Б-43 ИР-9Т	1208	2,5	4,5	0,3	184	7	54,4	2,8
1519	146	НСВ1-43 7СКВ-3,5- 4000	1206	2,5	4,5	0,3	155	8	86,4	1

1523	146	НСН2Б-43 7СКВ-3,5- 4000	1184	1,6	3,5	0,3	1142	3,9	36,4	2,2
1590	146	НСВ1-32 7СКВ-3,5- 4000	1400	2,5	4,5	0,3	1180	3	25	2
1591	146	НВ-29 7СКВ-3,5- 4000	1428	2,1	3	0,35	1364	0,9	19,3	0,6
1602	168	НСВ1-32 7СКВ-3,5- 4000	1312	2,1	4,5	0,1		1,3	17,4	0,9
1603	146	НСВ1-29 7СКВ-3,5- 4000	1448	2,1	4,5	0,1	669	0,7	4,7	0,6
1604	146	НСН2-43 7СКВ-3,5- 4000	1300	2,3	6	0,3	60	23	64	0,6

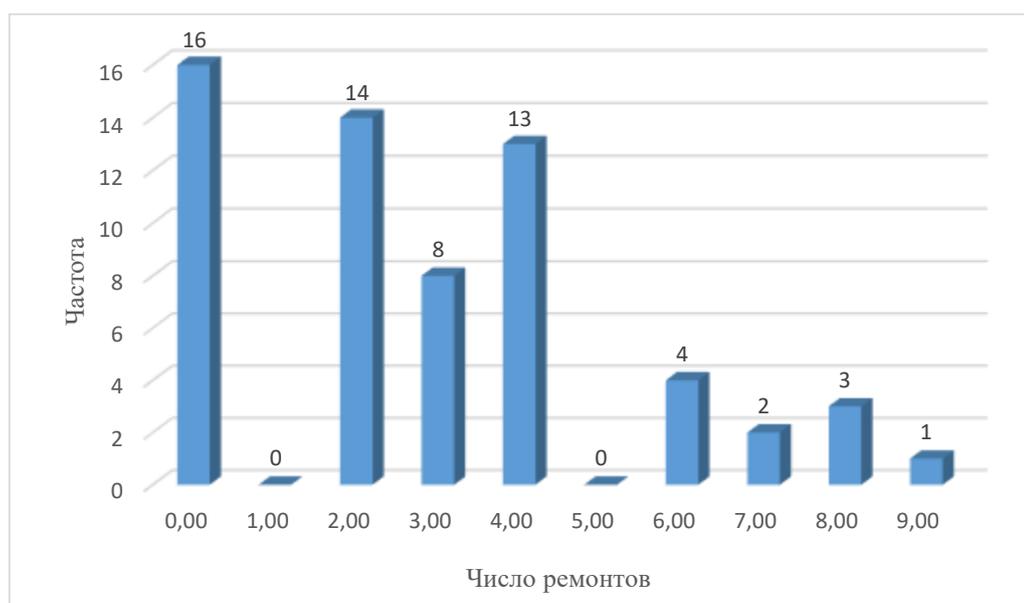


Рисунок 4 – Кратность проведения ремонтных работ на месторождении Кожасай

На рис.5 можно проследить, что в скважинах группы А после первого глушения скважин водными ЖГС относительные коэффициенты продуктивности снизились в 1,3 раза, после второго глушения скважин в 1,5 раз, после третьего глушения в 1,3 раз и после четвертого в 1,3 раза. Стабилизация относительного коэффициента продуктивности скважин достигается на 5...7 операции глушения. Из рис.5 видно, что в скважинах низкопроницаемыми пластами (группа Б) уже после проведения первой

операции глушения происходит уменьшение коэффициентов продуктивности скважин. Для этой категории скважин величина относительного коэффициента продуктивности принимает отрицательные значения. В дальнейшем с увеличением числа операций глушения величина относительного коэффициента продуктивности практически не изменяется [39,40].

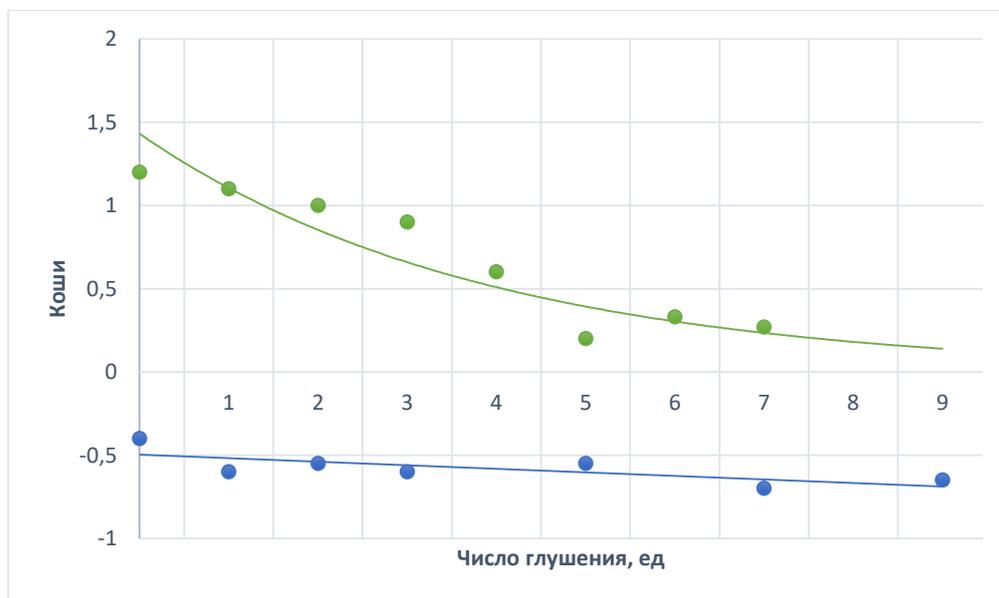


Рисунок 5 – Влияние числа глушений скважин на изменение коэффициента продуктивности

Анализ технологических режимов работы скважин свидетельствует о том, что с увеличением глушений обводненность продукции практически не изменяется. Это характерно для обеих категорий скважин. Расположение аппроксимирующих линий на рис.6 практически параллельное. Основное отличие для скважин, вскрывших высоко- и среднепроницаемые пласты коэффициенты продуктивности по жидкости имеют большие абсолютные значения.

Проанализируем успешность применения задавочных жидкостей с точки зрения сохранения коллекторских характеристик пород призабойной зоны пласта.

Глушение скважин перед ремонтами производится в том случае, если пластовое давление в зоне скважины больше гидростатического, а также если продукция содержит вредные и токсичные соединения. Так как разработка месторождения Кожасай ведется с поддержанием пластового давления закачкой воды, то обычно в окрестности скважин существует повышенное давление и скважина обязательно должна подвергаться глушению.

Практика проведения операций глушения нефтяных и газовых пластов свидетельствует о том, что в подавляющем числе случаев в качестве ЖГС применяются водные растворы минеральных солей Са и Na.

Анализ промысловой информации о работе многоремонтных скважин месторождения Кожасай показывает, что их основные эксплуатационные показатели сильно зависят от количества операций и типа ЖГС. Особенно большие изменения параметров работы скважин и характеристик ПЗП происходят во время первых операций глушения (см.рис.2). В дальнейшем темп падения фильтрационно-емкостных характеристик замедляется и наступает состояние насыщения. Поэтому важным становится вопрос выбора технологических параметров: плотности и объема ЖГС. Превышение значения этих параметров ЖГС над расчетным приводит к увеличению объемов проникновения ЖГС в пласт, следовательно, к увеличению уровня отрицательного воздействия на пласт. Важным вопросом в выборе типа ЖГС является подбор состава, не приводящего к необратимым изменениям коллекторских характеристик ПЗП. Тип ЖГС должен выбираться индивидуально для каждого объекта разработки.

Технологии глушения скважин месторождения Кожасай не обеспечивают сохранности коллекторских характеристик пород ПЗП. Из рис.6 видно, что после проведения ремонтов с предварительным глушением скважин, увеличилось число скважин в которых произошло уменьшение коэффициентов продуктивности и, наоборот, уменьшилось число скважин в которых коэффициент продуктивности увеличился.

После применения водных и ЖГС восстановление коллекторских характеристик ПЗП возможно путем проведения дополнительных дорогостоящих геолого-технических мероприятий. Метод воздействия на пласт следует выбирать исходя из коллекторских характеристик пласта, применяемых типов ЖГС и параметров работы скважин.

Из рис.7 видно, что распределение Коши соответствует нормальному закону распределения случайной величины.

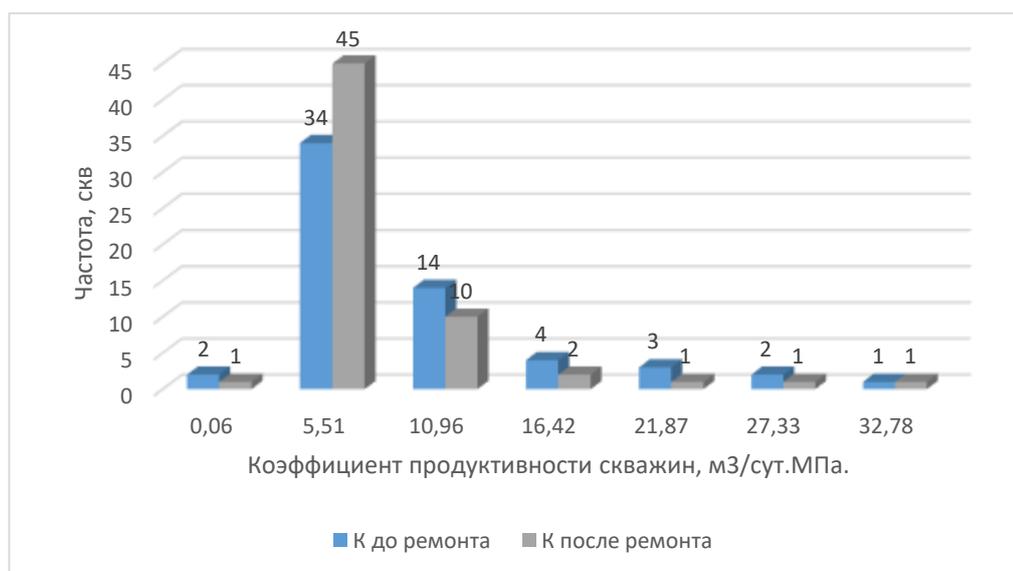


Рисунок 6 – Распределение коэффициента продуктивности до и после ремонта

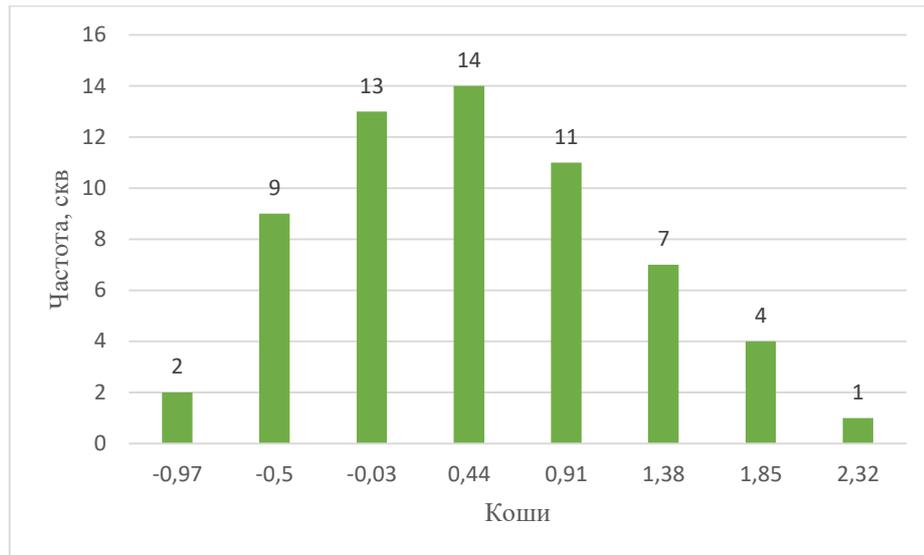


Рисунок 7 – Распределение относительного коэффициента продуктивности скважин месторождения Кожасай

Исходя из распределения Коши можно прогнозировать величину коэффициента продуктивности скважины после проведения ремонтов с предварительным глушением пласта. Одной из причин рассматриваемой проблемы является использование водосодержащих составов ЖГС на этапе вскрытия пласта, и в процессе эксплуатации скважин [41,42].

Анализ работы нагнетательных скважин месторождения показывает, что по всем скважинам, кроме тех, в которых были проведены мероприятия по увеличению проницаемости ПЗП, снижается коэффициент приемистости. Природные воды обычно содержат растворенные минеральные соли, различные газы, взвешенные твердые и коллоидные частицы. В поверхностных и подземных водах встречаются также микроорганизмы, а в сточных водах нефтедобывающих предприятий всегда находится некоторое количество эмульгированной нефти.

Влияние перечисленных компонентов закачиваемой воды на состояние фильтрационных параметров ПЗП различно. Взвешенные твердые частицы и эмульгированная нефть загрязняют поверхность фильтрации и закупоривают поровые каналы продуктивного пласта, тем самым снижая приемистость нагнетательных скважин. Согласно существующим правилам вода, предназначенная для закачки в пласты, не должна содержать нефти и нефтепродукты, а количество взвешенных твердых частиц в ней допускается не более 2мг/л, окисного железа - 0,3мг/л.

Кроме примесей, причиной снижения приемистости нагнетательных скважин может быть образование и отложение в поровых каналах труднорастворимых солей при нагнетании воды. Так, например, закачка сульфатной воды в пласты, содержащие воды хлоркальциевого типа, может

привести к образованию и отложению в поровых каналах практически нерастворимых осадков гипса



При нагнетании холодной воды в нефтяные пласты с повышенной температурой не исключена возможность распада бикарбонатов и образования карбоната кальция ( $CaCO_3$ ) в пористой среде. Это объясняется тем, что с повышением температуры воды нарушается равновесие между ионами бикарбоната и двуокисью углерода  $CO_2$ . Проведенные теоретические и экспериментальные исследования свидетельствуют о том, что при одной и той же концентрации  $CO_2$  в воде удерживается различное количество ионов бикарбоната в зависимости от температуры раствора. Чем выше температура, тем меньше в растворе бикарбонатов. Так, например, в присутствии 40 мг/л  $CO_2$  при температуре  $15^\circ C$  в растворе удерживается 5,25 мг-экв/л бикарбонатов, а при температуре  $40^\circ C$  - не более 3,9 мг-экв/л.

В тех случаях, когда для заводнения пластов, насыщенных жидкостью, содержащей сероводород, применяется вода с большим содержанием железа, в пористой среде может протекать окислительно-восстановительный процесс с образованием осадка сульфида железа  $FeS$ .

Наряду с механическими примесями и нефтью в закупорке поровых каналов пластов могут принять участие также различные микроорганизмы и водоросли, находящиеся в нагнетаемой воде [43].

В США установлены нормы содержания микроорганизмов в нагнетаемой воде. По стандарту КР-38 AP1 допускается содержание бактерий не более 10 тыс. клеток в 1 мл воды. Наиболее опасны из них сульфатовосстанавливающие бактерии, которые развиваются в анаэробных условиях и образуют сероводород.

Существенное значение для заводнения пластов имеет стабильность химического состава закачиваемой воды. Это значит, что в подготовленной для нагнетания в пласты воде при хранении и перекачке не должны образовываться дополнительно твердые взвешенные частицы за счет химических реакций. Обычно воды поверхностных водоемов после очистки более или менее стабильны. Однако большинство пластовых и сточных вод имеют низкую стабильность, что связано со значительным содержанием в них ионов закисного железа и бикарбонатов.

Закачиваемая в пласт вода должна обладать достаточной нефтewымывающей способностью. Обычно при заводнении пластов предполагается вытеснить из залежи не менее 60% балансовых запасов нефти. В тех случаях, когда вода имеет низкую нефтewымывающую способность, рекомендуется ее обрабатывать поверхностно-активными веществами или различными полимерными материалами. Вода, содержащая поверхностно-активные вещества, обладает низким поверхностным натяжением на границе с нефтью и лучше смачивает породу. В результате она полнее вытесняет из

пласта нефть, которая удерживается на поверхности поровых каналов под действием капиллярных и адгезионных сил.

Таблица 3 – Технологические режимы работы нагнетательных скважин месторождения Кожасай

№ скважины	Дата ввода в экс.	Глуб. скважины, м	Угол кривизны скважины	Коеф. экс., Долиед	Кол-во ремонтов	Толщ. пласта, м	Пласт. дав., МПа	Забойное дав., МПа	Дав. закачки, МПа	Коеф. приемистости, м <sup>3</sup> /(сут*МПа)
1503	1983	1585	28	0,19	1	12	17,7	19,6	4,6	10,7
1505	1985	1627	33	0,20	1	12	17,6	23,3	8	1,6
1514	1983	1585	41 J	0,17	1	32	17,3	18,8	6,3	107
1551	1981	1706	37	0,17	0	13	17,1	24,2	8,8	119,3
1554	1987	1652	41	0,16	1	16	17,2	21,2	7,2	58
1589	1986	1598	34	0,17	1	8,6	17,1	23,4	8,5	69
1593	1987	1650	30	0,16	0	30	17,4	24,4	8,6	65,5
1596	1984	1634	34	0,16	0	13	18,3	23,3	8,1	81
1601	1986	1666	38	0,36	1	12,2	18,1	22,8	8,3	17,4
1606	1985	1553	16,5	Не работает	0					

Полимеры добавляют к закачиваемой воде для повышения ее вязкости. Вода, загущенная полимерами, более равномерно вытесняет нефть из пластов, имеющих различные коллекторские свойства. Уменьшение соотношения вязкости нефти и воды способствует повышению коэффициента вытеснения нефти из заводняемых пластов. В табл.3 приведен технологический режим работы добывающих скважин месторождения на август 2007 года.

На рис.8 показана динамика коэффициентов приемистости скважин. В скважине № 1593 за пять лет работы скважин коэффициент приемистости снизился в 1,9 раз. Наибольшее снижение коэффициента приемистости произошло в период с 1995-1996 г. в 1,5 раза. В скважине № 1506 за пять лет работы скважины коэффициент приемистости снизился в 12,7 раз. Снижение коэффициентов приемистости свидетельствует о загрязнении ПЗП, при такой тенденции в 2001 году коэффициент приемистости снизится до нуля.

Из рис.9 видно, что за пять лет коэффициент эксплуатации снизился в 2,5 раза, при этом само значение коэффициента эксплуатации не высоко и не превышает 0,23. Ежегодно коэффициент эксплуатации снижается в 0,5 раз, при такой тенденции к 2004 году коэффициент эксплуатации должен снизиться до нуля. Причиной этого может быть низкое качество воды, загрязнение ПЗП. Это видно по снижению коэффициента приемистости скважин см. рис.8; это работы скважин в периодическом режиме с простоями, высокое значение коэффициента эксплуатации свидетельствует о наличии тесной

взаимосвязи между коэффициентом эксплуатации и продолжительности работы скважин [44,45].

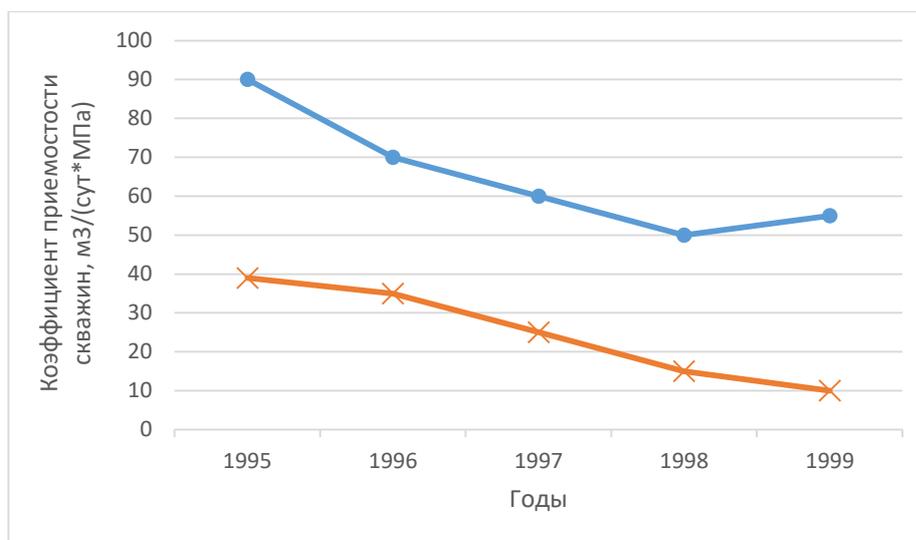


Рисунок 8 – Динамика коэффициента приемистости нагнетальных скважин месторождения Кожасай

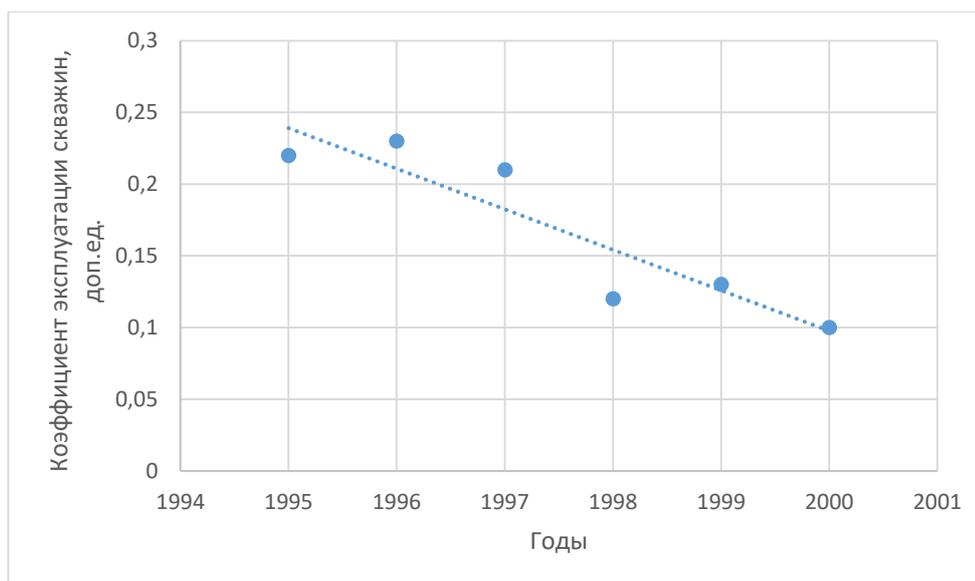


Рисунок 9 – Динамика коэффициентов эксплуатации нагнетальных скважин месторождения Кожасай

Анализ данных по скважинам показывает, что коэффициент продуктивности скважин, заглушённых пресной водой, снижается в 2..5 раз. Промысловые исследования, выполненные по 21 скважине, показали, что время освоения скважин, заглушённых пластовой водой, составляет около 3 суток, а на выходе скважин на режим, предшествующий глушению, требуется 30..45 суток. При этом дебит по жидкости на 10..20 % ниже исходного.

Анализ данных по месторождениям показывает, что коэффициент продуктивности скважин, заглушённых пресной водой, снижается в 2...5 раз, первоначальные значения коэффициента продуктивности восстанавливаются только через 3...5 мес. непрерывной эксплуатации, в то время как глушение скважин нефтью практически не влияло на значения показателей их работы в послеремонтный период.

Основными технологическими факторами, приводящими к уменьшению коэффициента продуктивности скважин, являются объем и плотность применяемых в операциях глушения водных составов.

Анализ влияния глушений скважин водными ЖГС на ФЭХ проводили по нефтяным залежам. В работе результаты контроля и анализа технологических параметров работы скважин и ФЭХ призабойной зоны тех скважин, глушение которых осуществлялось с применением водных ЖГС позволили определить уровень отрицательного влияния глушений на свойство пласта, большинство скважин в результате многократного применения водных ЖГС перешли в разряд мало- и среднедебитных, произошло резкое увеличение обводненности их продукции.

#### Выводы

На основе анализа промысловых материалов по применению различных составов ПЖ и ЖГС в операциях вскрытия пластов и глушения скважин с карбонатными коллекторами перед ремонтами можно сделать следующие выводы.

1) Не существует положений и стандартов для выбора ПЖ и ЖГС применительно к конкретным геолого-физическим условиям нефтегазовых пластов. Часто выбор ПЖ и ЖГС осуществляется на основе опыта применения этих реагентов на других залежах.

2) Использование в качестве ПЖ и ЖГС водных составов минеральных солей целесообразно на поздних стадиях разработки залежей и при высокой обводненности продукции скважин. Предпочтение при этом следует отдавать тем жидкостям и составам, которые содержат ионы калия с добавками соответствующих реагентов-регуляторов физикохимических свойств.

3) В процессе вскрытия продуктивных пластов и при низкой степени обводненности продукции скважин предпочтение следует отдавать жидкостям на углеводородной основе. Перспективными являются обратные эмульсии, не содержащие твердой фазы, в частности, на основе высокоплотных рассолов.

4) Выбор ПАВ и полимеров для регулирования свойств ПЖ и ЖГС необходимо проводить на основании комплекса методов исследований их взаимодействия с породообразующими минералами и пластовыми флюидами.

5) Для максимального сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов в процессе проведения ремонтных работ в скважинах в качестве ЖГС рекомендуются растворы на углеводородной основе. Использование таких систем сохраняет естественную водонасыщенность пор ПЗП (фазовую проницаемость его по нефти) [46,47,48].

## **2 Экспериментальные исследования разработки многопластовых месторождений с размещением нагнетательных скважин в центре и последовательной подачей газа и воды, ЖГС в пласт**

### **2.1 Способ проведения лабораторных исследований процесса выбора перегонного агента для поддержания пластового давления**

В данной главе рассмотрен способ проведения лабораторных исследований процесса отбора нагнетательного агента для поддержания пластового давления при разработке небольшого месторождения Кожасай, результаты лабораторных исследований и анализ результатов исследований.

На месторождении Кожасай предусмотрена закачка азота с целью поддержания пластового давления и вытеснения нефти в сторону добывающей скважины, последовательной закачки попутного газа, пластовой воды через нагнетательные скважины, а в целях обработки глубинной зоны добывающих скважин. Поскольку механизм закачки попутного или углеводородного газа в основном схож с закачкой азота, мы проводим эксперименты по проталкиванию и вытеснению воды азотом в насыщенном нефтью керне в лабораторных условиях.

*Закачка азотом.* Эффективность закачки азота в нефтяной пласт при разработке месторождений дает реальную возможность получения остаточной нефти в пористых полостях пласта. Поскольку азот является легким газом по сравнению с нефтью по плотности, он быстро проникает в мелкопористые полости и капиллярные трубки при высоком давлении, выталкивая нефть через эти полости. Поэтому процесс закачки нефти азотом при высоком давлении через мелкопористые полости и капиллярные трубки в слое рассматривается как причина различной плотности нефти и газа.

Этот метод повышения нефтеотдачи пласта реализуется благодаря доступному и эффективному способу извлечения азота из воздуха. Китайская компания «Kerui-Kerui Petroleum Equipment Co» использует азот в скважине, чтобы подтолкнуть язык смачивания.

Казахстанская нефтяная компания АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» начала использовать эту технологию на своих нефтяных месторождениях с 2016 года. В целях повышения нефтеотдачи нефтяных залежей на Карабулакском месторождении добились первых положительных результатов, закачав в пласт азот [49].

Задачей лабораторных исследований является экспериментальное определение основного механизма отталкивания остаточной нефти азотом в пористых полостях в коллекторных породах и рационального режима и технологических параметров закачки азота в многослойные нефтяные пласты. Подготовленные лабораторные установки направлены на определение механизма отталкивания нефти в пористых полостях модели путем сжатия насыщенного нефтью керна азотом со всех сторон.

Для проведения эксперимента по закачке нефти азотом в лабораторных условиях, прежде всего, производится подгонка керна под установку. В качестве модели коллекторной породы в слое используется керн с пористостью 18% и абсолютной проницаемостью 50 мкм<sup>2</sup>. Керн вырезается алмазной коронкой на специальной установке, чтобы он имел диаметр 40мм и длину 40 - 45мм (рис.10).

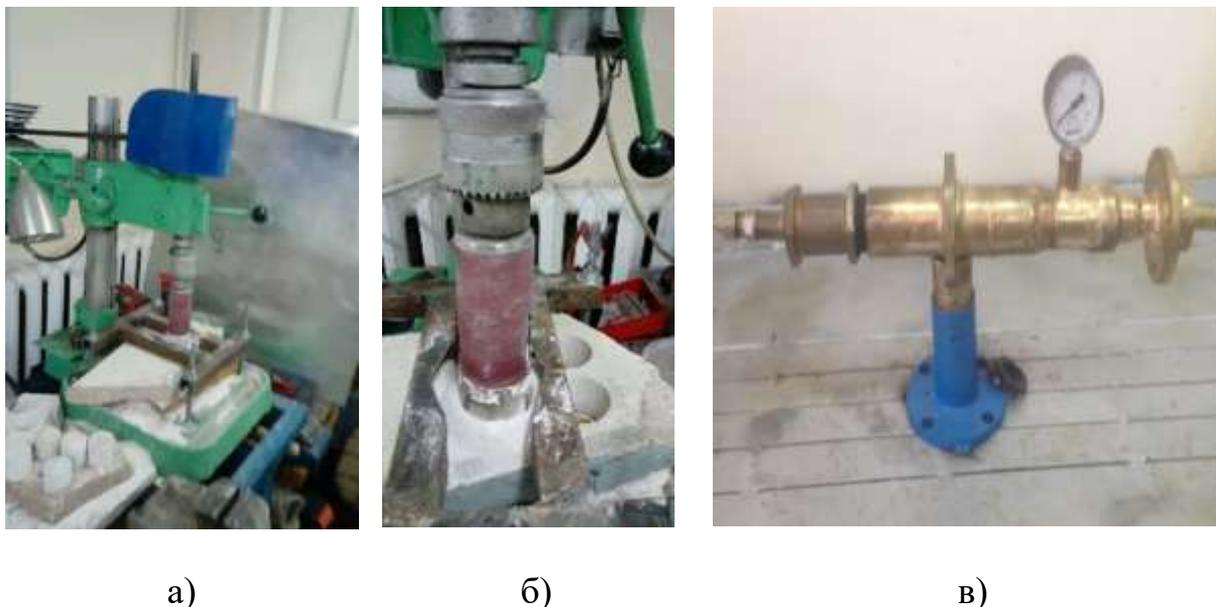


Рисунок 10 – Заготовка и резка керна алмазной коронкой на специальном станке: а – общий вид станка для изготовления керна, б – установка алмазной коронки на головку станка, в – устройство для очистки полостей керна воздухом под высоким давлением.

После нарезки нефти в керне в соответствии с устройством подачи азота, в специальной установке, как показано на рисунке 11, пористые полости керна предварительно очищаются воздухом под высоким давлением с помощью компрессора. При нагнетании компрессором воздуха под высоким давлением пыль и другие мелкие гранулы в пористых полостях, образовавшиеся при резке керна, полностью очищаются. Ход работы устройства следующий: цилиндр с резьбой (2,4) с обеих сторон с резьбой (1) на открытой стороне помещается в пространство (5) керном (3), который закрепляется резьбальным цилиндрическим пространством (6) с манометром (7), подключенным к насосу. Воздух под высоким давлением подается через насос (10), воздух проходит через устройство через пористые полости керна, выходящий воздух через трубку (8), измеренный и удаленный (9) (рис.11). В результате этого происходит полная очистка от пыли и посторонних предметов в пористых полостях керна или экспериментируемой модели.

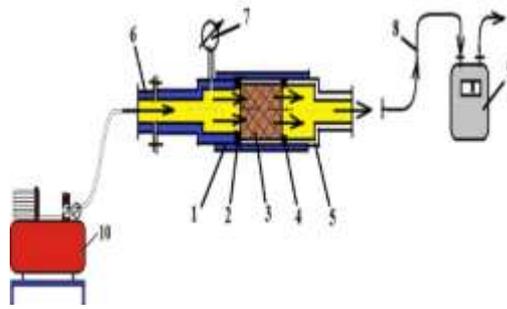


Рисунок 11 – Схема устройства очистки керна воздухом под высоким давлением

С помощью устройства на рис.11 вместо компрессора можно использовать баллон, наполненный азотом, для создания эксперимента по проталкиванию отработанного керна в нефть азотом. проницаемость керна (модели) определяется с помощью формулы Дарси путем измерения веса проталкиваемой нефти, объема отработанного азота, продолжительности (времени) проведения эксперимента и заданного давления.

В лабораторных условиях механизм проталкивания нефти азотом в керна производится в следующих условиях. Пористые полости керна после очистки воздухом под высоким давлением в первую очередь измеряют аналитическими лабораторными весами керна. Затем пористые полости керна погружают в нефть в специальном сосуде на 10 – 12 часов для насыщения нефтью. Затем для устранения пузырьков воздуха в пористых полостях керна и полного насыщения нефтью помещают в специальную камеру и с помощью компрессора создают вакуум. Таким образом, керна полностью насыщается нефтью (рис.12).



а)



б)



в)

Рисунок 12 – Образование вакуумной среды с помощью компрессора (в), путем промывки керна нефтью в специальной емкости (а), помещения в специальную камеру (б)

На рисунке 13 показана схема и общий вид лабораторного устройства, состоящего из горизонтального цилиндрического корпуса с вертикально поставленной крышкой (2). Цилиндрический корпус имеет диаметр 127 мм и длину 400 мм. Крышка корпуса закреплена путем зажима с обеих сторон болтами с паронитовым поплавком, обеспечивающим прочность рабочей камеры. Над цилиндрическим корпусом закреплены две трубки (3) и (4), на которых установлены манометр (5) и резиновый шланг (6). Над цилиндрическим корпусом закреплены две трубки (3) и (4), на которых установлены манометр (5) и резиновый шланг (6).

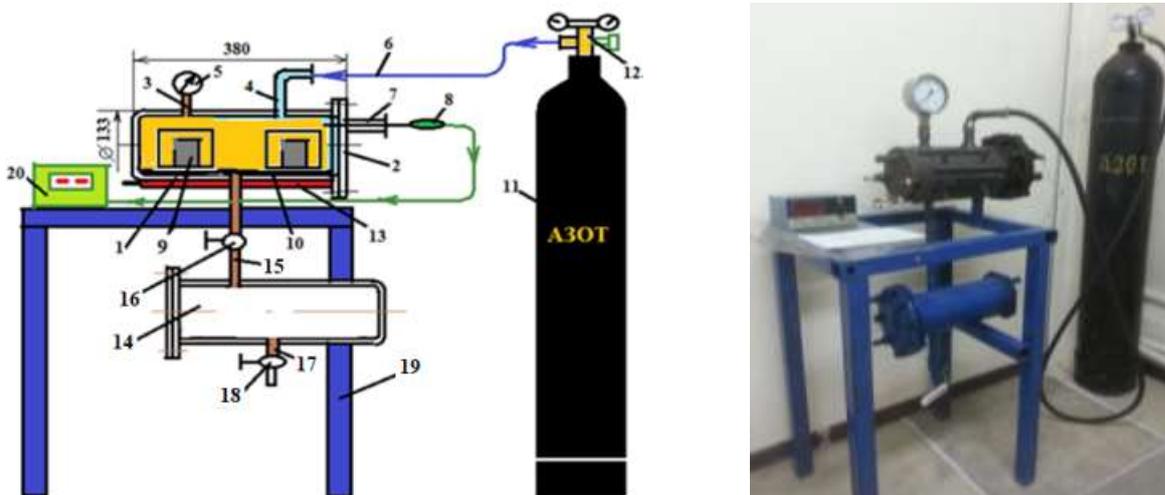


Рисунок 13 – Схема (а) и общий вид лабораторного устройства (б)

На крышке устанавливается ячейка (7), в которую во внутреннюю часть рабочей камеры корпуса входит заглушка, а на открытую сторону ячейки ставится датчик термометра (8). Внутри рабочей камеры помещается керн (9), пропитанный нефтью, в специальный стакан (10). На дне стакана будет свободное пространство, на котором будет сделана сетчатая перегородка. Рабочая камера соединяется с азотным баллоном (11) с помощью резинового шланга через манометрический редактор (12). Давление азота внутри баллона составляет 15 МПа. Под цилиндрическим корпусом крепится электронагреватель (13), который направлен на создание температуры слоя внутри рабочей камеры. Ниже цилиндрического корпуса устанавливается складская камера (14) с соединительной трубкой (15) и разъемом (16). Склад оборудуется выпускной трубкой камеры (17) и разъемом (18). Цилиндрический корпус и складская камера устанавливаются на пьедестал (19). Датчик температуры соединяется с термометром (20).

При проведении лабораторных работ керн, очищенный воздухом и очищенный нефтью, взвешивают на аналитических весах и помещают в рабочую камеру на устройстве. Крышка рабочей камеры плотно закрывается и фиксируется болтами. Кран баллона с азотом медленно открывается до тех пор, пока рабочий не достигнет необходимого давления внутри камеры. При достижении давления, необходимого для проведения заправки азота, кран баллона с азотом закрывается. Керн оставляют внутри рабочей камеры около

1 суток. Нефть, выталкиваемое азотом из полостей керна, будет накапливаться в пустом пространстве в нижней части стакана.

После выдержки керна под действием азотного давления в течение суток кран рабочей камеры открывается и выводится азот. Крышка цилиндрического корпуса открывается и извлекается из рабочей камеры при помощи кернового стакана. Затем керн взвешивается на аналитических лабораторных весах и записывается в специальный журнал. Вес нефти, полученной путем проталкивания азота из полостей керна, определяется расчетом [50].

*Закачка водой.* Будь то в лабораторных условиях или в слоистых условиях, процесс проталкивания нефти водой происходит благодаря действию гидродинамических сил и капиллярных сил. Когда вода перекачивается из нагнетательных скважин, поскольку она перекачивается под высоким давлением, давление насыщенной нефтью части пласта ниже, чем давление насыщенной водой части. Таким образом, давление нефти движется в сторону низкого, т. е. в сторону добывающих скважин. По мере извлечения нефти из добывающих скважин давление в днище скважины уменьшается, поток нефти смещается в сторону днища добывающей скважины, заменяя освободившиеся от нефти пористые полости потоком воды. Таким образом, объем воды, перекачиваемой из нагнетательной скважины, также будет увеличиваться.

Процесс подготовки керна, необходимого для проталкивания нефти водой, аналогичен процессу подготовки керна, необходимому для проталкивания нефти азотом, упомянутому выше. Определяется плотность и проводимость подготовленного керна. Алмазная коронка в специальном стакане вырезается так, чтобы труба имела диаметр 40 мм и длину 40 – 45мм. Куфсы подготовленного керна предварительно очищаются воздухом через компрессор.

После изготовления насыщенного нефтью керна специальная нефть помещается в камеру (1), состоящую из керна с резиновым грохотом (2) с обеих сторон в установке закачки воды. Керн, вставленный в установку, надежно фиксируется резьбовой трубой. В лейку (3), расположенную на головке установки, заливаем воду и через распределительный кран (4) сливаем воду вниз. Таким образом, водосборное пространство (5) заполняется водой. Нет предела между насыщенным нефтью керном (1) и заполненным водой пространством (5). Затем с помощью компрессора (6) вода под высоким давлением проталкивается через трубку (7) между заполненным пространством к насыщенной нефтью трубе. Высокое давление, подаваемое через компрессор, измеряется с помощью манометра (8), расположенного над заполненным водой пространством (рис.14).

При проталкивании нефти в насыщенном нефтью керне водой время проталкивания воды под высоким давлением записывается в специальный журнал. По окончании работы по отжиму воды керн в установке снимается и взвешивается на специальных аналитических лабораторных весах, данные записываются в специальный журнал. Вычислением полученных данных

определяется вес нефти, полученной в результате проталкивания воды в пористые полости керна [51].

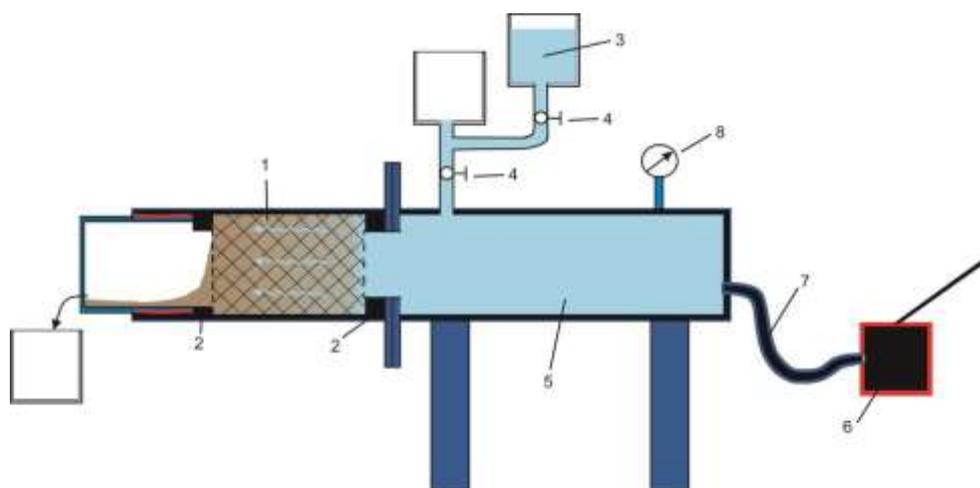


Рисунок 14 – Схема установки проталкивания нефти водой в лабораторных условиях

*Закачка жидкостью глушения скважины.* Будь то в лабораторных условиях или в слоистых условиях, процесс проталкивания нефти ЖГС происходит благодаря действию гидродинамических сил и капиллярных сил. Когда ЖГС перекачивается из нагнетательных скважин, поскольку она перекачивается под высоким давлением, давление насыщенной нефтью части пласта ниже, чем давление насыщенной ЖГС части. Таким образом, давление нефти движется в сторону низкого, т. е. в сторону добывающих скважин. По мере извлечения нефти из добывающих скважин давление в днище скважины уменьшается, поток нефти смещается в сторону днища добывающей скважины, заменяя освободившиеся от нефти пористые полости потоком ЖГС. Таким образом, объем ЖГС, перекачиваемой из нагнетательной скважины, также будет увеличиваться.

Процесс подготовки керна, необходимого для проталкивания нефти ЖГС, аналогичен процессу подготовки керна, необходимому для проталкивания нефти азотом, водой упомянутому выше. Определяется плотность и проводимость подготовленного керна. Алмазная коронка в специальном стакане вырезается так, чтобы труба имела диаметр 40 мм и длину 40 – 45мм. Куфсы подготовленного керна предварительно очищаются воздухом через компрессор.

После изготовления насыщенного нефтью керна специальная нефть помещается в камеру (1), состоящую из керна с резиновым грохотом (2) с обеих сторон в установке закачки ЖГС. Керн, вставленный в установку, надежно фиксируется резьбовой трубой. В лейку (3), расположенную на головке установки, заливаем ЖГС и через распределительный кран (4) сливаем ЖГС вниз. Таким образом, сборное пространство (5) заполняется ЖГС. Нет предела между насыщенным нефтью кернами (1) и заполненным ЖГС

пространством (5). Затем с помощью компрессора (6) ЖГС под высоким давлением проталкивается через трубку (7) между заполненным пространством к насыщенной нефтью трубе. Высокое давление, подаваемое через компрессор, измеряется с помощью манометра (8), расположенного над заполненным ЖГС пространством (рис.15).

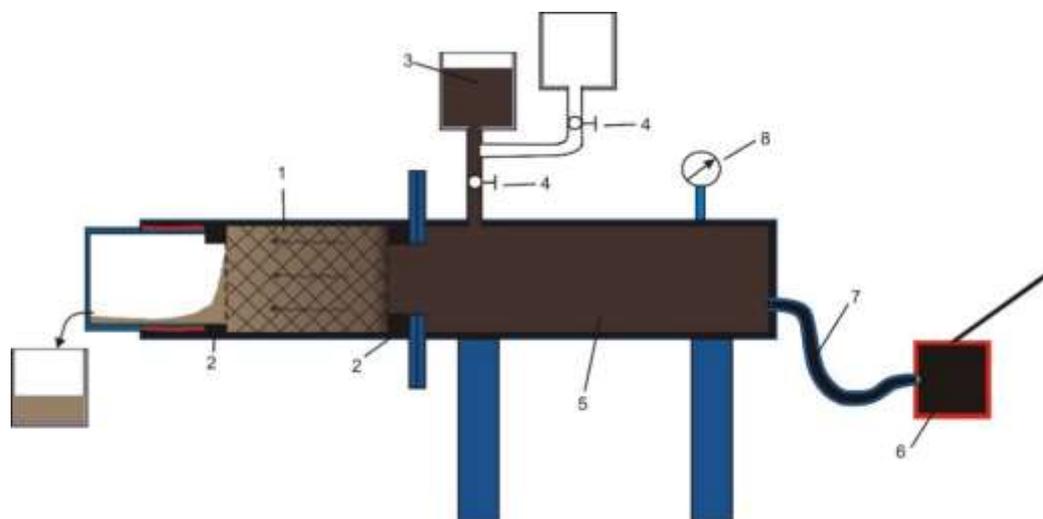


Рисунок 15 – Схема установки проталкивания нефти ЖГС в лабораторных условиях

При проталкивании нефти в насыщенном нефтью керне ЖГС время проталкивания ЖГС под высоким давлением записывается в специальный журнал. По окончании работы по отжиму ЖГС керн в установке снимается и взвешивается на специальных аналитических лабораторных весах, данные записываются в специальный журнал. Вычислением полученных данных определяется вес нефти, полученной в результате проталкивания ЖГС в пористые полости керна [52].

В лабораторных исследованиях использовалась нефть месторождения Кожасай. Экспериментальные исследования проводились в научной лаборатории нефти и газа Сатпаевского университета под руководством доктора технических наук Абдели Дайрабая Жумадиловича.

## 2.2 Результаты лабораторных исследований

*Толчок азотом.* На основе закачки нефти в керне азотом был проведен эксперимент на пяти кернах с повторением в три раза. Нефть, необходимая для опытов, завезена с месторождения Кожасай, средняя плотность которого составляет  $0,850 \text{ г/см}^3$ , вязкость –  $5,08 \text{ МПа}\cdot\text{С}$ . Экспериментальные работы были выполнены на первой установке, экспериментальной лабораторной установке для формирования механизма закачки нефти в полости модели

азотом в условиях бокового воздействия коллекторной породы – керна. А на второй установке произведено для формирования механизма азотного толкания насыщенного нефтью керна с одной стороны на другую.

Прежде всего, после очистки полостей воздухом под высоким давлением керн взвешивают на аналитических лабораторных весах. Чтобы насытить полости керна нефтью, на 10 – 12 часов промазываем нефтью в стакане. Затем, с целью устранения пузырьков воздуха в полостях, мы полностью насыщаем нефтью в вакууме, для чего оно помещается в специальную камеру и с помощью компрессора создается вакуум в рабочую камеру (рис.12). Наконец, в первой специальной установке, предназначенной для проталкивания нефти в керне азотом, будет проведен многократный опыт проталкивания нефти азотом. Полученные результаты фиксируются в специальном журнале и производятся необходимые расчеты.

В первую очередь были изготовлены пять необходимых для эксперимента кернов, вес которых до насыщения нефтью составил 85,05, 91,54, 83,80, 89,01, 88,60 соответственно. После насыщения их нефтью под давлением 0,7 bar в специальной вакуумной камере средний вес на специальных лабораторных весах составил 95,47, 102,08, 91,42, 102,16, 96,24. Таким образом, средний вес насыщения кернов составил 10,42, 10,54, 7,62, 13,15, 7,51 соответственно (таблица 4).

Таблица 4 – Средние значения основных параметров керна для экспериментов

	Количество практик	Номера кернов				
		1	2	3	4	5
Вес керна до насыщения нефтью (г)	1	85,05	91,54	83,80	89,01	88,60
	2					
	3					
Давление в камере, bar		0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Вес керна после насыщения нефтью (г)	1	95,65	104,50	93,84	105,38	99,39
	2	96,61	101,30	90,17	101,44	92,81
	3	94,16	100,45	90,27	99,67	96,53
	<b>средний</b>	<b>95,47</b>	<b>102,08</b>	<b>91,42</b>	<b>102,16</b>	<b>96,24</b>
Насыщение, г	1	10,6	12,96	10,04	16,37	10,39
	2	11,56	9,76	6,37	12,43	4,21
	3	9,11	8,91	6,47	10,66	7,93
	<b>средний</b>	<b>10,42</b>	<b>10,54</b>	<b>7,62</b>	<b>13,15</b>	<b>7,51</b>

Из полученных показателей видно, что насыщенность нефтью одинакова во всех пробах и их насыщенность нефтью составляет от 7,51 до 13,15 г (рис.16). Видно, что 1-й, 2-й и 4-й керны имеют большее количество насыщения нефтью, чем 3-й и 5-й керны (рис.16).



Рисунок 16 – Значения насыщения кернов нефтью

Была проведена лабораторная работа по проталкиванию насыщенного нефтью керна в основном азотом на установке 1 на рис.14, а затем на установке 2 на рис. 12. Лабораторные работы выполнялись повторно 3 раза на установке 1 и 2 раза на установке 2. Давление в камере составило 5 МПа в двух установках. Средние значения насыщения кернов нефтью, включая полученные результаты на обеих установках, соответственно составили 95,39, 101,82, 91,32, 101,48, 95,58 (таблица 5). Вес кернов после закачки азотом в среднем составлял 90,07, 96,68, 87,01, 96,53, 93,48 соответственно. Таким образом, вес нефти, выталкиваемой в результате перегонки азотом, в среднем составил 5,32, 5,14, 4,31, 5,55, 3,10 грамма соответственно (рис.17).

Таблица 5 – Результаты лабораторных работ по закачке азота в пористые полости керна в коллекторных породах

	№ Установки	Количество практик	№ Кернов				
			1	2	3	4	5
Насыщение нефтью керна до закачки азота (г)	1	1	95,65	104,50	93,84	105,38	99,39
		2	96,61	101,30	90,17	101,44	92,81
		3	94,16	100,45	90,27	99,67	96,53
	2	1	95,35	101,20	91,27	100,54	98,40
		2	95,18	101,65	91,08	100,39	90,77
	<b>средний</b>			<b>95,39</b>	<b>101,82</b>	<b>91,32</b>	<b>101,48</b>
Давление в камере, МПа			5	5	5	5	5
Насыщение нефтью керна после закачки азота (г)	1	1	90,03	99,87	89,24	100,01	95,21
		2	90,28	95,96	86,79	95,13	90,80
		3	89,93	95,61	86,22	94,12	92,46
	2	1	90,05	95,24	87,35	98,77	99,74
		2	90,06	96,72	85,47	94,63	89,19
	<b>средний</b>			<b>90,07</b>	<b>96,68</b>	<b>87,01</b>	<b>96,53</b>

Вес нефти, выталкиваемого путем закачки азотом (г)	1	1	5,62	4,63	4,60	5,37	4,18
		2	6,33	5,34	3,38	6,31	1,01
		3	4,23	4,84	4,05	5,55	4,07
	2	1	5,30	5,96	3,92	4,77	4,66
		2	5,12	4,93	5,61	5,76	1,58
<b>средний</b>			<b>5,32</b>	<b>5,14</b>	<b>4,31</b>	<b>5,55</b>	<b>3,10</b>
Доля проталкиваемой нефти %	1	1	53	35	46	33	39
		2	55	55	53	51	48
		3	47	55	62	52	51
	2	1	51	62	53	42	48
		2	51	49	77	51	72
	<b>средний</b>			<b>51,4</b>	<b>51,2</b>	<b>58,2</b>	<b>45,8</b>

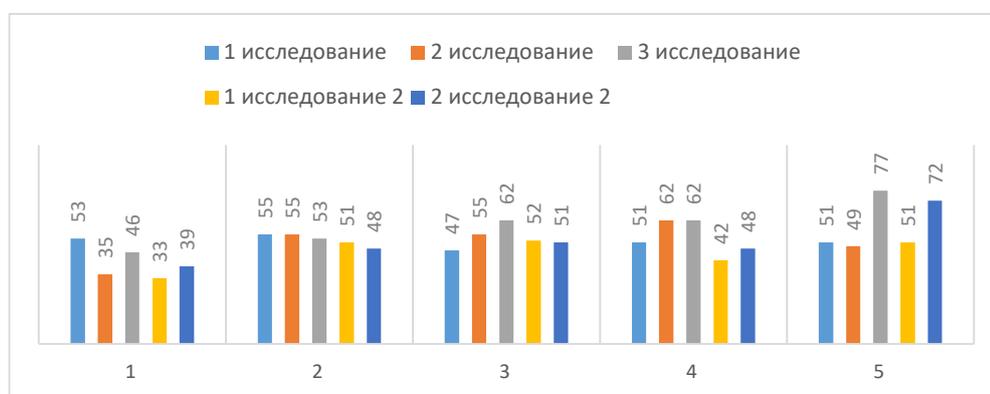


Рисунок 17 – Процентная доля нефти в насыщенном нефтью керне, вытесненной азотом на 1-й и 2-й установках

В результате экспериментальных исследований в лабораторных условиях установлено, что содержание нефти, выталкиваемой азотом из пористых полостей насыщенного нефтью керна, составляло около 45,8 – 58,2%, а эффективность проталкивания зависела от продолжительности воздействия и подаваемого давления.

Поскольку азот имеет гораздо более низкую плотность по сравнению с нефтью и является газом, при более высоком давлении он входит в пористые полости и капиллярные трубки в слое и толкает нефть в этом пространстве в сторону с более низким давлением. Поэтому процесс проталкивания нефти азотом под высоким давлением в пористых полостях и капиллярных трубках можно рассматривать как потому, что плотность нефти и газа различна.

При этом можно сделать вывод, что технология закачки азота в нефтяной пласт фактически позволяет повысить нефтеотдачу пласта. Эта технология может быть применена к азотной обработке забойной зоны добывающих скважин, а также к направлениям закачки азота для поддержания пластового давления из нагнетательных скважин [53,54].

*Закачка водой.* Для формирования механизма закачки нефти водой была проведена лабораторная работа по закачке пяти насыщенных нефтью кернов (моделей) в специальную установку для закачки воды. Получена та же нефть, что и та, которую нужно проталкивать вышеуказанным азотом, необходимым для опытной работы. После того, как подготовленные керны были очищены в вакууме, на специальной установке был выполнен процесс раздельного проталкивания воды под давлением 5 МПа (рис.18).



Рисунок 18 – а) устройство отталкивания нефти водой в насыщенном нефтью керне и б) вид выталкиваемой воды-нефти

Вес кернов в нефтяном насыщении отдельно составил 96,54, 101,71, 89,61, 101,92, 97,37 грамма. В пористых полостях кернов масса насыщенной нефти по отдельности составляла 11,49, 10,17, 5,81, 12,91, 8,77 грамм, насыщенность керна водой-нефтью после окончания проталкивания воды составила соответственно 98,24, 103,13, 90,51, 103,86, 98,62 (табл.6, рис. 19).

Таблица 6 – Результаты проведенной лабораторной работы по перекачке нефти водой в пористых полостях нефтенасыщенного керна

№ кернов					
	1	2	3	4	5
Вес керна до насыщения нефтью (г)	85,05	91,54	83,80	89,01	88,60
Объем пористых полостей керна (см <sup>3</sup> )	13,51	11,96	6,83	15,18	10,31
Вес керна в нефтяном насыщении (г)	96,54	101,71	89,61	101,92	97,37
Насыщение, г	11,49	10,17	5,81	12,91	8,77
Давление в камере, МПа	1	1	1	1	1
Насыщение керна водой-нефтью после проталкивания водой (г)	98,24	103,13	90,51	103,86	98,62
Вес проталкиваемой нефти (г)	6,19	5,03	3,22	7,05	4,49
Доля проталкиваемой нефти %	53,87	49,45	55,42	54,60	51,19

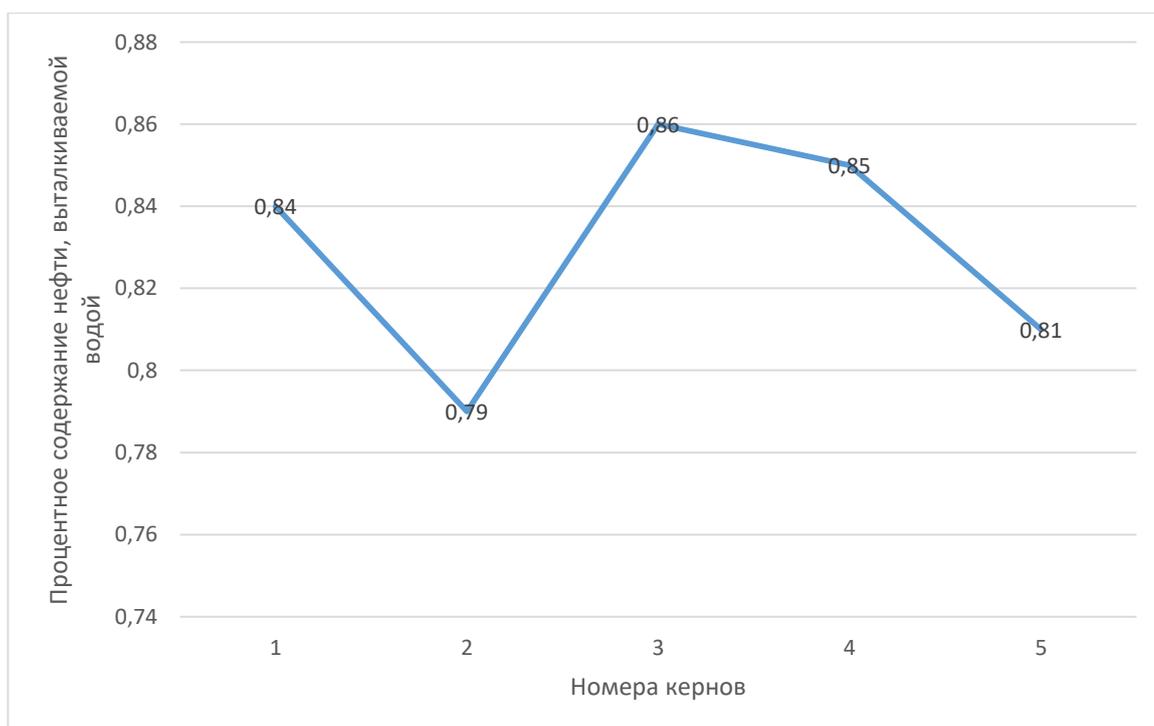


Рисунок 19 – График процентной доли нефти, выталкиваемой водой

В результате экспериментальных исследований в лабораторных условиях было установлено, что содержание нефти, выталкиваемой водой из пористых полостей насыщенного нефтью керна, составляло около 79-86% и эффективность проталкивания зависела от подаваемого давления.

Из опыта можно заметить, что производительность добычи нефти путем проталкивания нефти водой намного выше, чем у других толкающих агентов. Из-за гораздо более низкой вязкости газовых агентов он быстро достигает той стороны, где давление в слое низкое, и масло остается в пористых полостях и капиллярных трубках в слое. Для удаления этой остаточной нефти из пласта, способ проталкивания воды дает огромную возможность.

*Закачка ЖГС.* Для формирования механизма закачки нефти ЖГС была проведена лабораторная работа по закачке пяти насыщенных нефтью кернов (моделей) в специальную установку для закачки ЖГС. Получена та же нефть, что и та, которую нужно проталкивать вышеуказанным азотом, необходимым для опытной работы. После того, как подготовленные керны были очищены в вакууме, на специальной установке был выполнен процесс отдельного проталкивания ЖГС под давлением 5 МПа.

Вес кернов в нефтяном насыщении отдельно составил 96,54, 101,71, 89,61, 101,92, 97,37 грамма. В пористых полостях кернов масса насыщенной нефти по отдельности составляла 11,49, 10,17, 5,81, 12,91, 8,77 грамм, насыщенность керна ЖГС-нефтью после окончания проталкивания ЖГС составила соответственно 98,5, 103,34, 91,31, 104,86, 98,82 (табл.7, рис. 20).

Таблица 7 – Результаты проведенной лабораторной работы по перекачке нефти ЖГС в пористых полостях нефтенасыщенного керна

№ кернов					
	1	2	3	4	5
Вес керна до насыщения нефтью (г)	85,05	91,54	83,80	89,01	88,60
Объем пористых полостей керна (см <sup>3</sup> )	13,51	11,96	6,83	15,18	10,31
Вес керна в нефтяном насыщении (г)	96,54	101,71	89,61	101,92	97,37
Насыщение, г	11,49	10,17	5,81	12,91	8,77
Давление в камере, МПа	1	1	1	1	1
Насыщение керна ЖГС-нефтью после проталкивания ЖГС (г)	98,5	103,34	91,31	104,86	98,82
Вес проталкиваемой нефти (г)	6,19	5,03	3,22	7,05	4,49
Доля проталкиваемой нефти %	53,87	49,45	52,31	52,56	51,19

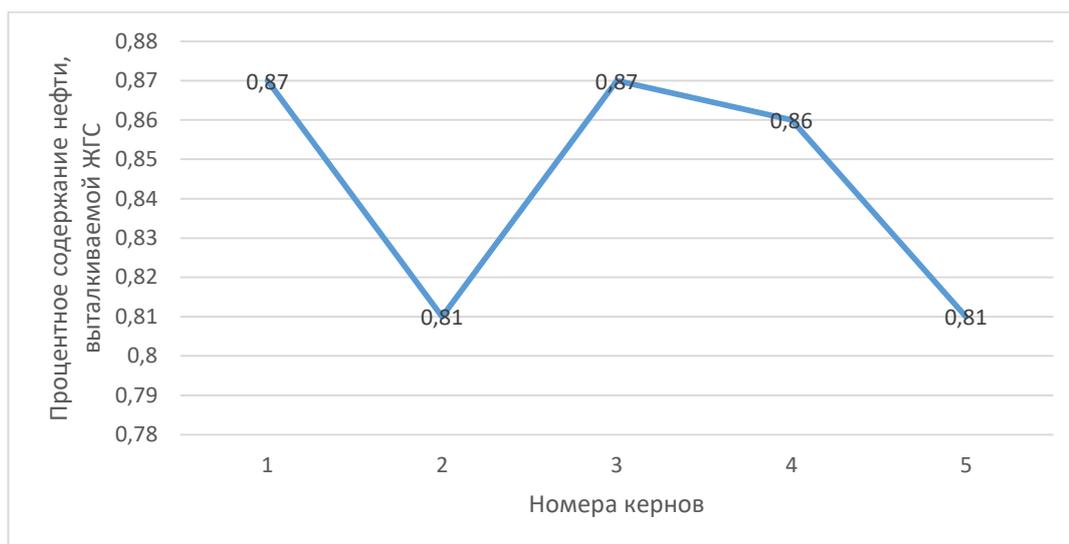


Рисунок 20 – График процентной доли нефти, выталкиваемой ЖГС

В результате экспериментальных исследований в лабораторных условиях было установлено, что содержание нефти, выталкиваемой ЖГС из пористых полостей насыщенного нефтью керна, составляло около 79-86% и эффективность проталкивания зависела от подаваемого давления.

Из опыта можно заметить, что производительность добычи нефти путем проталкивания нефти ЖГС намного выше, чем у других толкающих агентов. Из-за гораздо более низкой вязкости газовых агентов он быстро достигает той стороны, где давление в слое низкое, и масло остается в пористых полостях и капиллярных трубках в слое. Для удаления этой остаточной нефти из пласта, способ проталкивания ЖГС дает огромную возможность [55].

## 2.3 Анализ результатов исследований

При эффективной разработке небольшого месторождения Кожасай важным считается проведение лабораторных экспериментальных исследований для выбора закачиваемых агентов для поддержания пластового давления. Поскольку месторождение было небольшим и с небольшими запасами углеводородов, особое внимание уделялось выбору агентов с низкой себестоимостью, экономически эффективными и высокопроизводительными.

Анализируя результаты проведенных экспериментальных исследований, были выявлены физические свойства керна и сопоставлены с коллекторными свойствами нефтяного слоя в слоистых условиях. Тем самым определена соответствие проведенных экспериментальных работ слоистому положению.

*Определение пористости.* Пористость керна измеряется разницей между начальной массой керна и массой после насыщения нефтью. При определении пористости керна путем насыщения керна нефтью все полости керна заполняются нефтью. Исключая проводник из керна, не учитываются полости, закрытые или не связанные друг с другом. После насыщения нефтью керн взвешивают. Вес первичного керна равен  $m_1$ . Вес керна после насыщения нефтью измеряется и принимается равным  $m_2$  [45,46,47,48,49,50,51,52,53]. Итак, вес нефти вдоль насыщенного нефтью керна:

$$m_m = m_2 - m_1 \quad (3)$$

Зная плотность нефти, мы можем определить объем насыщенной нефти в керне:

$$V_m = m_m / \rho_m \quad (4)$$

Предполагая, что все пористые полости керна насыщены нефтью, мы определяем пористость керна, зная начальный объем керна:

$$m = (V_m / V_{бк}) * 100\% \quad (5)$$

где  $V_m$ -объем насыщенной нефти;  $V_{бк}$ -объем исходного керна.

*Определение проводимости.* При выполнении экспериментальной работы по проталкиванию нефти азотом в насыщенном нефтью керне (рис.15) также была определена проводимость керна. Формула Дарси использовалась для определения проводимости:

$$K = Q\mu L / [10F(p_1 - p_2)] \quad (6)$$

где  $K$  – проводимость, мкм<sup>2</sup>;  $Q$  – расход азота, прошедшего через пористую среду, см<sup>3</sup>/с;  $\mu$  – динамическая вязкость, МПа•с;  $F$  – площадь

пропускания пористых полостей, см<sup>2</sup>; L – длина пористых полостей, см; (p<sub>1</sub>-p<sub>2</sub>) – величина давления в керне, МПа.

В ходе проведения опытной работы расход азота, прошедшего через пористую среду, измерялся с помощью специального счетчика. Чтобы было легче рассчитать, во всех кернах в течение одного и того же времени закачивался азот в течение 1 минуты, и все они выполнялись при одинаковом давлении 1 МПа.

В результате проведенных работ, зная вес нефти, выталкиваемой в результате закачки азота из пористых полостей керна, мы можем вычислить расход азота за 1 секунду путем преобразования Формулы Дарси по формуле:

$$Q = K \cdot 10F \cdot (p_1 - p_2) / \mu L \quad (7)$$

Результаты этих расчетов по разным значениям кернов представлены в таблице ниже (таблица 8).

Таблица 8 – результаты расчетов по разным значениям кернов

	№ Кернов				
	1	2	3	4	5
Пористость (%)	17,2	17,9	19,5	18,3	18,6
Проводимость (мкм <sup>2</sup> )	48*10 <sup>-3</sup>	50*10 <sup>-3</sup>	56*10 <sup>-3</sup>	51*10 <sup>-3</sup>	53*10 <sup>-3</sup>
Расход азота (см <sup>3</sup> /с)	11,91	12,41	13,9	12,65	13,15
Вес толкаемой нефти (г)	5,32	5,14	4,31	5,55	3,10
Доля проталкиваемой нефти %	51,4	51,2	58,2	45,8	51,6

При выполнении экспериментальной работы по проталкиванию нефти в насыщенном нефтью керне водой и ЖГС вычисление расхода проталкиваемой нефти затруднено. Это связано с тем, что вода или ЖГС, используемая в качестве толкающего агента, смешивается с нефтью в пористых полостях керна, и выталкиваемая жидкость становится нефтесодержащей, смешанной с водой. Для этого с помощью специального графика вычисляем вес проталкиваемой нефти. Начальный вес керна, его вес после насыщения нефтью измеряются и рассчитывается вес после насыщения водой. Известна пористость кернов, вес керна при насыщении водой рассчитывается по формуле:

$$m = V_{пп} \cdot \rho_c \quad (8)$$

где V<sub>пп</sub>-объем пористых полостей керна, см<sup>3</sup>; ρ<sub>с</sub> – плотность воды, гр/см<sup>3</sup>.

Если мы предположим, что вес керна при насыщении водой равен 100%, мы можем вычислить, что его вес при насыщении водой-нефтью после отталкивания водой равен X, и тем самым найти вес нефти в жидкости, выталкиваемой из пористых полостей керна [56].

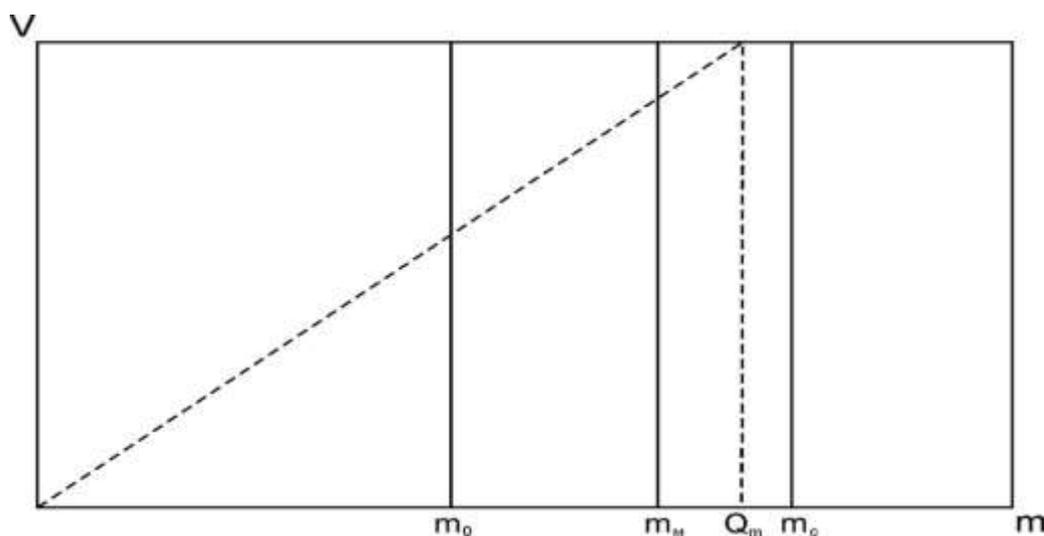


Рисунок 21 – Схема определения веса проталкиваемой нефти при проталкивании нефти водой в пористых полостях керна

### Заключение главы

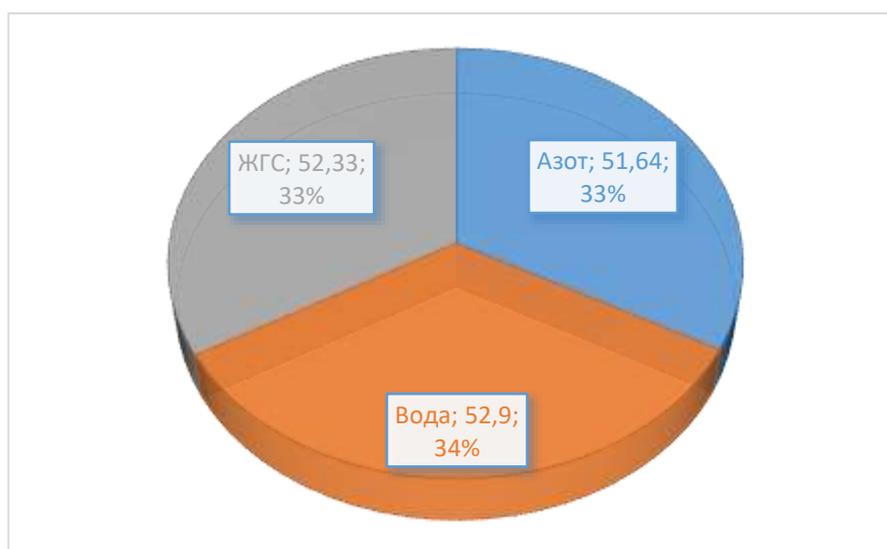


Рисунок 22 – Анализирующий вид коэффициента отталкивания нефти

1) В соответствии с состоянием месторождения Кожасай проведены комплексные лабораторные исследования нагнетания воды и проталкивания азота, ЖГС в насыщенные нефтью керны по отдельности.

2) Установлено, что коэффициент отталкивания нефти водой составляет в среднем 52,90%, а коэффициент отталкивания нефти азотом-в среднем 51,64% , а коэффициент отталкивания нефти ЖГС-в среднем 52,33% .

3) Чтобы получить максимальный эффект отталкивания, поскольку разница в коэффициенте отталкивания мала, ЖГС и воду можно поочередно закачивать в нефтяной слой.

### **3 Вторичное вскрытие и глушение карбонатных пластов с сохранением их коллекторских свойств**

#### **3.1 Технология глушения и выбор рабочих параметров ЖГС при помощи предложенного состава УНИ -1**

Основной задачей операции глушения продуктивных пластов – обеспечить безопасные условия работы буровой и ремонтной бригады в стволе скважины путем предотвращения выброса нефти или газа из пласта.

Решение этой задачи может быть выполнено при условии использования специального механического отсекавателя пласта, противовыбрасывающего оборудования или при помощи различных составов глушения пластов, создающих давление на забое скважин выше пластового. Водные составы обычно используются для этого с добавлением загустителей и минеральной соли.

При создании любых скважин обязательно устанавливается противовыбросовое оборудование (ПВО). Его функцией является перекрытие потока нефти и нефтепродуктов или другой жидкости и глушения скважины. Правильное функционирование противовыбрасывающей системы позволяет минимизировать финансовые и временные потери на устранение причин аварии и предотвратить ущерб для людей, окружающей среды. Противовыбросовое оборудование непосредственно устанавливается в скважине. Фонтанирующий поток может вызвать пожар, если скважина имеет газ.

Когда скважина готовится к вторичному вскрытию, обработке призабойной зоны или ремонтным работам, весь скважинный ствол заполняется жидкостью глушения.

Технология работы с заменой жидкости скважинного ствола заключается в выполнении операции с промывкой скважинного ствола с допуском НКТ до забоя или последовательного замены скважинной жидкости на участке устье-насос на жидкость глушения, обеспечивающего заполнение всего ствола скважины. Таким образом, нужно обеспечить надежную и простую регулировку технологических параметров жидкости глушения - в первую очередь плотность [57].

В призабойной зоне скважине испытывается действие множества факторов, которых можно разделить на группы:

- механические, которые проявляются при закупорке пластов по стенке скважины и призабойной зоне скважине или при нарушении структуры пласта;

- гидродинамические, связанные с созданием на забое пластов недостаточных давлений при скважинном вскрытии и обработке пластов, вследствие которых - проникновение промывочной жидкости (ПЖ) и жидкости глушения скважины (ЖГС) и используемого состава в окружающую область скважины;

– физико-химические, суть которых заключается в отличие состава и свойств проникающих в ПЗС жидкости и реагентов от пластового флюида, между ними может быть взаимодействие, которое также может вызывать набухание глин;

– смешанные или химические, выраженная в глинизации пласта и его закупорке, посредством содержания дисперсных частей в ПЖ и ЖГС.

Процессы вскрытия продуктивных пластов, их обработка и операции по глушению скважин обычно осуществляются при превышения забойного давления над пластовым, то есть на репрессиях. В таком случае в пласт обязательно проникают промывочные, задавочные и другие составные жидкости, объемы которых зависят в основном от величины репрессии, коллекторных свойств ПЗС и физических и химических свойств фильтрата. В большинстве ПЖ и ЖГС имеется фаза водного действия. Обычно состав и характеристики водной фазы отличаются от того, какие составы и характеристики пластовой воды. Таким образом, проникновение чуждых вод приводит к множеству изменений в коллекторных характеристиках нефтегазонасыщенных пород.

Интенсивность явления гидродинамической силы при вскрытии и глушении пластов зависит от объема и плотности применяемой жидкости и состава. Количество допустимой величины репрессий определяется по положениям инструкции «Единые технические правила ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях». Однако, по данным практики проведения подобных работ, фактический размер репрессии, как правило, превышает допустимую. Это влечет за собой необратимые последствия и приводит к ухудшению коллекторской характеристики продуктивной породы. Попытки по оценке объемов и глубина проникновения пласта фильтра ПЖ или ЖГС показывают, что он может достигать громадных значений. В некоторых случаях отмечалось количество поглощений нескольких десятков кубических метров, глубина их проникновения достигла десятков, даже сотни метров от забоя скважин. Особенно тяжкие последствия проникновения пластов различных составов и жидкостей наблюдаются при низких проницаемых, весьма неоднородных породных минералах, а также коллекторских свойствах продуктивного горизонта.

Чем больше в пласте проникают фильтры, тем более сильно влияют результаты физико-химических процессов, связанных с пластовыми флюидами и задавочными жидкостями с нефтегазонасыщенным пластом. Учитывая малые размеры фильтрационных каналов и большую площадь контактной поверхности, изменяется характер, динамика явления капиллярно-гидродинамической силы в ПЗС. Следствием этому является снижение технологических параметров работы скважин и призабойной зоны.

В то же время в условиях низких проницаемости заглинянных коллекторов использование упомянутой жидкости глушения приводит к

значительным снижением производительности скважин после глушения, а также увеличению длительности процесса подъема притока при ремонте.

Как рабочие жидкости для завершения и реконструкции скважин вместе с растворами NaCl, CaCl<sub>2</sub> используются растворы KCl, Na<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>, NH<sub>4</sub>Cl, Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>, NaHCO<sub>3</sub>, K<sub>3</sub>PO<sub>4</sub>, CaBr<sub>2</sub>, K<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> и их смеси. Как показали авторы исследований для искусственного керна спрессованной смесью песка, 0,53% глины и 3% мела,  $\beta$  коэффициент проницаемости растворов KCl, Na<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>, NH<sub>4</sub>Cl, Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>, NaHCO<sub>3</sub>, K<sub>3</sub>PO<sub>4</sub> составляет 95-100%, для CaBr<sub>2</sub>-до 85%, для K<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> составляют 115-120%.

Поэтому из названных растворов только раствор K<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> обрабатывается, способный не только восстановить, но также повысить проницаемость коллектора глины. Причина такой способности в растворах K<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> объясняется высокими активными ионами калия, и сравнительно небольшими, например, гидратными числами ионов хлора в растворах CO<sub>3</sub><sup>2-</sup>. Таким образом, при ионизации с минералами глины K<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> образует на частицах глины более тонкую гидратную оболочку, чем обеспечивает повышение проницаемости и, следовательно, проницаемость заглиняных песков [58].

Для уменьшения толщины гидратирующих оболочек глина приводит ее обработка водой комплексономами. К примеру, коэффициент нагревания глины, обработанной 1% раствором нитрилтриметилфосфоновой кислоты (НТФ), снижается в 1,6-1,7 раза по сравнению с коэффициентом набухания глин в воде. Также в качестве жидкости глушения используют пену, метанола, дизтоплива, сырую нефть, растворы эмульсии, минерализованные воды различными ингредиентами (KCl, NaCl, CaCl<sub>2</sub>, CaBr<sub>2</sub>).

Анализируя источники научно-технической информации о жидкостях глушения, мы можем сделать следующее вывод:

- химическое происхождение жидкостей глушения оказывает существенное воздействие на глушения терригенного заглинизированного коллектора;

- определяющим фактором проблемы сохранения свойств коллектора пласта, вместе с химическим составом жидкости глушения, являются механические примеси, диаметр которых более 2 мкм;

- наиболее технологичные и безопасные в использовании, благодаря простоте изготовления и огнебезопасности, являются растворы солевой водной основы без твердых фаз;

- развивать новые эффективные составы жидкости глушения можно на основе водных растворов химико-химических соединений с повышенной ингибирующей способностью в отношении глинистой фазы коллектора и растворов на этом основе с растворимой фазой;

- применение новых жидкостных составов глушения на воде «без твердых фаз» должно связываться с очищением используемой техники и скважин, в которой в призабойную зону исключаются проникновения нерастворимого механического примеса диаметром 2 мкм;

– проблема наиболее полноценного использования скважины в последнее время становится все актуальнее, поскольку условия разработки углеводородных месторождений усложняются из-за ввода в эксплуатацию низких продуктивных месторождений. Основные условия обеспечения максимально полного решения данной задачи - сохранить и повысить коллекторские свойства ПЗП, пластов в процессе их воздействия на заканчивание и ремонт скважины. Решение данной задачи нельзя обеспечить без правильной выборки солей, применяемых как жидкости глушения и перфорации [59].

Общий недостаток известной промывочной жидкости и жидкость глушения скважины - наличие в ней фазы водной. Ее присутствие в ПЖ, ЖГС – основной осложняющий фактор при их взаимодействии с минералами породы и пластовые флюиды. Из-за этого были проведены поиски нового эффективного состава и композиции ЖГС для полноценного сохранения коллекторных характеристик ПЗП. В работе была рассмотрена новая методика поиска эффективного состава. Нужно, чтобы выбранный состав имел возможность легко регулировать свои свойства вязкости, плотности и вязкости. В качестве перспективного ЖГС предлагались отходы, полупродукты нефтяных производств, основы которых - многоатомная спирта. Эти реагенты имеют достаточную плотность, хорошо подходят для минерализованных вод и углеводов, экологически чистые продукты и имеют многофункциональные возможности. Такие реагенты - составы УНИ (Пат.РФ 2116327). Ранее проведенными работами (Зейгман Ю.В., Гумеров О.А., Харин А.Ю.) для обеспечения сохранности коллекторских свойств пород ПЗП при проведении операции глушения скважин было рекомендовано использовать специальные жидкости на основе высокомолекулярных спиртов. В качестве таких жидкостей предложено использовать (состав УНИ-1). Состав обладает практически неограниченной растворимостью в пресных и минерализованных водах, негорюч, невзрывоопасен. Состав УНИ-1 активно взаимодействует с сероводородом и поглощает его.

Проведение скважинных глушений перед ремонтом с использованием новых ЖГС возможно в двух вариантах: заполнение всего скважинного ствола ЖГС нужной плотности, или доставка потребного объема ЖГС на скважину продавкой жидкости промывки.

В соответствии с предложенной технологией расчетный объем состава УНИ-1 закачивается через межтрубное пространство, а после его продавки промывочная жидкость доставляется на скважинный забой. Материалы и оборудование обеспечиваются из следующих требований:

1) Состав УНИ-1 должен иметь объем, достаточной для того, чтобы перекрывать интервалы перфорации пластов исходной плотностью -  $1100...1300 \text{ кг/м}^3$ .

2) Промывочные жидкости пластовые или скважинные выбираются в объеме равен объему скважинного ствола.

3) Насосные агрегаты и автоцистерны выбирают в соответствии с необходимым оснащением.

Многообразие глушающих и блокировочных пачек заставляет нефтяных компаний серьезно подумать, какие технологичные жидкости являются оптимальными для условиях месторождения. Даже при достаточно простых геологофизических условиях (нормальные пластовые давления, малое поглощение жидкости глушения, малое содержание газа в пластовом флюиде, отсутствие коррозионно-агрессивной среды и другие), чтобы минимизировать негативные воздействия жидкости погружения на пласт, а также уменьшить время вывода из режима рекомендуется провести лабораторные тесты, в том числе:

1) Совместимость глушения жидкости с пластовым флюидом - нефть и пластовая вода;

2) Участие жидкости в фильтрационных и емкостных свойствах пласта: отсутствие поглощения глины и сланца в пласте в результате глушения жидкости и отсутствие формирования водной блокады;

3) Оценка физических и технических характеристик глушения жидкости - плотность, вязкость, коррозионная активность, межфазное натяжение на границе углеводородов и др.;

4) Оценка технологий приготовления и закачки жидкости для глушения скважин [60,61].

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1) В результате проведения анализа технологического режима и условия работы скважин добычи и скважины нагнетания карбонатных коллекторов установили, что использование традиционной техники и жидкости для глушения коллекторов перед ремонтом приводит к снижению проницаемости ПЗП пород.

2) Экспериментально установлено, что применение водных составов ЖГС приводит к снижению проницаемости образцов естественных карбонатных пород в 5...7,7 раза.

3) Стабилизация процесса ухудшения фильтрационных параметров модели карбонатных пластов происходит на момент 3...5 операции "вытеснение".

4) Рассчитана относительная фазовая пористости модели карбонатного пласта месторождения Кожасай. Полученные данные могут быть использованы при оценке технологической эффективности работ по воздействию на ПЗП нефтяных скважин.

5) Основными результатами испытаний состава УНИ-1 в качестве ЖГС являются:

- сокращение сроков освоения скважины и вывод на запланированный режим эксплуатации после ремонтных работ;
- сохранение коэффициента продуктивности скважины по жидкости и увеличение доли нефти в составе продукции.

## ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ЖГС - жидкость глушения скважин;  
МРП - межремонтный период работы скважины;  
НГДУ - нефтегазодобывающее управление;  
НКТ - насосно-компрессорные трубы;  
ПАВ - поверхностно-активное(ые) вещество(а);  
ПР - промывочная жидкость;  
ПЗП - призабойная зона пласта;  
ППД - поддержание пластового давления;  
ПРС - подземный (текущий) ремонт скважин;  
ФЕХ - фильтрационно-емкостные характеристики;  
ПВО - противовыбросовое оборудование;  
АВПД - аномально высокого пластового давления;  
ФЕС - фильтрационно-ёмкостные свойства.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Киркинская В.Н, Смехов Е.М. Карбонатные породы – коллекторы нефти и газа. - М.: Недра, 1981.
- 2 Методика изучения карбонатных коллекторов и классификация карбонатных коллекторов и приуроченных к ним залежей нефти и газа. Под ред. К.Б. Аширова. Куйбышев, Куйбышевское книж. изд., 1971.
- 3 Смехов Е.М. Теоретические и методические основы поисков трещинных коллекторов нефти и газа. - М.: Недра, 1974.
- 4 Викторин В.Д., Лыков Н.А. Разработка нефтяных месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам. - М.: Недра, 1980.
- 5 Орлов Г.А., Кендис М.Ш., Глущенко В.Н., Лерман Б.А. Использование обратных эмульсий в добыче нефти. - М.: 1986. (Обзор.информ. ВНИИОЭНГ. Сер. «Нефтепромысловое дело», №6).
- 6 Королев И.П., Глущенко В.Н., Кендис М.Ш., Орлов Г.А. Опыт и перспективы использования обратных эмульсий для глушения скважин. Нефт.хоз-во. - М.: 1986. №10.
- 7 Шарипов А.М., Сабиров Х.Ш., Кутлубаева Т.Г., Ключко Ю.С. Пенообразующие жидкости для глушения скважин. Нефт. и газ. пром-сть. – М.: 1983, №1.
- 8 Амиян В.А., Васильева Н.П. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов. - М.: Недра, 1972.
- 9 Айткулов А.У. Определение дебита жидкости добывающей скважины. Нефт. х-во. - М.: 1991, № 11.
- 10 Крысин Н.И., Сухих Ю.М. Инвертно-эмульсионные растворы для вскрытия продуктивных пластов и задавки скважин. Пробл. увеличения нефтеотдачи на месторожд. Перм. обл.. - М.: 1980.
- 11 Булатов А.И., Рябоконт С.А., Тосунов Э.М. О повышении качества вскрытия продуктивных пластов. Нефт. хоз-во. – М.:1990, №3.
- 12 Зейгман Ю.В. регулирование характеристик нефтегононасыщенных пород при вторичном вскрытии пластов и глушении скважин. Уфа, 1998.
- 13 Рябоконт С.А., Вольтере А.А., Сурков А.Б. Жидкости глушения для ремонта скважин и их влияние на коллекторские свойства пласта. - М.: ВНИИОЭНГ 1986. (Обзор.информ. Сер. «Нефтепромысловое дело»).
- 14 Рябоконт С.А., Бражников А.А., Луковников В.П. и др. Влияние состава раствора бромида кальция на технологические свойства буровых растворов на его основе. Нефтепром. геология, геофизика и бурение. - М.,; ВНИИОЭНГ, 1985, №7.
- 15 Ковалев В.С. Сопоставление фактических и расчётных показателей заводнения терригенных и карбонатных пластов. Труды Гиправастокнефти, - М.: 1973, №18.

16 Рябоконт С.А., Луковников В.П., Бурдило Р.Я. и др. Регулирование свойств буровых растворов на основе бромида кальция. Нефть. хоз-во, - М.: 1982, №3.

17 Галян Д.А., Чуприна Г.А. Гидрогелевые растворы на основе пластовых рассолов – жидкости для глушения скважин при капитальном ремонте. Экспресс-информ. ВНИИЭгазпром. Сер. «Геология, бурение и разработка газовых месторождений». - М.: 1982. №24.

18 Указание по проектированию наружной канализации промышленных предприятий СН 173-61, часть №1. - М.: Строй изд., 1961.

19 Апильцин Э. И. Подготовка воды для заводнения нефтяных пластов. - М.: Гостоптехиздат, 1960.

20 Шарпали Д.М. Бактерии в воде, применяемой для заводнения. Инженер-нефтяник. с англ., т 33. - М.: 1961, № 2.

21 Токунов В.И., Хейфеп И.Б., Хотулев Г.П., Канищев А.Ф. Глушение скважин загущенной нефтью. Нефть. и газ. пром-сть. - М.: 1983, №1.

22 Галян Н.Н., Тарнавский А. П., Обещенко Г. К. Глушение газовых скважин тиксотропными жидкостями на основе пластовых вод. Экспресс-информ. ВНИИЭгазпром. Сер. «Геология, бурение и разработка газовых месторождений» - М: 1985, №5.

23 Новое в вопросах воздействия на пласт. - М.: ВНИИОЭНГ, 1969.

24 Викторин В.Д., Лыков Н.А. Разработка нефтяных месторождений приуроченных к карбонатным коллекторам. - М.: Недра, 1980.

25 Шурубур Ю.В., Марков Н.Н. Подсчет и дифференциация запасов газонефтяных месторождений с помощью программ. Плоские модели геологических полей. - М.: Нефтегазовая геология и геофизика, 1983, №11.

26 Ащиров К.Б. Геологическая обстановка формирования нефтяных месторождений среднего Поволжья. - М.: Недра, 1975.

27 Ворошилов И. В., Юрьев А.В., Владыкин Д.В. Обработка призабойной зоны пласта и вызов притока с закачкой азота в скважину./ бурение и нефть, 05/2013, с. 58-61.

28 Бурцев И.Б., Муфазалов Р.Ш. Гидромеханика совместной работы нефтяного пласта, скважины и подъёмного оборудования при добыче нефти. Изд-во Моск. ун-та, 1994.- 224с.

29 Громов В.Г. К вопросу о раскрытии трещин на глубине - М.: Труды ВНИГРИ.Л., 1970, №290.

30 Интяшин А.Д., Городнов В.П., Андриянов В.Н. Результаты промысловых испытаний мицеллярных растворов для вскрытия и глушения скважин. Сер. «Нефтепромысловое дело», - М.: ВНИИОЭНГ, 1983, №4.

31 Андреев В.Е. и др. Повышение эффективности выработки трудно-извлекаемых запасов нефти карбонатных коллекторов. - М.: Уфа: Изд-во УГНТУ, 1997.

32 Кристиан М., Сокол С., Константинеску А. Увеличение продуктивности и приемистости скважин. - М.: Недра, 1985.

33 Мухаметшин В.Ш. Комплексное геолого-технологическое обоснование повышения эффективности разработки сложнопостроенных низкопродуктивных залежей нефти в карбонатных коллекторах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Дис. докт. геол.-минер. наук. Уфа. 1992.

34 Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Каштанов В.С. и др. Оборудование для добычи нефти и газа. Часть 1. М.: Нефть и газ, 2002. - 768 с.

35 Викторин В.Д. Разработка залежей нефти, приуроченных к карбонатным коллекторам. - М.: ВНИИОЭНГ, 1974.

36 О правильном выборе жидкости для закачивания и ремонта скважин. Экспресс-информ. ВНИИОЭНГ. Сер. «Бурение»: Зарубеж. опыт. - М.: 1986, №18.

37 Корли У.Т., Паттон Дж.Т. Растворы, не содержащие твердой фазы, для закачивания и ремонта скважин. Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. - М.: 1984, №11.

38 Максимович Г.А., Енцов И.И. Нефтегазоносность карбонатных коллекторов. Гидрогеология и карстоведение. - М.: 1996, №3.

39 Денк С.О. Влияние закарстованности на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов Пермской области. Нефтяное хозяйство, - М.: 2000, №1.

40 Ervin P.S. A succesful waterflood of a fracturtd reservoir. Oil and Gas J., 1957, №24.

41 В.А. Еронин и др. Поддержание пластового давления на нефтяных месторождениях. - М.: Недра, 1973.

42 Общий обзор жидкостей, используемых для закачивания скважин. Экспресс-информ. ВНИИОЭНГ. Сер. «Бурение»: Зарубеж.опыт. - М.: 1984, №11.

43 Растворы для закачивания и ремонта скважин. Экспресс-информ. ВНИИОЭНГ. Сер. «Бурение»: Зарубеж.опыт. - М.: 1985, №10.

44 Hudson J.E., Coffey M.D., Saner C.W., Ject A.S. Fluid-loss Control through the use of a liquid-thickened Completion and workover –brine. Journal of Petroleum Technology. October, 1983.

45 Тяжелые жидкости для освоения и ремонта скважин. Экспресс-информ. ВНИИОЭНГ. Сер. «Бурение»; Зарубеж.опыт. - М.: 1984, №13.

46 Богачев А.Б. Определение характеристик призабойной зоны скважин. Нефтяное хозяйство, - М.: 1985, №12.

47 ОСТ 3-195-186. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях.

48 Борисов Ю.П., Орлов В.С. Влияние учета непоршневого вытеснения нефти водой в гидродинамических расчетах процесса разработки нефтяной залежи. -М.: Сб.науч.тр.ВНИИнефть, 1960, №28.

49 Buckley S.E., Leverett M.C. Mechanism of displacement in solid. Trans. AIME, 1942, №146.

50 Бабалян Г.А., Барышев Г.М., Ибрагимов Э.И. К вопросу механизма вытеснения нефти водой из пористой среды. -М.: Азерб.нефт.хоз-во, 1951, №8.

51 Максимович Г.К. Теоретические основы процессов вытеснения нефти из пористой среды водой или газом. - М.: Нефтяное хоз-во, 1951. №1.

52 Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. - М.: Госоптехиздат, 1953.

53 Евгеньев А.Е. О фазовых проницаемостях при фильтрации двухкомпонентных смесей. - М.: Изв. ВУЗов. Нефть и газ, 1965, №1.

54 Вайнер М.И. О влиянии статистического критерия подобия микроструктур пористых тел на характеристики течения двухфазной жидкости в области автомодельности по критерию П1. - М.: Сб.науч.тр.ВНИИнефть, 1964, №25.

55 Садыков В.А. Экспериментальные исследования процесса замещения жидкости газом в слоистых пластах для создания и эксплуатации подземных хранилищ газа. Дисс. на соиск.уч.степ.канд.техн.наук. - М.: Уфа, 1977.

56 Гимаутдинов Ш.К. Нефтеотдача коллекторов.-М.:Недра, 1970.-120с.

57 Эфрос Д.А. Определение относительных проницаемостей и функций распределения при вытеснении нефти водой. Докл.АН СССР, 1956, т. 110, №5.

58 Каримов М.Ф. Эксплуатация подземных хранилищ газа - М.: Недра, 1981.

59 Кудрин С.А., Куранов И.Ф. К вопросу о методике расчетов фазовых проницаемостей по данным опытов по нестационарному вытеснению нефти водой. Труды ВНИИ. №28, 1960.

60 Зейгман Ю.В., Харин А.Ю., Усманов А.Р. Выбор оптимальных параметров жидкостей глушения скважин. Бурение и разработка нефтяных месторождений. Куйбышев, 1989.

61 Зейгман Ю.В. Регулирование характеристик нефтегазонасыщенных пород при вторичном вскрытии пластов и глушении скважин. УГНТУ. Уфа, 1998.

## Протокол

### о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

**Автор:** Жұмажанова Айжанар Галиханқызы

**Соавтор (если имеется):**

**Тип работы:** Магистерская диссертация

**Название работы:** Особенности глушения и освоения нефтяных скважин в карбонатных коллекторах

**Научный руководитель:** Бакытжан Калиев

**Коэффициент Подобия 1:** 0.2

**Коэффициент Подобия 2:** 0.1

**Микропробелы:** 0

**Знаки из здругих алфавитов:** 50

**Интервалы:** 0

**Белые Знаки:** 0

**После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:**

Заимствования, выявленные в работе, является законным и не является плагиатом. Уровень подобия не превышает допустимого предела. Таким образом работа независима и принимается.

Заимствование не является плагиатом, но превышено пороговое значение уровня подобия. Таким образом работа возвращается на доработку.

Выявлены заимствования и плагиат или преднамеренные текстовые искажения (манипуляции), как предполагаемые попытки укрытия плагиата, которые делают работу противоречащей требованиям приложения 5 приказа 595 МОН РК, закону об авторских и смежных правах РК, а также кодексу этики и процедурам. Таким образом работа не принимается.

Обоснование:

Дата

09.06.2023

Заведующий кафедрой



## Протокол

### о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

**Автор:** Жұмажанова Айжанар Галиханқызы

**Соавтор (если имеется):**

**Тип работы:** Магистерская диссертация

**Название работы:** Особенности глушения и освоения нефтяных скважин в карбонатных коллекторах

**Научный руководитель:** Бакытжан Калиев

**Коэффициент Подобия 1:** 0.2

**Коэффициент Подобия 2:** 0.1

**Микропробелы:** 0

**Знаки из здругих алфавитов:** 50

**Интервалы:** 0

**Белые Знаки:** 0

**После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:**

Заимствования, выявленные в работе, является законным и не является плагиатом. Уровень подобия не превышает допустимого предела. Таким образом работа независима и принимается.

Заимствование не является плагиатом, но превышено пороговое значение уровня подобия. Таким образом работа возвращается на доработку.

Выявлены заимствования и плагиат или преднамеренные текстовые искажения (манипуляции), как предполагаемые попытки укрытия плагиата, которые делают работу противоречащей требованиям приложения 5 приказа 595 МОН РК, закону об авторских и смежных правах РК, а также кодексу этики и процедурам. Таким образом работа не принимается.

Обоснование:

*Дата*

проверяющий эксперт

04.06.2023