

Министерство образования и науки Республики Казахстан
Каспийский Университет Технологий и Инжиниринга им. Ш.Есенова

УДК 622.276.

На правах рукописи

ҚОЙЛЫБАЕВ БАҒДАТ НҰРКЕНҰЛЫ

**Исследование влияния геологических условий залежей на эффективность
вытеснения нефти полимерными растворами**

8D07210– Нефтегазовое дело

Диссертация на соискание ученой степени
доктора философии (PhD)

Научный консультант:
Бисембаева К.Т к.т.н, доцент
Каспийского университета
технологий и инжиниринга им.
Ш.Есенова, Казахстан

Зарубежный научный
консультант:
Стреков А.С д.т.н главный
научный сотрудник НАНА

Республика Казахстан
Актау, 2020

Содержание

Обозначения и сокращения	3
ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ИЗУЧЕННОСТИ ПРОБЛЕМЫ ВЛИЯНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ НА ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ПОЛИМЕРНЫМИ РАСТВОРАМИ	7
1.1. Краткий обзор работ, посвященных исследованию влияния геологических условий залежей на эффективность вытеснения нефти полимерными растворами.....	7
1.2 Основные принципы и задачи исследований	22
2 АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТОВ И НАСЫЩАЮЩИХ ИХ ФЛЮИДОВ НА КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ.....	27
2.1 Анализ статистических моделей прогнозирования нефтеотдачи в различных условиях	28
2.2 Прогнозирование коэффициента извлечения нефти на месторождении Каражанбас на основе статистического анализа	33
2.3 Исследование влияния геолого-физических факторов на коэффициент извлечения нефти на основе результатов нечеткого кластер-анализа.....	42
3 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКИХ И ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК СШИТЫХ ПОЛИМЕРНЫХ СИСТЕМ ПРИМЕНЯЕМЫХ В ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЯХ.....	52
3.1 Исследование реологических характеристик полимерных растворов, применяемых на месторождениях Казахстана	57
3.2 Фильтрационные исследования сшитых полимерных систем, применяемых в потокоотклоняющих технологиях на месторождениях Казахстана	62
3.3 Обобщение результатов экспериментальных исследований реологических и фильтрационных характеристик сшитых полимерных систем, применяемых в потокоотклоняющих технологиях.....	66
4 ВНЕДРЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАЖАНБАС.....	68
4.1 Результаты применения потокоотклоняющей технологии.....	71
4.2 Обобщение результатов применения потокоотклоняющей технологии	88
ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ	90
Список использованных источников	91

Обозначения и сокращения

ПАА - полиакриламид

ОПИ - опытно-промышленные испытания

ПОТ - потокоотклоняющие технологии

МУН - методы увеличения нефтеотдачи

ПНП - повышение нефтеотдачи пластов

СПС - сшитые полимерные системы

МСПС - модернизированный сшитый полимерный состав

МПДС - модифицированный полимер-дисперсный состав

КИН - коэффициент извлечения нефти

ДМ - древесная мука

БП - биополимер

ВПП - выравнивание профиля приемистости

АХ - ацетат хрома

ПДС - полимердисперсные системы

ОГОС - осадкогелеобразующий состав

ДООС - дисперсно-осадкообразующий состав

ПГС - полимер-гелевый состав

КДС - коллоидно-дисперсионные системы

ВДС - волокнисто-дисперсные системы

ВУС - вязкоупругие системы

ППД - поддержание пластового давления

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность проблемы. В настоящее время большинство месторождений Казахстана вступают в позднюю стадию разработки, которая характеризуется снижением добычи нефти, повышением объема попутно добываемой воды. Часто добывающие скважины полностью обводняются, в то время как еще значительная часть нефтенасыщенного пласта остается невыработанной. При этом затрачивается большое количество материальных средств на подъем воды на поверхность. Невысокая эффективность добычи нефти на поздней стадии во многом связана с геолого-физической неоднородностью разрабатываемых пластов. Поэтому одной из главных проблем разработки месторождений с геологической неоднородностью является вовлечение в активную работу слабодренируемых или вообще недренируемых участков пласта.

В последние годы в число успешно применяемых физико-химических методов повышения нефтеотдачи входит полимерное заводнение и его модификации (потокоотклоняющие технологии - ПОТ), направленные на выравнивание профилей приемистости (ВПП) нагнетательных скважин. Это приводит к ограничению фильтрации воды по высокопроницаемым пропласткам, увеличению охвата неоднородного пласта в целом, обеспечивая тем самым повышение конечного коэффициента извлечения нефти (КИН) за счет извлечения нефти из невыработанных зон.

Опыт разработки нефтяных месторождений показал, что применение ПОТ зависит от геолого-физических условий месторождения. Поэтому одним из условий эффективного применения ПОТ является правильный подбор геолого-физических условий объекта под применяемую технологию. При этом основная роль будет принадлежать моделям, позволяющим давать прогнозную оценку эффективности технологических решений в рассматриваемых геолого-физических условиях.

Как известно, эффективность применения ПОТ на основе полимерных растворов зависит от хорошей селективной фильтруемости их в зоны с высокой водонасыщенностью, позволяющей создавать водоизолирующие экраны в желаемом направлении и на достаточную глубину. Регулируемость процесса ВПП по степени и продолжительности закупорки водоизолирующего экрана определяется реологическими и фильтрационными характеристиками полимерных растворов. В связи с этим определение наилучших параметров ПОТ является актуальной задачей, решение которой позволит добиться повышения эффективности выбора технологических вариантов применительно к каждому конкретному месторождению с различными геолого-физическими условиями.

Анализ существующих к настоящему времени исследований показал, что механизм влияния ПОТ на основе полимерных растворов на факторы, характеризующие процесс ВПП, изучен недостаточно полно и нуждается в серьезных и целенаправленных исследованиях и обобщениях, что и определяет

актуальность темы диссертационной работы.

Цель работы - повышение эффективности применения потокоотклоняющих технологий на основе полимерных растворов в различных геолого-физических условиях.

Объект исследования.

Геолого-физические факторы, влияющие на эффективность разработки нефтяного месторождения. Статистические модели оценки коэффициента извлечения нефти. Реологические и фильтрационные характеристики сшитых полимерных систем.

Основные задачи исследований:

1. Анализ работ, посвященных разработке нефтяных залежей полимерными растворами, обоснование выбора методов повышения эффективности их применения.

2. Анализ влияния геолого-физических параметров пластов и насыщающих их флюидов на коэффициент извлечения нефти.

3. Обоснование применения сшитых полимерных систем (СПС) в потокоотклоняющих технологиях путем проведения экспериментальных исследований реологических и фильтрационных характеристик.

4. Анализ результатов и оценка технико-технологической эффективности применения потокоотклоняющей технологии на месторождении Каражанбас.

Методы решения поставленных задач

При решении поставленных задач применялись методы экспериментальных исследований, статистические методы и методы, известные из теории нечетких множеств при построении моделей и оценке эффективности их применения при прогнозировании коэффициента извлечения нефти в различных геолого-физических условиях.

Научная новизна. Научная новизна работы заключается в следующем:

1. Построены линейная и мультипликативная модели для прогнозной оценки коэффициента извлечения нефти, обоснована область их применения с точки зрения отдельных условий в связи с неоднозначностью результатов расчетов.

2. Установлено, что СПС на основе исследованного полимера FR-307 с ацетатом хрома в качестве сшивателя в зависимости от вида деформации (объемной или сдвиговой) проявляют вязкостные или упругие свойства.

3. Установлено влияние степени неоднородности пласта на количество СПС, поступающей в пропластки.

4. В результате сравнительного анализа установлена эффективность потокоотклоняющей технологии, основанной на повышении охвата пласта заводнением путем выравнивания профиля приемистости нагнетательной скважины, в рассматриваемых геологических условиях;

Положения, выносимые на защиту.

1. Методы и модели прогнозирования коэффициента извлечения нефти.

2. Закономерности, установленные в процессе исследования влияния геолого-физических условий залежей на эффективность применения

потокоотклоняющих технологий на основе полимерных композиций:

- наличие вязкостных или упругих свойств у сшитых полимерных систем в зависимости от вида деформации;

- количественные закономерности, отражающие влияние степени неоднородности пласта на фильтрационные характеристики сшитых полимерных систем;

- путем выравнивания профиля приемистости нагнетательной скважины композиция на основе сшитых полимерных систем создает возможность для эффективного регулирования направления фильтрационных потоков.

Степень достоверности.

Достоверность и обоснованность научных положений, выводов и рекомендаций диссертационной работы подтверждаются применением апробированных современных методов исследования, обработкой полученных результатов методами математической статистики, а также промышленными испытаниями.

Практическая ценность работы и реализация результатов.

Проведенные экспериментальные исследования позволили дополнить и развить представления о механизме разработки нефтяных месторождений потокоотклоняющими технологиями на основе полимерных композиций в различных геолого-физических условиях.

Промысловые испытания потокоотклоняющей технологии, основанной на повышении охвата пласта заводнением путем выравнивания профиля приемистости нагнетательной скважины, позволили повысить эффективность разработки нефтяной залежи на опытном участке месторождения Каражанбас.

Апробация работы. Основные результаты работы были обсуждены:

- на семинаре Института Нефти и Газа НАН Азербайджана в 2019 г.

- 9th International Conference on Theory and Application of Soft Computing, Computing with Words and Perception, ICSCCW 2017, 22-23 August 2017, Budapest, Hungary

- 13th International Conference on Theory and Application of Fuzzy Systems and Soft Computing - ICAFS-2018. Advances in Intelligent Systems and Computing, vol 896. Springer, Cham.

- на международной научно-практической конференции «Геологические и технологические аспекты разработки месторождений трудноизвлекаемых углеводородов» 18 апреля, 2019, Актау, Казахстан

Объем и структура работы.

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, основных выводов и рекомендаций, списка использованной литературы, включающего наименование и приложения. Работа содержит 102 страницу текста, 19 таблиц и 16 рисунков.

1 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ИЗУЧЕННОСТИ ПРОБЛЕМЫ ВЛИЯНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ НА ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ПОЛИМЕРНЫМИ РАСТВОРАМИ

1.1. Краткий обзор работ, посвященных исследованию влияния геологических условий залежей на эффективность вытеснения нефти полимерными растворами

Опыт разработки нефтяных месторождений показал, что вследствие многопластовости, зональной и послойной неоднородности по проницаемости и нефтенасыщенности, наличия в продуктивных горизонтах нефти повышенной вязкости, начального градиента давления как в результате аномальных свойств нефти, так и содержания в них глины, высоких темпов отбора жидкости, нарушения крепления скважины и ряда других технико-технологических показателей происходит опережающее обводнение либо пластовой водой, либо водой, закачиваемой для поддержания пластового давления, высокопроницаемых и водонасыщенных участков эксплуатационного объекта и частичное или полное отключение из процесса выработки средне и низко проницаемых прослоев [1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14 и т.д.]. Как отмечается в работе [15], проблема притока воды в скважины актуальна не только для скважин, находящихся в эксплуатации, но и для только что вышедших из бурения. В последние годы резко возрос объем вводимых в эксплуатацию скважин, требующих ремонта из-за прорыва подошвенных вод, поступления воды из близко расположенных к продуктивной зоне водонасыщенных пластов. Это ведет к снижению охвата залежи воздействием, добыче огромных объемов воды, которая, двигаясь по уже промытым зонам, не совершает полезной работы по вытеснению нефти. По данным [9] в бывшем СССР в среднем на 1 тонну нефти добывалось 13 тонн воды. При общей мировой добыче нефти 11 миллионов тонн в сутки вместе с ней добывается примерно 45-60 миллионов тонн воды в сутки, что составляет примерно 5-6 тонн воды на каждую тонну нефти. В США, где многие месторождения истощены, соотношение воды и нефти составляет 9:1 [16].

В результате вышеуказанных негативных явлений на многих месторождениях Казахстана также наблюдается высокая обводненность продукции и низкая текущая нефтеотдача. Например, на объектах месторождения Забурунь обводненность составляет 70,1- 91,5 %, а текущая нефтеотдача 14,2-37,2%, на объектах месторождения Жетыбай, соответственно, 60,1 - 97,9 % и 4,2-45,3, на объектах месторождения Западная Прорва 27,4 - 79,8 % и 2,6-36,7%, на объектах месторождения Каражанбас 74,71 - 92,5% и 3,9-24,6%, на объектах месторождения Каламкас 82,6 - 94,8 % и 10,2-37,8%, и т.д. Помимо вышеуказанного высокая обводненность продукции приводит к непроизводительным расходам, связанными с добычей и транспортировкой попутно добываемой воды и её дальнейшей утилизацией. Заводнение, безусловно, является наиболее прогрессивной формой для эффективной

разработки нефтяных месторождений. Внедрение заводнения позволило увеличить КИН на месторождениях с различными геолого-физическими условиями в 2-2,5 раза, по сравнению с достигнутыми на аналогичных месторождениях, разрабатываемых на естественных режимах истощения. При этом важнейшей задачей, стоящей перед нефтедобывающими компаниями, является достижение максимального нефтеизвлечения. Коэффициент извлечения нефти является одним из основных технологических показателей эффективности разработки нефтяных месторождений. На его величину влияет большое количество факторов, зависящих как от объективных, т.е. факторов, характеризующих природные условия, так и субъективных, т.е. связанных с «человеческим фактором». В условиях ухудшения структуры запасов нефти в Казахстане, в настоящее время актуальным становится научное обоснование и реализация методических подходов, методов и моделей и связанных с этими технологиями эффективного воздействия на пласт. В данном случае при принятии решений по методам, технологиям и мониторингу разработки нефтяных месторождений достоверность оценки КИН становится основным определяющим фактором. При этом возникает необходимость проведения оценки и анализа влияния геолого-физических факторов на величину коэффициента извлечения нефти на рассматриваемом месторождении, что возможно обеспечить путем построения соответствующих моделей. Данной проблеме посвящен ряд работ. В частности, следует отметить исследования, результаты которых приведены в работах [17,18]. В этих работах приводятся статистические модели, построенные для прогнозирования коэффициента извлечения нефти для различных месторождений. При всей полезности этих моделей, следует отметить, что ввиду специфических особенностей каждого месторождения они не обладают универсальностью. Поэтому в каждом рассматриваемом случае необходимо на основе анализа рассмотреть возможность построения аналогичных моделей по данным конкретного месторождения.

Как показано в ряде работ, в том числе в [2, 4, 6, 7, 11, 14, 19, 20, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29 и т.д.], в сложившихся условиях одним из решений при разработке мероприятий по повышению эффективности процесса разработки нефтяных месторождений является применение методов и технологий, основанных на ограничении непроизводительной фильтрации воды по пластам. Таким образом, проблема сводится к усовершенствованию и созданию комплекса методов и средств ограничения движения вод в промытых зонах продуктивного пласта и призабойных зонах скважин, что позволит повысить эффективность извлечения нефти из залежей и производительность добывающих скважин.

В настоящее время для ограничения движения вод в промытых зонах продуктивного пласта и призабойных зонах скважин широкое распространение получили осадко- и гелеобразующие составы, однако и они также не лишены недостатков. Главный из этих недостатков заключается в том, что структурообразование этих составов является практически необратимым. При этом в изолируемом участке остается часть нефтяных запасов, которая после

изоляции переходит в категорию трудноизвлекаемых [30], что характерно для большинства месторождений. Восстановление фильтрационно-емкостных свойств изолированного такими составами пласта (пропластка) является достаточно трудоемким процессом, в то же время данные технологии в результате их применения оказывают отрицательное влияние на конечный коэффициент извлечения нефти, приводя к снижению его значений. В связи с этим все более актуальными в настоящее время становятся разработка новых и совершенствование существующих технологий, позволяющих временно ограничивать или блокировать фильтрацию по высокопроницаемым участкам [30, 31]. Для решения данной задачи представляют интерес обратные эмульсии с добавлением поверхностно-активных веществ. В настоящее время они находят применение также и в бурении [32] и нефтепромысловой практике [33, 34, 35], в том числе для повышения нефтеотдачи пластов с целью выравнивания фронта вытеснения [36, 37]. Эти составы представляют собой термодинамически неустойчивую дисперсную систему, дисперсионной средой которой является нефть, а дисперсной фазой – вода [13, 38, 30]. В таком случае эмульсионная структура, как отмечают авторы приведенных работ, обладает достаточными реологическими свойствами для селективной изоляции обводненных интервалов. Так как дисперсная система неустойчива в пластовых условиях, изоляция хорошо проницаемых пропластков является временной, а после разрушения структуры состава адсорбция поверхностно-активных компонентов эмульсии позволяет гидрофобизировать поверхность порового пространства породы. За счет этого снижается фазовая проницаемость по воде и увеличивается нефтеотмывающая способность нагнетаемого агента. Данное обстоятельство приводит к перераспределению фильтрационных потоков и включению в процесс ранее не включенных интервалов пласта и доизвлечению остаточной нефти при использовании данной технологии. Анализ литературных источников, посвященных аналогичным исследованиям и содержащих данные об исследованиях в лабораторных условиях, а также опыт промысловых наблюдений за результатами испытаний новых композиций и составов [90], показывает, что для месторождений с длительным периодом воздействия на залежь закачкой воды наиболее перспективными методами увеличения нефтеотдачи пластов могут быть физико-химические или новые комбинированные методы на базе химических МУН [30].

К числу таких методов и технологий можно отнести различного вида потокоотклоняющие технологии и методы выравнивания профиля приемистости и ограничения добычи воды в добывающих скважинах [1-6, 7, 10, 20, 21, 25, 26, 27, 28, 29, 39, 40, 41, 42, 43, 44 и т.д.]. Как показывает анализ, применение этих технологий позволит направлять потоки закачиваемой воды в менее проницаемые и малообводненные зоны и пропластки. При этом происходит уменьшение дебита воды, обводненности продукции и, как правило, наблюдается увеличение дебита нефти в добывающих скважинах.

Основной целью потокоотклоняющих технологий и методов выравнивания профиля приемистости является блокирование путей водопритокков при сохранении проницаемости нефтенасыщенной части пласта. Поэтому любая

потокоотклоняющая технология, связанная с закачкой водоизолирующих материалов, должна воздействовать только на обводненную часть нефтенасыщенного пласта.

В работе [15] по физико-химическим принципам воздействия на пласт применяемые в настоящее время технологии создания потокоотклоняющих барьеров разбивают на пять основных групп.

Первая группа - технологии, вызывающие снижение проницаемости наиболее высокопроницаемых промытых водой участков пласта благодаря реологическим свойствам нагнетаемого реагента загустителя и тем самым приводящие к увеличению потоков через низкопроницаемые поровые каналы и пропластки. В первую очередь это полимерное заводнение и его модификации.

Вторая группа технологий включает закачку в пласт разнообразных дисперсных систем с различной степенью дисперсности и стабильности. К их числу относятся полимер-дисперсные системы (ПДС) и волокнисто-дисперсные системы (ВДС), эмульсионные составы (ЭС), эмульсионно-суспензионные составы (ЭСС), эмульсионно-полимерные составы (ЭПС).

Третья группа реагентов создает водоотклоняющий барьер при отверждении или полимеризации в пласте за счет пластовых условий (температура, минерализация воды) либо специальных добавок.

Четвертая группа включает геле- или осадкообразующие композиции, создающие водоизолирующий экран в результате химического взаимодействия их составляющих, закачиваемых последовательно: Гиппан + CaCl_2 , жидкое стекло + кислота, AlCl_3 +щелочь, сульфат-содовая смесь, интерполимерные комплексы (поликатионит+полианионит).

Пятая группа - осадкогелеобразующие технологии, к числу которых относятся щелочно-полимерное, силикатно-щелочно-полимерное, лигнин-силикатно-щелочное заводнения.

В работах [22, 24, 25, 32, 45, 46, 47, 48 и т.д.] этой группы приводятся нижеследующие требования, которым должны удовлетворять материалы, применяемые в потокоотклоняющих технологиях и методах выравнивания профиля приемистости и ограничения добычи воды в добывающих скважинах:

- селективность закупоривающих свойств материала на пласт в зависимости от насыщенности его нефтью или водой, т.е. возможность сохранения или восстановления продуктивности нефтенасыщенных участков пласта после его обработки;

- хорошая селективная фильтруемость водоизолирующих материалов в зоны с высокой водонасыщенностью, позволяющая создавать водоизолирующие барьеры-экраны в желаемом направлении и на достаточную глубину;

- регулируемость процесса водоизоляции обводненного участка пласта по степени и продолжительности закупорки;

- высокая регулируемость водоизолирующих свойств материала, определяемая его реологическими и прочностными характеристиками;

- растворимость в определенных растворителях;

- технологичность применения в условиях скважин (удовлетворительная прокачиваемость насосами, постоянство параметров при изменении температуры среды и др.);

- недефицитность и небольшая стоимость;

- нетоксичность и безопасность в обращении.

Очевидно, что, исходя из вышеприведенных требований наиболее целесообразным является применение в потокоотклоняющих технологиях полимерного заводнения и его модификаций, а также обработки призабойной зоны скважины (ПЗС) полимерными растворами [6, 12, 20, 38, 42, 43, 47, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61].

В последние годы полимеры получили широкое применение в потокоотклоняющих технологиях благодаря их свойству оказывать селективное сопротивление движению воды в пористой среде без заметного снижения фазовой проницаемости при незначительных концентрациях для нефти [4, 6, 20, 52, 54]. Снижение водопроницаемости при применении полимерных растворов достигается за счет образования на путях водопритока изолирующего экрана в результате взаимодействия полимера с пористой средой, с пластовой водой, насыщающей коллектор, или с закачиваемыми совместно с ним осадкообразующими химическими реагентами. Другим большим достоинством полимеров, привлекающим к ним внимание как к материалу для изоляции водопритоков, является возможность регулирования их физико-химических свойств в широких пределах, а именно реологических свойств и степени закупорки водопроводящих каналов.

Исследования [6, 12, 20, 43, 52, 54, 58, 62, 63, 64], посвященные движению полимерных растворов в пористой среде и закачиваемой вслед за ними воды, показали, что его характер определяется следующими свойствами, не присущими многим другим химическим реагентам. С одной стороны, вязкость полимерных растворов в зависимости от скорости сдвига может снижаться или увеличиваться [6, 12, 20, 43, 52, 54, 58, 63, 61, 65,]. С другой стороны, полимерные растворы при контакте с пористой средой снижают ее проницаемость. Причем эффект снижения проницаемости пористой среды после ее контакта с полимером сохраняется и после прокачки через нее десятков и сотен поровых объемов воды [42, 52, 54, 55, 61]. Для описания эффекта снижения проницаемости после контакта пористой среды с полимерами в [61] введено понятие фактора остаточного сопротивления ($R_{ост}$), который определяется как величина, представляющая собой отношение проницаемостей пористой среды по воде до и после ее обработки полимерным раствором:

$$R_{ост} = \frac{\kappa_e}{\kappa_n} \quad (1)$$

где κ_e, κ_n - соответственно, проницаемость пористой среды по воде до обработки и после обработки пористой среды полимерным раствором.

В работах [6, 20, 39, 40, 42, 43, 44, 52, 54, 58, 61, 62, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71,] проведено большое число исследований по изучению различных сторон

механизма образования фактора остаточного сопротивления при обработке пористой среды полимерами.

В результате этих исследований было установлено, что снижение проницаемости породы происходит, прежде всего, вследствие адсорбции полимера на твердой поверхности [26] и образовании на поверхности пор мономолекулярного слоя полимера с высокими механическими свойствами [102].

Помимо адсорбции на механизм образования $R_{ост}$ оказывают влияние неньютоновские свойства полимерных растворов [6, 12, 43, 48, 52, 54, 56, 63, 58, 61, 62]. Так, в работе [61], было получено, что в отличие от необработанной пористой среды, где характер течения жидкости носит ньютоновский характер, после ее обработки полимерным раствором с увеличением скорости фильтрации течение жидкости имеет дилатантный характер, а в работах [43, 44, 70] – псевдопластический.

В работе [12] получено, что при течении полимерных растворов и полимерных композиций в однородной пористой среде в широком интервале скоростей имеет место псевдопластический характер течения, а в неоднородной (микрон неоднородной и слоисто-неоднородной) комбинированный, S – образный, при этом наблюдается переход от дилатантного течения к псевдопластическому.

Помимо изучения механизма образования $R_{ост}$ в [72, 73, 74] проводились исследования по изучению влияния $R_{ост}$ на КИН.

В [73] были проведены эксперименты по извлечению высоковязкой нефти (129 мПа·с) различными агентами: рассолом (вязкость 0,91 мПа·с), 25 %-ным раствором полигликоля (вязкость 21 мПа·с) - непрерывная закачка, 0,05 %-ным раствором полиакриламида (вязкость 1,5 мПа·с) – непрерывная закачка и закачка оторочки полимера объемом 0,3 от объема пор (ОП) (в условиях адсорбции и ее подавления). Было получено, что при извлечении нефти раствором полигликоля и полимерным раствором при непрерывной их закачке в модель пласта, несмотря на то, что вязкость полимерного раствора составляла 1,5 мПа·с, конечный КИН оказался практически одинаковым. При извлечении нефти оторочкой раствора полимера объемом 0,3 ОП, в условиях адсорбции полимера в пористой среде, конечный КИН, вследствие меньшего фактора остаточного сопротивления из-за меньшего количества, введенного в пористую среду полимера, оказался несколько хуже, чем при непрерывной закачке полимера. Однако полимерная оторочка оказала положительное влияние и на темп извлечения нефти и на конечный КИН. При извлечении нефти оторочкой полимера в условиях подавления адсорбции конечный КИН и динамика извлечения оказались близкими к процессу извлечения нефти полигликолем. Исходя из этого, автором [73] делается вывод о том, что подавление адсорбции полимера и уменьшение фактора остаточного сопротивления должно дать значительный эффект и в натурных условиях, хотя, как отмечает автор, при переносе результатов экспериментов на натуру необходимо проявлять осторожность.

В реальных условиях подавление адсорбции может оказать положительный эффект на КИН из охваченных воздействием зон, в то же время отрицательно повлиять на коэффициент охвата, из-за снижения фактора остаточного сопротивления, и, как следствие, на общий конечный КИН. Действительно, в неоднородных пластах по проницаемости полимер, распространяясь неравномерно, проникает прежде всего в высокопроницаемые интервалы. При последующей закачке воды в высокопроницаемых интервалах в результате адсорбции полимера проявляется фактор остаточного сопротивления и к работе должны подключиться малопроницаемые интервалы. В результате повышается коэффициент охвата пласта по мощности и простиранию. Например, по данным [74] снижение $R_{ост}$ до 1 может снизить прирост конечного КИН на 30 %.

Сильное влияние $R_{ост}$ на коэффициент извлечения нефти из послойно-неоднородного пласта по проницаемости получено также в [75].

Как показал проведенный анализ, в результате контактирования с полимером проницаемость пористой среды снижается по сравнению с исходной проницаемостью по воде (фактор остаточного сопротивления) и этот эффект сохраняется длительное время. Закупорка пористой среды имеет селективный характер. Для воды снижение проницаемости может достигать 90% от исходной, в то время как для нефти снижение проницаемости составляет несколько процентов. Установлено, что $R_{ост}$ предопределяется адсорбцией полимера пористой средой, необратимой закупоркой полимером части пор, в результате чего уменьшается размер поровых каналов и изменяется структура порового пространства. Кроме того, $R_{ост}$ определяется неньютоновскими свойствами полимеров. В зависимости от литологического состава и коллекторских свойств породы, а также свойств полимера вклад каждого из этих механизмов в величину $R_{ост}$ изменяется.

Известно, что одним из факторов, влияющих на эффективность разработки нефтяных месторождений, является состояние призабойной зоны скважин [12, 38, 47]. Эта часть пласта наиболее подвержена различным физико-химическим и термодинамическим изменениям.

Как отмечается в [12, 38, 47, 76, 77, 78, 79] основными причинами снижения проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП) нагнетательных и добывающих скважин являются: частичная или полная кольматация порового пространства твердой фазой глинистого раствора в процессе вскрытия пласта бурением и перфорацией, а также твердой фазой промывочной жидкости при проведении в скважине ремонтно-изоляционных работ; кольматация ПЗП механическими примесями и продуктами коррозии, вносимыми в пласт нагнетаемой водой; повышенная остаточная нефтенасыщенность отдельных пропластков, примыкающих к призабойным зонам нагнетательных скважин; кольматация ПЗП окисленной нефтью при нагнетании в пласты сточных вод; набухание глин пород –коллектора при взаимодействии с пресной водой и растворами некоторых химреагентов, приводящее к снижению абсолютной проницаемости пласта, особенно низкопроницаемых прослоев; снижение

проницаемости породы коллектора на 15-60% (может произойти при смене минерализованной пластовой воды на пресную).

В результате влияния этих факторов свойства ПЗП (скин-фактор [80, 81] – численное значение безразмерной величины S со знаком «+» или «-», характеризующее ухудшение или улучшение проницаемости в призабойной зоне и степень ее улучшения или ухудшения) будут отличаться от свойств всего пласта. В связи с этим одной из целей обработок ПЗП является повышение или снижение проницаемости в призабойной зоне с целью сохранения или увеличения притока нефти из нефтенасыщенных прослоев.

Селективный характер полимеров оказывать сопротивление движению воды без заметного снижения проницаемости для нефти привело к использованию полимеров для ограничения водоприток в добывающих скважинах и выравнивания профиля приемистости в нагнетательных скважинах [4, 5, 12, 15, 16, 19, 20, 21, 22, 29, 38, 40, 42, 47, 52, 54, 55, 56, 57, 59, 60, 61, 63, 69, 82, 83, 85, 86].

Селективность изоляции только путей водоприток и фильтруемости водоизоляционного материала в пласт позволяют закачивать полимерный раствор без большого числа операций, связанных с исследованием скважин, намыванием и разбуриванием мостов, повторным вскрытием нефтенасыщенной части пласта, а в ряде случаев – с извлечением подземного оборудования [50, 47, 87, 55 и т.д.].

К настоящему времени в результате проведения исследований [4, 5, 6, 12, 13, 15, 16, 20, 21, 26, 29, 40, 42, 47, 48, 50, 52, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 61, 63, 69, 84, 82, 85, 86] накоплен большой материал по лабораторным исследованиям и промысловый опыт по использованию полимеров для ограничения водоприток в добывающих скважинах и выравнивания профиля приемистости в нагнетательных скважинах.

На основании лабораторных исследований и промыслового опыта в [6, 85] предлагается два взаимно дополняющих механизма, объясняющих эффект повышения дебита нефти или замедления темпа падения нефтедобычи при проведении полимерных обработок, аналогичных по существу и различающихся только масштабом рассмотрения процесса селективной закупорки пластов. Согласно первому механизму, в начале полимер проникает при закачке в наиболее проницаемые обводнившиеся пропластки и снижает их водопроницаемость, что приводит к перераспределению фильтрационных потоков воды и нефти по мощности пласта. Коэффициент продуктивности скважин снижается. Уменьшение содержания воды в продукции скважин при сохранении отбора, а в некоторых случаях и снижения его, приводит к снижению забойного давления, увеличению депрессии на пласт. Нефтенасыщенные (малопроницаемые) пропластки начинают работать с большим расходом, поскольку рост депрессии на пласт не компенсирует ухудшения проницаемости водонасыщенных пропластков.

Согласно второму механизму, увеличение добычи нефти из скважин после проведения полимерной обработки призабойной зоны объясняют исходя из известной модели пластов с двойной пористостью. Каждый элементарный

объем трещиновато-пористого пласта содержит каналы двух различных размеров. Вода быстро вытесняет нефть из крупных каналов (трещин), и дальнейшее извлечение нефти из пласта идет в основном, за счет капиллярного обмена жидкостей между пластом и трещинами. При закупорке этих каналов и соответственно повышении градиента давления, создается более интенсивный приток нефти из пласта.

В [26, 36] показано, что более значимое значение $R_{ост}$ можно получить в пористых средах с малыми значениями проницаемости.

Одним из решений данной проблемы является применение композиций полимеров разного типа или композиций полимеров с различными сшивающими реагентами и наполнителями [6, 12, 52, 55, 56, 66, 88, 89, 90].

В отмеченных работах изучалось влияние различных солей на величину и механизм образования фактора остаточного сопротивления при обработке пористой среды полимерами типа ПАА и ГИПАН. В работе [6] получено, что последовательно-порционная закачка в пористую среду проницаемостью от 0,3 - 4,3 мкм² 0,5-1% -ного раствора ПАА и 5 % раствора MgCl₂, 2,5 %-ного раствора гипана и 6-8%-ного раствора FeCl₃ или CaCl₂ снижает проницаемость пористой среды в среднем от 10 до 100 раз. В работе [52] раскрывается механизм увеличения фактора остаточного сопротивления под влиянием различного типа солей, а также предлагается с целью снижения подвижности раствора ПАА производить его поликонденсацию с формальдегидом непосредственно в пористой среде.

На основании лабораторных исследований и опыта промысловых испытаний [4, 6, 54] приводятся правила выбора наиболее подходящих объектов для обработки полимером:

- скважины с высоким водонефтяным фактором (ВНФ), обводненность продукции скважины должна быть не ниже 50% [6], обводнение которых произошло преждевременно из-за локального прорыва воды; интервал, из которого поступает вода, должен иметь проницаемость выше 0,05 мкм², обработка дает больший эффект, если ее провести сразу после прорыва воды;

- скважины, эксплуатирующие пласт с водонапорным режимом (естественным или искусственным) и ранее работающие с высокими дебитами нефти без воды или с низкими ВНФ;

- пласт должен быть обводнен высокоминерализованной (пластовой) водой с достаточным содержанием ионов поливалентных металлов, главным образом Ca и Mg;

- скважины, обводнение которых произошло из-за продвижения воды по матрице коллектора (не по трещинам) и пласт не подвергнут гидравлическому разрыву, в противном случае водоизолирующий экран, образующийся в ПЗС, может выноситься из трещин в ствол скважины;

- скважины с высоким уровнем жидкости в стволе; высокий динамический уровень жидкости свидетельствует об интенсивном притоке воды, с которым не справляется насос; ограничение притока воды позволяет снизить динамический уровень, т.е. повысить депрессию на пласт; в результате, наряду с падением

ВНФ, можно рассчитывать на увеличение дебита нефти.

Методам повышения нефтеотдачи, в которых используются полимерные растворы с целью увеличения нефтеотдачи за счет уменьшения отношения подвижности вода/нефть путем увеличения вязкости вытесняющей воды, посвящена также работа [91]. Как отмечают авторы, полимерное заводнение используется при определенных пластовых условиях, которые снижают эффективность регулярного обводнения, например, трещины или участки с высокой проницаемостью, которые направляют или перенаправляют поток нагнетаемой воды или тяжелую нефть, устойчивую к потоку. Добавление водорастворимого полимера к обводнению позволяет воде проходить через большую часть породы пласта, что приводит к увеличению процента извлечения нефти. Полимерный гель также используется для отключения зон с высокой проницаемостью. В процессе этого улучшается объемная очистка, и нефть добывается более эффективно. Часто одним из решающих факторов является приемистость. Следовательно, полимерный раствор должен быть неньютоновской жидкостью, разжижающейся при сдвиге, то есть при этом с увеличением скорости сдвига вязкость уменьшается.

При полимерном заводнении водорастворимый полимер добавляется в паводковые воды. Это увеличивает вязкость воды. Существует три возможных способа, которыми заводнение полимера делает процесс извлечения нефти более эффективным:

- посредством воздействия полимеров на фракционный поток
- путем уменьшения соотношения подвижности воды/нефти;
- путем отвода закачиваемой воды из зон, которые были очищены.

Авторы отмечают, что наиболее важными предпосылками для заводнения полимера являются температура в резервуаре и химические свойства воды в нем. При высокой температуре или при высокой солености в пластовой воде полимер не может оставаться стабильным, и концентрация полимера потеряет большую часть своей вязкости [91].

В работе [92] представлена обновленная, как отмечают авторы, информация о состоянии технологии заводнения полимеров, в которой основное внимание уделяется применению технологии непосредственно на месторождении, а не теоретическим и лабораторным исследованиям. Она охватывает следующие темы:

- механизмы полимерного заводнения;
- используемые полимеры;
- стабильность раствора полимера;
- технические критерии скрининга;
- лабораторные работы и моделирование;
- техника мониторинга производительности;
- обзор пилотных и крупномасштабных приложений;
- опыт и знания из полевых проектов;
- полимерное заводнение в резервуарах с тяжелой нефтью;
- вязкоупругие свойства полимера;
- проблемы, связанные с полимерным заводнением, и их решение;

- перспективные разработки.

Данные и анализ, представленные в этой статье, позволяют получить новую информацию о полимерном заводнении, а также руководство к соответствующим исследованиям в дальнейшем. Показаны пути применения результатов опроса экспертов, которые также предоставляют операторам справочные данные для уточнения проектов технологических решений при разработке и оптимизации.

По результатам обзора и анализа, приведенных в этой работе, авторы отмечают необходимость следующих разработок в будущем:

- разработка полимеров и технологии их применения на объектах с высокой температурой и высокой минерализацией;

- применение полимерного заводнения в различных пластовых условиях (например, на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами, для которых характерны низкая проницаемость; сложные геологические особенности; тяжелая нефть);

- объединение полимеров с другими технологиями (например, ПАВ/полимерное заводнение).

При рассмотрении и анализе отмеченных работ необходимо отметить несколько моментов.

Во-первых, при создании больших полимерных экранов всегда возникает проблема как продвижения их вглубь пласта, так и последующего освоения обработанных скважин.

Во-вторых, как видно, расстояние от ствола обрабатываемой скважины, на которое рекомендует каждый из авторов продвигать полимерный раствор в пласт с целью обеспечения высокой эффективности работ по ограничению водопритоков, изменяется в широких пределах. Причиной такого разброса рекомендуемых значений местоположения полимерного экрана в ПЗС, по нашему мнению, является то, что приводимые значения получены для различных полимеров и геолого-физических, технических условий эксплуатации скважин.

Таким образом проанализированные экспериментальные исследования и промысловый опыт ограничения водопритоков полимерными растворами показывают, что для повышения эффективности ремонтно-изоляционных работ необходимо в каждом конкретном случае осуществлять правильный выбор местоположения водоизолирующего экрана в ПЗС и его размер.

В [38, 47] предлагают с целью повышения эффективности разработки неоднородных по проницаемости и нефтенасыщенности продуктивных пластов проводить массовую и одновременную обработку призабойных зон нагнетательных и добывающих скважин. Выбор технологии обработки призабойной зоны предлагается производить исходя из конкретных геолого-физических условий призабойных зон коллектора и месторождения в целом.

Известно, что эффект от обработки ПЗС полимерными растворами будет определяться как правильным выбором скважин, так и подбором технологической схемы водоизоляционных работ соответствующей её геолого-физическим и техническим характеристикам.

По данным работ [79, 93] основными критериями для подбора участков/скважин для проведения технологии ПОТ являются:

- вертикальная и площадная неоднородность пласта;
- неоднородный профиль приемистости;
- резкая динамика обводнения реагирующих добывающих скважин с характерным увеличением темпов обводненности выше средних значений по объекту.

Подбор технологии определяется из дополнительных условий геолого-физической характеристики пласта и технико-технологических показателей эксплуатации скважины/участка. Также критерием применимости технологий ПОТ является наличие минимум трех реагирующих добывающих скважин на одну нагнетательную.

Основные геологические критерии применимости потокоотклоняющих технологий [79, 93]:

- вязкость нефти в пластовых условиях от 3 до 50 мПа·с [93];
- проницаемость коллектора – от 0,05 до 0,5 мкм² (от 50 до 500 мД);
- по данным работы [93] проницаемость коллектора от 0,2 до 1 мкм²;
- температура пласта – не ниже 70 °С для термотропных составов;
- коэффициент расчлененности – не менее 1,4;
- глубина залегания пласта и мощность продуктивной толши не лимитируется [93].

Указанный диапазон изменения проницаемости обуславливает значение приемистости нагнетательных скважин. При проницаемости коллектора менее 0,05 мкм² приемистость нагнетательных скважин низкая и процесс закачки происходит при высоких устьевых давлениях. При высокой проницаемости приемистость нагнетательных скважин может составлять 700 м³/сут и более, что требует применения различных модификаций технологий с крупно- и мелкофракционными наполнителями.

Рассмотрим более подробно области применения и основные свойства отдельных технологий:

- сшитые полимерные составы;
- силикат-гелевые составы;
- эмульсионные составы

Основные свойства и область применения сшитых полимерных составов.

Область применения:

- терригенные и карбонатные коллекторы (ТК и КК);
- коллектор поровый, трещиновато-поровый;
- коэффициент расчлененности, более 2;
- проницаемость для ТК не менее 0,1 мкм², для КК не менее 0,05 мкм²;
- температура в зоне закачки не более 90 °С.

Основные свойства:

- регулирование времени гелеобразования в диапазоне от нескольких часов до 10 суток;

- способность проникать вглубь пласта на значительные расстояния и создавать обширные экраны для перераспределения гидродинамических сопротивлений;

- высокая селективность фильтрации.

Основные свойства и область применения силикат-гелевых составов.

Область применения:

- терригенные и карбонатные коллекторы, разрабатываемые заводнением;
- коллектор поровый, трещиновато-поровый;
- проницаемость для ТК не менее 0,08 мкм², для КК не менее 0,05 мкм²;
- температура в зоне закачки не более 300 °С

Основные свойства:

- растворы не подвержены механической, термоокислительной и биологической деструкции;

- низкие гидродинамические сопротивления при закачке и высокая селективность фильтрации;

- высокая термостабильность.

Основные свойства и область применения эмульсионных составов.

Область применения:

- терригенные и карбонатные коллекторы (ТК и КК);
- коллектор поровый, трещиновато-поровый;
- проницаемость не менее 0,05 мкм²;
- температура в зоне закачки до 90 °С

Основные свойства:

- низкие значения межфазного натяжения на границе с нефтью;

- гидрофобизирующее воздействие на промытые водонасыщенные участки пласта коллоидно-дисперсными частицами АСПК;

- остаточный фактор сопротивления;

- высокая нефтевытесняющая способность.

По приведенным данным, как отмечается в [93], можно заметить, что все три технологии применимы как для терригенных, так и для карбонатных коллекторов (поровых и порово-трещиноватых).

Как правило, коэффициент нефтеотдачи при заводнении определяется совокупностью вышеупомянутых факторов.

Как показал обзор, на сегодняшний день полимерное заводнение является одним из наиболее важных методов повышения нефтеотдачи, который способствует улучшению соотношения подвижности воды и нефти. Даже небольшое количество полимерных растворов приводит к увеличению вязкости воды и при закачке в пласт снижается проницаемость его за счет блокирования высокопроницаемых зон и тем самым создается более равномерное вытеснение фронта, приводя к увеличению эффективности вытеснения по площади и по мощности пласта, что в свою очередь также в дальнейшем способствует уменьшению прорывов воды на добывающих скважинах [41]. Полиакриламиды и полисахариды, которые имеют длинные цепи с высокомолекулярными боковыми ответвлениями, увеличивают подвижность нефти по отношению подвижности воды из-за увеличения напряжения сдвига композиции.

Результаты применения полимерного заводнения широко освещены в печати. Примером применения этого метода служит работа [76], в которой отмечается, что с 1996 года более чем на 50 участках месторождения Дацин (Китай) продолжают применять полимерное заводнение и за весь этот период, средняя дополнительная добыча увеличилась на 13%, что больше, чем при традиционных методах заводнения. При этом накопленная добыча нефти с использованием полимерных растворов достигла 792 млн.барр, где 1т полимерного порошка соответствует добыче 870 барр. нефти. Учитывая высокую экономическую целесообразность, как отмечается в данной работе, полимерное заводнение уже давно вступило на стадию коммерческого применения.

Анализ промыслового материала и опыт разработки нефтяных месторождений заводнением позволяет выделить следующие основные причины неполноты извлечения нефти водой:

- неблагоприятное соотношение подвижностей вытесняющей и вытесняемой жидкостей;

- геологическая неоднородность строения продуктивного коллектора.

Отмеченное обуславливает важность и необходимость проведения исследований влияния геолого-физических условий на показатели эффективности технологии, связанной с полимерным заводнением.

Накопленный к настоящему времени опыт свидетельствует также о необходимости изучения механизма потокоотклоняющих технологий с применением реагентов на полимерной основе.

Сравнительный анализ геолого-физического строения рассматриваемых горизонтов совместно с критериями применимости различных гидродинамических методов воздействия позволил в работе [94] прийти к выводу, о наиболее перспективных методах, а именно:

- циклическое заводнение в варианте сезонного ограничения объемов закачки воды;

- перераспределение расходов закачиваемого объекта по группам нагнетательных скважин с целью перемены направлений фильтрационных потоков;

- ограничение или прекращение закачки в высокопроницаемые пропластки.

Из отмеченной работы следует, что из всех рассмотренных методов увеличения нефтеотдачи только физико-химические МУН (потокоотклоняющие технологии на основе гель-осадкообразующих композиций, в зависимости от конкретных технологий) и гидродинамические МУН по всем граничным параметрам применения соответствуют геолого-физическим характеристикам продуктивных пластов, в связи с чем авторы рекомендуют их к широкому применению. При этом изолирующие свойства композиций могут регулироваться в рассматриваемых условиях в зависимости от конкретных компонентов и концентраций реагентов.

В результате проведенных исследований в работе [94] установлено, что технологии на основе ПАА, биополимера, полимер-дисперсные системы, а также на основе водорастворимых полианионитов, органических и

неорганических соединений кремния, композиции РВ-ЗП-1 соответствуют геолого-физическим характеристикам продуктивных пластов рассматриваемого месторождения, что дает основание авторам рекомендовать следующие технологии к применению как наиболее подходящие.

- закачка сшитых полимерных и вязкоупругих составов на основе ПАА (СПС, ВУС, КПС);

- закачка полимер-дисперсных составов;
- закачка биополимера и композиций на его основе;
- закачка полимер-гелевой системы Темпоскрин;
- закачка композиции на основе полимера Гивпан;
- закачка самотермогелеобразующей композиции РВ-ЗП-1;
- закачка композиций на основе жидкого стекла.

Из отмеченного следует, что для применения накопленного передового опыта одного месторождения на каком-либо другом месторождении необходимо оценить близость геолого-физических параметров, что обеспечит возможность использования данного опыта применения МУН на рассматриваемых месторождениях. А это в свою очередь обуславливает необходимость проведения исследований, посвященных изучению геолого-физических условий и оценки их влияния на показатели эффективности разработки месторождения. Данное заключение подтверждается результатами выполненного в работе [95] обзора, где, в частности, автор отмечает, что «...применяемые потокорегулирующие технологии не всегда учитывают особенности геологического строения пластов, текущее состояние разработки и не обеспечивают необходимого перераспределения потоков жидкости». В связи со сложным геологическим строением, многосластовостью, высокой расчлененностью, слоистой и зональной неоднородностью, высоковязкими нефтями, что характерно для большинства месторождений Казахстана, возникают серьезные трудности при выборе той или иной технологии повышения нефтеотдачи. Ввиду многообразия геолого-физических особенностей нефтяных месторождений необходимо в каждом конкретном случае обосновать выбор наиболее подходящей технологии. В связи с этим, как уже отмечалось, важным направлением повышения эффективности методов увеличения нефтеотдачи является создание новых и совершенствование существующих МУН с учетом геолого-физических особенностей месторождения и свойств используемых материалов. Исходя из этого, в работе [96] выполнен анализ геолого-физических условий, по результатам которого уточнена зависимость, связывающая коэффициент нефтеотдачи терригенных коллекторов Абдрахмановской площади с геолого-промысловыми характеристиками объектов разработки. Как отмечает автор, полученная зависимость использована для оценки потенциальных возможностей по дополнительной добыче нефти на участках применения МУН.

Ряд исследований в этом направлении посвящен вопросам выбора параметров потокоотклоняющих технологий увеличения нефтеотдачи пластов. Так, в работе [97] выполнены исследования по оптимизации параметров, характеризующих технологические процессы, связанные с увеличением

нефтеотдачи пластов с применением сшивающихся полимерных систем, что осуществляется путем выбора оптимальных составов и объемов гелеобразующих композиций для различных геолого-физических условий, рассмотренных в работе. В работе [96] изучены реологические характеристики сшитых полимерных систем на основе полиакриламида с добавками поверхностно-активных веществ и предложена усовершенствованная методика выбора объектов для применения технологий ПНП. Проведенные исследования позволили разработать технологию регулирования фильтрационных потоков, основанная на применении осадкообразующих углещелочных растворов, которая была апробирована в условиях месторождения. Исследования проводились на различных месторождениях. Значительный опыт применения ПОТ накоплен также и на месторождениях Казахстана.

Обобщая отмеченное, можно наметить круг вопросов, необходимых для рассмотрения при проведении настоящих исследований, для чего вначале следует сформулировать основные методологические принципы, обосновать цель и основные задачи исследований.

1.2 Основные принципы и задачи исследований

Приведенный краткий обзор научно-технической литературы свидетельствует о большом внимании специалистов к исследованиям, посвященным изучению механизма потокоотклоняющих технологий, геолого-физических условий ведения нефтепромысловых работ, а также реологических и фильтрационных характеристик пластовых флюидов. К настоящему времени накопилось большое количество публикаций в этом направлении, как в странах СНГ, так и за их рубежами. В работе [98] на основе проведенного обзора, со ссылкой на [99] отмечается, что к 2035 году ожидается, что сырая нефть обеспечит 20–25% мировой энергии. При этом большая ее часть будет поступать из обычной сырой нефти и зрелых месторождений. Это свидетельствует о том, что ожидается расширение области применения МУН для увеличения уровня добычи нефти на рассматриваемых месторождениях.

Очевидно, что традиционные технологии МУН могут быть очень эффективны для улучшения добычи (восстановления). Они могут дать очень хороший результат, например, такой, как на Магнусе и на месторождении Ула в Северном море, где, как считают авторы, почти вся добываемая нефть поступает за счет закачки воды, с чередованием газа (WAG). На многих зрелых морских месторождениях (например, в UKCS) невозможно внедрить МУН из-за недостатка места на платформах для дополнительного оборудования, необходимого для закачки различных жидкостей и/или обработки добываемых жидкостей. Реакция на применение этих методов с точки зрения увеличения скорости добычи нефти, как правило, медленная, обычно она проявляется через месяцы или годы после начала процесса. Эти проблемы в сочетании с использованием большого количества дорогих химикатов или ценных углеводородных газов означают, что они экономичны только при высокой цене на нефть.

Традиционные методы МУН на основе смешанного газа очень чувствительны к геологической неоднородности, поэтому необходимо провести дополнительную работу для изучения геологических условий, оценки, описания коллектора до начала разработки, оценки влияния геолого-физических условий на показатели эффективности разработки месторождений. Методы химического заводнения также требуют тщательного изучения химического состава породы и могут потребовать соответствующего выбора химического реагента, который проявит высокую устойчивость к температурным условиям пласта.

Необходимы новые технологии МУН, которые легче проектировать, требуют меньшего количества специального оборудования и быстрее реагируют на уровень нефти. Это, в первую очередь, относится к зрелым морским месторождениям, где на платформах мало места для дополнительного оборудования и также предполагает, что компании должны планировать внедрение как новых, так и существующих технологий МУН в начале разработки месторождения, чтобы обеспечить наличие средств и пространства для внедрения МУН в надлежащее время. Во многих случаях максимальная добыча нефти достигается только в том случае, если МУН начинают применять сразу после начала добычи. Переход с традиционного метода на МУН лишь после падения уровня нефти приводит к тому, что остаются значительные объемы нефти.

Основной проблемой остается временная задержка между развертыванием данного процесса МУН на месторождении, часто сопряженная со значительными дополнительными капитальными и эксплуатационными затратами, и реакцией в плане дополнительной добычи нефти. Преимущества бурения дополнительных водонагнетательных скважин обычно видны в течение нескольких месяцев, в то время как может пройти год или более, прежде чем дополнительная нефть, полученная в результате МУН, достигнет добывающих скважин.

В литературе обсуждаются технологии МУН, такие, как закачка воды низкой солености, полимеров, потокоотклоняющие технологии, которые устраняют некоторые недостатки традиционных технологий МУН. Закачка воды с низкой соленостью проста в планировании и развертывании, поскольку она очень похожа на обычное заполнение водой. Никаких дополнительных химических веществ или дополнительной обработки после добычи здесь не требуется. Основными дополнительными затратами характеризуются потребности в опреснительном оборудовании. Глубокое потокоотклонение в пласте оказалось, как отмечают исследователи, более успешным, чем традиционная околоскважинная обработка гелем, поскольку оно менее чувствительно к природе геологической неоднородности в пласте, однако данный вывод требует своего уточнения с помощью дополнительных исследований.

Как показал обзор, в литературе рассматриваются различные МУН с различных позиций, делаются выводы о состоянии и результатах их применения, приводятся обоснования дальнейшего изучения возможности их

применения в тех или иных геологических условиях [98-105]. Отмечается, что в будущем проекты МУН станут все более распространенными во всем мире, несмотря на экологические опасения по поводу применения некоторых методов, поскольку спрос на нефть будет продолжать расти, и в то же время становится все труднее открывать новые месторождения нефти. В настоящее время применение различных методов контролируется экономическими факторами и эксплуатационными ограничениями.

Поэтому целью дальнейших исследований является учет этих факторов и ограничений, а также применение более совершенных и эффективных технологий, направленных на увеличение нефтеотдачи, однако задача во всех случаях заключается в правильном моделировании и перемещении этих технологий из лаборатории на месторождение. В последнее время серьезное внимание стали уделять совершенствованию и развитию потокоотклоняющих технологий.

Следует отметить, что из этих публикаций становится известным огромное количество способов и составов, применяемых для повышения нефтеотдачи, однако, как отмечается в рассмотренных работах, высокую технологическую и экономическую эффективность показали только отдельные типы потокоотклоняющих технологий: полимерные системы, некоторые осадко-гелеобразующие составы и др. При этом совершенствование и применение технологий повышения нефтеотдачи невозможно без установления основных механизмов, обеспечивающих эффективность МУН. Несмотря на большое число исследований, есть еще ряд вопросов, требующих своего решения.

В частности, основная роль принадлежит моделям, позволяющим давать прогнозную оценку эффективности технологических решений в рассматриваемых геологических условиях. При этом большое значение имеет анализ влияния геолого-физических условий месторождения и построение на этой основе модели, выражающей зависимость параметра, характеризующего эффективность технологии, в зависимости от комплекса оказывающих влияние на его величину факторов. Дальнейшие исследования необходимо направить по пути развития МУН, что также требует исследований с целью применения новых типов реагентов и технологий, оказывающих воздействие не только на призабойную зону пласта, но и на пласт, что может привести к увеличению эффективности воздействия. Наряду с этим необходимо отметить, что к настоящему времени далеко еще не решен ряд вопросов, связанных с изучением влияния реологических характеристик реагентов на полимерной основе на эффективность потокоотклоняющих технологий, оценкой условий применения физико-химических методов повышения нефтеотдачи пластов. В многочисленных рассмотренных работах отмечается, что очень часто при применении МУН результаты характеризуются отклонениями от проектных показателей и низкой эффективностью получаемых результатов. Основной причиной такой ситуации является применение технологий повышения нефтеотдачи без необходимого обоснования, что, как правило, приводит к большим трудностям в связи с проведением дополнительных исследований с применением дорогостоящих материалов.

Как показывают исследования в области потокоотклоняющих технологий, а также оценки влияния геолого-физических условий на показатели разработки месторождений, работы в процессе их выполнения должны опираться на накопленный опыт в этом направлении и развиваться в процессе проведения исследований, привлечения соответствующих методов, экспериментальных и теоретических исследований.

Следует также отметить, что основной проблемой в настоящей работе являются исследования влияния геолого-физических условий на показатели разработки месторождений, а также совершенствование потокоотклоняющих технологий и определение области их эффективного применения. Ввиду наличия многообразия в геолого-физических условиях разработки, неоднозначности и других видов неопределенности необходимо применять соответствующие методы, учитывающие эти условия. Важным является построение моделей, выражающих связь между коэффициентом извлечения нефти и факторами, характеризующими геолого-физические условия, исследования реологических и фильтрационных характеристик реагентов на полимерной основе применительно к потокоотклоняющим технологиям. Отмеченное позволяет выявить ряд вопросов, которым необходимо посвятить исследования, проводить обзор и критический анализ современного состояния изученности проблемы, в результате чего выявить и сформулировать основные задачи исследований, решение которых должно быть направлено на достижение поставленной цели, обосновать необходимые для решения задач методы и методические подходы.

В связи с этим нами на основе анализа и обсуждения результатов выполненных к настоящему времени исследований и условий разработки различных месторождений обоснована проблема, на которой необходимо сосредоточить внимание в процессе исследований, что и определило цель настоящей работы, а именно: повышение эффективности применения потокоотклоняющих технологий на основе полимерных растворов в различных геолого-физических условиях.

Анализ современного состояния изученности рассматриваемой проблемы, приведённый в предыдущем разделе, позволил сформулировать основные задачи исследований, приведенные во введении. Обоснованные задачи и методы их решения определяют методологическую направленность работы.

Заключение по главе 1.

Одним из направлений развития технологий, направленных на увеличение нефтеотдачи, являются потокоотклоняющие технологии с применением реагентов на полимерной основе, которые основаны на закачке в нагнетательные скважины ограниченных объемов специальных реагентов для снижения проницаемости высокопроницаемых прослоек пласта с целью создания более равномерного фронта вытеснения и уменьшения прорывов воды в добывающие скважины. Выполнен анализ опыта, накопленного в различных научно-проектных и производственных организациях, который свидетельствует

о большом интересе исследователей к современным потокоотклоняющим технологиям. Исследования показывают высокую роль их в увеличении извлекаемых запасов. Анализ состояния изученности и результатов применения различных МУН показывает, что при применении методов заводнения в связи с неравномерной выработкой запасов, обусловленной высокой неоднородностью, расчлененностью и прерывистостью нефтенасыщенных коллекторов значительная часть запасов нефти переходит в категорию трудноизвлекаемых. Как показал обзор, потокоотклоняющие технологии широко используются в различных странах, в различных геологических условиях и определение, уточнение области их применения представляет интерес.

Выполненный обзор позволил прийти к следующим выводам.

1. Многочисленные научные исследования, подтвержденные обширной промышленной практикой, свидетельствуют о том, что в этих условиях важным резервом повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) являются потокоотклоняющие технологии. Однако использование их существенно ограничивается высокой стоимостью применяемых химреагентов. В ряде случаев эффективность МУН снижается из-за неудачного выбора реагентов в связи с неподходящими геолого-физическими условиями.

2. К настоящему времени далеко еще не полностью решен ряд вопросов, связанных с изучением влияния геолого-физических условий, реологических и фильтрационных характеристик реагентов на полимерной основе на эффективность потокоотклоняющих технологий, оценкой условий применения физико-химических методов повышения нефтеотдачи пластов.

3. Научно обоснована необходимость построения моделей, выражающих зависимость коэффициента извлечения нефти от факторов, характеризующих геолого-физические условия рассматриваемого месторождения.

4. Одними из актуальных являются исследования, направленные на повышение эффективности технологий увеличения нефтеотдачи пластов физико-химическими методами за счет совершенствования методик подбора реагентов и объектов воздействия.

В результате обобщения различных работ разработана методология научных исследований по теме диссертационной работы, которая предусматривает выполнение статистического анализа влияния геолого-физических условий на показатели разработки месторождения, построения соответствующих моделей, описывающих это влияние, исследование реологических и фильтрационных характеристик полимерных реагентов и обоснование их применимости в потокоотклоняющих технологиях.

2 АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТОВ И НАСЫЩАЮЩИХ ИХ ФЛЮИДОВ НА КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ

При управлении разработкой нефтяных месторождений важную роль играет правильное представление о текущем состоянии этого процесса на месторождении, анализ и прогнозная оценка показателей разработки. Для того, чтобы получить более правильное представление о текущем состоянии и перспективах разработки нефтяного месторождения необходимо располагать данными как по показателям разработки залежей в целом по месторождению, каждой залежи отдельно, а также заводненной части залежей. В данном случае большое значение имеет прогнозная оценка текущей нефтеотдачи, что можно осуществить с помощью методов математической статистики по промысловым данным. При этом на всех месторождениях обычно производится переоценка нефтеотдачи пластов. Нефтеотдача (коэффициент извлечения нефти КИН) оценивается обычно как отношение накопленной добычи нефти к геологическим запасам. Другими словами, нефтеотдача - это отношение величины извлекаемых запасов к величине геологических запасов. В зависимости от многочисленных факторов его значения обычно изменяются в пределах от 0,09 до 0,75 (или 9-75 %). Как свидетельствуют литературные данные, по различным месторождениям наблюдались резко отличающиеся значения коэффициента нефтеотдачи в пределах от 0,37 – 0,43 до 0,70 – 0,77 [16, 88]. По своему физическому смыслу нефтеотдача характеризует степень вытеснения нефти водой, другими словами, степень полноты извлечения нефти из заводненного объема.

На величину КИН оказывают влияние различные факторы, в их числе геолого-физические и технологические факторы. Значение КИН определяется литологическим составом коллектора, неоднородностью продуктивного горизонта (пласта), проницаемостью пород, эффективной нефтенасыщенной толщиной и др. Среди физических факторов, от которых зависит величина КИН, следует выделить отношение вязкости нефти к вязкости воды. На величину КИН оказывают влияние также и применяемые методы искусственного воздействия на пласты, а при разработке без воздействия - природный режим залежи, плотность сетки добывающих скважин, новые методы разработки и способы интенсификации добычи нефти и другие факторы.

На открытых залежах, по завершении поискового этапа, а также на стадии оценки, когда данных еще недостаточно, расчет коэффициентов извлечения основывается на многомерных статистических моделях, [17, 30, 100].

В многочисленных научных работах приводятся обзор и анализ результатов расчетов нефтеотдачи пластов по промысловым данным [4, 48, 64, 67, 86, 101, 102]. Как отмечается в [30], величина коэффициента нефтеотдачи только заводненных зон (коэффициента вытеснения) 0,37-0,43 сильно занижена. В этой же работе дается объяснение полученных погрешностей.

Фактически заводненная мощность пласта между скважинами изменяется нелинейно. В работах [41, 64] на примере пласта Д-1 Бавлинского месторождения подтверждается то, что занижение нефтеотдачи заводненной зоны при оценке объемным методом происходит именно по этой причине.

В литературе отмечается, что контролировать состояние заводнения залежи на разных участках можно по динамике или характеристикам обводнения продукции отдельных скважин. Как отмечают исследователи, одной из самых значимых характеристик разработки нефтяного месторождения является коэффициент извлечения нефти [17, 103]. Отмеченный параметр зависит от целого ряда геологических характеристик пласта. Необходимость построения моделей, позволяющих достоверно прогнозировать коэффициент нефтеизвлечения, очевидна, в связи с важным значением и ролью этого показателя при анализе разработки и принятии решений.

В связи с этим к настоящему времени накопилось большое количество моделей, описывающих искомую зависимость применительно к условиям различных месторождений.

Нами выполнен анализ результатов расчетов по предложенным различными исследователями в разное время применительно к различным месторождениям.

2.1 Анализ статистических моделей прогнозирования нефтеотдачи в различных условиях

Как отмечают исследователи, коэффициент извлечения нефти «следует считать технико-экономическим показателем, так как, он, с одной стороны, влияет на рентабельность инвестирования в разработку месторождения, а с другой стороны, характеризует успешность предлагаемых технологических и технических решений по разработке месторождения. Достоверность оперативного прогнозирования КИН может стать определяющим фактором при формировании портфеля перспективных структур при проведении геологоразведочных работ – поиске новых залежей нефти. Важно иметь верные представления о достигаемом конечном КИН при выполнении работ по мониторингу разработки месторождения, при анализе разработки и решении многих других задач». К настоящему времени для различных нефтедобывающих районов в целях расчета коэффициента нефтеизвлечения разработаны различные многомерные статистические модели. Они основаны на результатах обработки фактических данных по рассматриваемым месторождениям, находящимся в длительной разработке и обладающим сходными геолого-физическими условиями. А для «прямого» расчета КИН применяются различные методики, которые согласно [17] можно объединить в три группы:

- экстраполяционные;
- гидродинамические;
- статистические.

Первая группа методик используется для уточнения конечного коэффициента нефтеизвлечения, их также называют «характеристиками вытеснения» [17].

Экстраполяционные методики базируются на обработке данных по добыче нефти на рассматриваемом месторождении за прошлый период и экстраполяции динамики добычи на перспективу. Здесь возможны большие погрешности. В этом и заключается основной минус данных методик – все они требуют наличия долгосрочного периода эксплуатации месторождения, достоверных данных о динамике, максимального разбуривания месторождения уже в первые годы разработки. Применяя указанные методики, по сути, можно с достаточной степенью достоверности оценить только успешность предложенной для месторождения системы разработки на основе расчетов «базовой добычи» нефти, причем на короткий период.

Гидродинамические методики предусматривают построение гидродинамических моделей, которые наряду с геологическими 3D моделями составляют основную часть прогнозных расчетов. Согласно решению Центральной Комиссии по разработке Роснедра с 2000 года проектные документы предписывается составлять на основе этих моделей продуктивных пластов. Этим не перечеркивается роль альтернативных вариантов, так как накопленная добыча зависит от эффективности предлагаемой системы разработки, планируемых методов увеличения нефтеотдачи (МУН), а главное, достоверности построенной модели [17]. Следовательно, для определения конечного КИН нужно будет рассматривать большое множество возможных вариантов разработки. Для сокращения объемов вычислений, качественной оценки КИН и уточнения результатов гидродинамического моделирования, как указывается во многих работах, эффективнее использовать эмпирические или полуаналитические формулы.

В настоящей работе в рамках статистических методов рассматриваются зависимости (или методы многомерного регрессионного анализа) Crazy-Buckley, С.В. Кожакина, В.К. Гомзикова и Н.А. Молотовой [103], М.Т.Абасова и Ч.А. Султанова [142], эмпирический метод Американского нефтяного института и др. Следует отметить, что статистические зависимости, в основном, справедливы лишь в условиях, аналогичных тем, на основе которых они получены [18, 30, 104].

Статистические методики позволяют на основе обобщения опыта длительно разрабатываемых месторождений установить статистическую связь величины КИН с большим числом факторов, оказывающих существенное влияние на полноту извлечения нефти. Существует множество статистических моделей [17, 30]. С помощью построенных множественных корреляционных уравнений, отражающих влияние геолого-физических и технологических факторов на величину коэффициента извлечения нефти (КИН) представляется возможным давать прогнозные оценки для рассматриваемых условий. Наиболее точные результаты оценки КИН по залежам можно получить при применении этих моделей в условиях, близких к тем, по которым строились эти модели.

Проведя анализ литературных источников [4, 13, 20, 105], автором работы [30] было подобрано несколько статистических моделей таким образом, «чтобы исходные параметры рассматриваемых в работе объектов имели значения, вписывающиеся в предлагаемые статистическими моделями интервалы». В данной работе для расчетов КИН был выбран пласт Б2 одного из месторождений Самарской области. Прогнозы велись по расчетам с помощью моделей Крейза-Бакли, Кожакина С.В. и Гомзикова В.Г. [30]. По этим и другим моделям проведены расчеты также для группы месторождений Самарской области, результаты анализа которых приведены в работе [17]. Значения КИН получены для терригенных коллекторов месторождений Урало-Поволжья. Согласно статистической модели Крейза-Бакли коэффициент извлечения нефти определяется по формуле:

$$\eta = 0.11403 + 0.2719 \cdot \log(K_{\text{ПР}}) + 0.2557 \cdot S_B + 0.1355 \cdot \log(\mu_n) - 1.5380 \cdot K_{\text{П}} - 0.00114 \cdot h \quad (2)$$

По статистической модели Кожакина С.В. коэффициент извлечения нефти определяется по формуле:

$$\eta = 0.507 - 0.167 \cdot \lg(\mu_0) + 0.0275 \cdot \lg(K_{\text{ПР}}) - 0.05 \cdot V_{\text{ПР}} + 0.0018 \cdot h + 0.171 \cdot K_{\text{П}} - 0.00086 \cdot S_{\text{общ}} \quad (3)$$

Согласно статистической модели Гомзикова В.Г. коэффициент извлечения нефти определяется по формуле:

$$\eta = 0.333 - 0.0089 \cdot \mu_0 + 0.121 \cdot \lg(K_{\text{ПР}}) + 0.0013 \cdot t_0 + 0.0038 \cdot h + 0.149 \cdot K_{\text{П}} - 0.085 \cdot W + 0.173 \cdot S_H - 0.00053 \cdot S_{\text{общ}} \quad (4)$$

Статистическая модель М.Т. Абасова и З.А. Султанова. Модель получена по результатам анализа 36 залежей Азербайджана и Туркмении:

$$\eta = 0.153 + 0.053 \cdot T_H + 0.025 \cdot \ln(K_{\text{ПР}} \cdot 100) - 0.0021 \cdot (\eta_{\text{БЕЗВ}} \cdot 100 - 19.9) \cdot (T_H - 5.59) + 3.25 \cdot \left(\frac{1}{S_{\text{общ}}} - 0.17 \right)^2 \quad (5)$$

Здесь $\eta_{\text{БЕЗВ}}$ – коэффициент безводной нефтеотдачи; T_H – темп отбора нефти, как отмечается в РД [18], может применяться после достижения максимального годового отбора нефти и начала обводнения продукции скважин. Параметр T_H соответствует среднегодовому темпу отбора (до достижения максимальной добычи) нефти в процентах от балансовых запасов, $\eta_{\text{БЕЗВ}}$ соответствует 10% обводненности продукции [104]. Данная статистическая зависимость справедлива, как отмечается в [18, 104], в диапазоне $\mu_n = 2 - 6$ сПз и при $S = 3,3 - 16,6$ г/с/с/кв.

Модель АНИ (Американского нефтяного института):

$$\eta = 0.11403 + 0.2719 \cdot \lg(K_{пр} \cdot 1000) + 0.25569 \cdot (1 - S_H) - 0.1355 \cdot \lg(\mu_n) - 1.538 \cdot m - 0.00115 \cdot h \quad (6)$$

Приведенная модель представляет собой эмпирическую зависимость для оценки КИН, рассчитанную по 40 терригенным залежам Самарской области [18, 104].

Как отмечается в работе [104] со ссылкой на работу [18], там точно не указано, для какого режима разработки залежи эта зависимость справедлива, и учитывается ли наличие нефтяной оторочки, контактирующей с газовой шапкой. В связи с этим сложно определить, насколько приемлемо применение данной зависимости для условий нефтяной оторочки Чаяндынского НГКМ [104].

Почти то же самое можно отметить по поводу применимости отмеченных и ряда других моделей к рассматриваемым нами условиям месторождения Каражанбас.

Рассмотренные модели сведены в таблицу 2.1.

В приведенных моделях:

η - коэффициент нефтеотдачи (КИН), д. ед.,

μ_0 - соотношение вязкостей нефти и воды, д. ед.,

$K_{пр}$ - проницаемость, мкм²,

t_0 - пластовая температура, °С,

h - эффективная нефтенасыщенная толщина, м,

$K_{п}$ - коэффициент песчанности, д. ед.,

W - размеры водонефтяной зоны, д. ед.,

S_H - нефтенасыщенность, д. ед.,

S_B - водонасыщенность, д. ед.,

$S_{общ}$ - плотность сетки скважин, га/скв.,

V_B - объем отобранной воды в поровом объеме, д. ед.,

$V_{пр}$ - коэффициент вариации проницаемости, д. ед.,

T_H - темп отбора нефти, %,

$\eta_{БЕЗВ}$ - коэффициент безводной нефтеотдачи, д. ед.,

m - пористость, д. ед.,

μ_n - вязкость нефти, мПа·с.

С целью проверки возможности расчета КИН для рассматриваемых нами условий месторождения Каражанбас нами проводились расчеты и сравнительный анализ результатов расчетов для условий центрального участка месторождения Каражанбас, которые привели к результатам, отраженным в таблице 2.2. В таблице приведены значения относительных погрешностей при расчете с помощью той или иной модели.

Как видно из таблицы, для рассматриваемых нами условий все ранее построенные модели дают большие погрешности, что связано с различием условий построения этих моделей и условий, рассматриваемых нами. В

некоторых случаях эмпирические модели дали отрицательные прогнозные значения, которые в таблице не показаны (вместо значений поставлены прочерки). В основном данные результаты получались при расчете с помощью моделей, построенных для условий, где вязкость нефти низкая, и поэтому при соответствующих коэффициентах регрессии при вязкости получались большие значения, приводящие к отрицательным, так как коэффициенты эти отрицательны.

Таблица 2.1- Статистические модели, используемые для расчета КИН

Автор	Модель
Craze & Buckley, (1945г.)	$\eta = 0.11403 + 0.2719 \cdot \lg(K_{пп}) + 0.2557 \cdot S_B + 0.1355 \cdot \lg(\mu_n) - 1.5380 \cdot K_{п} - 0.00114 \cdot h$
В.К. Гомзиков (1976 г.)	$\eta = 0.333 - 0.0089 \cdot \mu_0 + 0.121 \cdot \lg(K_{пп}) + 0.0013 \cdot t_0 + 0.0038 \cdot h + 0.149 \cdot K_{п} - 0.085 \cdot W + 0.173 \cdot S_H - 0.00053 \cdot S_{общ}$
В.Г. Гомзиков, Н.А. Молотова (1976 г.)	$\eta = 0.195 - 0.0078 \cdot \mu_0 + 0.0821 \cdot \lg(K_{пп}) + 0.00146 \cdot t_0 + 0.0039 \cdot h + 0.18 \cdot K_{п} - 0.054 \cdot W + 0.27 \cdot S_H - 0.00086 \cdot S_{общ}$
В.К. Гомзиков (1978 г.)	$\eta = -0.674 - 0.01 \cdot \mu_0 + 0.306 \cdot K_{п} + 0.0019 \cdot h + 1.998 \cdot m + 0.144 \cdot \lg(K_{пп}) + 0.71 \cdot b$
С.В.Кожакин (1972 г.)	$\eta = 0.507 - 0.167 \cdot \lg(\mu_0) + 0.0275 \cdot \lg(K_{пп}) - 0.05 \cdot V_{пп} + 0.0018 \cdot h + 0.171 \cdot K_{п} - 0.00086 \cdot S_{общ}$
АНИ	$\eta = 0.11403 + 0.2719 \cdot \lg(K_{пп} \cdot 1000) + 0.25569 \cdot (1 - S_H) - 0.1355 \cdot \lg(\mu_n) - 1.538 \cdot m - 0.00115 \cdot h$
М.Т.Абасов, Ч.А. Султанов (1980 г.)	$\eta = 0.153 + 0.053 \cdot T_H + 0.025 \cdot \ln(K_{пп} \cdot 100) - 0.0021 \cdot (\eta_{БЕЗВ} \cdot 100 - 19.9) \cdot (T_H - 5.59) + 3.25 \cdot \left(\frac{1}{S_{общ}} - 0.17\right)^2$
И.И. Абызбаев, Г.Г. Насыров (1975 г.)	$\eta = (20.606 + 0.3845 \cdot V_B + 65.5104 \cdot tg\alpha - 0.2712 - S_{общ} + 35.678 \cdot K_{п} - 0.0306 \cdot K_{пп}) \cdot \frac{1}{100}$
Т.Ю. Бочаров	$\eta = (20.7 - 0.6737 \cdot \mu_H + 14.9867 \cdot \lg(K_{пп}) + 7.2 \cdot V_B - 0.3067 \cdot S_{общ} + 0.392 \cdot q + 0.1434 \cdot \eta_{БЕЗВ}) \cdot \frac{1}{100}$

Таблица 2.2 - Относительные ошибки при расчете КИН по статистическим методикам (в сравнении с фактически достигаемым значением)

Методики	Линейная	Мульти- пликативная	С.В. Кожакин	Крейза-Бакли	АНИ	М.Т. Абасов, Л.А. Султанов	В.К. Гомзиков (1976г.)
1	0,13	4,47	53,26	-	-	313,84	-
2	26,49	22,61	2,80	-	-	380,19	-
3	14,24	5,73	35,87	-	-	251,66	-
4	31,26	24,40	74,91	-	-	332,93	-
5	34,73	37,65	62,50	-	-	133,40	-
6	52,93	42,96	61,72	-	-	149,38	-
7	24,50	20,06	50,33	-	-	187,20	-
8	29,76	25,36	22,24	-	-	136,60	-
9	38,02	40,37	78,85	-	-	91,73	-
10	5,74	9,85	74,33	-	-	148,98	-
11	25,04	20,69	27,08	-	-	164,90	-
12	45,41	37,32	14,54	-	-	451,79	-
13	0,64	3,15	19,01	-	-	382,19	-
14	5,50	2,74	52,36	-	-	205,74	-
15	12,43	16,60	68,62	-	-	94,85	-
Средняя отн-ная ошибка, %	23,12	20,93	46,56	-	-	228,36	-

2.2 Прогнозирование коэффициента извлечения нефти на месторождении Каражанбас на основе статистического анализа

Особенностью месторождения Каражанбас является сложность его геологических условий и отмеченная сложность геологического строения месторождения обусловлена большим количеством продуктивных пластов, различным фазовым состоянием залежей, наличием тектонических нарушений, невыдержанностью по площади и разрезу, литологической изменчивостью коллекторов в интервалах среднеюрской и меловой продуктивных толщ.

Нефтяные залежи относятся к залежам углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами нефти. В отмеченных условиях при принятии решений по увеличению нефтеотдачи, как отмечалось выше, важное значение имеет прогнозирование этого показателя, что можно осуществить с помощью соответствующих моделей.

В связи с отмеченным возникает необходимость построения модели для прогнозирования коэффициента извлечения нефти для рассматриваемого участка месторождения Каражанбас.

Аналогично приведенным выше моделям нами на основании сбора и статистической обработки данных по центральному участку месторождения Каражанбас в результате корреляционного анализа построена аналогичная модель. Для этой цели собраны данные, характеризующие объект месторождения, приведенные в таблице 2.3. Эти данные подвергнуты статистической обработке, выполнен корреляционный анализ, для чего была использована стандартная программа множественной линейной регрессии.

В результате построена модель, выражающая зависимость коэффициента извлечения нефти от проницаемости, средней нефтенасыщенности, плотности сетки скважин, коэффициента песчанистости, соотношения вязкостей нефти и воды, коэффициента пористости, нефтенасыщенной толщины пласта в виде:

$$\eta = 0.074027 + 0.004991 \cdot \lg(K_{пп}) - 0.0368 \cdot S_n + 0.0211 \cdot S_{общ} - 0.034866 \cdot K_{п} + 0.000013 \cdot \mu_0 + 0.102827 \cdot m - 0.000038 \cdot h \quad (7)$$

В модели вместо проницаемости приведен ее логарифм, в связи с тем, что распределение значений проницаемости подчиняется логарифмически нормальному закону.

Если построить зависимость КИН от каждого фактора, используемого при статистическом анализе, то можно заметить, что данные рассеяны в виде «облака» неопределенной формы. Это объясняется недостаточностью и неточностью промысловых данных, хотя многие из них представляют среднее значение нескольких наблюдений.

В целом, и строго линейная зависимость также не прослеживается: прямую, близкую к большинству точек, в таком случае провести весьма затруднительно. Однако множественный регрессионный анализ, на котором основываются все существующие статистические методики оценки КИН, исходит из основного допущения о наличии некой линейной функциональной зависимости между исходными данными и результатом расчетов [17].

Из графика, приведенного в работе [17], очевидна нелинейность функциональной зависимости КИН от рассматриваемых факторов, поэтому применять множественный регрессионный анализ с построением линейной модели автор данной работы считает нецелесообразным, хотя построенная нами линейная модель по сравнению с другими дает лучшие результаты для рассматриваемых условий. Но все же низкая степень сходимости расчетных и фактических значений КИН наблюдается, как это видно из таблицы 2.3 и рисунка 2.1.

Как показывает анализ, линейной связи между КИН и геолого-физическими характеристиками пластов в целом не существует, поэтому для более точного расчета КИН необходимо учесть этот факт в математической модели. Для решения этой проблемы нужно использовать метод, позволяющий

идентифицировать неизвестную нелинейную функциональную зависимость при большом числе входных переменных, как в нашем случае, (различных параметров нефтяных пластов).

Таблица 2.3 - Геологические характеристики центрального участка месторождения Каражанбас (исходные данные для построения модели)

Проницаемость, [k] мкм ²	Log(k)	Средняя нефтенасыш д.ед.	Плотность сетки скв, га/скв. [150м150м]	Коэффициент песчанности	Соотношение вязкостей нефти и воды	Коэффициент пористости [m] д. ед.	Нефтенасыщенная толщ. пласта [h], м	КИН, доли ед.	КИН _р , доли ед.	Относительная ошибка, %
0,088	-1,055	0,720	2,5	0,320	388,102	0,350	3,30	0,121	0,1248	3,11
0,572	-0,243	0,670	2,5	0,340	459,868	0,330	2,40	0,119	0,1289	8,30
0,991	-0,004	0,640	2,5	0,510	425,873	0,360	3,20	0,132	0,1279	3,14
0,983	-0,007	0,718	2,4	0,350	459,868	0,340	4,30	0,119	0,1268	6,55
1,091	0,038	0,678	2,25	0,450	459,868	0,330	3,60	0,121	0,1208	0,13
0,929	-0,032	0,671	2,19	0,325	397,545	0,360	3,50	0,121	0,1261	4,23
0,540	-0,268	0,664	2,47	0,512	576,959	0,330	3,20	0,121	0,1239	2,37
1,200	0,079	0,656	2,95	0,339	354,108	0,349	6,71	0,121	0,1409	16,46
0,757	-0,121	0,633	2,89	0,257	459,868	0,330	7,10	0,121	0,1418	17,19
0,533	-0,273	0,649	2,83	0,375	459,868	0,350	7,49	0,132	0,1371	3,85
0,778	-0,109	0,746	2,55	0,293	325,779	0,360	7,89	0,132	0,1306	1,09
0,601	-0,221	0,742	2,5	0,412	425,873	0,320	3,20	0,132	0,1223	7,32
1,118	0,048	0,738	2,5	0,430	709,160	0,340	4,30	0,121	0,1289	6,54
0,819	-0,087	0,635	2,87	0,248	470,255	0,360	9,06	0,121	0,1449	19,77
0,903	-0,044	0,674	2,25	0,595	344,665	0,330	7,49	0,090	0,1138	26,49
0,401	-0,397	0,671	2,25	0,791	372,993	0,330	4,61	0,114	0,1059	7,14
0,231	-0,636	0,667	2,25	0,430	298,395	0,364	3,25	0,105	0,1200	14,24
0,328	-0,484	0,664	2,25	0,360	567,517	0,280	4,72	0,090	0,1181	31,26
0,212	-0,674	0,630	2,25	0,432	675,165	0,310	2,49	0,143	0,1205	15,73
0,082	-1,086	0,742	2,25	0,220	380,548	0,400	9,32	0,160	0,1268	20,73
0,476	-0,322	0,738	2,25	0,375	278,565	0,290	5,61	0,126	0,1129	10,43
0,139	-0,857	0,635	2,25	0,293	596,789	0,350	1,45	0,092	0,1274	38,74
0,423	-0,374	0,674	2,25	0,412	333,333	0,340	7,89	0,098	0,1195	22,39
0,149	-0,827	0,671	2,25	0,430	459,868	0,341	9,32	0,095	0,1184	25,29
0,468	-0,330	0,667	2,25	0,375	325,779	0,342	5,61	0,186	0,1214	34,73
0,070	-1,155	0,630	2,83	0,412	425,873	0,350	7,40	0,086	0,1317	52,93
0,234	-0,631	0,742	2,55	0,430	470,255	0,348	3,50	0,080	0,1242	55,00
0,490	-0,310	0,538	2,5	0,248	344,665	0,349	4,30	0,110	0,1369	24,50
0,210	-0,678	0,746	2,5	0,360	372,993	0,347	9,06	0,128	0,1236	3,15
0,275	-0,561	0,742	2,87	0,432	298,395	0,340	7,49	0,099	0,1279	29,76
0,291	-0,536	0,638	2,25	0,293	567,517	0,340	4,61	0,098	0,1273	30,43

Продолжение таблицы 2.3

0,347	-0,460	0,635	2,25	0,412	325,779	0,350	3,25	0,153	0,1216	20,27
0,363	-0,440	0,674	2,25	0,430	425,873	0,350	4,72	0,098	0,1209	23,82
0,371	-0,431	0,650	2,25	0,340	298,395	0,345	9	0,130	0,1225	5,74
0,504	-0,298	0,520	2,25	0,360	567,517	0,340	14	0,210	0,1302	38,02
0,432	-0,365	0,650	2,55	0,360	380,548	0,350	11	0,130	0,1301	0,04
0,078	-1,108	0,610	2,87	0,310	423,041	0,350	7	0,130	0,1370	5,39
0,180	-0,745	0,650	2,75	0,323	423,041	0,350	11	0,210	0,1342	36,09
0,131	-0,883	0,520	2,8	0,512	333,333	0,330	7	0,083	0,1297	56,25
0,283	-0,548	0,610	2,55	0,320	423,041	0,330	8	0,210	0,1306	37,80
0,417	-0,380	0,710	2,5	0,353	344,665	0,290	11	0,083	0,1203	44,96
0,428	-0,369	0,520	2,5	0,290	567,517	0,360	15	0,210	0,1395	33,55
0,202	-0,695	0,650	2,5	0,280	423,041	0,370	14	0,190	0,1326	30,19
0,436	-0,361	0,680	2,25	0,490	483,475	0,350	9	0,130	0,1195	8,04
0,211	-0,676	0,650	2,75	0,510	414,542	0,290	12	0,210	0,1217	42,04
0,178	-0,750	0,494	2,25	0,432	467,422	0,330	24	0,085	0,1236	45,45
0,127	-0,896	0,511	2,25	0,293	500,472	0,370	16	0,140	0,1320	5,74
0,115	-0,939	0,545	2,25	0,430	432,483	0,340	23	0,083	0,1215	46,37
0,292	-0,535	0,520	2,55	0,590	557,129	0,360	25	0,103	0,1288	25,04
0,180	-0,745	0,680	2,5	0,412	500,472	0,330	14	0,140	0,1236	11,71
0,294	-0,532	0,520	2,5	0,340	423,985	0,360	19	0,130	0,1349	3,80
0,057	-1,244	0,630	2,25	0,510	432,483	0,340	17	0,083	0,1143	37,68
0,243	-0,614	0,680	2,15	0,560	550,519	0,340	26	0,085	0,1129	32,88
0,133	-0,876	0,630	2,25	0,530	500,472	0,350	27	0,103	0,1170	13,56
0,300	-0,523	0,520	2,15	0,490	432,483	0,370	17	0,085	0,1236	45,41
0,293	-0,533	0,545	2,5	0,260	459,868	0,340	14	0,103	0,1354	31,47
0,124	-0,907	0,520	2,25	0,410	423,041	0,350	25	0,210	0,1241	40,91
0,271	-0,567	0,630	2,15	0,670	648,725	0,330	21	0,083	0,1116	34,50
0,063	-1,201	0,520	2,25	0,630	578,848	0,340	23	0,098	0,1161	18,43
0,095	-1,022	0,520	1,95	0,940	459,868	0,340	13	0,098	0,0986	0,64
0,221	-0,656	0,630	2,15	0,690	423,041	0,330	17	0,096	0,1077	12,28
0,076	-1,119	0,750	2,25	0,590	500,472	0,340	15	0,103	0,1087	5,50
0,166	-0,780	0,520	1,95	0,412	504,249	0,330	11	0,140	0,1179	15,79
0,022	-1,658	0,650	2,15	0,353	432,483	0,360	16	0,085	0,1169	37,58
0,048	-1,319	0,520	1,95	0,310	500,472	0,360	11	0,096	0,1218	26,99
0,145	-0,839	0,650	2,15	0,510	659,112	0,350	13	0,083	0,1176	41,71
0,032	-1,495	0,650	2,25	0,430	432,483	0,340	14	0,103	0,1152	11,84
0,130	-0,886	0,650	2,75	0,590	459,868	0,350	11	0,140	0,1247	10,94
0,197	-0,706	0,640	1,95	0,412	423,041	0,360	18	0,085	0,1156	36,00
0,186	-0,730	0,750	2,25	0,530	432,483	0,350	11	0,210	0,1130	46,20
0,025	-1,602	0,630	2,25	0,870	459,868	0,340	15	0,103	0,1004	2,55
0,063	-1,201	0,640	1,95	0,590	423,041	0,330	18	0,083	0,1038	25,09
0,081	-1,092	0,650	2,5	0,510	500,472	0,360	15	0,140	0,1226	12,43
0,029	-1,538	0,520	2,25	0,510	483,475	0,340	15	0,210	0,1176	44,00
0,101	-0,996	0,740	1,95	0,453	432,483	0,350	11	0,083	0,1084	30,60
0,096	-1,018	0,630	2,75	0,735	432,483	0,340	13	0,085	0,1182	39,11

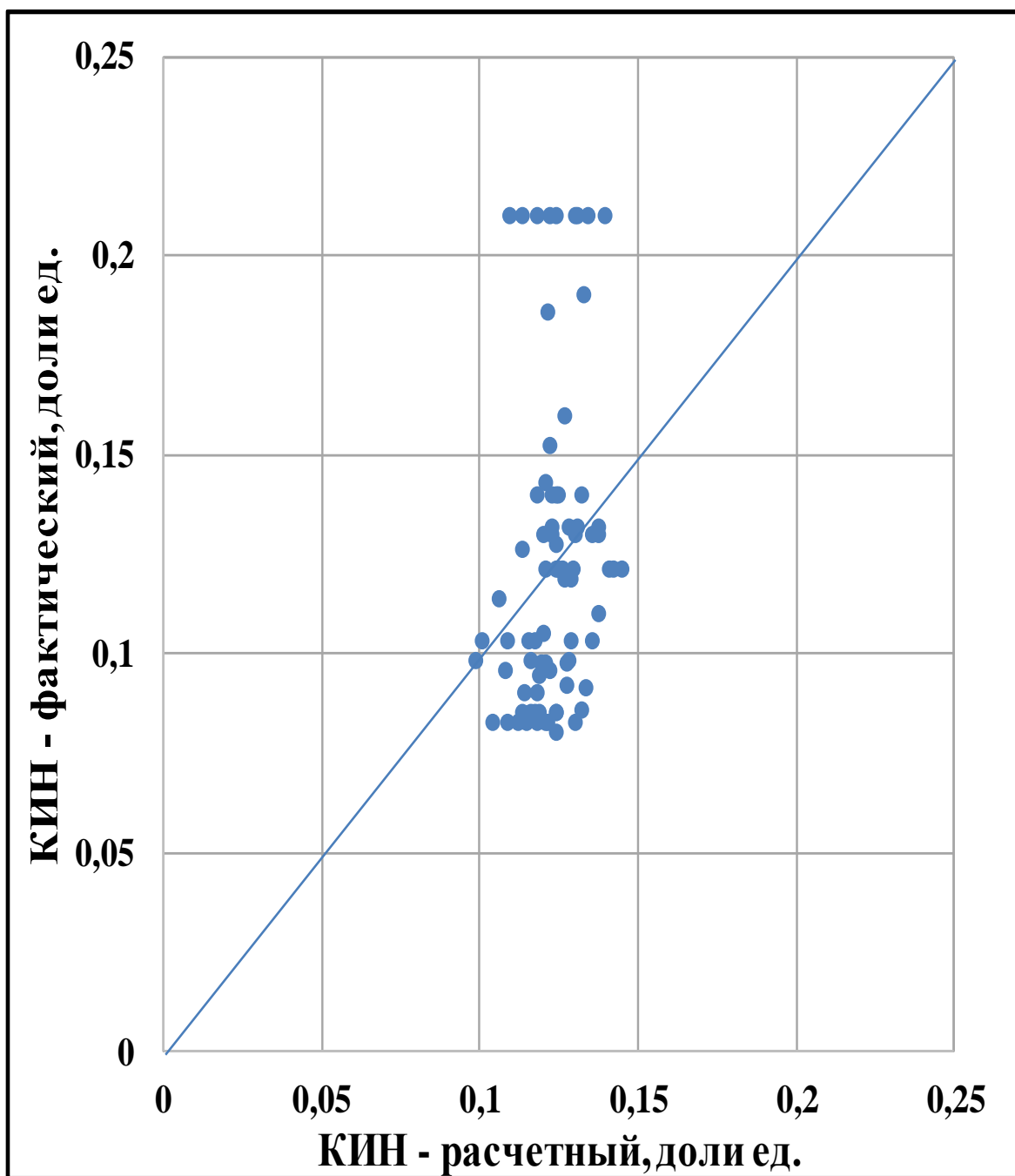


Рисунок 2.1 - Взаимное относительное соответствие расчетных и фактических значений КИН согласно линейной модели

В данном случае один из возможных способов - это построение мультипликативной модели, для построения которой данные вначале преобразуются в их логарифмы, по значениям которых путем реализации программы линейной регрессии строится линейная модель, каждая переменная, которой представляет собой логарифм входных и выходной переменной. После операции потенцирования получилась следующая модель:

$$\eta = 0.06551 \cdot \frac{K_{np}^{0.03236} \cdot S_{общ}^{0.45136} \cdot \mu_0^{0.05385} \cdot m^{0.28073} \cdot h^{0.0235}}{S_H^{0.07413} \cdot K_{II}^{0.15162}} \quad (7)$$

В таблице 2.4 приведены исходные данные и результаты расчетов по мультипликативной модели, а на рисунке 2.2 - взаимное относительное соответствие расчетных согласно мультипликативной модели и фактических значений КИН.

Как видно из сравнения таблиц 2.3 и 2.4, максимальная и средняя относительные погрешности при расчетах с помощью линейной и мультипликативной моделей составляет 55,002%; 27,16% и 49,16%; 24,9% соответственно.

Как отмечалось выше, при построении данных моделей прогнозной оценки КИН был использован опыт построения аналогичных моделей, накопленный различными специалистами в условиях различных месторождений. Для получения методики прогнозной оценки КИН выполнен анализ результатов разработки месторождения Каражанбас.

Сравнительный анализ используемой при построении статистических моделей исходной информации о геолого-физических параметрах пласта и результатов расчетов по полученным моделям показал, что среди рассматриваемых факторов есть такие, влияние которых незначимо. В данном случае такими факторами являются коэффициент пористости и плотность сетки скважин: значения этих факторов в пределах рассматриваемой совокупности однородны, в связи с чем их влияние на конечный результат оказалось незначимым. Так, расчетная величина КИН по линейной модели почти не испытывает влияния пористости и плотности сетки скважин, так как они в данном случае в рассматриваемом диапазоне изменяются незначительно, несмотря на то, что эта взаимосвязь в других моделях прослеживается гораздо отчетливее. В нашем случае пористость изменяется в пределах 0,29-0,37, а плотность сетки скважин-1,95-2,87. В целом, для данных условий высоких значений КИН и не наблюдается, наибольшее значение равно 0,21. При отмеченных условиях нами с целью улучшения модели сделана попытка повторного построения без привлечения незначимых факторов. Однако и в данном случае избежать высоких погрешностей не удалось, хотя они оказались меньше, чем в ранее построенных моделях, но ненамного.

Проведенный анализ показывает различную степень оценок с помощью рассматриваемых статистических зависимостей при изменении величин параметров, входящих в них. Например, можно отметить влияние величин

Таблица 2.4 - Исходные данные и результаты расчетов по мультипликативной модели

Проницаемость, [k] мкм ²	Средняя нефтенасыщен- ность доли ед.	Плотность сетки скважин, га/скв. [150м150м]	Коэффициент песчанности	Соотношение вязкостей нефти и воды	Коэффициент пористости [m] доли ед.	Нефтенасыщенна я толщина пласта [h], м	КИН, доли ед.	КИН _р , доли ед.	Относительная ошибка, %
0,088	0,720	2,5	0,320	388,102	0,350	3,30	0,121	0,1178	2,67
0,572	0,670	2,5	0,340	459,868	0,330	2,40	0,119	0,1228	3,19
0,991	0,640	2,5	0,510	425,873	0,360	3,20	0,132	0,1212	8,20
0,983	0,718	2,4	0,350	459,868	0,340	4,30	0,119	0,1242	4,40
1,091	0,678	2,25	0,450	459,868	0,330	3,60	0,121	0,1156	4,47
0,929	0,671	2,19	0,325	397,545	0,360	3,50	0,121	0,1213	0,29
0,540	0,664	2,47	0,512	576,959	0,330	3,20	0,121	0,1168	3,44
1,007	0,630	2,51	0,320	388,102	0,348	4,30	0,091	0,1295	42,00
1,200	0,656	2,95	0,339	354,108	0,349	6,71	0,121	0,1394	15,18
0,757	0,633	2,89	0,257	459,868	0,330	7,10	0,121	0,1422	17,52
0,533	0,649	2,83	0,375	459,868	0,350	7,49	0,132	0,1336	1,22
0,778	0,746	2,55	0,293	325,779	0,360	7,89	0,132	0,1313	0,52
0,601	0,742	2,5	0,412	425,873	0,320	3,20	0,132	0,1179	10,71
1,118	0,738	2,5	0,430	709,160	0,340	4,30	0,121	0,1258	3,98
0,819	0,635	2,87	0,248	470,255	0,360	9,06	0,121	0,1474	21,79
0,903	0,674	2,25	0,595	344,665	0,330	7,49	0,090	0,1103	22,61
0,401	0,671	2,25	0,791	372,993	0,330	4,61	0,114	0,1023	10,31
0,231	0,667	2,25	0,430	298,395	0,364	3,25	0,105	0,1110	5,73
0,328	0,664	2,25	0,360	567,517	0,280	4,72	0,090	0,1120	24,40
0,212	0,630	2,25	0,432	675,165	0,310	2,49	0,143	0,1103	22,87
0,082	0,742	2,25	0,220	380,548	0,400	9,32	0,160	0,1257	21,41
0,476	0,738	2,25	0,375	278,565	0,290	5,61	0,126	0,1090	13,47
0,139	0,635	2,25	0,293	596,789	0,350	1,45	0,092	0,1170	27,46
0,423	0,674	2,25	0,412	333,333	0,340	7,89	0,098	0,1147	17,57
0,149	0,671	2,25	0,430	459,868	0,341	9,32	0,095	0,1127	19,27
0,468	0,667	2,25	0,375	325,779	0,342	5,61	0,186	0,1160	37,65
0,070	0,630	2,83	0,412	425,873	0,350	7,40	0,086	0,1231	42,96
0,234	0,742	2,55	0,430	470,255	0,348	3,50	0,080	0,1182	47,56
0,490	0,538	2,5	0,248	344,665	0,349	4,30	0,110	0,1321	20,06
0,210	0,746	2,5	0,360	372,993	0,347	9,06	0,128	0,1210	5,19
0,275	0,742	2,87	0,432	298,395	0,340	7,49	0,099	0,1236	25,36
0,291	0,638	2,25	0,293	567,517	0,340	4,61	0,098	0,1218	24,75
0,347	0,635	2,25	0,412	325,779	0,350	3,25	0,153	0,1129	25,94
0,363	0,674	2,25	0,430	425,873	0,350	4,72	0,098	0,1145	17,30
0,371	0,650	2,25	0,340	298,395	0,345	9	0,130	0,1180	9,19
0,504	0,520	2,25	0,360	567,517	0,340	14	0,210	0,1252	40,37

Продолжение таблицы 2.4

0,432	0,650	2,55	0,360	380,548	0,350	11	0,130	0,1272	2,12
0,078	0,610	2,87	0,310	423,041	0,350	7	0,130	0,1299	0,10
0,180	0,650	2,75	0,323	423,041	0,350	11	0,210	0,1308	37,70
0,131	0,520	2,8	0,512	333,333	0,330	7	0,083	0,1189	43,29
0,283	0,610	2,55	0,320	423,041	0,330	8	0,210	0,1260	39,98
0,417	0,710	2,5	0,353	344,665	0,290	11	0,083	0,1184	42,68
0,428	0,520	2,5	0,290	567,517	0,360	15	0,210	0,1374	34,57
0,202	0,650	2,5	0,280	423,041	0,370	14	0,190	0,1313	30,89
0,328	0,720	2,25	0,710	513,692	0,340	8	0,210	0,1068	49,16
0,436	0,680	2,25	0,490	483,475	0,350	9	0,130	0,1153	11,27
0,211	0,650	2,75	0,510	414,542	0,290	12	0,210	0,1165	44,52
0,178	0,494	2,25	0,432	467,422	0,330	24	0,085	0,1175	38,24
0,127	0,511	2,25	0,293	500,472	0,370	16	0,140	0,1262	9,85
0,115	0,545	2,25	0,430	432,483	0,340	23	0,083	0,1155	39,11
0,292	0,520	2,55	0,590	557,129	0,360	25	0,103	0,1243	20,69
0,180	0,680	2,5	0,412	500,472	0,330	14	0,140	0,1202	14,16
0,294	0,520	2,5	0,340	423,985	0,360	19	0,130	0,1312	0,90
0,057	0,630	2,25	0,510	432,483	0,340	17	0,083	0,1080	30,17
0,243	0,680	2,15	0,560	550,519	0,340	26	0,085	0,1113	30,92
0,133	0,630	2,25	0,530	500,472	0,350	27	0,103	0,1134	10,10
0,300	0,520	2,15	0,490	432,483	0,370	17	0,085	0,1167	37,32
0,293	0,545	2,5	0,260	459,868	0,340	14	0,103	0,1336	29,69
0,124	0,520	2,25	0,410	423,041	0,350	25	0,210	0,1180	43,79
0,271	0,630	2,15	0,670	648,725	0,330	21	0,083	0,1088	31,08
0,063	0,520	2,25	0,630	578,848	0,340	23	0,098	0,1089	11,16
0,095	0,520	1,95	0,940	459,868	0,340	13	0,098	0,0949	3,15
0,221	0,630	2,15	0,690	423,041	0,330	17	0,096	0,1046	9,10
0,076	0,750	2,25	0,590	500,472	0,340	15	0,103	0,1058	2,74
0,166	0,520	1,95	0,412	504,249	0,330	11	0,140	0,1087	22,34
0,022	0,650	2,15	0,353	432,483	0,360	16	0,085	0,1099	29,26
0,048	0,520	1,95	0,310	500,472	0,360	11	0,096	0,1117	16,47
0,145	0,650	2,15	0,510	659,112	0,350	13	0,083	0,1115	34,39
0,032	0,650	2,25	0,430	432,483	0,340	14	0,103	0,1081	4,93
0,130	0,650	2,75	0,590	459,868	0,350	11	0,140	0,1187	15,22
0,197	0,640	1,95	0,412	423,041	0,360	18	0,085	0,1106	30,07
0,186	0,750	2,25	0,530	432,483	0,350	11	0,210	0,1099	47,65
0,025	0,630	2,25	0,870	459,868	0,340	15	0,103	0,0971	5,78
0,063	0,640	1,95	0,590	423,041	0,330	18	0,083	0,0985	18,63
0,081	0,650	2,5	0,510	500,472	0,360	15	0,140	0,1168	16,60
0,029	0,520	2,25	0,510	483,475	0,340	15	0,210	0,1075	48,79
0,101	0,740	1,95	0,453	432,483	0,350	11	0,083	0,1036	24,80
0,096	0,630	2,75	0,735	432,483	0,340	13	0,085	0,1131	33,05

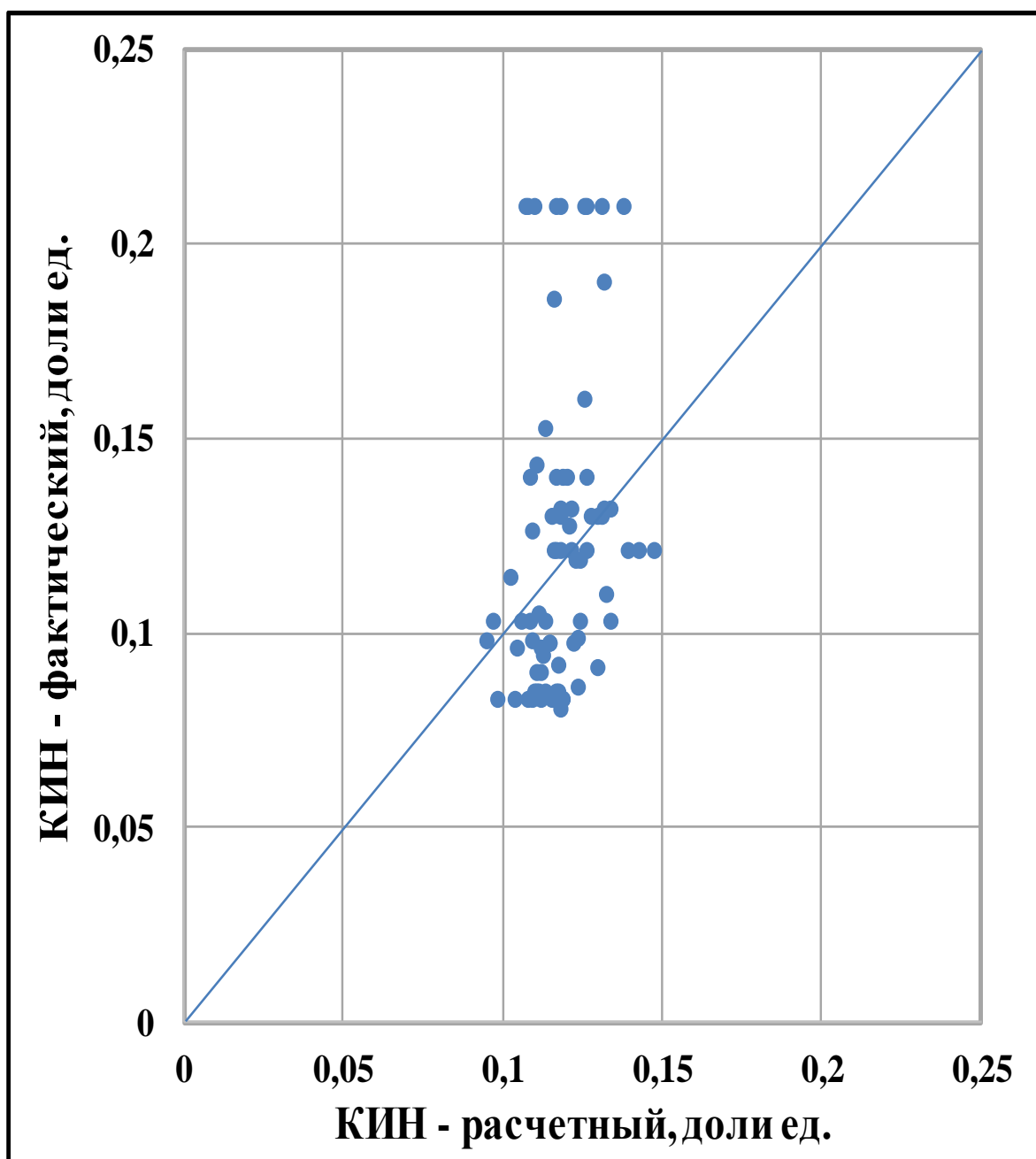


Рисунок 2.2 - Взаимное относительное соответствие расчетных и фактических значений КИН согласно мультипликативной модели

проницаемости или коэффициента песчанистости, которые могут проявляться как в незначительной степени, так и существенно. Естественно, все рассмотренные зависимости, в том числе и наши, не могут учитывать многообразия факторов, их степени влияния: сложность геологического строения, в той или иной степени выраженная на большинстве месторождений.

Таким образом, принимая во внимание результаты проведенных исследований, методических подходов к прогнозу КИН, а также имеющие место на рассматриваемом нами месторождении осложняющие геолого-физические условия, не следует ожидать более точных результатов от статистических моделей.

Анализ результатов расчетов по полученным моделям позволяет заключить, что основное внимание при исследовании влияния геолого-физических условий на показатели разработки месторождений должно быть направлено на создание методик, позволяющих получить результаты, которые обеспечат возможность прогнозной оценки коэффициента извлечения нефти как количественно, так и качественно с учетом неопределенности, связанной в первую очередь с недостаточностью априорной информации о свойствах пласта и пластовых флюидов, формулировок при принятии решений. В последние годы такие методы широко применяются при решении задач нефтепромысловой практики. Эти методы позволяют строить прогнозные модели, когда статистическими методами невозможно получить более точные результаты, позволяющие оценить влияние факторов и давать прогнозы. В связи с этим нами выполнен анализ для установления взаимного соответствия геолого-физических параметров и коэффициента извлечения нефти с учетом неопределенности. При этом рассмотрена возможность установления данного соответствия на основе нечеткого кластер-анализа.

2.3 Исследование влияния геолого-физических факторов на коэффициент извлечения нефти на основе результатов нечеткого кластер-анализа

При решении различных задач, связанных с разделением различных объектов на однородные классы, установлением соответствия характеристик этих классов какому-либо параметру, значение которого обычно выражено качественно, применение кластер-анализа играет одну из важных ролей.

Задача кластеризации сводится к разбиению исходного множества объектов на подмножества классов таким образом, чтобы элементы одного класса были как можно схожи между собой, т.е. однородны внутри класса, и в то же время элементы, составляющие различные классы, существенно отличались.

Традиционные, или как иначе их называют, «жесткие» методы кластерного анализа работают с объектами, параметры которых четко заданы. В настоящее время для кластеризации нечетких объектов получили развитие и продолжают развиваться методы, основанные на нечеткой кластеризации. Исследованиям в данной области посвящены работы известных ученых: Bezdek J.C., Pedrycz YV.,

Zadeh L.A., Turksen I.B., Аверкина А.Н., Алиева Р.А., Батыршина И.З. и др., [106, 107, 108].

При проведении исследований по классификации трудноизвлекаемых запасов нами также ранее была выполнена кластеризация с применением алгоритма нечеткого кластер-анализа [109].

В данном случае с целью выявления однородных по геолого-физическим характеристикам объектов месторождения Каражанбас нами была использована отмеченная программа нечеткого кластер-анализа.

В процессе выполнения данных исследований предварительно были изучены свойства объектов, проанализированы различные подходы к выявлению групп для подбора наиболее подходящей модели с помощью проведения кластерного анализа, с применением отмеченной программы. Проведенный нечеткий кластерный анализ выявил 4 группы объектов со сходными оценками следующих геологических характеристик: проницаемость, средняя нефтенасыщенность, коэффициент песчанистости, отношение вязкости нефти к вязкости воды, нефтенасыщенная толщина пласта.

В таблице 2.5 приведены результаты кластеризации и соответствующие функции принадлежности. По полученным данным можно заключить, что в первый кластер попадают объекты, имеющие высокие значения проницаемости, средней нефтенасыщенности и соотношения вязкостей нефти и воды, низкими значениями коэффициента песчанистости и нефтенасыщенной толщины пласта; второй кластер включает средние значения проницаемости, коэффициента песчанистости и соотношения вязкостей нефти и воды, низкие значения средней нефтенасыщенности, высокие значения нефтенасыщенной толщины пласта; третий кластер характеризуется средними значениями проницаемости, коэффициента песчанистости, нефтенасыщенной толщины пласта, высокими значениями средней нефтенасыщенности, низкими значениями соотношения вязкостей нефти и воды; четвертый кластер охватывает низкие значения проницаемости, высокие значения средней нефтенасыщенности, коэффициента песчанистости, нефтенасыщенной толщины пласта, средними значениями соотношения вязкостей нефти и воды (таблицы 2.6, 2.7). На рисунках 2.3 (а-д) показаны терм-множества различных уровней входных переменных.

Заключение по главе 2.

В процессе исследований, результаты которых приведены в настоящей главе, выполнен статистический анализ комплекса геолого-физических параметров, результатов лабораторных анализов, информации о значениях нефтеотдачи по рассматриваемому месторождению, в результате которого построены линейная и мультипликативная модели для расчета коэффициента извлечения нефти в условиях рассматриваемого месторождения.

Построенные модели количественной прогнозной оценки коэффициента извлечения нефти в зависимости от различных геолого-физических характеристик разрабатываемых объектов, в результате сравнительных расчетов показали, что максимальная и средняя относительные

Таблица 2.5 - Результаты нечеткого кластер-анализа

Проницаемость [к] мкм ²	Средняя нефтенасыщенность [So] доли ед	Коэффициент песчаности	вязкость нефти / вязкость воды	Нефтенасыщенная толщина пласта [h] м	Коэффициент нефтеизвлечения КИН доли ед	μ_1	μ_2	μ_3	μ_4	Кластер
0,5720	0,6700	0,3400	459,868	2,4000	0,1190	0,671	0,0071	0,3027	0,0192	1
0,9910	0,6400	0,5100	425,874	3,2000	0,1320	0,966	0,0043	0,0221	0,0075	1
0,9830	0,7180	0,3500	459,868	4,3000	0,1190	0,9776	0,0017	0,0168	0,0039	1
1,0910	0,6780	0,4500	459,868	3,6000	0,1210	0,982	0,0021	0,0119	0,004	1
0,9290	0,6708	0,3250	397,545	3,5000	0,1210	0,9938	0,0005	0,0049	0,0008	1
0,5400	0,6636	0,5120	576,959	3,2000	0,1210	0,4743	0,0437	0,325	0,1569	1
1,2000	0,6564	0,3386	354,108	6,7071	0,1210	0,9346	0,0102	0,0413	0,0138	1
0,7570	0,6328	0,2569	459,868	7,1000	0,1210	0,9062	0,0108	0,0694	0,0136	1
0,7780	0,7456	0,2935	325,779	7,8857	0,1320	0,6665	0,0145	0,278	0,041	1
0,6010	0,7420	0,4118	425,874	3,2000	0,1320	0,5477	0,0081	0,4079	0,0363	1
1,1180	0,7384	0,4300	709,16	4,3000	0,1210	0,6711	0,0571	0,1622	0,1095	1
0,8190	0,6348	0,2483	470,255	9,0643	0,1210	0,8965	0,0161	0,0685	0,0188	1
0,9030	0,6744	0,5950	344,665	7,4929	0,0900	0,8085	0,0175	0,126	0,0479	1
0,5040	0,5200	0,3600	567,517	14,000	0,2100	0,0326	0,8732	0,034	0,0603	2
0,1310	0,5200	0,5120	333,333	7,0000	0,0830	0,0693	0,4878	0,2231	0,2198	2
0,4280	0,5200	0,2900	567,517	15,000	0,2100	0,0222	0,9025	0,0279	0,0474	2
0,1780	0,4940	0,4320	467,422	24,000	0,0850	0,0042	0,9607	0,008	0,0271	2
0,1270	0,5110	0,2935	500,472	16,000	0,1400	0,0022	0,9813	0,0053	0,0112	2
0,1150	0,5450	0,4300	432,484	23,000	0,0830	0,0042	0,9287	0,0117	0,0553	2
0,2920	0,5200	0,5900	557,129	25,000	0,1030	0,0147	0,8451	0,0231	0,1171	2
0,2940	0,5200	0,3400	423,9849	19,000	0,1300	0,0027	0,9789	0,0058	0,0126	2
0,3000	0,5200	0,4900	432,4835	17,000	0,0850	0,0015	0,9847	0,0032	0,0107	2
0,2930	0,5450	0,2600	459,8678	14,000	0,1030	0,016	0,895	0,0404	0,0486	2
0,1240	0,5200	0,4100	423,0406	25,000	0,2100	0,0073	0,9177	0,0167	0,0583	2
0,0630	0,5200	0,6300	578,8480	23,000	0,0980	0,0131	0,8039	0,026	0,157	2
0,1660	0,5200	0,4118	504,2493	11,000	0,1400	0,0068	0,9372	0,0181	0,0379	2
0,0480	0,5200	0,3100	500,4721	11,000	0,0959	0,0126	0,8867	0,0392	0,0615	2
0,0290	0,5200	0,5100	483,4750	15,000	0,2100	0,002	0,9638	0,0061	0,0281	2

Продолжение таблицы 2.5

0,0881	0,7200	0,3200	388,1020	3,300	0,1210	0,0323	0,0089	0,9151	0,0437	3
0,5330	0,6492	0,3752	459,8678	7,493	0,1320	0,3435	0,0147	0,594	0,0477	3
0,4010	0,6708	0,7910	372,9934	4,610	0,1140	0,1882	0,0568	0,4168	0,3382	3
0,2310	0,6672	0,4300	298,3947	3,250	0,1050	0,0486	0,0126	0,8922	0,0466	3
0,3280	0,6636	0,3600	567,5165	4,720	0,0900	0,1784	0,0476	0,6024	0,1716	3
0,2120	0,6300	0,4320	675,1653	2,490	0,1430	0,1825	0,163	0,3343	0,3202	3
0,0820	0,7420	0,2200	380,5477	9,320	0,1600	0,055	0,0228	0,8176	0,1046	3
0,4760	0,7384	0,3752	278,5647	5,610	0,1260	0,2044	0,0148	0,723	0,0577	3
0,1390	0,6348	0,2935	596,7894	1,450	0,0918	0,1608	0,1185	0,5059	0,2148	3
0,4230	0,6744	0,4118	333,3333	7,886	0,0976	0,0344	0,0039	0,9428	0,0189	3
0,1490	0,6708	0,4300	459,8678	9,320	0,0945	0,0088	0,0081	0,7852	0,1978	3
0,4680	0,6672	0,3752	325,7790	5,610	0,1860	0,1024	0,0068	0,8691	0,0217	3
0,0700	0,6300	0,4118	425,8735	7,400	0,0861	0,0182	0,0365	0,7459	0,1993	3
0,2340	0,7420	0,4300	470,2550	3,500	0,0801	0,0759	0,0111	0,8294	0,0837	3
0,4900	0,5384	0,2483	344,6648	4,300	0,1100	0,2902	0,2403	0,3583	0,1111	3
0,2100	0,7456	0,3600	372,9934	9,064	0,1276	0,0335	0,0079	0,8959	0,0627	3
0,2750	0,7420	0,4320	298,3947	7,493	0,0986	0,0666	0,0122	0,8456	0,0756	3
0,2910	0,6384	0,2935	567,5165	4,610	0,0976	0,1766	0,0871	0,5607	0,1756	3
0,3470	0,6348	0,4118	325,7790	3,250	0,1525	0,0868	0,0177	0,8506	0,045	3
0,3630	0,6744	0,4300	425,8735	4,720	0,0976	0,0119	0,0011	0,9801	0,007	3
0,3710	0,6500	0,3400	298,3947	9,000	0,1300	0,0655	0,0201	0,8616	0,0528	3
0,4320	0,6500	0,3600	380,5477	11,000	0,1300	0,0522	0,0147	0,8777	0,0555	3
0,0780	0,6100	0,3100	423,0406	7,000	0,1300	0,0387	0,0961	0,705	0,1601	3
0,1800	0,6500	0,3230	423,0406	11,000	0,2100	0,0147	0,0215	0,8468	0,117	3
0,2830	0,6100	0,3200	423,0406	8,000	0,2100	0,0547	0,0682	0,7743	0,1027	3
0,4170	0,7100	0,3530	344,6648	11,000	0,0830	0,0571	0,0079	0,8898	0,0453	3
0,2020	0,6500	0,2800	423,0406	14,000	0,1900	0,0357	0,08	0,606	0,2783	3
0,4360	0,6800	0,4900	483,4750	9,000	0,1300	0,1017	0,0142	0,6845	0,1996	3
0,1860	0,7500	0,5300	432,4835	11,000	0,2100	0,0466	0,0176	0,5698	0,366	3
0,1010	0,7400	0,4530	432,4835	11,000	0,0830	0,0297	0,0153	0,6635	0,2915	3
0,2110	0,6500	0,5100	414,5420	12,000	0,2100	0,0066	0,0118	0,1849	0,7967	4
0,1800	0,6800	0,4118	500,4721	14,000	0,1400	0,0123	0,0204	0,1699	0,7973	4
0,0570	0,6300	0,5100	432,4835	17,000	0,0830	0,0019	0,0244	0,0162	0,9574	4
0,2430	0,6800	0,5600	550,5194	26,000	0,0850	0,0377	0,1562	0,0864	0,7198	4
0,1330	0,6300	0,5300	500,4721	27,000	0,1030	0,0239	0,3174	0,0636	0,5952	4
0,2710	0,6300	0,6700	648,7252	21,000	0,0830	0,0411	0,2388	0,0725	0,6476	4

Окончание таблицы 2.5

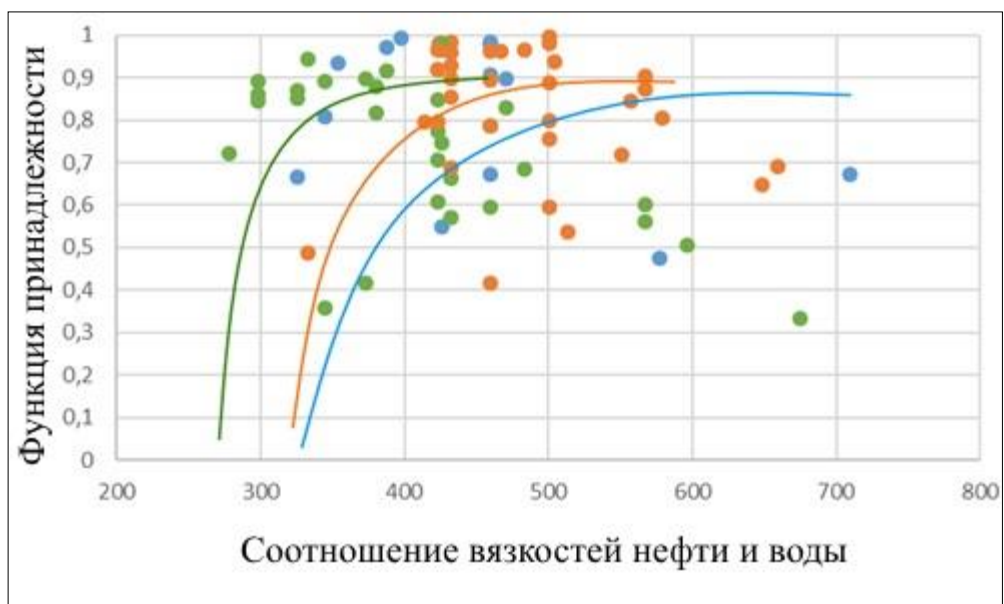
0,0950	0,5200	0,9400	459,8678	13,000	0,0980	0,0591	0,4117	0,1123	0,4168	4
0,2210	0,6300	0,6900	423,0406	17,000	0,0959	0,0079	0,0406	0,0316	0,9199	4
0,0760	0,7500	0,5900	500,4721	15,000	0,1030	0,0315	0,0293	0,1833	0,7559	4
0,0220	0,6500	0,3530	432,4835	16,000	0,0850	0,0149	0,0915	0,205	0,6886	4
0,1450	0,6500	0,5100	659,1124	13,000	0,0830	0,0446	0,1398	0,1246	0,691	4
0,0320	0,6500	0,4300	432,4835	14,000	0,1030	0,0055	0,0271	0,1146	0,8528	4
0,1300	0,6500	0,5900	459,8678	11,000	0,1400	0,0023	0,0052	0,0295	0,9631	4
0,1970	0,6400	0,4118	423,0406	18,000	0,0850	0,0124	0,0928	0,1003	0,7945	4
0,0250	0,6300	0,8700	459,8678	15,000	0,1030	0,0264	0,1032	0,0838	0,7866	4
0,0630	0,6400	0,5900	423,0406	18,000	0,0830	0,0022	0,0182	0,0146	0,965	4
0,0810	0,6500	0,5100	500,4721	15,000	0,1400	0,0003	0,0018	0,0027	0,9952	4
0,0960	0,6300	0,7350	432,4835	13,000	0,0850	0,0104	0,0404	0,0528	0,8963	4

Таблица 2.6 - Соответствие количественных и качественных значений характеристик пластов и результаты расчета погрешностей по линейной модели в пределах выделенных кластеров

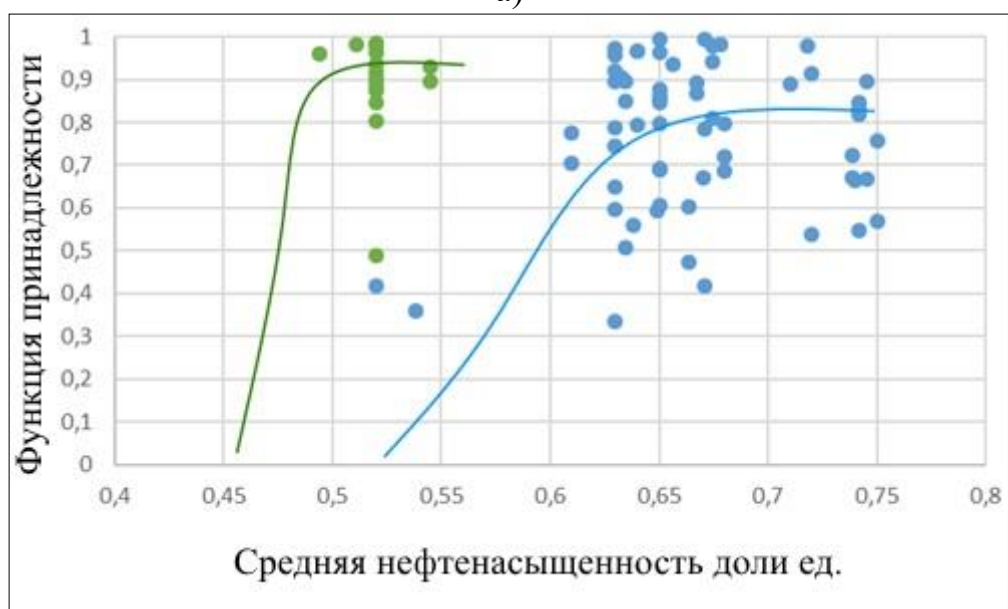
Диапазон	Проницаемость [k] мкм ²	Средняя нефтенасыщенность [So] доли ед	Коэффициент песчанности	вязкость нефти / вязкость воды	Нефтенасыщенная толщина пласта [h] м	Коэффициент нефтеизвлечения КИН доли ед	Расчет КИН _р	Ошибка	Кластер
мин	0,54	0,63	0,248	325,779	2,4	0,09	0,114	0,132	1
макс	1,2	0,746	0,595	709,160	9,064	0,132	0,145	46,174	
средн	0,878	0,678	0,384	446,985	5,018	0,119	0,129	11,840	
Качест. значение	высокое	высокое	низкое	высокое	низкое	низкое		низкое	
мин	0,029	0,494	0,26	423,041	11	0,083	0,116	3,802	2
макс	0,504	0,545	0,63	578,848	25	0,21	0,140	46,370	
средн	0,212	0,521	0,411	492,783	18	0,136	0,126	30,069	
Качест. значение	среднее	низкое	среднее	среднее	высокое	высокое		высокое	
мин	0,07	0,538	0,22	278,565	1,45	0,080	0,106	0,041	3
макс	0,533	0,75	0,791	675,165	14	0,21	0,137	55,002	
средн	0,283	0,672	0,386	414,416	7,047	0,127	0,124	23,752	
Качест. значение	среднее	высокое	среднее	низкое	среднее	среднее		среднее	
мин	0,022	0,52	0,353	414,542	8	0,083	0,099	0,642	4
макс	0,328	0,75	0,94	659,112	27	0,21	0,125	48,002	
средн	0,137	0,648	0,585	482,481	15,947	0,111	0,114	24,003	
Качест. значение	низкое	высокое	высокое	среднее	высокое	низкое		высокое	

Таблица 2.7 - Соответствие количественных и качественных значений характеристик пластов и результаты расчета погрешностей по мультипликативной модели в пределах выделенных кластеров

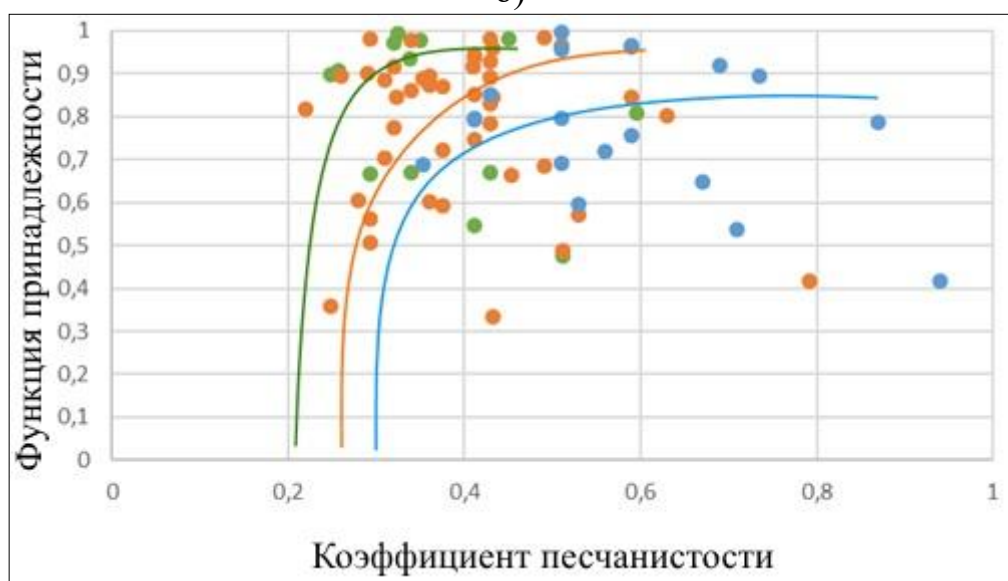
Диапазон	Проницаемость [k] мкм ²	Средняя нефтенасыщеннос ть [So] доли ед	Коэффициент песчанности	вязкость нефти / вязкость воды	Нефтенасыщенная толщина пласта [h] м	Коэффициент нефтеизвлечения КИН доли ед	Расчет КИН _р	Ошибка	Кластер
мин	0,54	0,63	0,248	325,779	2,4	0,09	0,110	0,289	1
макс	1,2	0,746	0,595	709,16	9,064	0,132	0,147	42	
средн	0,878	0,678	0,384	446,985	5,018	0,119	0,126	11,307	
Качест. значение	высокое	высокое	низкое	высокое	низкое	низкое		низкое	
мин	0,029	0,494	0,26	333,333	7	0,083	0,108	0,896	2
макс	0,504	0,545	0,63	578,848	25	0,210	0,137	48,787	
средн	0,206	0,521	0,418	482,153	17,267	0,132	0,120	29,104	
Качест. значение	среднее	низкое	среднее	среднее	высокое	высокое		высокое	
мин	0,07	0,538	0,22	278,565	1,45	0,080	0,102	0,104	3
макс	0,533	0,75	0,791	675,165	14	0,21	0,134	47,647	
средн	0,283	0,672	0,386	414,416	7,047	0,127	0,119	21,984	
Качест. значение	среднее	высокое	среднее	низкое	среднее	среднее		среднее	
мин	0,022	0,52	0,353	414,542	8	0,083	0,095	2,737	4
макс	0,328	0,75	0,94	659,112	27	0,21	0,120	49,159	
средн	0,137	0,648	0,585	482,481	15,947	0,111	0,109	21,738	
Качест. значение	низкое	высокое	высокое	среднее	высокое	низкое		среднее	



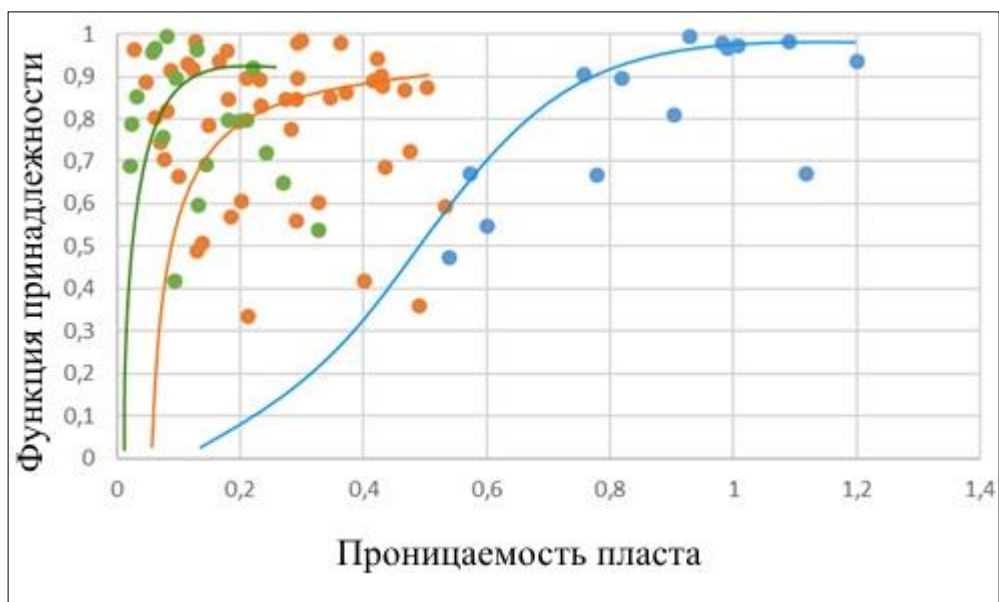
а)



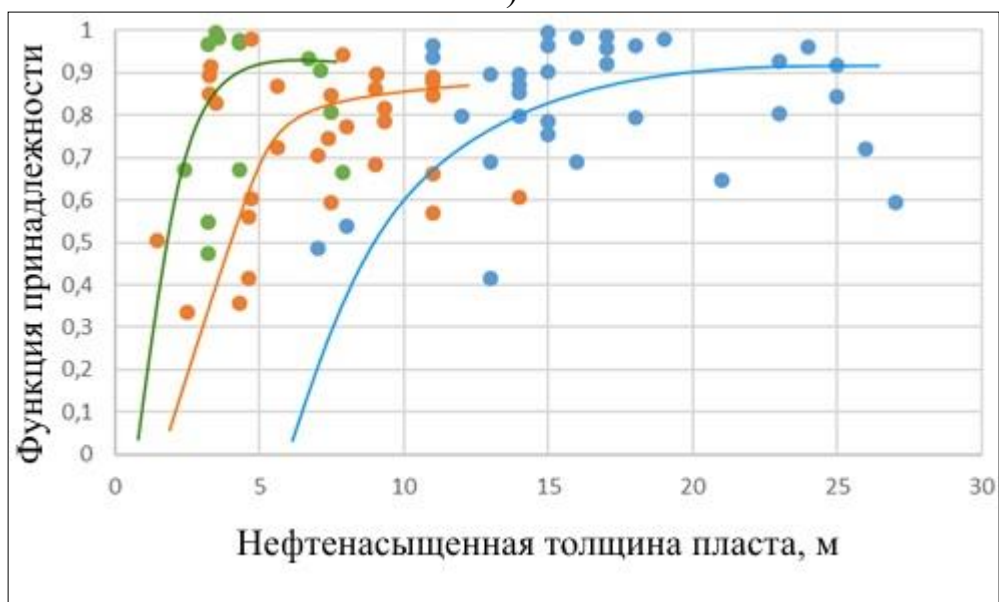
б)



в)



г)



д)

Рисунок 2.3 - Терм-множества различных значений:

- а) соотношения вязкостей нефти и воды; б) средней нефтенасыщенности доли ед.; в) коэффициента песчанистости; г) проницаемости пласта; д) нефтенасыщенной толщины пласта

погрешности при расчетах с помощью линейной и мультипликативной моделей составляет 55,002%; 27,16% и 49,16%; 24,9% соответственно. Как видно, в некоторых случаях получаются высокие значения погрешностей. С целью определения условий возможного применения той или иной модели, а также хотя бы качественной оценки влияния рассматриваемых характеристик на коэффициент извлечения нефти необходимо установить однородные по геолого-физическим характеристикам объектов месторождения Каражанбас классы. В связи с этим в настоящей работе с использованием программы нечеткого кластер-анализа выполнена кластеризация, в результате которой исходный массив данных разделен на четыре класса. Полученные результаты позволили прийти к следующим выводам.

1. Выполнен сравнительный анализ ранее построенных статистических моделей оценки коэффициента извлечения нефти, рассчитаны погрешности при применении их для рассматриваемых нами условий месторождения Каражанбас, что показало невозможность их применения и подтвердило мнение о необходимости построения таких моделей для рассматриваемых условий.

2. Построены линейная и мультипликативная модели для прогнозной оценки коэффициента извлечения нефти, обоснована необходимость определения области их применения с точки зрения отдельных условий в связи с неоднозначностью результатов расчетов.

3. С помощью нечеткого кластер-анализа по данным месторождения Каражанбас выделены четыре класса, характеризующиеся определенными значениями параметров, соответствующих различным геолого-физическим условиям.

4. Установлены классы взаимного соответствия геолого-физических характеристик и погрешностей по двум полученным моделям, что позволило определить условия применимости этих моделей, а именно:

первый кластер, характеризующийся высокими значениями проницаемости, средней нефтенасыщенности и соотношения вязкостей нефти и воды, низкими значениями коэффициента песчанистости и нефтенасыщенной толщины пласта, погрешности расчетов для которого оцениваются как низкие; мультипликативную модель можно применять также и для третьего и четвертого кластеров; однако эти модели для второго кластера неприменимы ввиду высоких значений погрешностей; для второго кластера оценку можно давать по качественному соответствию, полученному в результате нечеткого кластер-анализа.

3 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКИХ И ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК СШИТЫХ ПОЛИМЕРНЫХ СИСТЕМ ПРИМЕНЯЕМЫХ В ПОТОКОТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЯХ

В настоящее время одной из основных проблем нефтяной промышленности Республики Казахстан является низкий коэффициент нефтеотдачи, который не превышает 30%. В Казахстане около 53% добываемой нефти представлено месторождениями на поздней стадии разработки, в связи с этим увеличение нефтеотдачи на таких месторождениях является стратегической задачей экономического развития страны. Обводненность продукции скважин в целом по нефтяной промышленности Казахстана неуклонно растет: к настоящему времени она достигла 85 % и продолжает прогрессивно увеличиваться. Обводненные скважины активно пополняют бездействующий фонд, который в настоящее время составляет 35% общего фонда, а по отдельным месторождениям - 40-50%. Среди них значительную долю составляют скважины, обводнившиеся до нерентабельной добычи, в том числе и только что вышедшие из бурения.

Одним из путей решения проблемы обводнения скважин является разработка новых эффективных технологий путем применения нового реагента для выравнивания профиля приемистости нагнетательной скважины и изоляции водопритока.

В связи с этим в настоящем разделе приводятся обсуждение и пути решения важной проблемы преодоления одной из объективных причин снижения добычи нефти.

Как известно, существуют различные причины обводнения скважин [110, 111]. Основной причиной обводнения добывающих скважин, как отмечают авторы [110], является прорыв воды из нагнетательных скважин и конусообразование в залежах с подошвенной водой. В результате анализа в данной работе предлагается методика определения причин обводнения скважин, позволяющая рассчитать режимы работы скважин, при которых возможно предупредить преждевременный прорыв подошвенной воды и продлить безводный период эксплуатации. Одной из главных причин преждевременного обводнения скважин при отборе нефти не более 35 - 50 % от балансовых запасов является, как отмечается в [112], послойная неоднородность продуктивных пластов по проницаемости. Основная масса закачиваемой воды в данных условиях фильтруется по высокопроницаемым участкам нефтеводонасыщенного коллектора, оставляя при этом невыработанной его низкопроницаемую часть, которая относится к категории объектов с трудноизвлекаемыми запасами. Образование «водяного языка» приводит к преждевременному обводнению скважины, «неравномерности продвижения контура нефтеносности, оставлению в пласте невыработанных целиков углеводородов и снижению нефтеотдачи пласта».

Принято делить причины обводнения на геологические, технологические и

технические (граница между двумя последними размыта). Для борьбы с начавшимся или продолжающимся обводнением скважин необходимо установить место воды относительно продуктивного пласта (или ПЗП), а также местоположение резервуара и каналов продвижения воды (в некоторых случаях газа).

В большинстве месторождений вместе с нефтью и газом в пласте залегает вода. Она обычно занимает пониженные зоны нефтяных и газовых пластов, а иногда в разрезе продуктивной пачки выделяются самостоятельные водоносные горизонты [113].

К основным причинам снижения проницаемости призабойной зоны в процессе эксплуатации скважин можно отнести следующие:

1. Для добывающих скважин:

- проникновение жидкости глушения (пресной или соленой воды) или жидкости промывки в процессе подземного ремонта;

- проникновение пластовой воды в ПЗС (в обводненных скважинах) при остановках скважин;

- набухание частиц глинистого цемента терригенного коллектора при насыщении его пресной водой;

- образование водонефтяной эмульсии;

- выпадение и отложение асфальто-смоло-парафиновых составляющих нефти или солей из попутно-добываемой воды при изменении термобарических условий;

- проникновение в ПЗС механических примесей и продуктов коррозии металлов при глушении или промывке скважины.

2. Для нагнетательных скважин:

- набухание глинистых пород при контакте с пресной закачиваемой водой, а также с растворами определенных химических реагентов;

- смена в процессе закачки минерализованной воды на пресную с образованием и отложением солей;

- кольматация ПЗС твердой фазой промывочной жидкости при ремонтных и других работах в скважине;

- повышенная остаточная нефтенасыщенность в призабойных зонах скважин, которые до перевода под нагнетание воды работали как добывающие. [55].

Одними из технологий увеличения охвата пласта заводнением являются потокоотклоняющие технологии. Цель потокоотклоняющей технологии состоит в блокировке высокопроницаемых зон гелевыми составами, в результате чего происходит перераспределение объема закачки воды, как по толщине, так и по простиранию залежи и подключение к разработке ранее неохваченных или мало охваченных зон пласта.

Равномерность извлечения нефти из слоисто-неоднородных пластов решается с помощью воздействия на пласт сшитыми полимерными системами (СПС). Создание СПС заключается в добавке к закачиваемому в пласт раствору полимера незначительного количества (сотые доли процента) сшивающего агента, под воздействием которого происходит структурирование

макромолекул полимера в пористой среде с образованием геля. При этом за счет увеличения фильтрационного сопротивления обводненных участков пласта изменяется структура потока пластовых жидкостей. В результате в высокообводненном пропластке создается гидроизолирующий экран, который отклоняет потоки нагнетаемой в пласт воды в нефтенасыщенный пропласток, увеличивая коэффициент нефтеизвлечения.

Потокоотклоняющие технологии начали использовать с 80-х годов прошлого века и продолжают активно применять в настоящее время. Эти технологии, как уже отмечалось, основаны на закачке специальных реагентов в нагнетательные скважины [114]. Применяют их для снижения проницаемости высокопроницаемых прослоев пласта и уменьшения прорывов воды в добывающие скважины. Например, в России применяются около 100 разновидностей ПОТ (потокоотклоняющих технологий) [114].

В работе [115] приводятся описание и результаты применения потокоотклоняющих технологий, которые применяются при разработке Приобского месторождения. Рассмотрены этапы внедрения потокоотклоняющих технологий, а также составы, которые применяются на данном месторождении.

При этом автор выделяет два этапа:

- первый этап охватывает период с 2006 по 2011 год, в данный период проводились опытно-промысловые испытания технологий, при этом с 2006 по 2009 год проводились испытания таких технологий, как: СПС на основе ПАА; МСПС – модернизированный сшитый полимерный состав; БП-92 – композиция на основе биополимера «продукт БП-92», представляющего собой полисахариды ЗАО «Нефтегазтехнология»; РВ-3П-1 – термогелеобразующая система на основе алюмохлорида и карбамида, далее в 2011 г. были проведены расширенные испытания с апробацией технологии МПДС, включающие полимер-дисперсную композицию 1,5% водонабухающего полиакриламида АК-639 (марка В-415) в 0,2%-м растворе линейного полимера марки РР-307; наряду с этим проведены опытно-промышленные испытания технологии водоизоляции водопромытых зон в неоднородной по проницаемости матрице с предварительным экранированием высокопроводящих каналов; путем селективной закачки потокоотклоняющих составов в пласт АС11 через компоновки ОРЗ было проведено испытание по использованию комплексной технологии, включающей предоторочку более «жестких» систем для изоляции коллекторов с высокой проницаемостью [115, 116, 117];

- второй этап (с 2012 г. по настоящее время); в первый год были продолжены опытно-промысловые испытания новых технологий и расширенное внедрение ранее испытанных; за этот период было обработано 28 скважин на 12 участках с применением технологий МСПС, МПДС; по результатам проведения данных работ дополнительная добыча составила 62,4 тыс. т нефти, (успешность работ – 75%) за счет повышения жесткости композиции, связи чем, в 2013 г. были проведены испытания более жестких композиций на 35 скважинах среди 9 участков: ОГОС, ДООС, композиции на основе жидкого стекла; эффективность данного этапа обработки оказалась

значительно ниже, чем в 2012 г.; дополнительная добыча составила 21,9 тыс.т нефти при успешности работ в 67%, средний объем закачки рабочего раствора в 2013 г. составил 860 м³ на скважину, против 1540 м³ на скважину в 2012 г.; автор [115] объясняет это тем, что несмотря на повышение жесткости применяемых составов, устойчивость образующихся тампонирующих барьеров ниже, чем в случае МПДС, где дисперсные частицы стабилизированы в растворе сшитого полимера.

А в целом, как отмечает автор, по результатам проведенных опытно-промышленных испытаний потокоотклоняющих технологий на Приобском месторождении отмечается положительный результат.

К настоящему времени на месторождениях Казахстана накоплен значительный опыт применения ПОТ. Для поддержания пластового давления нефтедобывающими компаниями Казахстана применялись такие технологии, при которых использованы в качестве активных добавок ПДС и ПГС. ПОТ применялись в Казахстане на месторождениях Каламкас, Карамандыбас и Узень в 1981-2002 годах. В 2005 г. потокоотклоняющие технологии были применены также на месторождениях Терен-Озек и Северный Жолдыбай. В 2005 г. На месторождении Жанажол, продуктивные пласты которого представлены карбонатными коллекторами, была применена потокоотклоняющая технология сшитых полимерных систем. При реализации данной технологии на отмеченном месторождении был применен полиакриламид (ПАА ДП 9-8177) в сочетании с ацетатом хрома в качестве сшивателя и пресной воды. Применение данной технологии оправдало себя-полученная эффективность от применения оказалась достаточно высокой. В результате применения физико-химических методов воздействия на продуктивные пласты в период снижения КИН позволило увеличить его значение по данным различных источников от 5-6 до 9-10 раз. Эффективность обработок составила 80 %.

В 2013 году на казахстанском месторождении Узень проводились опытно-промысловые испытания по предложенной авторами [118] потокоотклоняющей технологии с использованием полиакриламидов трех марок- Алкофлад, FP-307 и POLYT-101. Отмечается [119], что процесс влияния данной технологии на пласт достаточно длительный. Данный процесс состоит из трех этапов.

Первый этап характеризуется тем, что на пути ПОТ в пласт первым звеном является ближняя зона нагнетательных скважин. Состояние этой зоны во многом определяет степень выработанности запасов. Отсюда следует, что полимерный раствор в первую очередь оказывает воздействие на прискважинную зону, изначально предупреждая неравномерность охвата.

На втором этапе воздействием охватываются удаленные участки нагнетательных скважин для закупорки промытых каналов, с целью максимального вовлечения в фильтрацию их поверхности.

Третий этап: на данном этапе подключаются методы массированного физико-химического воздействия на пласт. Увеличение эффективности происходит за счет повышения коэффициента вытеснения или коэффициента охвата залежи. В работе [119] приводится сравнительная оценка эффективности

потокоотклоняющих технологий. Как следует из результатов анализа, приведенного в работе [119], для проведенных работ использование полимеров марок POLYT-101и FP-307 наиболее эффективно: уменьшение обводненности соответственно на 3% и 4%, увеличение прироста добычи нефти в среднем на соответственно 2,2 и 1,9 тонн/сут. Проведенный анализ эффективности применения потокоотклоняющих технологий позволил установить количество скважин, отреагировавших на закачку. Общая накопленная дополнительная добыча в результате применения технологии составила 103,33 тыс.т. нефти [118, 119].

В работе [120] рассматриваются результаты применения потокоотклоняющих технологий в нагнетательных скважинах (выравнивание профиля приемистости) на основе закачки эмульсионно-полимерных составов в терригенных коллекторах второго эксплуатационного объекта (горизонты Ю1 и Ю2 юрских отложений) месторождения Кумколь Республики Казахстан. Коллектора- высокопористые, высокопроницаемые, сильно неоднородные по проницаемости в обоих направлениях. Нефть согласно классификации, относится к легким, средней вязкости (до 2 мПа·с). Авторами показано, что потокоотклоняющие технологии, осуществляемые в результате закачки в пласт водных растворов полимеров, содержат в себе элементы технологии изменения направления фильтрационных потоков, осуществляемой в результате изменения режима работы нагнетательной скважины. Этим объясняется, как отмечается в работе, быстрая реакция добывающих скважин на применение потокоотклоняющих технологий. В результате наблюдений установлено, что в низкопроницаемых однородных коллекторах потокоотклоняющие технологии и технологии изменения направления фильтрационных потоков оказались неэффективными. Для случая однородного по проницаемости пласта применение технологии изменения направления фильтрационных потоков позволяет достичь большего технологического эффекта в сравнении с применением потокоотклоняющих технологий. Однако данный вывод справедлив, как отмечается в работе, для определенного диапазона значений проницаемости однородного коллектора. Для высокопроницаемых коллекторов применение потокоотклоняющих технологий дает больший технологический эффект, чем применение технологии изменения направления фильтрационных потоков. Однако необходимо учитывать, что прирост технологического эффекта только от закачки полимерного раствора в несколько раз меньше, чем от изменения режима работы нагнетательной скважины. При этом величина технологического эффекта от потокоотклоняющей технологии существенно зависит от закачанной массы полимера. Например, в однородном пласте с проницаемостью 800 мД увеличение закачанной массы полимера на 30 % более, чем в 2 раза увеличивает технологический эффект [120].

На месторождении Каражанбас основным способом разработки является заводнение. Эффективность извлечения нефти заводнением зависит от полноты охвата пласта воздействием закачиваемой воды. К быстрому проявлению воды, к ухудшению технико-экономических показателей разработки месторождений, а также к снижению нефтеотдачи пластов, приводит высокая неоднородность

продуктивных пластов, что связано с наличием в них высокопроницаемых пропластков. Применение выравнивания профиля приемистости (ВПП) является эффективным методом для увеличения охвата нефтенасыщенных залежей и горизонтов заводнением. Вовлечение в эксплуатацию не промытых зон и целиков нефти, как по площади, так и по мощности обусловила необходимость проведения ВПП на нагнетательных скважинах.

Как известно, эффективность обработок ПЗС СПС зависит от хорошей селективной фильтруемости их в зоны с высокой водонасыщенностью, позволяющей создавать водоизолирующие барьеры-экраны в желаемом направлении и на достаточную глубину. Регулируемость процесса ВПП по степени и продолжительности закупорки и водоизолирующих свойств образуемого экрана, определяется реологическими и фильтрационными характеристиками СПС.

Изучению этих вопросов и посвящены нижеследующие исследования.

3.1 Исследование реологических характеристик полимерных растворов, применяемых на месторождениях Казахстана

Основной проблемой месторождений Казахстана с точки зрения применимости физико-химических технологий повышения нефтеотдачи пластов является весьма вязкая пластовая нефть, обуславливающая высокие соотношения вязкостей пластовой нефти и закачиваемой воды. Практика разработки нефтяных месторождений Казахстана показала, что одной из эффективных технологий повышения нефтеотдачи пластов, является создание потокоотклоняющих барьеров в промытой части пласта с очень высокими реологическими свойствами. Наиболее эффективными при этом оказались технологии полимерного заводнения и его модификации, основанные на применении водорастворимых полимеров (СПС-сшитые полимерные составы). Полимеры получили широкое применение в потокоотклоняющих технологиях благодаря их свойству при незначительных концентрациях оказывать селективное сопротивление движению воды в пористой среде без заметного снижения фазовой проницаемости для нефти [24, 25, 75, 93, 121, 122, 123]. Сущность потокоотклоняющей технологии (ПОТ) на основе полимерных растворов состоит в изменении проницаемостной неоднородности пластов, регулировании направления фильтрационных потоков [24, 25, 123]. В результате их использования в разработку оказываются вовлеченными застойные зоны с повышенной нефтенасыщенностью, наблюдается сокращение объемов попутно добываемой воды, повышается рентабельность добычи нефти.

Известно, что эффективное применение полимерных растворов зависит от влияния различных факторов: молекулярного веса, концентрации полимера в растворе, скоростей фильтрации, проницаемости пласта, а также такого важного параметра как реологические свойства полимерных растворов. Изучение реологических свойств полимерных растворов позволяет обосновывать и предлагать к практической реализации эффективные

комплексные технологии повышения нефтеотдачи при эксплуатации рассматриваемых нефтяных месторождений. В проектах по разработке пластов применительно к месторождению Каражанбас по методу ПОТ в качестве полимерного реагента использовался реагент производства фирмы «SNF» - марки «FP-307». Данный полимер обладает оптимальными технологическими свойствами, однако для эффективного применения полимера в условиях месторождений Казахстана необходимо изучение его реологических характеристик [39]. Растворимость полимера в закачиваемой воде является важным параметром, который необходимо учитывать при составлении программ и планов работ при реализации технологии выравнивания профиля приемистости на конкретном месторождении. Растворимость полимера в воде (физико-химические свойства и состав воды показаны в таблице 3.1) характеризуется скоростью и полнотой растворения, и зависит, прежде всего, от его молекулярного строения, а также от дисперсности порошка реагента. Растворимость образца полимера FP-307 исследовали в закачиваемой воде месторождения Каражанбас.

Используемая вода является соленой водой. Результаты физико-химического анализа используемой воды (таблица 3.1) содержат данные по основному компонентному составу с рассчитанной суммарной минерализацией, типу воды по Сулину, плотности, концентрации ионов водорода.

Концентрация полимера в растворе составляла 0,5%. На рисунке 3.1 представлен график кинетики растворения полимера FP-307, оцененной по нарастанию вязкости во времени.

Как видно из рисунка 3.1, после 200 мин наблюдается практически полное растворение полимера в исследуемом растворителе. Вязкость полимерных растворов существенным образом зависит от скорости сдвига. Исследования реологии растворов полимеров проводились в диапазоне скоростей сдвига 0,61-122,0 с⁻¹ с использованием вискозиметра Брукфильда.

Диапазон концентраций полимера в растворах составлял от 0,3 до 0,5%. Для повышения закупоривающих свойств полимерного раствора применялся ацетат хрома в диапазоне 0,05%. Растворителем являлась закачиваемая вода с месторождения Каражанбас (таблица 3.1). Зависимости кривых течения и вязкости сшитых растворов полимера FP307 на закачиваемой воде от скорости сдвига при температуре 30°C представлены на рисунке 3.2, 3.3.

Обработка кривых течения (рисунок 3.2) согласно степенной зависимости ($\tau = k \cdot \dot{\gamma}^n$), где τ -напряжение сдвига, мПа; k –коэффициент консистентности, мПасⁿ; $\dot{\gamma}$ - скорость сдвига, с⁻¹; n -показатель течения) [101] показала, что композиции растворы полимера FP-307 с ацетатом хрома в вискозиметрическом истечении проявляют псевдопластические свойства ($n < 1$) (Таблица 3.1) Исходя из псевдопластических свойств вязкость сшитых растворов полимера FP-307 с увеличением скорости снижается (Рисунок 3.3).

Таблица 3.1- Физико-химические свойства и состав сточной воды

Наименование показателя	Результаты
рН среда	6,3
Плотность, г/см ³	1,019
Содержание кальция (Ca ²⁺). Мг/дм ³	1102,2
Содержание магния (Mg ²⁺), мг/дм ³	486,4
Содержание суммы калия и натрия (Na ⁺ + K ⁺), мг/дм ³	8666,4
Содержание хлоридов (Cl ⁻), мг/дм ³	16377,9
Содержание сульфатов, (SO ₄ ²⁻), мг/дм ³	27,2
Содержание карбонатов, (CO ₃ ²⁻), мг/дм ³	Не обнаружено
Содержание гидрокарбонатов, (HCO ₃ ²⁻), мг/дм ³	361,2
Суммарная минерализация, мг/дм ³	27221,3
Тип воды по Сулину	Cl-Ca
Общая жесткость воды	95,0

Кинетику гелеобразования изучали с помощью прибора «Релаксометр». Это устройство позволяет проводить оценку времени релаксации в полимерных системах при воздействиях силового поля, возникающего вследствие интенсивного продольного растяжения образца композиции. Принцип действия прибора основан на формировании нити из образца и последующей оценки времени жизни нити как характеристики релаксационных процессов. Исследования на время гелеобразования проводили при температуре 30⁰С в диапазоне концентраций полимера 0,3 – 0,5%.

Концентрацию ацетата хрома брали в диапазоне 0,03-0,05%. Результаты экспериментов по определению времени гелеобразования в композициях «полимер-сшиватель» представлены в таблице 3.2

Таблица 3.2 - Время гелеобразования и показатели течения в полимерных композициях (Т= 30⁰С)

Состав композиции	Показатель течения	Время гелеобразования, час
Сп = 0,3% Сах = 0,03%	0,656	34,5
Сп = 0,4% Сах = 0,04%	0,704	27,8
Сп = 0,5% Сах = 0,05%	0,788	23,2

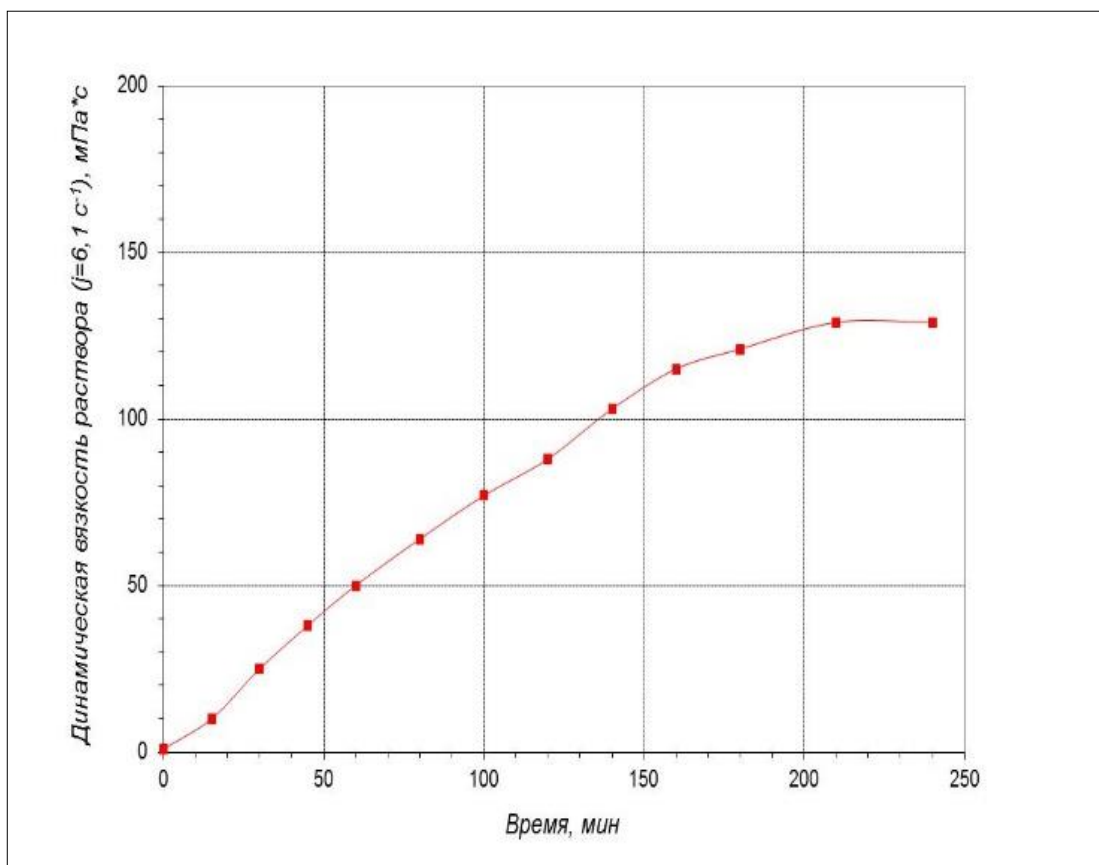


Рисунок 3.1 - Кинетика растворения полимера FP-307 при $t=25^{\circ}\text{C}$

Как видно из представленных данных, с увеличением концентрации полимера в композициях «полимер-сшиватель» времени гелеобразования сокращается.

Таким образом, проведенные эксперименты показали, что полимер марки FP-307 хорошо совместим с минерализованной водой месторождения Каражанбас. СПС на основе исследованного полимера FP-307 с ацетатом хрома в качестве сшивателя в зависимости от вида деформации объемной или сдвиговой могут проявлять вязкостные или упругие свойства. Поэтому для успешного применения композиции полимер FP-307-ацетат хрома в промышленных условиях необходим правильный выбор объекта и параметров осуществляемого процесса.

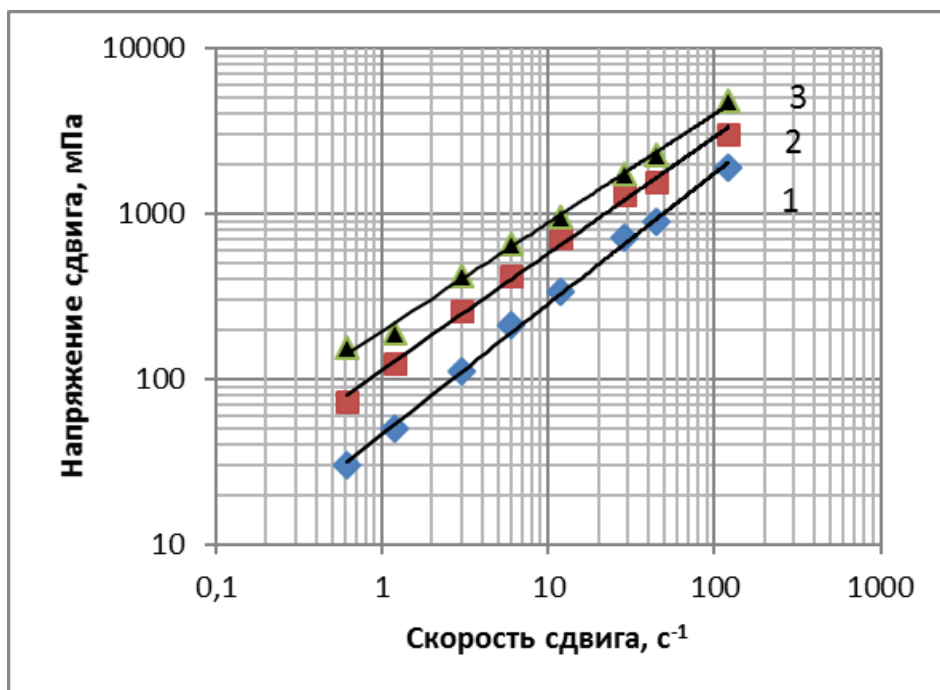


Рисунок 3.2 - Кривые течения сшитой полимерной системы FP-307 (концентрацией 1 - 0,3%, 2-0,4%, 3-0,5%) в закачиваемой воде месторождения Каражанбас

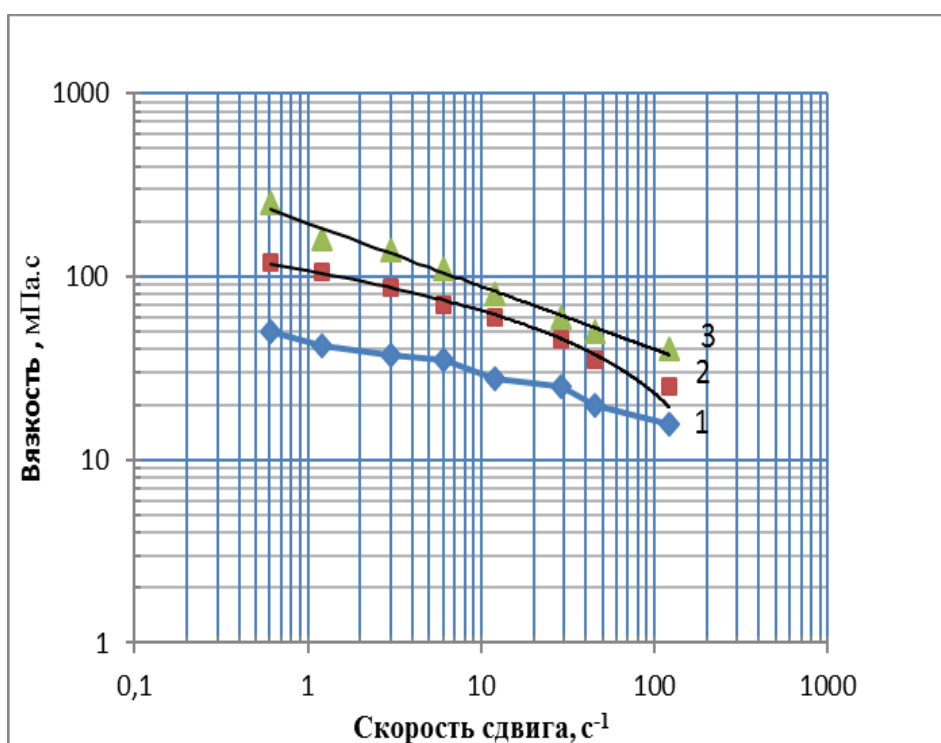


Рисунок 3.3 - Зависимость вязкости сшитой полимерной системы FP-307 (концентрацией 1 - 0,3%, 2-0,4%, 3-0,5%) от скорости сдвига в закачиваемой воде месторождения Каражанбас

3.2 Фильтрационные исследования сшитых полимерных систем, применяемых в потокоотклоняющих технологиях на месторождениях Казахстана

В последние годы для устранения негативных последствий прорыва вод по высокопроницаемым пропласткам неоднородного пласта применяют потокоотклоняющие технологии (ПОТ) [57, 87, 62, 79, 124]. Многие из ПОТ основаны на закачке в нагнетательные скважины составов, образующих в пластовых условиях водоизолирующий экран, блокирующий наиболее проницаемые зоны. В результате чего происходит перераспределение объема закачки воды, как по толщине, так и по площади залежи и подключение к разработке ранее неохваченных или малоохваченных зон пласта заводнением.

Одним из решений задачи ВПП нагнетательных скважин является метод закачки в обводненные пропластки полимерных композиций на основе сшитых полимерных составов (СПС) и древесной муки. Основными компонентами этой системы являются полимеры с флокулирующими свойствами и дисперсные частицы древесной муки. Путем выбора концентрации полимера и древесной муки создаются условия для полного связывания полимера (флокуляции), в результате чего образуются полимердисперсные комплексы с древесной мукой с новыми физическими свойствами, устойчивыми к размыву потоком.

Известно, что при закачке полимерной композиции в пласт механизм образования водоизолирующего экрана в пластовых условиях заключается в следующем. Движущийся впереди полимерный раствор изменяет поверхность породы вследствие адсорбции и механического удержания макромолекул полимера. Частицы древесной муки и породы пласта, поступающие в виде суспензии, вступают во взаимодействие с макромолекулами полимера, адсорбированными на породе и находящимися во взвешенном состоянии. Наличие свободных сегментов макромолекул после первичной адсорбции обеспечивает прочную связь дисперсных частиц образующихся полимердисперсных агрегатов с поверхностью пород, создавая тем самым объемный, устойчивый в потоке водоизолирующий экран.

Как видно из представленного описания одну из главных ролей в механизме образования водоизолирующего экрана играет полимерный раствор. Поэтому в настоящих исследованиях основное внимание уделено движению СПС на основе полимерного раствора ПАА марки «FP-307» и сшивателя ацетата хрома в пористой среде. Одним из показателей, по которому можно судить при воздействии на пласт водорастворимыми полимерами об изменение их фильтрационных характеристик является фактор остаточного сопротивления ($R_{ост}$) [61], т.е. способность водорастворимых полимеров при контакте с пористой средой в результате адсорбции и физической закупорки мелких пор снижать ее проницаемость.

Поэтому знание фильтрационных характеристик полимерного раствора определит глубину проникновения его в пористую среду, особенно по пропласткам слоисто-неоднородного пласта, местоположение водоизолирующего экрана, а, следовательно, и эффективность ПОТ.

Для проведения исследований по оценке фильтрационных характеристик СПС использовалась установка, состоящая из двух параллельно соединенных линейных моделей пласта, поджимок для воды, баллона со сжатым воздухом, насоса-дозатора, манометров. Линейные модели пласта позволяют моделировать двухслойную модель пласта с гидродинамически не сообщающимися пропластками. Для создания двухслойной модели пласта с пропластками различной проницаемости использовался кварцевый песок фракцией $< 0,1$ мм и его смесь с маршаллитом. Конструкция двухслойной модели пласта позволяет производить закачку жидкости как совместно в высокопроницаемый (k_1) и низкопроницаемый (k_2) пропластки, так и в каждый пропласток в отдельности и ее отбор из пропластков отдельно. Опыты проводились только в пористых водонасыщенных средах. Модели двухслойного пласта насыщались сточной пластовой водой, отобранной из месторождения Каражанбас.

Параметры модели слоисто-неоднородного пласта с гидродинамически несообщающимися пропластками приведены в таблице 3.3. Выбор проницаемостей в экспериментах основывается на реальных фактических данных по месторождению Каражанбас, где средняя проницаемость коллектора колеблется от 1 до 15 мкм² [55].

Таблица 3.3 - Проницаемость и расход воды по более и менее проницаемым пропласткам слоисто-неоднородного пласта до и после обработки СПС

Пористая среда не обработана					Пористая среда обработана			
Проницаемость слоев, мкм ²		Отношение проницаемостей, k_1/k_2	Расход воды по слоям, 10 ⁻⁶ м ³ /с		Проницаемость слоев, мкм ²		Расход воды по слоям, 10 ⁻⁶ м ³ /с	
Высокопроницаемый, k_1	Низкопроницаемый, k_2^*		Высокопроницаемый, k_1	Низкопроницаемый, k_2^*	Более проницаемый, k_1^*	Менее проницаемый, k_2^*	Более проницаемый, k_1	Менее проницаемый, k_2 (*10 ⁶)
9,25	3,46	2,67	0.213	0.079	0,1423	0,0804	0,0034	1,7125
9,36	2,38	3,93	0.215	0.054	0,1418	0,0595	0,0034	1,2673
9,14	0,74	12,35	0.21	0.017	0,1344	0,0211	0,0032	0,4494
9,43	0,49	19,24	0.216	0.011	0,1347	0,0163	0,0032	0,3471
9,27	0,35	26,48	0.211	0.008	0,1236	0,014	0,0029	0,2982

Затем в двухслойную модель закачивался один поровый объем, равный объему высокопроницаемого пропластка (k_1) (120 см³), готовой свежееподготовленной СПС (полимерный раствор ПАА марки «FP-307» (0,5%) (таблица 3.4), представляющий собой сополимер акриламида/акрилата натрия и сшиватель ацетат хрома, марки А (0,05%)). Раствор СПС готовился на сточной пластовой водой месторождения Каражанбас (таблица 3.1). Закачка СПС в пропластки проводилась при постоянном перепаде давления 0,03 КПа.

Использование указанных химических реагентов основано на том, что в пласте в результате химической реакции образуется композиция раствора полимера со сшивателем (гелевый экран), которая создает повышенные остаточные сопротивления в промытой зоне. После закачки СПС пласт выдерживался в покое 48 часов.

Физико-химические показатели полимера марки «FP-307» представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 - Физико-химические показатели ПАА марки «FP-307»

№	Наименование показателя	Единица измерения	Фактический результат
1.	Внешний вид	-	порошок белого цвета
2.	Дисперсность (фракционный состав) более 1 мм менее 0,25 мм	%	0,56 9,88
3.	Содержание основного вещества	%	93,53
4.	Характеристическая вязкость	дл/г	18
5.	Молекулярная масса	$\times 10^6$ Дальтон	5,5
6.	Степень гидролиза	% (моль)	7,9
7.	Нерастворимый осадок	%	0,72
8.	Насыпная плотность	кг/м ³	693,0

По окончании времени покоя одновременно в оба пропластка двухслойной модели закачивалась сточная пластовая вода при постоянном перепаде давления 0,03 КПа, которая вытесняла СПС до установления стационарного характера течения. Затем вновь определялась проницаемость k_1 и k_2 по воде. На основании полученных данных в каждом эксперименте для обоих пропластков двухслойного пласта рассчитывался фактор остаточного сопротивления $-R_{ост}$.

Результаты фильтрационных экспериментов приведены в таблице 3.3 и на рисунке 3.4.

Как показали проведенные исследования фильтрационных характеристик СПС на основе полимерного раствора ПАА марки «FP-307» (0,5%) и сшивателя ацетата хрома, марки А (0,05%) она способна к блокированию высокопроницаемых и низкопроницаемых пропластков. Для высокопроницаемых пропластков снижение проницаемости наблюдается в диапазоне 98,46-98,66 %, для низкопроницаемых пропластков - в диапазоне 96-97,67 %.

Для исследуемой СПС FP-307 + АХ также отмечаются высокие факторы остаточного сопротивлений от 65 до 75 и 25 до 43 для высокопроницаемого и низкопроницаемого пропластков, соответственно, в зависимости от отношения проницаемостей, k_1/k_2 (Рисунок 3.4). Причем, как видно из рисунка 3.4, с увеличением отношения проницаемостей разница в значениях фактора остаточного сопротивления растет. При значении отношения проницаемостей 2,67 разница в значениях фактора остаточного сопротивления составляет – 22, а при значении 26,48 – 50.

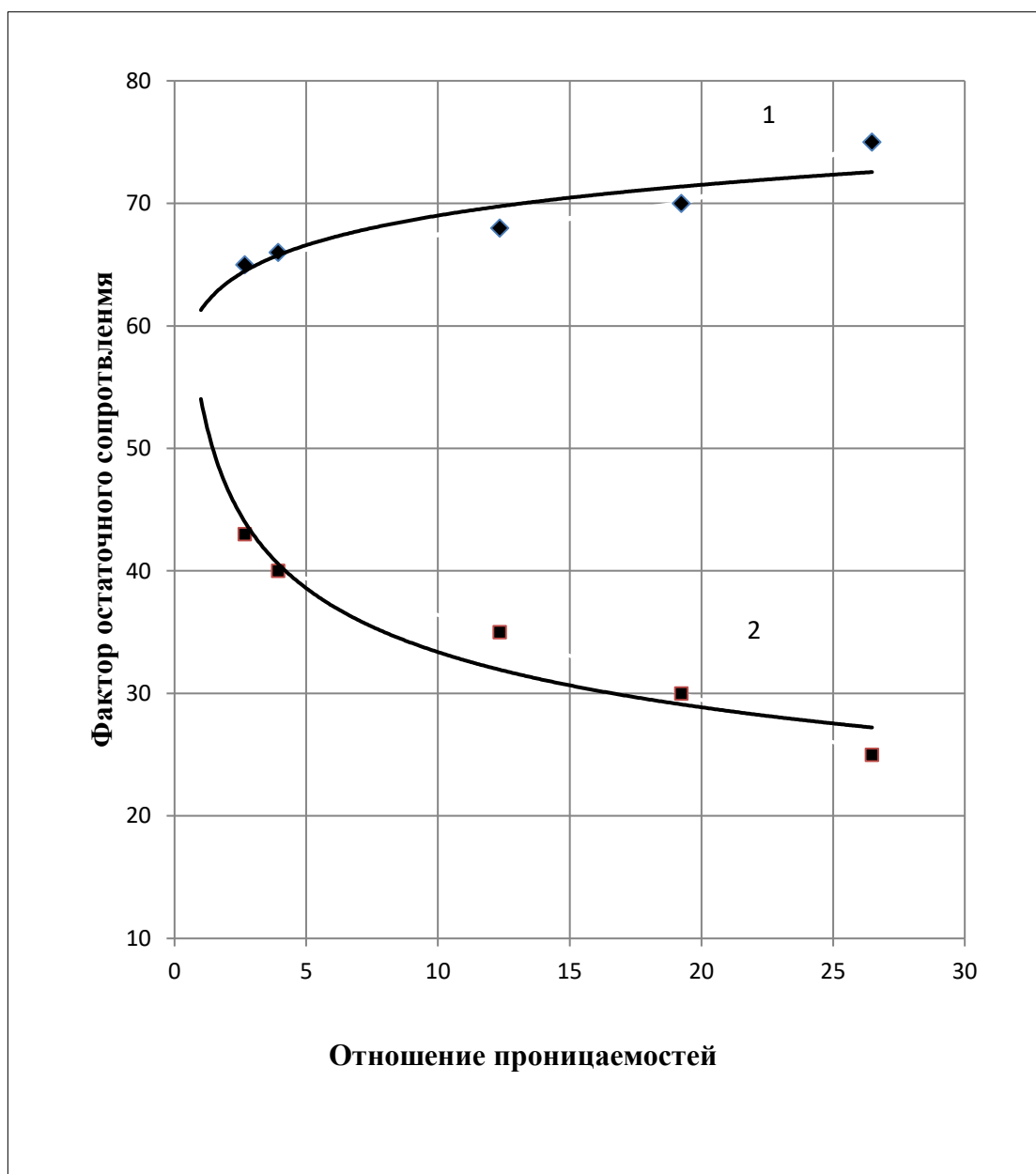


Рисунок 3.4 - Зависимость фактора остаточного сопротивления от отношения проницаемостей пропластков при фильтрации сточной воды через слоисто-неоднородный пласт после закачки СПС: 1- высокопроницаемый, 2- низкопроницаемый пропластки

Таким образом, проведенные эксперименты показали, что при закачке СПС в слоисто-неоднородный пласт основная часть её поступает в высокопроницаемый пропласток и чем выше значение отношения проницаемостей, тем больше СПС поступает в высокопроницаемый пропласток. Следовательно, СПС (на основе полимера FR-307 (ПАА) с ацетатом хрома в качестве сшивателя) создают возможность для эффективного регулирования направления фильтрационных потоков и подключения к работе низкопроницаемых пропластков.

Полученные результаты показали возможность проведения опытно-промышленных испытаний ПОТ на основе полимерного раствора ПАА марки «FR-307» и сшивателя ацетата хрома.

3.3 Обобщение результатов экспериментальных исследований реологических и фильтрационных характеристик сшитых полимерных систем, применяемых в потокоотклоняющих технологиях

На современном этапе разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти, как показали исследования потокоотклоняющие технологии играют одну из ведущих ролей. В качестве агентов для этих технологий применяются различные полимеры, ПАВ, растворы кислот, комплексные реагенты и др. Сравнительный анализ показывает, что потокоотклоняющие технологии наиболее эффективны в расчлененных, высоко неоднородных по проницаемости и нефтенасыщенности пластах. Для повышения эффективности разработки таких пластов возможно применение различных потокоотклоняющих технологий на основе закачки растворов полимеров. Одной из таких технологий является периодическая закачка небольших объемов растворов полимера FR-307 (ПАА) с ацетатом хрома в качестве сшивателя, направленная на увеличение охвата пласта заводнением. Такую технологию можно использовать для широкого диапазона геолого-физических условий, особенно для многопластовых объектов разработки, каким является месторождение Каражанбас. Как показали проведенные теоретические и экспериментальные исследования, наибольшая эффективность технологии достигается при соотношении проницаемостей слоев в пределах примерно от 2 до 5. Увеличение коэффициента охвата происходит за счет вовлечения в разработку как низкопроницаемых слоев, так и областей с высокими фильтрационными сопротивлениями, так называемых, «застойных зон». Для оценки возможности применения и технологической эффективности от этого применения потокоотклоняющей технологии был проведен комплекс лабораторных экспериментальных исследований реологических характеристик полимерных растворов. В процессе этого исследованы зависимости вязкости сшитой полимерной системы FR-307 (концентрацией 1 - 0,3%, 2-0,4%, 3-0,5%) от скорости сдвига в закачиваемой воде месторождения Каражанбас, реология (зависимость напряжения от скорости сдвига) сшитой полимерной системы FR-307 с отмеченной концентрацией, а также фильтрационные исследования

сшитых полимерных систем, применяемых в потокоотклоняющих технологиях на месторождениях Казахстана.

Результаты проведенных исследований позволяют сделать следующие выводы.

1. Полимер марки FR-307 хорошо совместим с минерализованной водой месторождения Каражанбас. СПС на основе исследованного полимера FR-307 с ацетатом хрома в качестве сшивателя в зависимости от вида деформации объемной или сдвиговой проявляют вязкостные или упругие свойства. Для успешного применения СПС в промышленных условиях необходим правильный выбор объекта и параметров осуществляемого процесса.

2. Исследованные СПС способны к блокированию высокопроницаемых и низкопроницаемых пропластков. Полученные результаты также показали, что чем больше неоднородность пласта, тем больше количество СПС поступает в высокопроницаемый пропласток. В результате образования в высокопроницаемых пропластках водоотклоняющего экрана создается возможность регулирования направления фильтрационных потоков и подключения к работе низкопроницаемых пропластков.

4 ВНЕДРЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАЖАНБАС

Нефтяное месторождение Каражанбас было открыто в 1974г. Оно расположено в северо-западной части полуострова Бузачи на территории Мангистауской области Республики Казахстан. К северо-востоку от месторождения Каражанбас на расстояниях 20-55 км расположены действующие нефтепромыслы Сев.Бузачи, Каламкас и Арман.

В процессе эксплуатации месторождения все продуктивные горизонты были объединены в три объекта разработки. Первый из них включает в себя залежи нефти, связанные с пластами А₁, А₂, Б и В, второй – с пластами Г и Д₁ и третий – все залежи, связанные с Д₂, Ю-I (верхний, средний и нижний пласты) и Ю-II (основной и линзовидный) горизонтами. Более половины фонда добывающих скважин (1523 ед.) являются низкодебитными по нефти - до 2 т/сут, 811 скважин работают с дебитом нефти до 1 т/сут. 48,8% добывающих скважин I, II и III объектов обводнены более, чем на 90%, из них 799 скважин работают с обводненностью более 95%.

Продуктивные пласты месторождения Каражанбас приурочены к терригенным отложениям мелового и юрского возраста. По данным анализа керна продуктивный разрез представлен песчано-алевритовыми разностями с различным содержанием глинистого материала, типом цемента и глинами. Кроме того, в отложениях юры эпизодически встречаются угли, известняки, известковые песчаники и алевролиты, а также известковые глины. Коллекторами являются однородные разности - слабосцементированные песчаники (пески) и алевролиты (алевриты) с незначительным содержанием глинистого материала. По вещественному составу обломочной части песчаники полимиктовые.

Показатели неоднородности, фильтрационно-емкостные свойства коллекторов для каждого объекта приведены в таблицах 4.1, 4.2.

Таблица 4.1 - Показатели характеристик неоднородности коллекторов по объектам

Объект	Коэффициент песчаности, доли ед		Коэффициент расчлененности, доли е	
	среднее	вариации	среднее	вариации
I	0,32	0,242	3,9	0,198
II	0.34	0.201	3.26	0.23
III	0.51	0.175	4,69	0.338

Нефти данного месторождения по плотности относятся к тяжелым, по вязкости согласно выполненной соискателем совместно с соавторами классификации методом нечеткого кластер-анализа-высоковязким, [109].

Нечеткий кластер-анализ в настоящее время широко применяется при решении задач нефтепромысловой практики [109, 125, 145, 146].

Таблица 4.2 - Характеристика пористости и нефтенасыщенности пород-коллекторов по объектам

Объект	Наименование	Пористость	Насыщенность
I	среднее значение	0,33	0,65
II	среднее значение	0,34	0,64
III	среднее значение	0,34	0,62

По состоянию на 01.01.2017 г. фонд действующих скважин месторождения Каражанбас составил 3447 скважин: 2709 добывающих и 738 нагнетательных. Совместную эксплуатацию осуществляют 113 скв., из них 98 скв. эксплуатируют I и II объекты. Бездействующих скважин на дату анализа - 46 добывающих и 71 нагнетательная. Основными причинами бездействия добывающих скважин являются высокая обводнённость и низкий уровень жидкости в стволе скважин, нагнетательных – отсутствие приемистости, технологические причины, нарушение герметичности эксплуатационной колонны.

На месторождении Каражанбас основным способом разработки является заводнение. Эффективность извлечения нефти заводнением зависит от полноты охвата пласта воздействием закачиваемой воды. К быстрому проявлению воды, к ухудшению технико-экономических показателей разработки месторождений, а также к снижению нефтеотдачи пластов, приводит высокая неоднородность продуктивных пластов, что связано с наличием в них высокопроницаемых пропластков.

Основные причины обводнения скважин следующие (Рисунок 4.1).

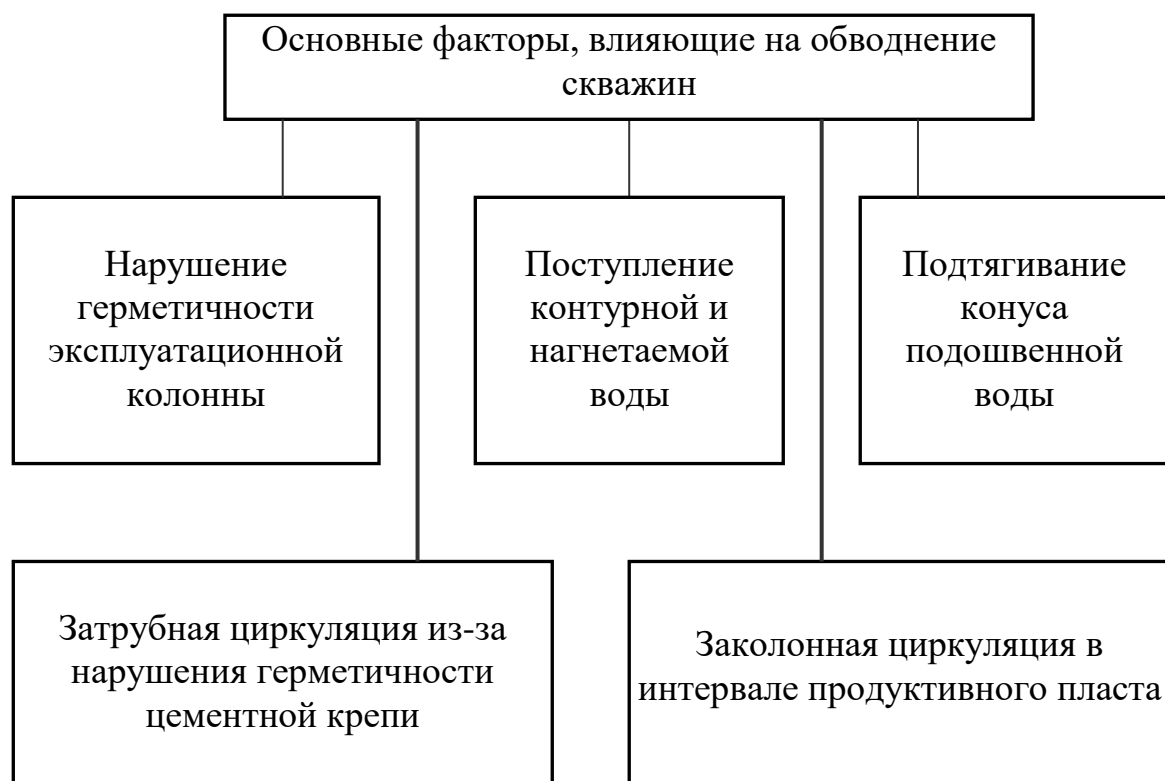


Рисунок 4.1 - Причины, приводящие к обводнению скважин

Таким образом, основной проблемой, которой следует уделить внимание на данном этапе разработки месторождения, является высокая обводненность продукции.

Одним из методов увеличения нефтеотдачи пластов и снижения обводненности продукции добывающих скважин является применение потокоотклоняющих технологий (ПОТ) или выравнивание профиля приемистости (ВПП) в нефтяном пласте.

Эти технологии основаны на закачке специальных реагентов в нагнетательные скважины [114]. Применяют их для снижения проницаемости высокопроницаемых прослоев пласта и уменьшения прорывов воды в добывающие скважины. Для изоляции зон поглощения в пласт закачивается композиция химических реагентов, образующая в течение определенного времени гелеобразную структуру, закупоривающая высокопроницаемые зоны. Таким образом, происходит выравнивание неоднородности пластов и регулируется охват заводнением и перераспределение потоков. Кроме того, за счет ПОТ достигается сокращение притока воды в реагирующие добывающие скважины.

К ПОТ закачки в пласт относят:

- полимеры, полимеры со сшивателями (СПС);
- полимердисперсные системы (ПДС)
- коллоидно-дисперсионные системы (КДС)
- волокнисто-дисперсные системы (ВДС)
- вязкоупругие системы (ВУС)

- другие осадкогелеобразующие композиции.

Одним из главных условий эффективного применения ПОТ является правильный выбор объекта для ПОТ или ПОТ - для объекта. Критерии применимости ПОТ определяют диапазон благоприятных свойств флюидов и пласта, при которых возможно эффективное применение ПОТ. Эти критерии определены на основе обобщения опыта применения ПОТ в различных геолого-физических условиях, а также использования теоретических и лабораторных исследований.

Для эффективного внедрения ПОТ выбор скважин осуществляется по следующим критериям [126]:

- высокий коэффициент обводненности добываемой продукции скважин;
- сильное отставание отбора извлекаемых запасов от текущей обводненности;
- наличие значительных остаточных запасов нефти, недостаточно эффективно разрабатываемых методом заводнения;
- высокое среднее значение текущей нефтенасыщенной толщины.

Выбор объекта для ПОТ осуществляется согласно данным, приведенным в таблице 4.3 [121].

Таблица 4.3 - Критерии применимости потокоотклоняющих технологий

Характеристика	Реком. интервал
Пластовая температура, °С	<120
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	<500
Средняя проницаемость, мД	>20
Послойная неоднородность k_1/k_2^*	>4
Расчлененность K_p	>2
Обводненность-отбор НИЗ, пункт %	>10
Обводненность, %	>70

4.1 Результаты применения потокоотклоняющей технологии

В последние годы на месторождениях Казахстана в ПОТ широкое применение получили полимерные композиции, в частности СПС.

Применение СПС приводит:

- к предотвращению прорыва пластовых вод в добывающие скважины;
- к снижению обводненности продукции добывающих скважин;
- к вовлечению в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти;
- к увеличению добычи нефти.

Основная область применения СПС показана в главе 1 таблица 1.1.

В тоже время опыт применения ПОТ показал необходимость проведения дальнейших опытно - промысловых исследований (ОПИ) для выбора оптимальных параметров как для СПС, так и для ПОТ.

В настоящем разделе на основе анализа опыта применения различных технологий на различных месторождениях рассматриваются опыт и результаты применения ПОТ на месторождении Каражанбас. Внедрение и анализ результатов проводились при участии автора. Данные о месторождении отражены в проектах и отчетах компании.

На месторождении Каражанбас технологии ВПП в нагнетательных скважинах путем создания потокоотклоняющих экранов с заданными фильтрационными характеристиками проводились по технологии Атриум в 4 нагнетательных скважинах: 3696 (18.08-28.08.2018 г.), 1761 (04.10-09.10.2018 г.), 474 (26.09-01.10.2018 г.), 6031 (21.09-01.10.2018 г.). Данные по нагнетательным скважинам приведены в таблице 4.4. Эти работы носили характер опытно-промысловых исследований (ОПИ).

С целью повышения закупоривающих свойств полимерного раствора и, как следствие, эффективного перераспределения фильтрационных потоков на опытном участке в качестве рабочего агента применялась композиция (СПС-сшитые полимерные составы) на основе полимера FP-307 (ПАА), ацетата хрома (сшивателя) и древесной муки (ДМ). Как показали исследования, выполненные в главе 3, полимер марки FP-307 хорошо совместим с минерализованной водой системы ППД месторождения Каражанбас. Композиции на основе исследованного полимера с ацетатом хрома в качестве сшивателя создают высокие факторы остаточные сопротивления в пористой среде, что необходимо для эффективного перераспределения фильтрационных потоков.

Закачку композиции в нагнетательную скважину 3696 в объеме 600 м³ (полимер FP-307, ацетат хрома (АХ) и древесная мука) провели в 4 цикла:

Таблица 4.4- Исходные данные по скважинам месторождения Каражанбас

Номера скважин	3696	474	1761	6031
Радиус скважины, м	0,084	0,084	0,084	0,084
Горизонт эксплуатации	Нижний мел (горизонт Г)			
Общая эффективная толщина, м	16,8	15	13	13
Пористость, д.ед.	0,34	0,34	0,34	0,34
Объёмный коэффициент жидкости	1,003	1,003	1,003	1,003
Вязкость жидкости, сПз (мПа*с)	1,01699115	1,01699115	1,015486726	1,018495575
Дебит/приемистость жидкости до остановки на ВПП, м ³ /сут	-37; -35; -39	-50; -50; -50	-55; -55; -54;	-65; -64; -65
Устьевая температура Т ° С	25	27	22	26
Интервал перфорации, м	281,7-283,6 284,0-291,0 291,6-298,5 299,4-300,4	286-301	241,8-244,3 249,8-256,6 264,5-268	406-410 427-432 444-448
Глубина установки пакера (м)	258,81	262,21	213,97	385,69
Забойное давление, атм	31,2	22,6	34,2	58

Пластовое давление, атм	24,2	16,8	16,4	40,8
Проводимость, мД.м	1288,9	712,217	993,799	139,602
Проницаемость, мД	76,72	47,48	76,44	10,69
Скин-фактор, ед.	9,58	-0,084	5,27	-2,410
Контур питания, м	97,48	52,4	36,4	23,3
Фактический коэфф.продуктивн./приемист., (м ³ /сут)/(атм)	5	8,6	3,1	3,5
Средняя водонасыщенность [Sw] доли ед,	0,72	0,68	0,78	0,77
Средняя нефтенасыщенность [So] доли ед,	0,28	0,32	0,22	0,23
Коэфф вариации проницаемости д.ед	0,0039	0,0001	0,0011	0,001

- в первом цикле 18-20.08.2018 г в пласт закачали 200 м³ композиции: 0,5% полимерной пульпы (FP-307) с 0,05% сшивателем ацетатом хрома;

- во втором цикле 21-23.08.2018 г в пласт закачали 200 м³ композиции: 0,4 % древесной муки, 0,5% полимерной пульпы (FP-307) с 0,05% сшивателем ацетатом хрома, после второго цикла при давлении 3 МПа осуществили продавку композиции водой в объёме 2 м³, затем выдерживали композицию 1 сутки для осуществления процесса гелеобразования;

- в третьем цикле 24-25.08.2018 г в пласт закачали 150 м³ композиции: 0,4 % древесной муки, 0,5% полимерной пульпы (FP-307) с 0,05% сшивателем ацетатом хрома, при давлении 3,8 МПа вновь осуществили продавку композиции водой в объёме 2 м³ и выдержку её 1 сутки для осуществления процесса гелеобразования, после окончания третьего цикла 26 -27.08. 2018 г в пласт закачали 50 м³ композиции: 0,2% полимерной пульпы (FP-307) с 0,02% сшивателем ацетатом хрома;

- продавливали композицию в пласт технической водой до достижения давления 4,1-4,2 МПа.

Закачку композиции в нагнетательную скважину 1761 в объеме 500 м³ (полимер FP-307, ацетат хрома (АХ) и древесная мука) также провели в 4 цикла:

- в первом цикле 04-05.10.2018 г в пласт закачали 100 м³ композиции: 0,5% полимерной пульпы (FP-307) с 0,05% сшивателем ацетатом хрома;

- во втором цикле 05-07.10.2018 г в пласт закачали 200 м³ композиции: 0,4 % древесной муки, 0,5% полимерной пульпы (FP-307) с 0,05% сшивателем ацетатом хрома, после этого при давлении 3 МПа осуществили продавку композиции водой в объёме 4-8 м³, затем выдерживали композицию 1 сутки для процесса гелеобразования;

- в третьем цикле 07-09.10.2018г в пласт закачали 200 м³ композиции: 0,4 % древесной муки, 0,5% полимерной пульпы (FP-307) с 0,05% сшивателем ацетатом хрома;

- после этих операций продавливали композицию в пласт технической водой до достижения давления 4,1-4,2 МПа.

Закачку композиции в нагнетательную скважину 474 в объеме 508 м³ (полимер FP-307, ацетат хрома (АХ) и древесная мука) также провели в 4 цикла:

- в первом цикле 26-27.09.2018 г в пласт закачали 108 м³ композиции: 0,5% полимерной пульпы (FP-307) с 0,05% сшивателем ацетатом хрома;

- во втором цикле 27-29.09.2018 г в пласт закачали 200 м³ композиции: 0,4% древесной муки, 0,5% полимерной пульпы (FP-307) с 0,05% сшивателем ацетатом хрома; осуществили продавку композиции водой в объёме 4-8 м³ с выдержкой её 1 сутки для осуществления процесса гелеобразования;

- в третьем цикле 29-30.09.2018 г в пласт закачали 150 м³ композиции: 0,4% древесной муки, 0,5% полимерной пульпы (FP-307) с 0,05% сшивателем ацетатом хрома; при давлении 3,8 МПа вновь осуществили продавку композиции водой в объёме 4-8 м³ и выдержку её 1 сутки для осуществления процесса гелеобразования;

- после окончания третьего цикла с 30.09.2018г по 01.10.2018г в пласт закачали 50 м³ композиции: 0,2% полимерной пульпы (FP-307) с 0,02% сшивателем ацетатом хрома; продавили композицию в пласт технической водой до достижения давления 4,1-4,2 МПа.

Об эффективности выравнивания профиля приемистости (ВПП) на нагнетательных скважинах 3696, 1761, 474 можно судить по результатам геофизических исследований скважины до и после проведения опытно - промышленных испытаний (рисунки 4.2-4.5 и таблицы 4.5-4.8).

Как видно из рисунков 4.2-4.5 и таблицы 4.5-4.8, до закачки композиции, средний коэффициент охвата пласта составлял для скв. 3696 47% с приемистостью 31.4 м³/сут, после закачки коэффициент охвата увеличился до 68.5% с приемистостью 34.3 м³/сут, средний коэффициент охвата пласта составлял для скв. 1761 40,4% с приемистостью 53 м³/сут, после закачки коэффициент охвата увеличился до 61% с приемистостью 59 м³/сут. Для скв. 474 т. средний коэффициент охвата пласта составлял до закачки 61,3% с приемистостью 53 м³/сут, после закачки коэффициент охвата увеличился до 64,7% с приемистостью 61,7 м³/сут. Это свидетельствует о том, что в результате образования потокоотклоняющего экрана в ПЗП нагнетательной скважины произошло перераспределение фильтрационных потоков.

Эффективность данной технологии также определялась по работе реагирующих добывающих скважин, гидродинамически связанных с обработанной нагнетательной скважиной (Рисунки 4.6-4.9).

Так, средний дебит нефти по сетке скв. 3696 до закачки композиции в среднем составлял 42.2 т/сут при обводненности продукции 89,4 %, а после обработки ПЗС нагнетательной скважины средний дебит по нефти в течении 9 месяцев составлял 48,5 т/сут при обводненности продукции, в среднем равной 87,9%. Дополнительная добыча нефти по сетке 3696 за период с сентября 2018 по май 2019 года составила 1020 тонн.

По скважине 1761 средний дебит нефти по сетке скважин до закачки композиции в среднем составлял 16 т/сут при обводненности продукции 93,2 %. После ВПП средний дебит нефти по сетке реагирующих скважин в течении

8 месяцев составил 19,2 т/сут. Обводненность продукции в среднем по сетке составляла 91,8%. Дополнительная добыча нефти по сетке 1761 за период с октября 2018 по май 2019 года составила 607,2 тонн.

По скважине 474 средний дебит нефти по сетке скважин до ВПП в среднем составлял 43,9 т/сут при обводненности продукции 93,1%. После ВПП он составил в среднем в течение 9 месяцев 56,3 т/сут при обводненности продукции 91,2%. Дополнительная добыча нефти по сетке 474 за период с октября 2018 по май 2019 года составила 1481,6 тонн.

Таблица 4.5 - Геофизические параметры скважины 3696 до и после ВПП

До проведения ВПП							
интервалы перфорации, м		интервалы приемистости, м		коэф-т охвата, %	вклад в приемистость		состав флюида
кровля	подошва	кровля	подошва		м³/сут	%	
281,7	283,6						
284,0	291,0	286,5	289,9	48,6	3,8	12,0	вода
291,6	298,5	291,6	296,1	65,2	27,6	88,0	вода
299,4	300,4						
Итого				47,0	31,4		
После проведения ВПП							
интервалы перфорации, м		интервалы приемистости, м		коэф-т охвата, %	вклад в приемистость		состав флюида
кровля	подошва	кровля	подошва		м³/сут	%	
281,7	283,6						
284,0	291,0	284,0	284,5	77,1	1,4	4,0	вода
		286,1	287,6		1,7	5,0	вода
		287,6	291,0		2,7	8,0	вода
291,6	298,5	292,4	295,1	88,4	6,9	20,0	вода
		295,1	298,5		21,6	63,0	вода
299,4	300,4						
Итого				68,5	34,3		

Таблица 4.6 - Геофизические параметры скважины 474 до и после ВПП

До проведения ВПП									
индекс пласта	интервалы перфорации, м		толщина	интервалы ухода по РГД при закачке, м		толщина	дифференц. расход		коэф-т охвата, %
	кровля	подошва		кровля	подошва		м³/сут	%	
Г	286	301	15	289,2	292,9	9,2	11,5	48	61,3
				295,0	300,5		12,4	52	
Итого по скважине			15			40,4	24	100	61,3
После проведения ВПП									
интервалы перфорации, м			интервалы приемистости, м			коэф-т охвата, %	вклад в приемистость		состав флюида
кровля	подошва		кровля	подошва			м³/сут	%	
286,0	301,0		288,3		291,5	64,7	8,6	14,0	вода
			291,5		293,9		11,7	19,0	вода
			293,9		298,0		41,4	67,0	вода
Итого						64,7	61,7		

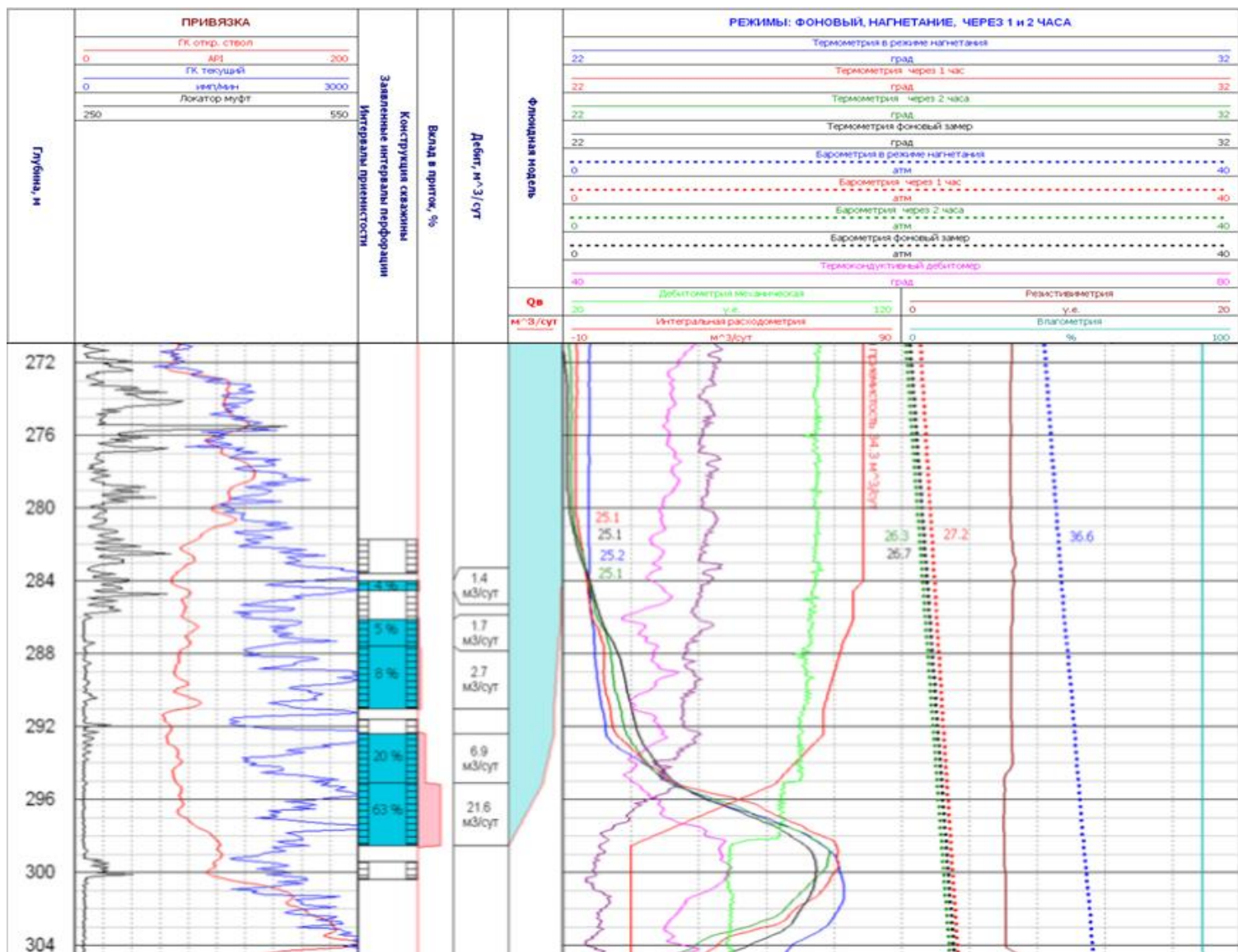
Таблица 4.7 - Геофизические параметры скважины 1761 до и после ВПП

До проведения ВПП							
интервалы перфорации, м		интервалы приемистости, м		коэф-т охвата, %	вклад в приемистость		состав флюида
кровля	подошва	кровля	подошва		м³/сут	%	
241,8	244,3						
249,8	256,6	254,6	256,6	29,4	8,0	15	вода
264,5	268,0	264,5	268,0	100,0	45,0	85	вода
Итого				40,4	53		
После проведения ВПП							
интервалы перфорации, м		интервалы приемистости, м		коэф-т охвата, %	вклад в приемистость		состав флюида
кровля	подошва	кровля	подошва		м³/сут	%	
241,8	244,3	242,2	244,1	57,6	7,1	12	вода
249,8	256,6	253,7	256,6	42,6	24,2	41	вода
264,5	268,0	264,5	268,0	100,0	27,7	47	вода
Итого				61	59		

Таблица 4.8 - Геофизические параметры скважины 6031 до и после ВПП

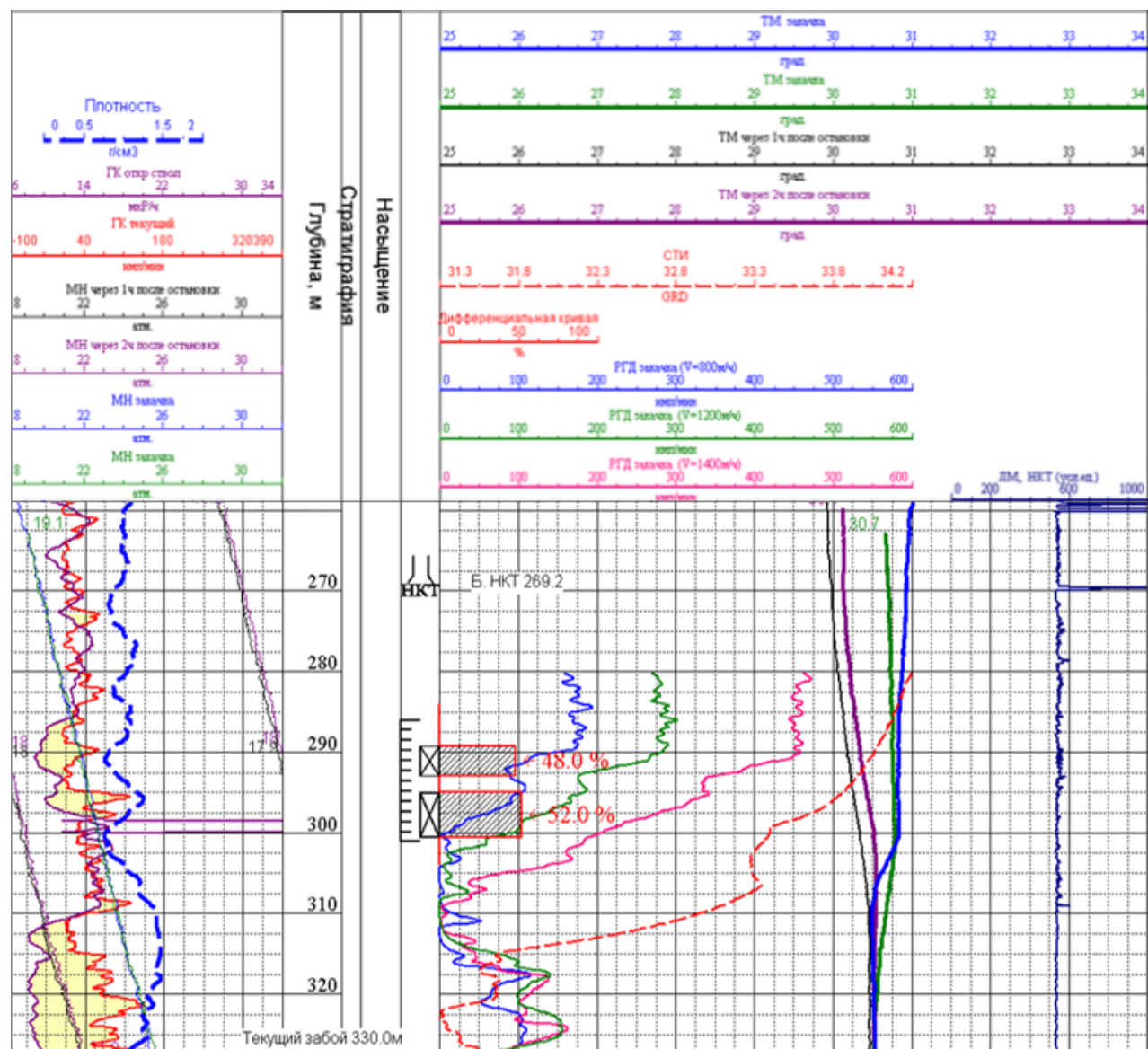
До проведения ВПП							
интервалы перфорации, м		интервалы приемистости, м		коэф-т охвата, %	вклад в приемистость		состав флюида
кровля	подошва	кровля	подошва		м³/сут	%	
406,0	410,0						
427,0	432,0	427,0	432,0	100,0	5,5	10	вода
444,0	448,0	444,0	446,7	67,5	49,5	90	вода
Итого				59,2	55,0		
После проведения ВПП							
интервалы перфорации, м		интервалы приемистости, м		коэф-т охвата, %	вклад в приемистость		состав флюида
кровля	подошва	кровля	подошва		м³/сут	%	
406,0	410,0	406,8	410,0	80,0	7,2	13,0	вода
427,0	432,0	427,0	432,0	100,0	19,4	35,0	вода
444,0	448,0	444,0	446,7	67,5	28,9	52,0	вода
Итого				83,8	55,5		





б)

Рисунок 4.2 - ГИС профиля приемистости до (а) и после (б) ВПП для скв. 3696



а)

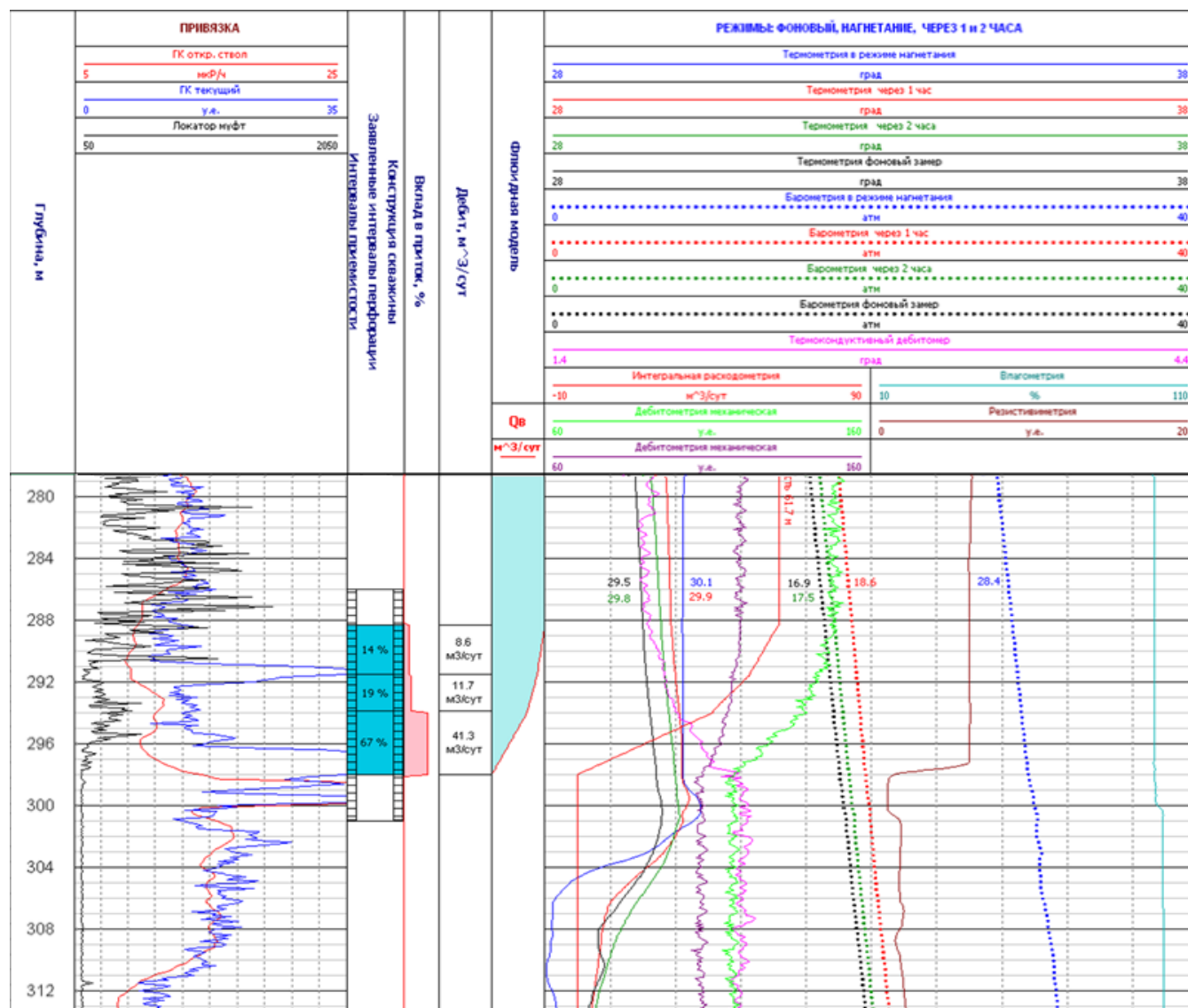
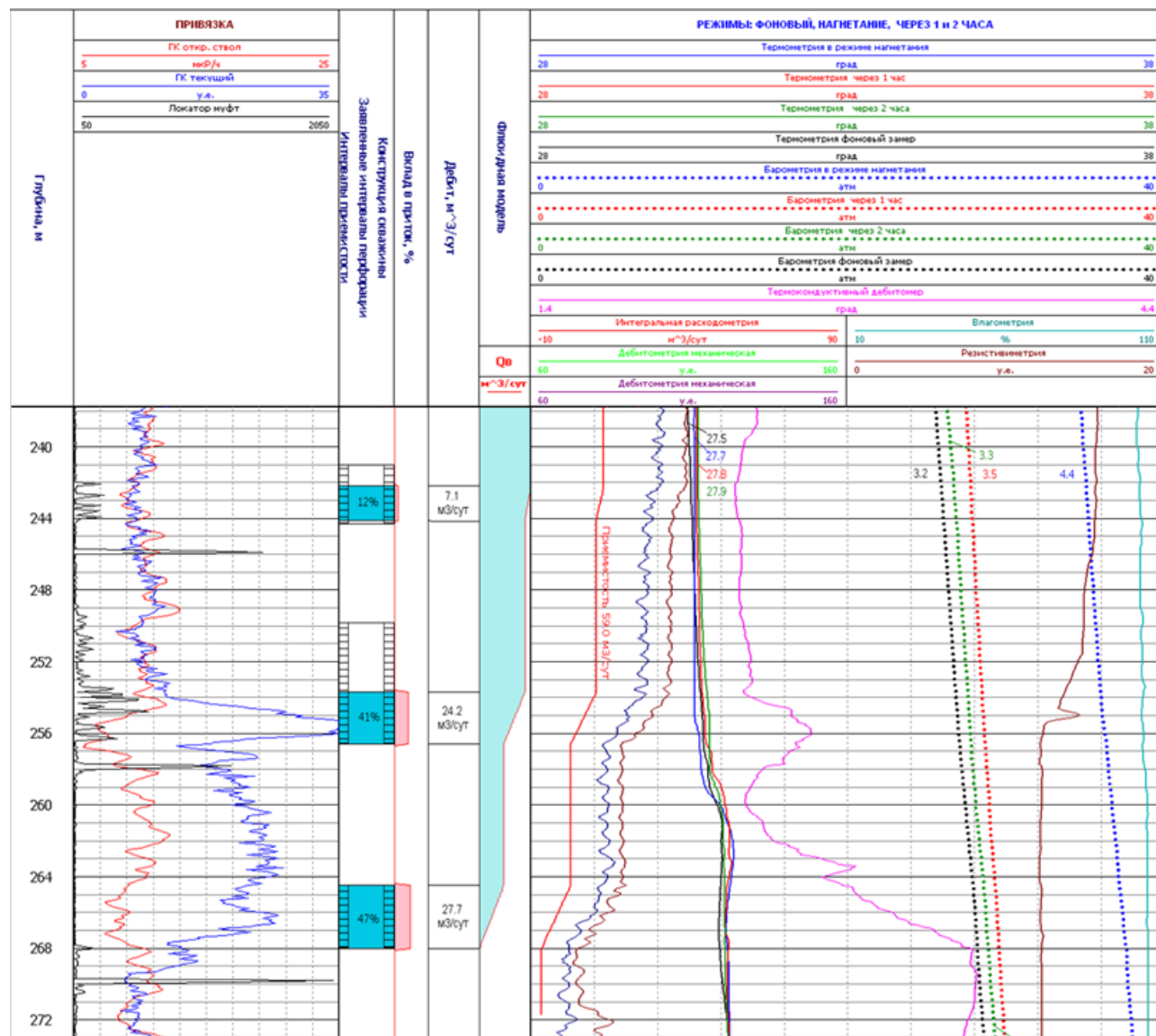
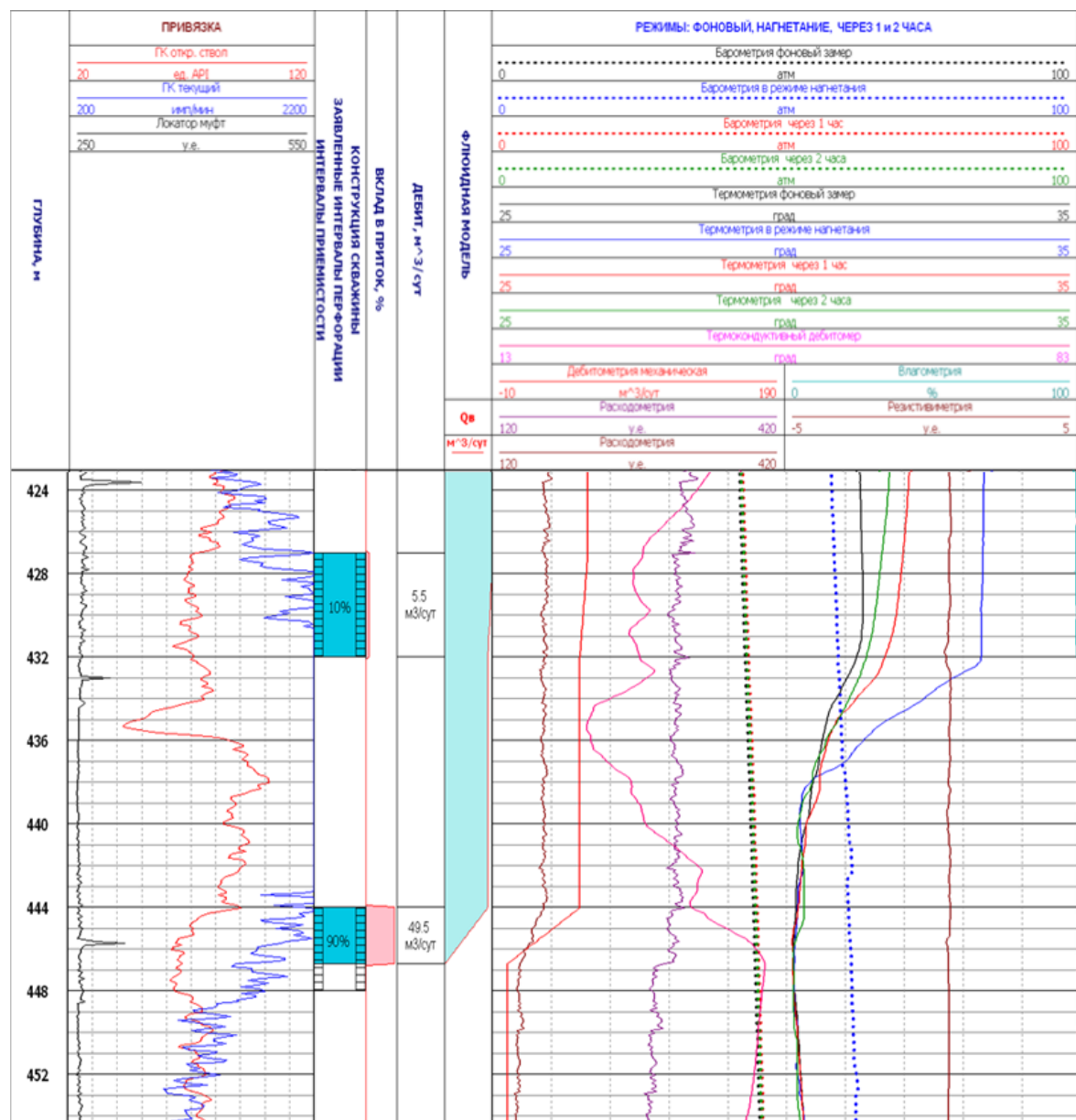


Рисунок 4.3 - ГИС профиля приемистости до (а) и после (б) ВПП для скв. 474

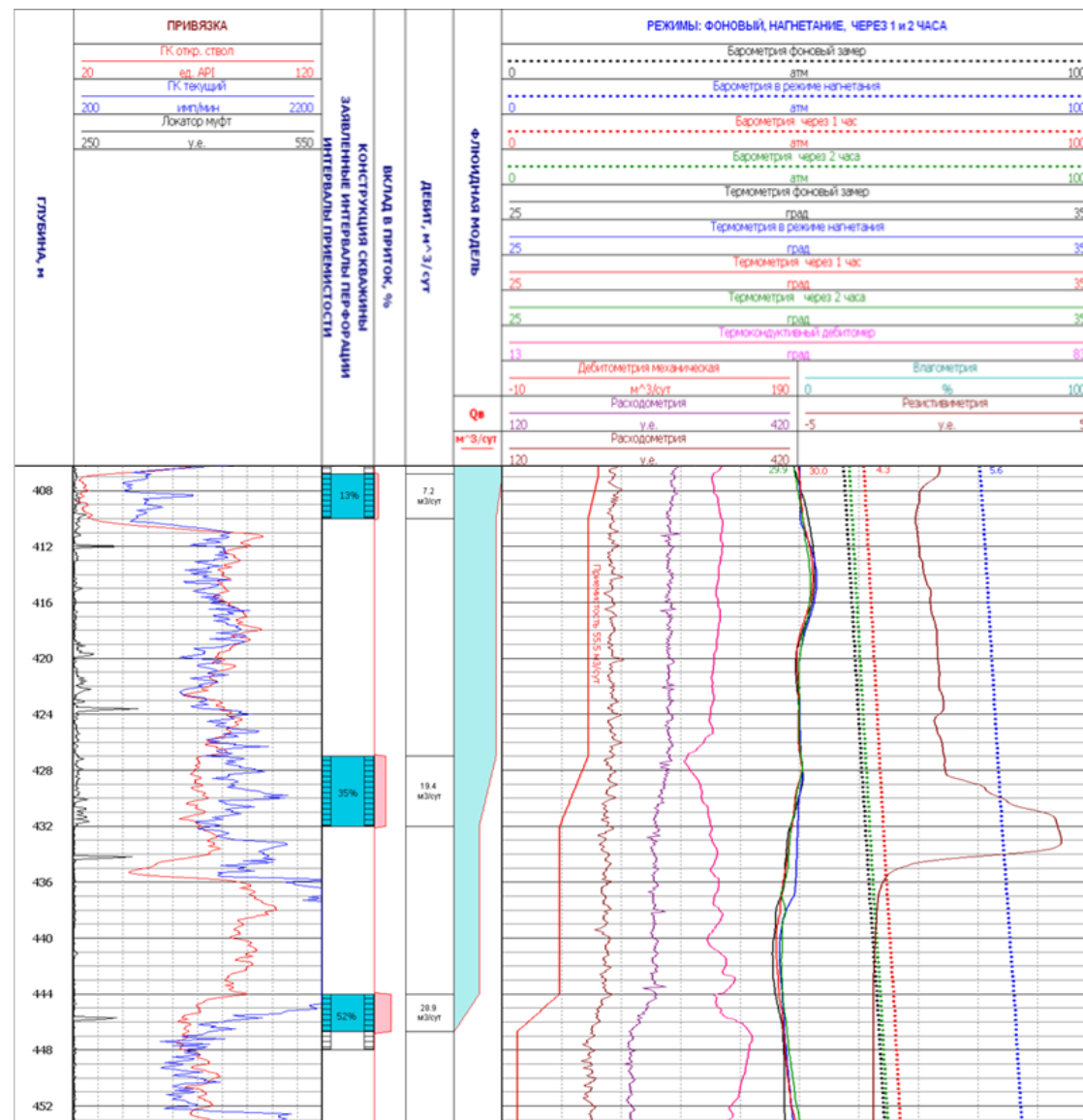


б)

Рисунок 4.4 - ГИС профиля приемистости до (а) и после (б) ВПП для скв. 1761



a)



б)

Рисунок 4.5 - ГИС профиля приемистости до (а) и после (б) ВПП для скв. 6031

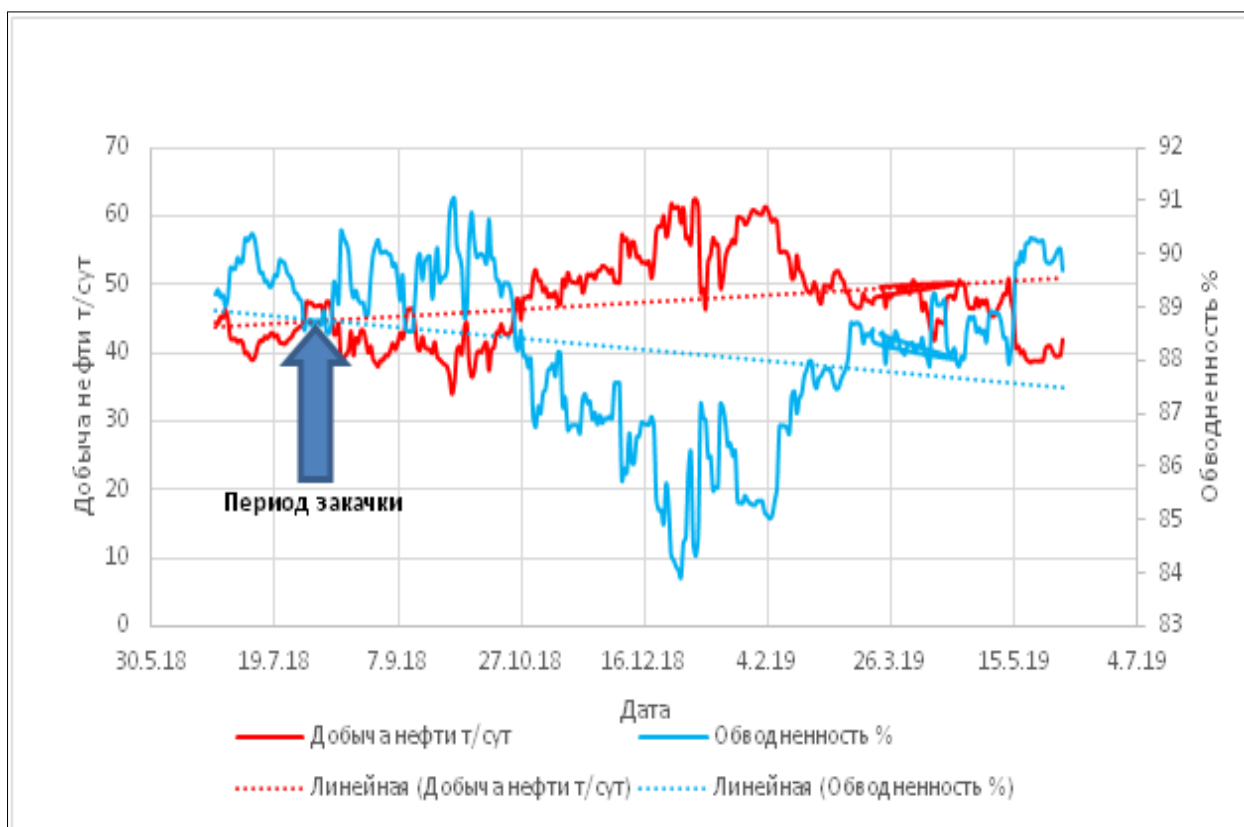


Рисунок 4.6 - Динамика основных показателей работы добывающих скважин на опытном участке, расположенных вокруг нагнетательной скв. 3696

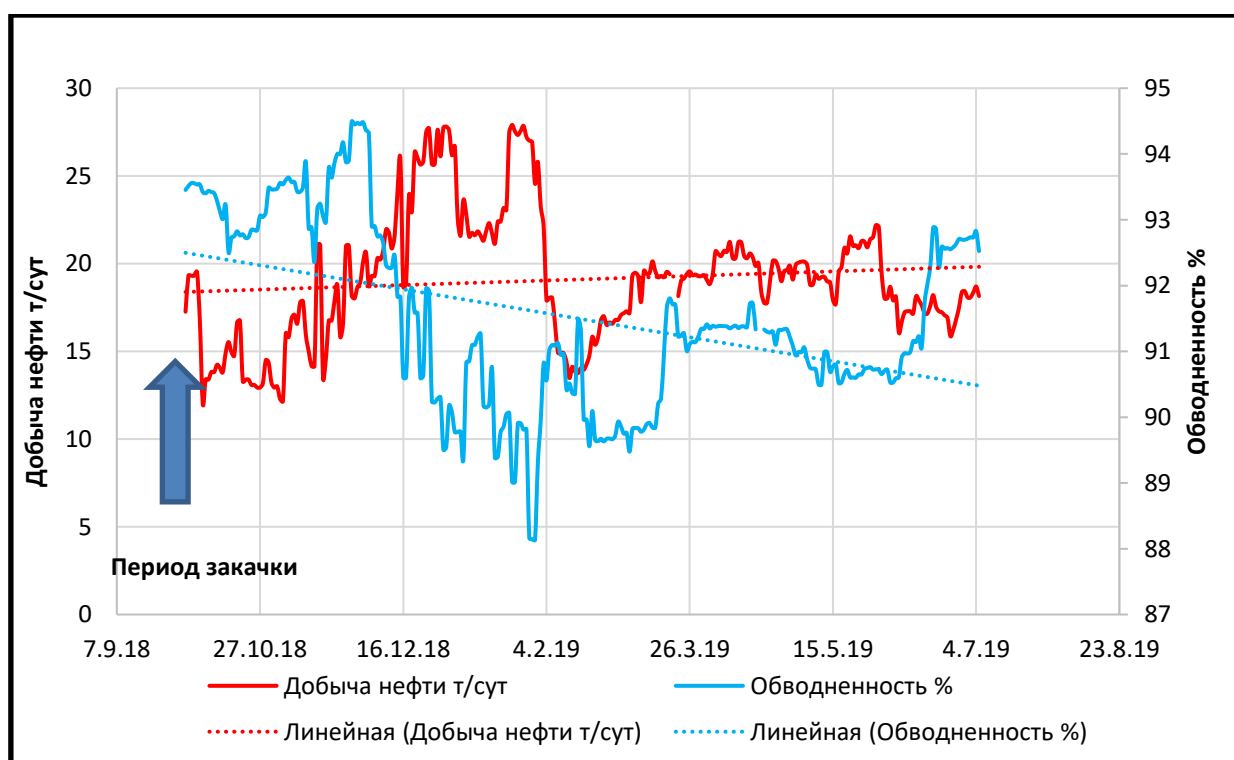


Рисунок 4.7 - Динамика основных показателей работы добывающих скважин на опытном участке, расположенных вокруг нагнетательной скв. 1761

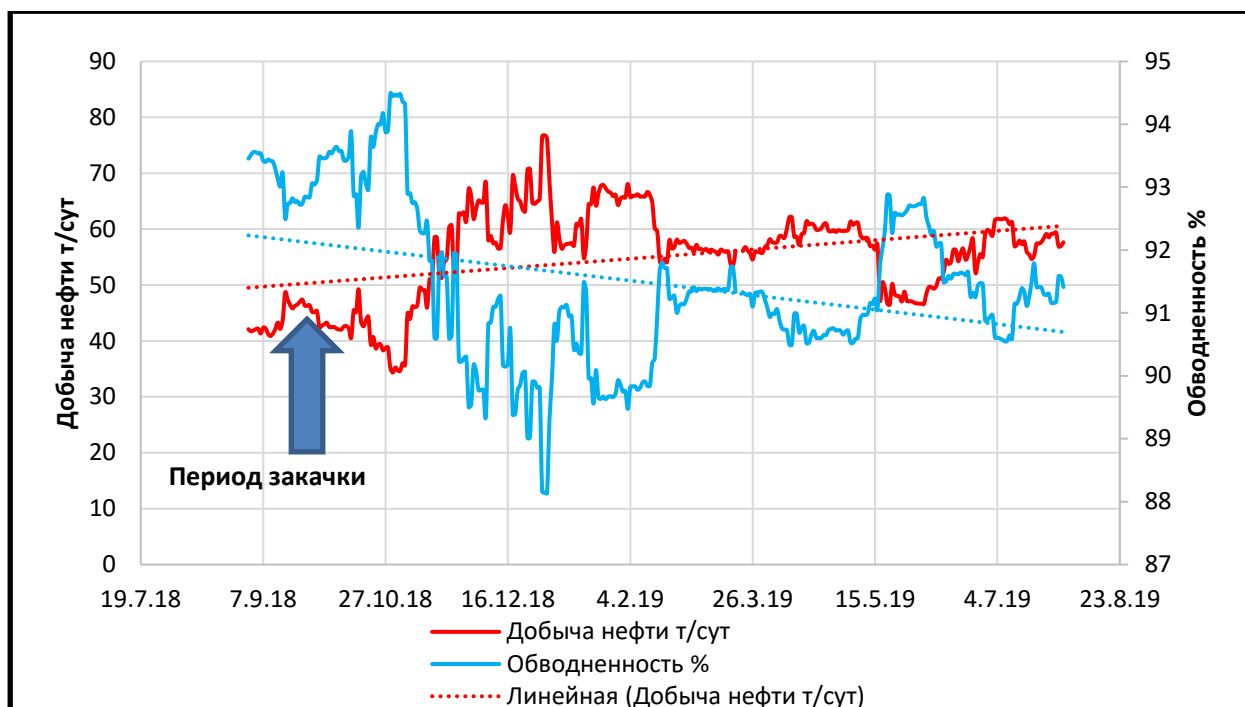


Рисунок 4.8. Динамика основных показателей работы добывающих скважин на опытном участке, расположенных вокруг нагнетательной скв. 474.

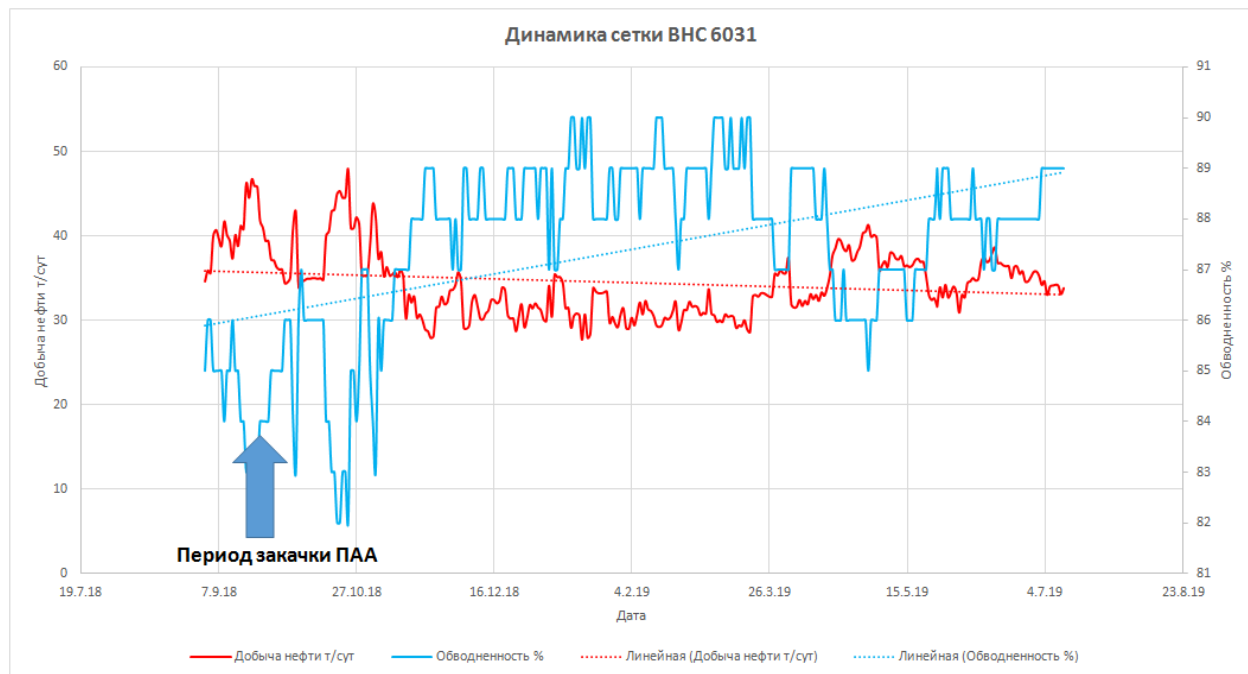


Рисунок 4.9 - Динамика основных показателей работы добывающих скважин на опытном участке, расположенных вокруг нагнетательной скв. 6031.

Таким образом, результаты ОПИ потокоотклоняющей технологии на месторождении Каражанбас показали, что композиция на основе сшитых полимерных составов (полимера FR-307 (ПАА) с ацетатом хрома в качестве сшивателя) и древесной муки (ДМ) создает возможность для эффективного регулирования направления фильтрационных потоков и вовлечению в разработку зон с пониженной проницаемостью. Это приводит к снижению обводненности продукции и увеличению дебита нефти окружающих добывающих скважин, гидродинамически связанных с нагнетательными скважинами.

4.2 Обобщение результатов применения потокоотклоняющей технологии

Анализ результатов практического применения реагента на полимерной основе на рассматриваемых участках месторождения Каражанбас показал высокую технологическую эффективность, обеспечивая при этом возможность для эффективного регулирования направления фильтрационных потоков и вовлечения в разработку зон с пониженной проницаемостью. Практически по всем скважинам наблюдалось снижение (или стабилизация) обводненности. Выше приводятся показатели эффективности (дебит нефти, обводненность) по четырем скважинам до и после проведенных мероприятий. Приведенные данные свидетельствуют о достаточно высокой эффективности технологии. Результаты проведенного анализа указывают на возможность получения высокого технологического эффекта от применения растворов полимера FR-307 (ПАА) с ацетатом хрома в качестве сшивателя в условиях месторождения Каражанбас.

По результатам опытно-промышленных испытаний (ОПИ) потокоотклоняющей технологии на месторождении Каражанбас можно сделать следующие выводы:

- промысловые испытания технологии, основанной на повышении охвата пласта заводнением путем выравнивания профиля приемистости нагнетательной скважины на основе создания в призабойной зоне потокоотклоняющего экрана, позволили обосновать её эффективность в рассматриваемых геологических условиях;

- предложен усовершенствованный методический подход к применению потокоотклоняющей технологии повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на основе сшитой полимерной системы (полимера FR-307 (ПАА) с ацетатом хрома в качестве сшивателя) и древесной муки, позволившая добиться снижения обводненности и увеличения добычи, что в свою очередь позволит минимизировать экономические и технологические риски нефтяной компании;

- композиция на основе сшитых полимерных систем (полимера FR-307 (ПАА) с ацетатом хрома в качестве сшивателя) и древесной муки создает

возможность для эффективного регулирования направления фильтрационных потоков и подключения в работу слабодренируемых зон;

- практически на всех скважинах, в которых проводилось применение композиции на основе сшитых полимерных систем (полимера FR-307 (ПАА) с ацетатом хрома в качестве сшивателя) и древесной муки, произошло уменьшение средней величины обводненности добываемой продукции, снижение темпов ее роста и увеличение дебита.

- Опытно-промышленные испытания технологии на участке месторождения Каражанбас скважин 3696, 474, 1761 показали положительную технологическую эффективность. Суммарная дополнительная добыча нефти по всем сеткам за период с сентября 2018 по май 2019 года составила 3108,79 тонн.

Результаты практической апробации этих исследований подтверждаются актом, прилагаемым к работе (Приложение А). Экономическая эффективность обусловлена увеличением дополнительной добычи нефти и снижением обводненности.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Выполнен сравнительный анализ ранее построенных статистических моделей оценки коэффициента извлечения нефти, рассчитаны погрешности при применении их для рассматриваемых условий месторождения Каражанбас, что показало невозможность их применения в данных условиях.

2. Научно обоснована необходимость построения моделей, выражающих зависимость коэффициента извлечения нефти от факторов, характеризующих геолого-физические условия рассматриваемого месторождения.

3. Построены линейная и мультипликативная модели для прогнозной оценки коэффициента извлечения нефти, обоснована область их применения с точки зрения отдельных условий в связи с неоднозначностью результатов расчетов.

4. С помощью нечеткого кластер-анализа по данным месторождения Каражанбас выделены четыре класса с определенными значениями параметров, характеризующих геолого-физические условия и в результате сравнительного анализа погрешностей определены области применения линейной, нелинейной моделей и нечетких правил.

5. Усовершенствована технология применения композиции на основе модифицированной древесной муки, полимерного раствора ПАА марки «FP-307» и сшивателя ацетата хрома, рекомендованная для регулирования потокоотклонения.

6. Установлено, что композиции на основе полимера FP-307 с ацетатом хрома в качестве сшивателя в зависимости от вида деформации (объемной или сдвиговой) проявляют вязкостные или упругие свойства, знание которых позволяет более эффективно регулировать направления фильтрационных потоков.

7. Установлено влияние степени неоднородности пласта на количество СПС, поступающей в пропластки: чем выше степень неоднородности, тем выше вероятность создания водоизолирующего экрана в высокопроницаемых пропластках, что обеспечивает более высокую эффективность регулирования направления фильтрационных потоков и подключения тем самым к работе низкопроницаемых пропластков.

8. На основании опытно-промысловых испытаний ПОТ подтверждена необходимость применения многопорционной закачки (3-4 порции) сшитых полимерных систем (полимера FP-307 (ПАА) с ацетатом хрома в качестве сшивателя) и древесной муки в рассматриваемых условиях месторождения Каражанбас, реализация которой позволила повысить эффективность данной технологии.

Список использованных источников

1. Абасов М.Т., Гаджиев М.А, Джалилов К.Н., Джафаров Н.Д., Эфендиев Р.М. Вопросы обводнения скважин в многопластовых месторождениях – Б.: Элм, 1980. - 157 с
2. Багиров Б.А. Геологические основы доразработки месторождений нефти и газа. - Баку: Элм, 1986. - 164 с.
3. Багиров Б.А., Мамедов Т.М., Салманов А.М. Геологические основы выбора нефтяных залежей месторождений Азербайджана для разработки горизонтальными скважинами // Азербайджанское нефтяное хозяйство - 1994. - № 6. - С. 33-36.
4. Булгаков Р.Т., Газизов А.Ш., Габдуллин Р.Г., Юсупов И.Г. Ограничение притока пластовых вод в нефтяные скважины - М.: Недра, 1976. - 175 с.
5. Вершинин Ю.Н., Возмитель В.М., Кошелев А.Т., Маляренко А.В., Негомедзянов В.Р., Бриллиант Л.С. Состояние и пути совершенствования водоизоляционных работ на месторождениях западной Сибири. – М.: ВНИИОЭНГ, 1992. – 66 с.
6. Галлямов М.Н., Рахимкулов Р.Ш. Повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин на поздней стадии разработки месторождений. - М.: Недра, 1978. - 207 с.
7. Мирзаджанзаде А.Х., Алиев Н.А., Юсифзаде Х.Б., Салаватов Т.Ш., Шейдаев А.Ч. Фрагменты разработки морских месторождений. - Баку: Элм, 1997. – 408 с.
8. Мирзаджанзаде А.Х., Аметов И.М., Ентов В.М., Рыжик В.М. Геологические проблемы нефтегазоотдачи. – М.: ВНИИОЭНГ, 1986. – 52 с.
9. Мирзаджанзаде А.Х., Султанов Ч.А. Диакоптика процессов нефтеотдачи пластов. – Баку: Азербайджан, 1995. – 366 с.
10. Мирзаджанзаде А.Х., Хасаев А.М. О проблемах нефтегазоотдачи пластов // Азербайджанское нефтяное хозяйство - 1980. - № 3-4. - С. 34-38.
11. Мусаев Р.А., Асадов А.И., Джабраилова Т.К. К вопросу обводнения скважин // Азербайджанское нефтяное хозяйство - 1994. - № 5. - С. 16-19.
12. Сулейманов Б.А. Теоретические и практические основы применения гетерогенных систем для повышения эффективности технологических процессов в нефтедобыче // Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук. – Баку. – 1997. – 40 с.
13. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985. – 305 с. Абасов М.Т., Стреков А.С., Эфендиев Г.М. Повышение эффективности ограничения водоприток в нефтяных скважинах. – Баку, «Nafta-Press», 2009. - 256 с.
14. Умрихина Е.Н., Блажевич В.А. Изоляция притока пластовых вод в нефтяных скважинах. М. “Недра”, 1966, с. 164.
15. Телин А.Г., Самардаков В.В., Игдавлетова М.З. О приоритетах в

выборе потокоотклоняющих технологий увеличения нефтеотдачи // Нефтепромысловое дело – 2001. - № 1. – С.19-21.

16. BJ Services: новые подходы к снижению обводненности // Нефтегаз – 2003. – С. 87-90.

17. Булгаков С.А. Нейросетевая методика оценки конечного коэффициента извлечения нефти (на примере месторождений Самарской области). Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2013, № 1, с.59-72. <http://www.ogbus.ru>.

18. РД 39-0147035-214-86. Методическое руководство по расчету коэффициентов извлечения нефти из недр. – М., 1986. – 254 с.

19. Манафов Г.Р. Повышение эффективности разработки нефтяных залежей полимерами на основе регулирования фактора остаточного сопротивления. // Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Баку. – 2004. – 25 с.

20. Абасов М.Т., Стреков А.С., Эфендиев Г.М. Повышение эффективности ограничения водоприток в нефтяных скважинах. – Баку, «Nafta-Press», 2009. - 256 с.

21. Везиров, Д.Ш., Стреков, А.С. Выбор технологических параметров обработки призабойной зоны скважин полимерными растворами с целью повышения эффективности ограничения водоприток// Азербайджанское нефтяное хозяйство. - 1997. -№ 5. - С.29-34.

22. Гавура В.Е., Шефер А.З. Ограничение водоприток в нефтяные скважины на месторождениях Куйбышевской области // Тр./ Гипровостокнефть. – Куйбышев, 1975. Вып XXVI, С.141-148.

23. Газизов А.Ш., Маслов И.И. Селективная изоляция притока пластовых вод в нефтяных скважинах. – М.: ВНИИОЭНГ, 1977. 51 с.

24. Гиматулинов Ш.К. Физика нефтяного пласта. М.: Недра, 1974. – 312 с.

25. Гумерский Х.Х., Жданов С.А., Гомзиков В.К. Прирост извлекаемых запасов нефти за счет применения методов увеличения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. - 2000. - №5. – С.38-40.

26. Кукин В.В., Соляков Ю.В. Применение водорастворимых полимеров для повышения нефтеотдачи пластов. М. ВНИИОЭНГ - 1982, вып. 21- 44 с.

27. Манафов Г.Р. Повышение эффективности ограничения водоприток в добывающих скважинах полимерными растворами и осадкообразующими реагентами. Материалы научной конференции аспирантов НАН Азербайджана, июнь 2001. Баку: Элм – 2002. – С.110-112.

28. Нечаев А.С. Закупоривающая способность состава на основе поливинилхлорида (ПВХ) //Труды ВНИИ, 1975, вып. 9. – С. 362-366.

29. Рябokonь С.А., Скорodieвская Л.А. Ограничение водоприток в скважины с использованием состава АКОР МГ// Нефтяное хозяйство. - 2002. - №7. – С. 120-124.

30. Королев М. И. Обоснование технологии извлечения остаточной нефти из неоднородных терригенных коллекторов с использованием

микроэмульсионных составов. Дисс.канд.наук, Санкт-Петербург, 2018, 127с.

31. Гилаев, Г.Г. Разработка нефтяных месторождений Самарской области: от практики к стратегии / Г.Г. Гилаев, А.Ф. Исмагилов, А.Э. Манасян, И.Г. Хамитов, С.П. Папухин. – Самара: изд. «Нефть. Газ. Новации.», 2014. – 368 с. 21.

32. Галыбин А.М., Ким Н.Г., Каримов Г.С., и др. Результаты обработок скважин разбавленными растворами полимеров в ПО «Татнефть» // Сб.науч.тр. ВНИИ. Москва, 1983, вып. 85, С.11-16.

33. Мавлиев, А.Р. Разработка гидрофобно-эмульсионного состава для подземного ремонта нефтяных скважин / А.Р. Мавлиев, М.В. Наугольников, М.К. Рогачев, Д.В. Мардашов // Записки Горного института. – 2012. – № 1. – Т. 195. – С. 57 – 60.

34. Наугольников, М.В. Реологические и фильтрационные исследования эмульсионных составов для применения в потокоотклоняющих технологиях / М.В. Наугольников, М.К. Рогачев, А.Р. Мавлиев, Д.В. Мардашов // Записки Горного института. – 2012. – № 1. – Т. 195. – С. 69 – 72.

35. Рогачев, М.К. Разработка эмульсионных составов для регулирования фильтрационных характеристик призабойной зоны нагнетательных скважин / М.К. Рогачев, Д.В. Мардашов, А.Р. Мавлиев, К.В. Стрижнев / Нефтегазовое дело, 2011. – № 3, – С. 180 – 190.

36. Байда, А.А. Мицеллярные растворы и микроэмульсии для повышения нефтеотдачи пластов / А.А. Байда, С.Г. Агаев // Нефтепромысловое дело. – 2012. – №. 7. – С. 37-40

37. Гималетдинов, Р.А. Критерии эффективного применения технологий выравнивания профиля приемистости пласта в условиях разработки месторождений ОАО «Газпром нефть» / Р.А. Гималетдинов, В.В. Сидоренко, Р.Н. Фахретдинов, О.А. Бобылев, Г.Х. Якименко, Р.Л. Павлишин // Нефтяное хозяйство. – 2015. – №. 5. – С. 78.

38. Сургучев М.Л., Горбунов А.Т., Забродин Д.П., Зискин Е.А., Малютин Г.С. Методы извлечения остаточной нефти. - М.: Недра, 1991. - 347 с.

39. Алмаев Р.Х., Базекина Л.В., Рахимкулов И.Ф. Адсорбция полимера акриламида на кварцевых песчаниках. // Нефтепромысловое дело – 1982. - №6. - С.13-15.

40. Везиров Д.Ш., Мамедов М.Ф., Мовсумзаде А.А., Муслимзаде З.М., Серебряков Б.Р. Влияние содержания глины в нефтяном пласте на эффективность селективной изоляции водопритокков // Известия АН Азерб. ССР. Серия наук о Земле. - 1986. - № 2. –С. 75-77.

41. Davarpanah A, Nassabeh MM. (2017) Recommendations for Optimizing the Efficiency of Polymer Flooding Techniques in Production Operation of an Oilfield. Electronic J Biol, 13:3, pp 1-2.

42. Salavatov T.Sh., Strekov A.S., Karazhanova M.K., Koylibayev B.N. Decision making during treatment of bottomhole zone by polymeric systems on the basis of indefinite cluster analysis. International conference on soft computing, computing with words and perceptions, ICSCCW 24-25 August 2017, Budapest,

Hungary, pp 22-23.

43. Соляков Ю.В. Исследование влияния реологических свойств растворов полиакриламидов на эффективность полимерного заводнения: Дис.кандидата технических наук. М., 1976. - 198 с.

44. Соляков Ю.В., Кукин В.В., Григоращенко Г.И., Щецов И.А., Меркулов В.П. Некоторые особенности фильтрации растворов полиакриламида в пористой среде / Тр. Гипровостокнефть. – Куйбышев, 1974. Вып XXII, С.174-179.

45. Рзаев П.О. Совершенствование технологии обработки перизабойной зоны скважин осадкообразующими составами. // Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Баку. – 2007. – 24 с.

46. Койшина А. И. Обработка призабойной зоны композиционными системами с целью повышения производительности скважин //Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Баку. – 2015. – 20 с.,

47. Гумерский Х.Х., Горбунов А.Т., Жданов С.А., Петраков А.М. Повышение нефтеотдачи пластов с применением системной технологии воздействия // Нефтяное хозяйство. – 2000. - №12. – С.12-15.

48. Руководство по проектированию и технико-экономическому анализу разработки нефтяных месторождений с применением метода воздействия на пласт водой, загущенной полимерами. РД 39-3-36-77. - Гипровостокнефть, 1978. – 140 с.

49. Багиров М.К. Повышение эффективности методов интенсификации нефтегазодобычи // Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук. – Баку. – 1998. – 60 с.

50. Бурдынь Т.А., Раскина Р.С., Желтова Г.И. Реологические свойства полиакриламида в воде. Науч. техн. сб. ВНИИ нефть М.: Недра, 1971, N 40, стр. 109 - 115.

51. Власов С.А., Каган Я.М., Полищук А.М. Повышение нефтеотдачи с применением биополимеров //Нефтяное хозяйство. - 2002. - №7. – С. 104-109.

52. Кожакин С.В. Изучение влияния основных факторов процесса разработки нефтяных залежей на характер вытеснения нефти // Кандидатская диссертация. М.: Изд-во ВНИИ, 1972.

53. Ибрагимов Г.З., Фазлутдинов К.С., Хисамутдинов Н.И. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти. - М.: Недра, 1991. – 200 с.

54. Стреков А.С., Койлыбаев Б.Н. 2019 Исследование реологических характеристик полимерных растворов, применяемых на месторождениях Казахстана. Геологические и технологические аспекты разработки месторождений трудноизвлекаемых углеводородов. Материалы международной научно-практической конференции. Актау. С 28-31

55. Иванов В.А., Числов А.Д., Желтов Ю.В., Рыжик В.М., Ентов В.М., Бернадинер М.Г.1978. Результаты опытной закачки полимерного раствора на месторождении Казахстана. Нефтяное хозяйство. №9. С 37-38.

56. Салаватов Т.Ш., Сулейманов Б.А., Нурьев А.С. Селективная изоляция притока жестких пластовых вод в добывающих скважинах // Нефтяное хозяйство. - 2000. - №12. – С. 81-83.
57. Применение потокурегулирующих технологий для повышения эффективности разработки высокообводненных пластов/ В.Е.Ступоченко, А. Я. Соркин, В.А. Кан, А.Г. Дябин и др. // Нефтяное хозяйство, 2005, № 11, С. 48-51.
58. Стреков А.С. Физико-химические основы повышения нефтеотдачи пластов путем регулирования подвижности рабочих агентов: Дис.доктора технических наук. – Баку, 1994. – 336 с.
59. Шумилов В.А., Горбачев В.М., Вагнер Г.Р. Повышение эффективности изоляционных работ на месторождениях Западной Сибири. - М.: ВНИИОЭНГ, 1979. - 59 с.
60. Юсуфзаде Х.Б. Проблемы разработки сложно построенных месторождений с неоднородными коллекторами // Нефтяное хозяйство. - 1990. - №4. – С.42-46.
61. Smith F.W. The behavior of partially hydrolyzed polyacrylamide in porous media // Journal of Petroleum Technology – 1970, 11, v.22. - №2. – PP. 148-156.
62. Шелепов В.В. 2011. Новые технологии повышения нефтеотдачи в проектных документах ЦКР Роснедр по УВС // Бурение и нефть, №11, С. 8-12.
63. Стреков А.С. О повышении эффективности водоизоляционных работ полимерами. // Известия АН Азерб. ССР. Серия наук о Земле. - 1984. - №4. - С .68-72.
64. Mungan N, Rheology and adsorption of aqueous polymer solution. J. Canad. Petrol. Tech. 1969, V. 8, N52, p.45-50.
65. Mungan N, Smith F.W., Thomson S.L. Some aspects of polymer floods // Journal of Petroleum Technology. – 1966, v. 18. - №9. – PP. 1143-1150.
66. Иванов С.В., Бриллиант Л.С. Основные направления совершенствования физико-химического заводнения на Самотлорском месторождении // Нефтяное хозяйство. - 2000. - №9. – С. 47-50.
67. Малышева Л.Н., Рабинович А.Б., Кравченко И.И., Дмитриева Н.И. Адсорбция полиакриламида (ПАА) из растворов на твердой поверхности. // Тр./БашНИПИнефть.1970. Вып. 4. С.187-190.
68. Мамедов Н.Г., Дадашев А.М., Стреков А.С. Изучение адсорбции некоторых водорастворимых полимеров в пористой среде с учетом температуры // Известия АН Азерб. ССР. Серия наук о Земле. - 1971. - №1. - С .125-129.
69. McCartney H.A., Ben Sloat Polymer reduce risk in waterflooding // Journal of Petroleum Engineering – 1972. v. 44. - №13. –Р. 74.
70. Уркаев К.Г., Соляков Ю.В., Кукин В.В., Швецов И.А. Исследования нефтewытесняющих и фильтрационных свойств растворов полиакриламида на кернах Орлянского месторождения/ Тр. Гипровостокнефть. – Куйбышев, 1975. Вып. XXVI, С.157-162.
71. Maerker J.M. Dependence of polymer retention on flow rate // Journal of Petroleum Technology. – 1973, v. 18. - №11. – PP. 1307-1308.

72. Полищук А.М., Суркова Е.М. Эффективность вытеснения нефти из пористой среды полимерными растворами // Нефтяное хозяйство. - 1979. - №4. - С. 50-53.
73. Jennigs R.R., Rogers I.H., West T.I. Factors influencing mobility control by polymers solutions // Journal of Petroleum Technology. – 1971, v. 23. - №23. – PP. 391-401.
74. Jewett R.L., Schurz G.F. Polymer flooding – a current appraisal // Journal of Petroleum Technology. – 1970, v. 22. - № 6. – PP. 675-684.
75. Швецов И.А. Влияние реологических свойств растворов полимеров на эффективность полимерного заводнения // Тр./Гипровостокнефть. Куйбышев, 1977, Вып.29, С.70-76.
76. Huiying Zhong, Weidong Zhang, Jing Fu (2017) Article: The Performance of Polymer Flooding in Heterogeneous Type II Reservoirs - An Experimental and Field Investigation. MDPI.pp 11-17.
77. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. - М.: Недра, 1977. – 287 с.
78. Тарко Я.Б. Оценка влияния охлаждения призабойной зоны пластов на их приемистость. // Экспресс-информация серия нефтепромысловое дело. // М.: ВНИИОЭНГ, 1987, вып. 4. - С. 13 - 15.
79. Эпов И.Н., Зотова О.П. Потокоотклоняющие технологии как метод увеличения нефтеотдачи в России и за рубежом // Фундаментальные исследования. 2016. – № 12-4. С.806-810; URL: <http://www.fundamental-research.ru/ru/article/view?id=41173>
80. Шагиев Р.Г., Левченко И.Ю. Анализ составляющих скин-фактора на примере исследований скважин Памятно-Сасовского месторождения // Нефтяное хозяйство. - 2002. - № 12. - С. 67 - 69.
81. Шагиев Р.Г., Шагиев Р.Р. Значение скин-фактора при выборе скважин для обработок // Нефтяное хозяйство. - 2002. - № 5. - С. 108 - 109.
82. Алексеев П.Д. Повышение эффективности изоляционных работ на основе геолого-математического обоснования выбора скважин. М., ВНИИОЭНГ, 1982. - Вып. 23. - 65 с.
83. Рамазанов Р.Г., Земцов Ю.В. Эффективность и перспективы применения химических методов увеличения нефтеотдачи для стабилизации добычи нефти // Нефтяное хозяйство. - 2002. - №1. – С. 34-35.
84. Стреков А.С., Везиров Д.Ш., Мамедов М.Р. Ограничение водопритокков к добывающим скважинам полимерным раствором // Известия АН Азербайджана. Науки о Земле. - 1998. - № 2. –С. 91-96.
85. Denton R. W. Polymer squeeze cuts water/oil ratios // Journal of Petroleum Engineering – 1973. v. 45. - №1. – P/ 52.
86. White J.U., Goddard, J.E., Philips A.M. Use of polymers to control water production in oil wells. // Journal of Petroleum Technology – 1973, 2. - PP. 143-150.
87. Закиров С.Н. Анализ проблемы «Плотность сетки скважин –

нефтеотдача» - М.: Грааль, 2002. - 314 с.

88. Состав для изоляции водопритока в скважину: Пат.2142043 Россия, МПК (6) E21 В 33/138,43/32 (Абатуров С.В., Старкова Н.Р., Шпурова И.В., Рамазанов Д.Ш., Чернавских С.Ф.; ОАО Нефтяная компания "Паритет".- № 98107388/03; Заявл.14.04.1998; Опубл.27.11.1999, Бл.№ 33).

89. Способ селективной изоляции водопритоков в скважине: Пат. 2145379 Россия, МПК (7) E21 В 33/138, 43/32 (Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М., Сулейманов Б.А., Аббасов Э.М.; Некоммерческий и партнерство Институт системных исследований процессов нефтегазодобычи.-№98118612/03; Заявл. 12.10.1998; Опубл. 10.02.2000, Бл. № 4)

90. Телин А.Г. Реология и фильтрация сшитых полимерных составов // Нефтепромысловое дело. - 1999. - №10. - С.-16-22.

91. James G. Speight. Heavy Oil Production Processes, 2013, Pages 63-92. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-401720-7.00004-6>.

92. James J. Sheng, Bernd Leonhardt, Nasser Azri. Journal of Canadian Petroleum Technology. March 2015, 54(02):116-126. DOI: 10.2118/174541-PA.

93. Григорашенко Г.И., Зайцев Ю.В., Кукин В.В., Мамедов Ю.Г., Мирзаджанзаде А.Х., Хасаев А.М., Швецов И.А. Применение полимеров в добыче нефти. М.: Недра, 1978. – 213 с.

94. Разработка месторождения с применением гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи. oilloot.ru > 156-razrabotka-mestorozhdeniya-s-primeneniem-gidrodinamic.

95. Черепанова Н.А. Совершенствование потокоотклоняющих технологий увеличения нефтеотдачи терригенных коллекторов. Автор. канд. дисс., Уфа, 2008, 22 с.

96. Тазиев М.М. Совершенствование потокоотклоняющих технологий увеличения нефтеотдачи пластов: На примере Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения. Автор.канд.дисс., Альметьевск, 1999.

97. Румянцева Е.А. Оптимизация параметров потокоотклоняющих технологий увеличения нефтеотдачи пластов с применением гелеобразующих композиций. Автор.канд. дисс., Уфа, 2004, 23 с.

98. Cite this article:Muggeridge A, Cockin A,Webb K, Frampton H, Collins I, Moulds T,Salino P. 2014 Recovery rates, enhanced oilrecovery and technological limits. Phil. Trans.R. Soc. A372: 20120320.<http://dx.doi.org/10.1098/rsta.2012.032>. 25 pp.

99. International Energy Agency. 2011World energy outlook 2011. Paris, France: OECD/IEA.

100. Нефтеотдача (коэффициент извлечения нефти КИН) и методы повышения нефтеотдачи (МУН). ИА Neftegaz.RU. <https://neftegaz.ru> > tech-

101. Абасов М.Т., Джафарова Н.М., Стреков А.С., Эфендиев Г.М., Манафов Г.Р. Прогнозирование продолжительности ограничения водопритоков полимерными растворами в добывающих скважинах. // Известия НАН Азербайджана, Науки о Земле. - 2001. - № 2. - С. 97-102.

102. Manichand R, Mogollon J, Bergwijn S, Graanoogst F, Ramdajal R (2010) Preliminary assessment of Tambaredjo heavy oilfield polymer flooding pilot test. SPE 138728 presented at SPE Latin American and Caribbean petroleum engineering conference, Lima, Peru, 1–3 December 2010

103. Гомзигов В.К. Исследование влияния основных геологических и технологических факторов на конечную нефтеотдачу пластов при водонапорном режиме [Текст] / В.К. Гомзигов, Н.А. Молотова, А.А. Румянцева // ВНИИ: труды. М., 1976. Вып. 58. С. 16-30.

104. Люгай Д.В., Минаков И.И., Буракова С.В. Результаты анализа эффективности применения методов расчета коэффициентов извлечения нефти из нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных залежей к условиям Чаяндинского месторождения. Научно-технический сборник «Вести газовой науки». №2(26),2016, с.10-18.

105. Реагент для селективной изоляции газопритока в скважину: А.с. 1070990 СССР. М. Е 21 В 33/138/ Абасов М.Т., Везигов Д.Ш., Джаилиов З.И., Жидков Е.С., Мовсумзаде А. А., Таиров Н.Д. (СССР) – 6 с.

106. J.C. Bezdek, R. Ehrlich, W. Full. FCM: The fuzzy c-means clustering algorithm. Computers & Geosciences, 1984, 10 (2-3), 191-203.

107. Aliev RA, Guirimov BG. Type-2 Fuzzy Neural Networks and Their Applications. <http://www.springer.com/us/book/9783319090719>

108. Turksen I.B. Full Type 2 to Type n Fuzzy System Models. Seventh International Conference on Soft Computing, Computing with Words and Perceptions in System Analysis, Decision and Control. Turkey, Izmir, 2013, p. 21.

109. Akhmetov D.A., Efendiyev G.M., Karazhanova M.K., Koylibaev B.N. (2019) Classification of Hard-to-Recover Hydrocarbon Reserves of Kazakhstan with the Use of Fuzzy Cluster-Analysis. In: Aliev R., Kacprzyk J., Pedrycz W., Jamshidi M., Sadikoglu F. (eds) 13th International Conference on Theory and Application of Fuzzy Systems and Soft Computing — ICAFS-2018. ICAFS 2018. Advances in Intelligent Systems and Computing, vol 896. Springer, Cham.

110. Лушпеев В.А., Лушпеева О.А., Тюкавкина О.В., Стреляев В.И. Методика определения причины обводнения скважин. Научно-технический журнал «Георесурсы», №2(52),2013,с.44-47.

111. Муслимов Р.Х. Совершенствование геологического изучения недр - основа инноваций и модернизации нефтяной отрасли Татарстана в

энергостратегии на период до 2030 г. Георесурсы. 2012. № 4 (46). С.4-9.

112. <https://lektsii.com/1-114088.html>. Причины и пути преждевременного обводнения.

113. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. Под общ. ред. Ш. К. Гиматудинова / Р. С. Андриасов, И. Т. Мищенко, А. И. Петров и др. М., Недра, 1983, 455 с.

114. Гимазова Г. К., Вахитова А. К., Верховых А. А., Елпидинский А. А. Обзор методов увеличения нефтеотдачи пласта путем потокоотклонения и выравнивания профиля приемистости. Вестник Казанского технологического Университета. Геология, 2014, с. 257-262.

115. Абдулов М.А. Применение потокоотклоняющих технологий на приобском месторождении. Академический журнал Западной Сибири №6 (77), Том 14, 2018, с.94-95.

116. Абдулов М.А. Применение потокоотклоняющих технологий // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 34-36.

117. «Авторский надзор за реализацией проектных решений Дополнения к технологической схеме разработки Приобского месторождения», выполненный в 2008 г. институтом ООО «РН-УфаНИПИнефть», утвержденный ЦКР Роснедра (протокол № 4608 от 10.06.2009 г.

118. Абитова, А.Ж. Опыт применения потокоотклоняющей технологии на месторождении «Узень» /А.Ж. Абитова//Сборник научных трудов НИПИ Нефтегаз ГНКАР. Т.3 □2014. -№ 3 (3). С. 43-51.

119. Химченко П.В. Обоснование выбора полимера и композиции на основе полиакриламида для полимерного заводнения на месторождениях с высокой температурой и минерализацией. Канд.дисс., Москва, 2018, 132 с.

120. Владимиров И.В., Альмухаметова Э.М., Абилхаиров Д.Т., Насибуллина А. А. Особенности применения потокоотклоняющих технологий в условно-однородных по проницаемости нефтенасыщенных коллекторах, 2017. <http://ngdelo.ru/issue/view/293>

121. Бахсян Н. А. 2016. Снижение обводненности скважин с помощью потокоотклоняющих технологий на примере Ванкорского месторождения. Международный научно-исследовательский журнал. Выпуск: № 6 (48) Часть 2 С. 33-37.

122. Гумерский Х.Х., Жданов С.А., Гомзинов В.К. Прирост извлекаемых запасов нефти за счет применения методов увеличения нефтеотдачи. Нефтяное хозяйство, 2000, №5, с.38-40.

123. Мартос В.Н. Применение полимеров в нефтедобывающей промышленности (ОЗЛ). - ВНИИОЭНГ, Москва. 1974. – 96 с.

124. Каширина К.О. Эпов И.Н. 2016. Обзор отечественного и зарубежного опыта применения потооклоняющих технологий. Научный форум Сибирь. том 2. №1, г.Тюмень, С.8-10
125. Efendiyev, G. M., Mammadov, P. Z., Piriverdiyev, I. A., & Mammadov, V. N. (2016). Clustering of geological objects using FCM-algorithm and evaluation of the rate of lost circulation. *Procedia Computer Science*, 102, 159-162.
126. Стрижнев К.В., Громан А.А., Кузьмин М.И. Румянцева Е.А. Обоснование и разработка технологии полимерного заводнения в слоисто-неоднородном пласте для повышения эффективности извлечения запасов. // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 12. – С. 34-37.
127. Абасов М.Т., Алиев Р.Ю., Гулиев И.С. О геологических проблемах развития нефтегазодобычи в Азербайджане. // Известия НАН Азербайджана, Науки о Земле. - 2003. - №3. - С.110-123.
128. Газизов А.Ш., Газизов А.А., Смирнов С.Р. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения непроизводительной фильтрации закачиваемых и пластовых вод по промытым зонам пласта. // Нефтепромысловое дело. – 2000. - №7. - С.2-10.
129. Abasov M.T., Vezirov D.Sh., Khismetov T.V., Movsumzade A.A., Safaralieva F.S., Strekov A.S. Selective isolation of water influxes to producing wells by water soluble ionomer and the results of industrial tests // Seventh European Symposium on Improved oil recovery. - 27-29 October 1993, Moscow, Russia. – Proceedings, v.2. - PP. 130-133.
130. Бондаренко А.В. Экспериментальное сопровождение опытно-промышленных работ по обоснованию технологии полимерного заводнения в условиях высокой минерализации пластовых и закачиваемых вод. Дисс.канд.наук, Москва, 2017,153с.
131. Исмагилов Т.А., Ганиев И.М., Сорокин А.В., Резник Н.С., Эдель С.И. Эффективное применение потокоотклоняющей технологии на основе гелеполимерных составов в горизонтальных скважинах. Нефтяное хозяйство, №12, 2017, С 117-121.
132. Саенко О.Б., Муллаев Б.Т., Тулешева Г.Д., Туркпенбаева Б.Ж. Повышение эффективности применения на месторождениях Мангышлака потокоотклоняющих технологий (ПОТ). Актуальные вопросы нефтегазовой отрасли: Сб. трудов. – Актау, 2016., с.186-201.
133. Анализ разработки месторождения Каражанбас. ТОО «КазНИПИМунайГаз». Отчет по договору №16-KGDI-0060 от 04.02.2016. Том 1, книга 1, г.Актау, 2017г.
134. Гиладов Г.Г. Управление технологическими процессами по интенсификации добычи нефти // Нефтяное хозяйство. - 2004. - № 10. - С.74-77.

135. Григоращенко Г.И., Зайцев Ю.В., Кукин В.В., Мамедов Ю.Г., Мирзаджанзаде А.Х., Хасаев А.М., Швецов И.А. Применение полимеров в добыче нефти. М.: Недра, 1978. – 213 с.
136. Жантурин Ж.К. Разработка мероприятий по интенсификации добычи нефти с целью их проведения в различных геолого-физических условиях Казахстана: Дис...кандидата технических наук. – Республика Казахстан, Атырау, 2009. – 115 с.
137. Мартос В.Н. Применение полимеров в нефтедобывающей промышленности (ОЗЛ). - ВНИИОЭНГ, Москва. 1974. – 96 с.
138. Телин А.Г., Самардаков В.В., Игдавлетова М.З. О приоритетах в выборе потокоотклоняющих технологий увеличения нефтеотдачи. Нефтепромысловое дело, 2001, № 1, с.19-21.
139. Круглов Р.В., Майский Р.А. Применение потокоотклоняющих технологий для повышения эффективности разработки Фаинского месторождения. Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016. Сборник трудов международной научно-технической конференции том 1, с.245-250.
140. Efendiyev, G. M., Mammadov, P. Z., Piriverdiyev, I. A., & Mammadov, V. N. (2016). Clustering of geological objects using FCM-algorithm and evaluation of the rate of lost circulation. *Procedia Computer Science*, 102, 159-162.
141. Булгаков С.А. Нейросетевая методика оценки конечного коэффициента извлечения нефти (на примере месторождений Самарской области). Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2013, № 1, с.59-72. <http://www.ogbus.ru>.
142. Люгай Д.В., Минаков И.И., Буракова С.В. Результаты анализа эффективности применения методов расчета коэффициентов извлечения нефти из нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных залежей к условиям Чаяндынского месторождения. Научно-технический сборник «Вести газовой науки». №2(26),2016, с.10-18.
143. Sneider RM, Sneider JS. 2002 New oil in old places: the value of mature field redevelopment. In *Petroleum provinces of the twenty-first century* (eds MW Downey, JC Threet, WA Morgan), pp. 63–84. AAPG Memoirs 74. Tulsa, OK: American Association of Petroleum Geologists.
144. Journel AG, Alabert FG. 1990 New method for reservoir mapping. *J. Petrol. Technol.* 42, 212–218. (Doi: 10.2118/18324-PA).
145. Raney K, Ayirala S, Chin R, Verbeek P. 2012 Surface and subsurface requirements for successful implementation of offshore chemical enhanced oil recovery. *SPE Prod. Oper.* 27, 294–305. (Doi: 10.2118/155116-PA).
146. Alusta G, Mackay E, Fennema J, Armih K, Collins I. 2012 EOR vs.

infill well drilling:sensitivity to operational and economic parameters. InProc. North Africa Technical Conf. andExhibition, Cairo, Egypt, 20–22 February 2012. Tulsa, OK: Society of Petroleum Engineers. (Doi: 10.2118/150454-MS).

ПРИЛОЖЕНИЕ А



Утверждаю:
 Директор производственного
 управления АО «Қаражанбасмунай»
 О.К.Кабылов
 2020г.

Количество дополнительно добытой нефти и ограниченной воды за счет применения потокоотклоняющей технологии (ПОТ) на основе сшитой полимерной системы

№ ВНС	Колич. отработ. дней	Дата применения ПОТ	Параметры по сетке добывающих скв. до ПОТ			
			q _н т/сут	Кол.нефти за отработ. дни	q _в м ³ /сут	Колич. воды за отработ. дни
3696	162	18.08-28.08.2018 г	42,2	6836,4	369,8	59907,6
1761	190	04.10-09.10.2018г.	16	3040	219,1	41629
474	119	26.09-01.10.2018 г	43,9	5224,1	592,3	70483,7
Итого				15100,5		172020,3
Параметры по сетке добывающих скв. после ПОТ						
3696	162	18.08-28.08.2018 г	48,5	7857	352,3	57424,9
1761	190	04.10-09.10.2018г.	19,2	3648	214,9	40755
474	119	26.09-01.10.2018 г	56,3	6699,7	583,4	69424,6
Итого				18204,7		167604,5
Количество дополнительно добытой нефти, т				3104,2		
Количество изолированной воды, м ³						4415,8

Главный геолог
 АО «Қаражанбасмунай» _____ Кадыров Е.А.

Начальник отдела по разработке
 АО «Қаражанбасмунай» _____ Турков В.О.

PhD докторант _____ Койлыбаев Б.Н



Утверждаю:

Директор производственного
управления АО «Қаражанбасмұнай»

О.К.Кабылов

2020г.

АКТ

О реализации научных результатов, полученных в диссертации на соискание учёном степени доктора философии Койлыбаевым Багдатом Нуркенолы

Комиссия в составе представителей главного геолога АО «Қаражанбасмұнай» Кадыров Е.А., начальника отдела по разработке АО «Қаражанбасмұнай» Турков В.В. и докторанта Yessenov University Койлыбаева Б. Н. составили настоящий акт о внедрении на месторождении Қаражанбас потокоотклоняющей технологии (ПОТ) на основе сшитых полимерных систем (СНС), направленной на выравнивание профилей приемистости (ВПП) нагнетательных скважин усовершенствованной в ходе выполнения диссертационной работы при проведении ремонтно-изоляционных работ (РИР) с повышением технико-экономической эффективности.

Внедрение ПОТ на основе сшитых полимерных систем на водонагнетательных скважинах 3696, 1761, 474 позволило по всем сеткам добывающих скважин за счет эффективного регулирования направления фильтрационных потоков и подключения в работе слабодренлируемых зон позволило повысить добычу нефти и ограничить обводненность добываемой продукции.

Технологический эффект от внедрения усовершенствованной технологии ПОТ на водонагнетательных скважинах 3696, 1761, 474 по всем сеткам добывающих скважин составил соответственно 3104,2т дополнительно добытой нефти и 4415,8 м³ ограничения отбора воды.

Главный геолог
АО «Қаражанбасмұнай» _____ Кадыров Е.А.

Начальник отдела по разработке
АО «Қаражанбасмұнай» _____ Турков В.О.

PhD докторант _____ Койлыбаев Б.Н