

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего
образования «Российский университет дружбы народов имени
Патриса Лумумбы» (РУДН)

На правах рукописи

Иманбаев Бакыт Алтаевич

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО РАЗРАБОТКЕ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ КАЗАХСТАНА
В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННОЙ МИНЕРАЛИЗАЦИИ
ПЛАСТОВЫХ ВОД С ПРИМЕНЕНИЕМ ЗАГУЩАЮЩИХ РЕАГЕНТОВ**

Специальность – 2.8.4 «Разработка и эксплуатация нефтяных и
газовых месторождений»

Научный руководитель –
доктор технических наук, с.н.с. Хавкин А.Я.

Москва – 2025

Оглавление

Введение	4
Глава 1. Анализ технологий повышения нефтеотдачи с применением полимерных растворов.....	9
Глава 2. Геолого-физические особенности некоторых месторождений Казахстана	20
2.1. Аспекты исторического развития нефтегазовой отрасли Казахстана	20
2.2. Особенности нефтяного месторождения Каламкас Мангистауской области Казахстана.....	21
2.3. Особенности нефтяного месторождения Жалгизтобе Мангистауской области Казахстана	37
Глава 3. Особенности влияния минерализации закачиваемой воды на эффективность вытеснения нефти полимерными растворами на месторождении Каламкас АО «Мангистаумунайгаз»	42
3.1. Экспериментальные исследования особенностей вытеснения нефти полимерными растворами с учетом геолого-физических условий пластовой системы.....	42
3.2. Расчетный анализ эффективности вытеснения нефти полимерными растворами	47
Глава 4. Оценка промысловой эффективности применения вод различной минерализации и реагента АС-CSE-1313 на месторождении Каламкас АО «Мангистаумунайгаз»	50
Глава 5. Оценка промысловой эффективности применения на место- рождении Каламкас АО «Мангистаумунайгаз» комплексного про- екта на основе промышленно применяемых реагентов	56
5.1. Фактическая эффективность интегрированных технологий с использованием новых полимерных систем	58

5.1.1. Фактическая эффективность технологии ОВП	58
5.1.2. Фактическая эффективность технологии ВПП	60
5.1.3. Фактическая эффективность технологии ОПЗ	62
5.2. Критерии проведения технологий с использованием новых загущающих систем	64
5.3. Прогноз технологической и экономической эффективности комплекса технологий с использованием новых полимерных систем на месторождении Каламкас	68
5.4. Прогноз увеличения нефтеотдачи на месторождении Каламкас при применении новых полимерных систем	72
Глава 6. Оценка промысловой эффективности применения на месторождении Жалгизтобе Мангистауской области Казахстана технологии с использованием новых полимерных систем	76
6.1. Экспериментальные исследования вязкости раствора реагента SPA-WELL.....	76
6.2. Обоснование и анализ применения реагента SPA-Well на месторождении Жалгизтобе.....	81
Заключение	93
Список литературы	94
Публикации автора	117
Приложения	120
Диплом о присуждении автору Премии имени Н.К.Байбакова	121
Справка о внедрении	122

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. В настоящее время большинство нефтяных месторождений России и Казахстана вступило в позднюю стадию разработки, и добыча нефти на этих месторождениях снижается с интенсивным ростом обводненности выше 80–90%.

Низкие дебиты, обусловленные повышенной вязкостью нефти, снижают экономическую эффективность нефтедобычи. Повышенная минерализация пластовых вод месторождений отрицательно сказывается на применении загущающих реагентов, что не позволяет достичь утвержденных технологических показателей. Поэтому совершенствование технологии добычи высоковязкой нефти при повышенной минерализации пластовых вод актуально.

Степень разработанности темы: Существенный вклад в изучение процессов повышения эффективности добычи высоковязкой нефти в трудноизвлекаемых условиях внес ряд известных исследователей. В разное время были рассмотрены вопросы, относящиеся к уточнению технологий вытеснения нефти и роли геолого-физических особенностей пластов. Несмотря на обширные исследования и реализованные проекты по добыче нефти, результаты исследований соискателя открывают новые возможности в технологических решениях по добыче высоковязких нефтей в условиях высокой минерализации пластовых вод.

Цели и задачи. Целью было создание и геолого-промысловое обоснование новых эффективных технологических решений разработки нефтяных месторождений при повышенной минерализации пластовых вод и сильно неоднородным коллектором на основе использования выпускаемых промышленностью загущающих реагентов.

В ходе работы решались следующие задачи:

- анализ геологических и технологических особенностей разработки месторождений высоковязких нефтей Каламкас и Жалгизтобе Мангистауской области Казахстана;

- анализ эффективности полимерного воздействия на примере месторождения Каламкас;

- экспериментальное и численное исследования эффективности полимерного воздействия при использовании менее минерализованных вод на месторождении Каламкас с повышенной минерализацией пластовой воды;

- геолого-промысловый анализ эффективности применения загущающего реагента AC-CSE-1313 на российских месторождениях.

- экспериментальное исследование реологических особенностей загущающего реагента SPA-WELL применительно к условиям месторождений Казахстана.

- оценка промысловой эффективности предложенной автором технологии воздействия загущающим реагентом SPA-WELL на нефтяной пласт с высоковязкой нефтью в условиях повышенной минерализации пластовых вод с учетом геологических особенностей месторождения Жалгизтобе Казахстана.

Научная новизна:

1. Впервые обоснована эффективная технология закачки российских псевдопластичных загущающих систем на месторождении с вязкостью нефти более 800 мПа·с.

2. Впервые экспериментальными исследованиями растворов загущающего реагента SPA-WELL показано их псевдопластичное поведение (рост вязкости при снижении скорости).

3. Впервые разработан комплексный высокоэффективный проект разработки месторождения Каламкас на основе выпускаемых в России загущающих реагентов, позволяющий за счет наиболее эффективной работы загущающего агента в низкопроницаемой части неоднородного коллектора месторождения выйти на утвержденный КИН.

Теоретическая и практическая значимость работы.

Теоретическая значимость работы заключается в том, что предложены новые технологические решения по разработке нефтяных месторождений с высоковязкими нефтями в условиях повышенной минерализации пластовых вод.

Теоретической основой диссертационного исследования стали исследования

автора и научные труды таких авторов как: Абдулмазитов Р.Г., Абитова А.Ж., Алтунина Л.К., Ахметов А.Т., Башкирцева Н.Ю., Березин Г.В., Берлин А.В., Боксерман А.А., Бондаренко А.В., Борхович С.Ю., Будянская С.Б., Вахитов Г.Г., Габдрахманов А.Г., Газизов А.Ш., Герштанский О.С., Гимаев М.М., Гиматудинов Ш.К., Горбатова А.Н., Горбунов А.Т., Григоращенко Г.И., Григулецкий В.Г., Дияшев Р.Н., Дорофеев В.И., Ентов В.М., Жданов С.А., Желтов Ю.В., Желтов Ю.П., Забродин П.И., Зайцев Ю.В., Ибатуллин Р.Р., Кадет В.В., Казаков А.А., Карабалин У.С., Кисиленко Б.Е., Ковардаков В.А., Котельников В.А., Крянев Д.Ю., Кудинов В.И., Кудрявцев Г.В., Кукин В.В., Леви Б.И., Ленченкова Л.Е., Липаев А.А., Липовецкая И.П., Лысенко В.Д., Магадова Л.А., Мартос В.Н., Меркулов В.П., Мирзаджанзаде А.Х., Мирсаетов О.М., Михайлов Н.Н., Мищенко И.Т., Муслимов Р.Х., Назарова Л.Н., Оганджаниянц В.Г., Орынбасар Е.К., Петраков А.М., Поддубный Ю.А., Подопригора Д.Г., Полищук А.М., Рогачев М.К., Рыжик В.М., Сизиумова В.Н., Силин М.А., Сладковская О.Ю., Соляков Ю.В., Соркин А.Я., Станкевич Н.А., Стрижнев К.В., Сургучев М.Л., Табакаева Л.С., Токарева Н.А., Фахретдинов Р.Н., Федоров К.М., Хавкин А.Я., Хасанов М.М., Хисамов Р.С., Хисамутдинов Н.И., Цынкова О.Э., Швецов И.А., Юнусов, Ш.М., Chang H.L., Hirasaki G.J., Hlavasek B., Kabir C.S., Martin V., Mungan N., Pope G.A., Smith F.W., Stanislav J.F., Szabo M.T. и других.

Практическая значимость работы определяется тем, что

1. Обоснована возможность достижения на месторождении Каламкас утвержденного КИН за счет использования выпускаемого промышленностью загущающего реагента.

2. Обоснован комплексный проект повышения эффективности разработки месторождения Каламкас на основе выпускаемых промышленностью загущающих реагентов с технологиями закачки раствора загущающего реагента на 24 нагнетательных скважинах и закачки раствора загущающего реагента на 18 добывающих скважинах, при котором дополнительная добыча составит более 37 тыс.т и чистый дисконтированный доход компании за полтора года составит более 150 млн. рублей (более 700 млн. казахстанских тенге).

3. Предложенная для месторождения Жалгизтобе (вязкость нефти 846 мПа·с) авторская технология применена в нагнетательной скв. 218 в декабре 2019г. ОПР показали, что технологический эффект к сентябрю 2021г. составил более 2100 т.

Методология и методы исследования: геолого-промысловый анализ, экспериментальные исследования, гидродинамические расчеты, анализ и прогноз на основе опыта разработки месторождений нефти технологической эффективности реагентов, оценка экономической эффективности предложенных технологических решений.

Положения, выносимые на защиту:

1. Эффективность технологии закачки дробных оторочек российского загущающего агента (последовательность нескольких оторочек разной концентрации) в пласты с высоковязкой нефтью вязкости более 800 мПа·с.

2. Экспериментальное доказательство псевдопластичного поведения растворов российского реагента SPA-WELL.

3. Эффективность комплексного проекта для месторождения Каламкас, включающего закачку загущающего агента, наиболее эффективного в низкопроницаемой части неоднородного коллектора месторождения.

Степень достоверности и апробация результатов. Результаты, полученные в ходе диссертационного исследования, обеспечены применением научно обоснованных и апробированных методологий, углубленным изучением работ советских, российских и казахстанских учёных, ученых многих других зарубежных стран.

Основные результаты диссертационной работы обсуждались на V и VI Международных Конференциях «Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям», Москва, 22-23 ноября 2016г. и 20-21 ноября 2018г.; Всероссийских научно-практических конференциях с международным участием «Современные технологии извлечения нефти и газа. Перспективы развития минерально-сырьевого комплекса (российский и мировой опыт)», Ижевск, 17–19 мая 2018г. и 21-22 мая 2020 г.; семинарах РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина (2018г., 2019г., 2021г.).

Основное содержание работы изложено соискателем в 17 научных публикациях, в том числе 13 статей в изданиях, рекомендуемых Перечнем ВАК РФ (11 статей опубликовано ранее пятилетнего срока), 1 статья RSCI и 1 статья опубликована в Перечне РУДН.

Соответствие паспорту специальности. Диссертация соответствует пункту 3 «Научные основы технологии воздействия на межскважинное и околоскважинное пространство и управление притоком пластовых флюидов к скважинам различных конструкций с целью повышения степени извлечения из недр и интенсификации добычи жидких и газообразных углеводородов» паспорта научной специальности 2.8.4 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

Личный вклад автора состоит в анализе геолого-промысловых и литературных данных и результатов, участии в проведении лабораторных исследований, постановке расчетных исследований, написании и оформлении статей, обсуждении результатов. Результаты исследований, представленные в диссертационной работе, получены автором лично или при его непосредственном участии. Выводы сформулированы автором.

Благодарности. Автор благодарен Хавкину А.Я., д.т.н., профессору кафедры недропользования и нефтегазового дела РУДН, за научное руководство диссертационной работой. Автор благодарен соавторам статей и всем коллегам, совместно с которыми вел исследования. Автор благодарен профессорам А.И.Ермолаеву, В.В.Кадету, Л.Н.Назаровой, П.Н.Страхову, Р.С.Хисамову, Р.Н.Фахретдинову, В.С.Якушеву за полезные обсуждения.

Структура и объём работы. Диссертация изложена на 122 страницах, состоит из введения и шести глав, заключения, списка литературы, включающего 218 наименований и 17 работ автора. В Приложении приведены копия Диплома о присуждении соискателю Премии имени Н.К.Байбакова и Справка о внедрении технологии соискателя на месторождении Жалгистобе.

ГЛАВА 1. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПОЛИМЕРНЫХ РАСТВОРОВ

Исследования применения загущенных и полимерных систем для повышения нефтеотдачи проводили Абдулмазитов Р.Г., Абитова А.Ж., Алтунина Л.К., Ахметов А.Т., Башкирцева Н.Ю., Березин Г.В., Берлин А.В., Боксерман А.А., Бондаренко А.В., Борхович С.Ю., Будянская С.Б., Вахитов Г.Г., Габдрахманов А.Г., Газизов А.Ш., Герштанский О.С., Гимаев М.М., Гиматудинов Ш.К., Горбатова А.Н., Горбунов А.Т., Григоращенко Г.И., Григулецкий В.Г., Дияшев Р.Н., Дорофеев В.И., Ентов В.М., Жданов С.А., Желтов Ю.В., Желтов Ю.П., Забродин П.И., Зайцев Ю.В., Ибатуллин Р.Р., Кадет В.В., Казаков А.А., Карабалин У.С., Кисилenko Б.Е., Ковардаков В.А., Котельников В.А., Крянев Д.Ю., Кудинов В.И., Кудрявцев Г.В., Кукин В.В., Леви Б.И., Ленченкова Л.Е., Липаев А.А., Липовецкая И.П., Лысенко В.Д., Магадова Л.А., Мартос В.Н., Меркулов В.П., Мирзаджанзаде А.Х., Мирсаев О.М., Михайлов Н.Н., Мищенко И.Т., Муслимов Р.Х., Назарова Л.Н., Оганджаниянц В.Г., Орынбасар Е.К., Петраков А.М., Поддубный Ю.А., Подопригора Д.Г., Полищук А.М., Рогачев М.К., Рыжик В.М., Сизиумова В.Н., Силин М.А., Сладковская О.Ю., Соляков Ю.В., Соркин А.Я., Станкевич Н.А., Стрижнев К.В., Сургучев М.Л., Табакаева Л.С., Токарева Н.А., Фахретдинов Р.Н., Федоров К.М., Хавкин А.Я., Хасанов М.М., Хисамов Р.С., Хисамутдинов Н.И., Цынкова О.Э., Швецов И.А., Юнусов, Ш.М., Chang H.L., Hirasaki G.J., Hlavasek B., Kabir C.S., Martin V., Mungan N., Pope G.A., Smith F.W., Stanislav J.F., Szabo M.T. и другие, работы которых приведены в списке литературы в диссертации [1-218].

Публикации автора по диссертации приведены в списке литературы [219-235].

Основная проблема вытеснения нефти водными растворами состоит в том, что при соотношении вязкостей вытесняемой (нефть) и вытесняющей (водный реагент) фаз более 12-15 эффективность вытеснения резко снижается [101-103]. Использование полимерных систем имеет целью уменьшить соотношение вязкостей нефти и вытесняющего агента для повышения добычи нефти.

Полимерные растворы, имея большую чем закачиваемая вода вязкость, лучше вытесняют и нефть, и связанную пластовую воду, из пористой среды [136, 137]. Молекулы полимеров адсорбируются на поверхности пористой среды и перекрывают поровые каналы, что ухудшает фильтрацию в них воды. Попадая в высокопроницаемые дрены полимерный раствор уменьшает скорость движения вводной фазы в них, снижая ее фазовую проницаемость, что приводит к повышению нефтеотдачи [176, 186-201].

Полимеры обычно закачивают в пласт в виде низкоконтрированных водных растворов, приводящих также к уменьшению остаточной нефтенасыщенности относительно заводнения, что приводит к увеличению коэффициента вытеснения нефти [66, 67, 113].

При этом, в соответствии с формулой А.П.Крылова [174, 175], повышается коэффициент нефтеотдачи.

Теоретическими и лабораторными исследованиями доказано, что эффективность процесса по вытеснению вязкой нефти из пласта будет выше, если раствор полимера закачивать в пласт циклическими оторочками [102].

Для повышения эффективности применения полимерных систем используют сшивающие полимерные агрегаты реагенты (технология СПС). Сшивка полимера в растворе значительно увеличивает его вязкость, за счет чего достигается изоляция высокопроницаемых зон и увеличение охвата пласта воздействием [107].

Полимеры меняют «размеры зоны взаимодействия, количество сорбированного полимера и вызванного им уменьшения фазовой проницаемости, что приводит к преобладанию либо положительных факторов (уменьшение фазовой проницаемости), либо отрицательных (уменьшение вязкости полимерного раствора и отставание фронта полимера от фронта воды за счет сорбции полимера) в механизме вытеснения нефти. Чем больше сорбционная емкость пласта (коэффициент сорбции Генри), тем больше зона взаимодействия полимера и солей и тем сильнее влияние обменных ионов на процесс полимерного воздействия. Поэтому выбор полимерной технологии также должен осуществляться с учетом способности пород

пласта к ионному обмену» [186-201].

Также применяют полимерные системы в комбинации с оторочкой раствора ПАВ [110, 170], продвигаемого по пласту после оторочки полимерного раствора. Применение ПАВ снижает остаточную нефтенасыщенность и способствует повышению коэффициента вытеснения, а полимер (идущий перед оторочкой ПАВ) снижает подвижность раствора ПАВ [110, 170].

Высокую эффективность имеют модификации технологий применения полимерных растворов в сочетании с их нагревом (термополимерное воздействие – ТПВ) [70, 112]. Вязкость нагретого раствора ПАА невысока и составляет 1,5-2 мПа·с при температуре 85-90°C. В пласте нагретый полимерный раствор передает тепло нефти, снижает ее вязкость в пласте, а также способствует вытеснению нефти из наиболее проницаемой части коллектора. При этом эффективная температура нагрева полимерного раствора (выше которой затраты на нагрев превышают стоимость дополнительно добытой нефти из-за практически незначительного дальнейшего снижения вязкости нефти) составляет 60-70°C [70, 112].

При нагреве пласта увеличивается переток нефти из малопроницаемой части в высокопроницаемую, что увеличивает общий объем извлекаемой нефти и увеличивает КИН [70, 112].

При ТПВ увеличивается приемистость нагнетательных скважин. А вот использование «холодных» полимерных растворов снижает приемистость нагнетательных скважин вследствие высокой вязкости раствора полимера. Из-за опасности гидравлического разрыва пласта давление, а, следовательно, и приемистость скважин, приходится ограничивать.

Реализация ТПВ была проведена в Удмуртии [69, 112] на месторождении с карбонатным пластом с высоковязкой нефтью (вязкость 70 мПа·с). Для сравнения там же было реализовано традиционное полимерное воздействие (холодное полимерное воздействие – ХПВ). Работы на промысле показали, что применение ТПВ увеличило КИН на 0,12 по сравнению с ХПВ, и на 0,22 по сравнению с заводнением. В результате на Мишкинском месторождении дополнительно добыто более 400 тыс. тонн нефти,

дополнительная добыча нефти на одну тонну сухого порошка полиакриламида (ПАА) составила 300 тонн, был достигнут коэффициент нефтеизвлечения 0,44 против 0,09 при естественном режиме, 0,22 при заводнении, и 0,32 при ХПВ [69, 112].

«Экспериментальные исследования показывают, что с увеличением минерализации воды вязкость приготовленного на ее основе полимерного раствора ряда полимеров уменьшается (рис. 1.1 и 1.2, табл. 1.1) и при минерализации воды 100-150 г/л это уменьшение может быть 2-3-х кратным» [195], что, естественно, ухудшает нефтевытесняющие свойства растворов полимеров.

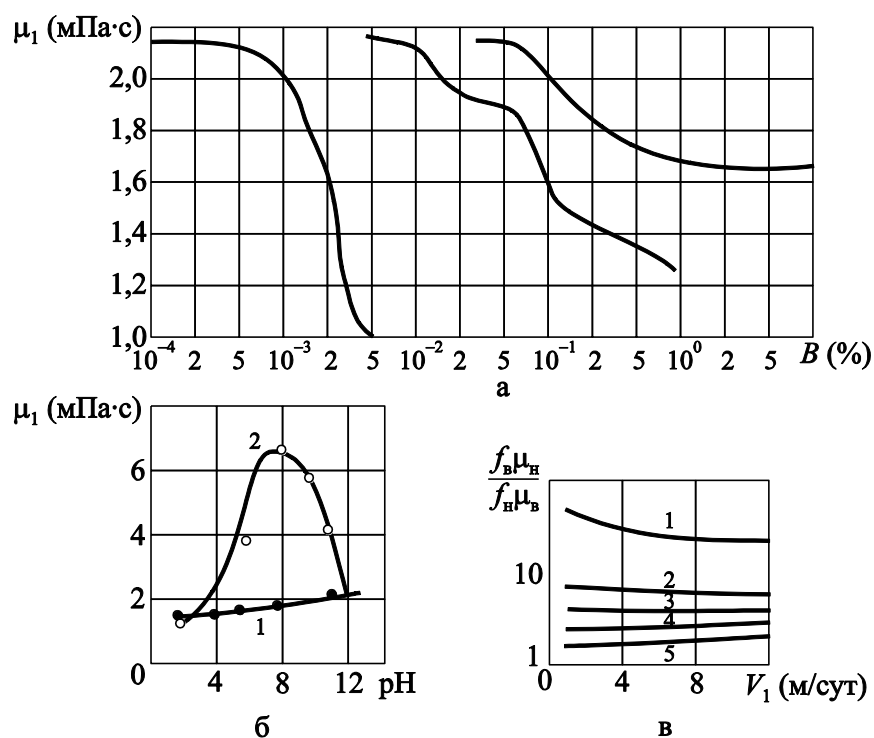


Рис. 1.1. Особенности изменения вязкости μ_1 полимерных растворов [191, 195].
а – зависимость вязкости 0,05 % раствора ПАА от концентрации соли и валентности ионов металла: $FeCl_3$ (1), $MgCl_2$ (2) и $NaCl$ (3); б – зависимость вязкости раствора ПАА от pH воды в минерализованной воде (1) и дистиллированной воде (2); в – зависимость отношения подвижностей воды и растворов гидролизованного гомополимера от скорости фильтрации в дистиллированной воде (1) и растворе $NaCl$ 0,05 % (2), 0,25 % (3), 0,5 % (4) и 2 % (5) [191, 195].

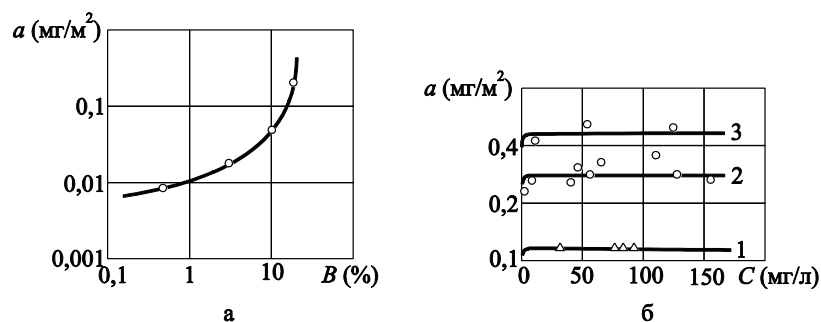


Рис. 1.2. Особенности сорбции полимера пористой средой [191, 195]: а – влияние минерализации воды B на адсорбцию полимера кварцем (по обеим осям логарифмический масштаб); б – адсорбция полимера кварцем (1), известняком (2) и известняком при добавлении к раствору 0,04 % ионов Ca (3).

Таблица 1.1

Влияние минерализации воды на неньютоновские свойства
раствора гидролизованного полиакриламида (ГПАА)
при различной минерализации полимерного раствора (б) [191, 195]

№	Тип ГПАА	b , г/л	Вязкость раствора (мПа·с)					
			при концентрации полимера C и скорости сдвига γ					
			$C = 0,03 \%$		$C = 0,06 \%$		$C = 0,12 \%$	
			$\gamma = 12,5$ с^{-1}	$\gamma = 70$ с^{-1}	$\gamma = 12,5$ с^{-1}	$\gamma = 70$ с^{-1}	$\gamma = 12,5$ с^{-1}	$\gamma = 70$ с^{-1}
1	259	100	2,00	1,75	3,05	2,58	5,30	4,40
		10	4,50	3,70	10,5	7,7	27,5	17,8
		0	32,8	12,8	62,5	23,7	124,0	44,0
2	470	100	1,65	1,45	2,31	1,94	3,90	3,00
		10	1,43	1,25	1,86	1,62	2,76	2,40
		0	—	—	2,67	1,80	2,40	1,83
3	825	100	2,34	1,99	3,61	3,00	6,50	5,10
		10	6,20	4,21	14,1	8,60	47,0	25,0
		0	46,0	15,0	92,0	28,8	175,0	53,0

Были проведены исследования влияния ионов Ca^{2+} на эффективность вытеснения нефти полимерным раствором ПАА. В экспериментах изучалась роль ионов Ca^{2+} на моделях [195]. Результаты были получены при содержании карбонатной фракции (мела) 50 г, 100 г и 200 г на 1 л дистиллированной воды. Химический анализ подтвердил присутствие в этой воде 90 % солей Ca^{2+} и солей многовалентных ионов Mg^{2+} и Fe^{3+} [191, 195].

В [191] исследовалось влияние ионов металлов на неньютоновские свойства растворов ПАА в водах различной минерализации от скорости сдвига. Выяснилось, что с увеличением минерализации полимерного раствора уменьшаются его неньютоновские свойства, и при величинах минерализации 50-100 г/л полимерный раствор ПАА практически представляет собой ньютоновскую жидкость [191].

Были проведены [68, 191, 195] исследования изменения вязкости полимерного раствора в зависимости от минерализации воды при постоянной температуре 21,5 °С показало, что при добавлении в воду солей NaCl и CaCl_2 вязкость полимерных растворов снижалась в 10-50 раз.

Это уменьшение наблюдается при минерализации до 50 г/л. В интервале минерализации 50-100 г/л вязкость стабилизируется. Значение вязкости в этом диапазоне и нижняя его граница уменьшаются со снижением концентрации полимера в растворе и увеличением валентности ионов металла от Na^+ к Ca^{2+} . Повышение минерализации более 100 г/л приводит к возрастанию вязкости полимерных растворов до 30-50 % по сравнению с ее значением в интервале стабилизации [68, 191, 195].

Из [191, 195] следует, что сорбция полимера увеличивается с ростом минерализации и доли известковых компонент в вещественном составе породы-коллектора.

Видна большая роль ионного обмена с породой-коллектором и полимерным раствором при вытеснении нефти [191, 195]. Также рост сорбции с ростом ионно-обменной активности породы [191, 195].

В [191, 195] в качестве модели нефти использовалось трансформаторное масло вязкостью 19 мПа·с, а в качестве вытесняющего агента 0,1 %-й раствор

отечественного ПАА на воде минерализации 20 г/л (присутствовали только соли Ca^{2+}). Нагнетание 20 %-й оторочки полимерного раствора, а затем воды той же минерализации, проводилось при постоянном расходе жидкости 1 см³/мин.

Очень важно рассмотреть результаты опытов [68, 191, 195], проводившихся на трех моделях, которые представлены в табл. 1.2 и на рис. 1.3 [68, 191, 195]. В них « $K_{\text{изв}}$ – массовое содержание мела в модели; k – проницаемость модели по воде; η_6 – безводная нефтеотдача; η_k – конечная нефтеотдача (процесс прекращался при 98 %-й обводненности продукции); V_1 – количество прокачанной жидкости (в поровых объемах) к моменту достижения η_k ; A1 (агент 1) и A2 (агент 2) – сокращенные обозначения полимерного раствора, приготовленного на дистиллированной и модельной пластовой (минерализованной) водах; $\Delta\eta_k$, $\Delta\eta$ и ΔF – разность значений η_k , η и обводненности продукции F соответственно, при вытеснении нефти агентами 1 и 2; $V_{\text{пор}}$ – количество прокачанной жидкости (в поровых объемах)» [68, 191, 195].

Таблица 1.2

Результаты экспериментальных исследований влияния коэффициента известковости породы-коллектора $K_{\text{изв}}$ на эффективность вытеснения нефти полимерным раствором [68, 191, 195]

№	$K_{\text{изв}}$, %	k , мкм ²	η_6 , %		η_k , %		V_1 , п. о.		$\Delta\eta$, %
			A1	A2	A1	A2	A1	A2	
1	0	20	77,4	41,9	82,5	81,0	3,5	3,4	1,5
2	5,5	7	61,0	56,4	73,0	76,5	3,0	3,6	- 3,5
3	11,0	2	53,6	51,8	61,4	80,0	2,6	3,8	- 18,6

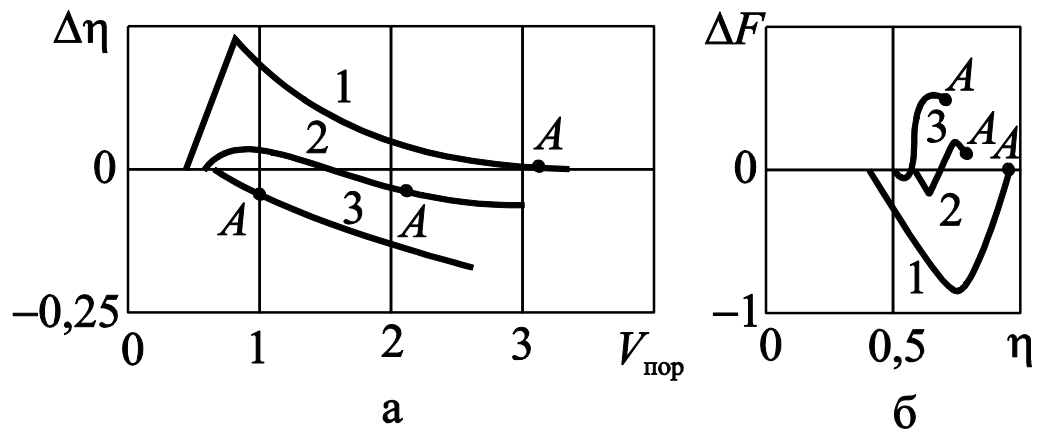


Рис. 1.3. Показатели технологической эффективности вытеснения нефти полимерными растворами в моделях № 1-3 [191, 195].

а – зависимость $\Delta\eta$ от $V_{\text{пор}}$; б – зависимость $\Delta F(\eta)$

«Точкой А на рис. 2.3 отмечены значения $\Delta\eta$, ΔF и $V_{\text{пор}}$ после прекращения худшего из сравниваемых воздействий (агентом 2 на кривой 1 и агентом 1 на кривых 2 и 3). Используемые в работе размеры моделей (длина 15 см, диаметр 3 см) позволяют перенести полученные величины нефтеотдачи только как значения коэффициентов вытеснения на натурных объектах» [68, 191, 195].

«Эффект, полученный в результате воздействия на пласт полимерным раствором, в значительной степени зависит от состава породы-коллектора. При воздействии полимерным раствором на дистиллированной воде безводная и конечная нефтеотдачи монотонно снижаются с ростом $K_{\text{изв}}$ (уменьшение составляет 21-24 пункта). При воздействии полимерного раствора, приготовленного на минерализованной воде, безводная нефтеотдача несколько увеличивается с ростом $K_{\text{изв}}$, а конечная нефтеотдача оказывается слабо зависящей от $K_{\text{изв}}$. Последнее объясняется, по-видимому, отсутствием ионного обмена. Поэтому не только конечная и безводная нефтеотдачи, но и вся динамика процесса извлечения нефти существенно зависят от $K_{\text{изв}}$ » [68, 191, 195].

«В пластах с низким $K_{\text{изв}}$ (кривые 1) более эффективно применение полимерного раствора, приготовленного на пресной воде – при этом добывается нефть с

меньшей обводненностью, чем при воздействии приготовленным на пластовой воде полимерным раствором, и основная масса продукции извлекается на начальной стадии. В пластах с высоким значением $K_{изв}$ (кривые 3) предпочтительно воздействие полимерным раствором, приготовленным на минерализованной (пластовой) воде. При некоторых промежуточных значениях $K_{изв}$ (кривые 2) разница между показателями процесса вытеснения агентами 1 и 2 и определяемыми параметрами невелика и изменяется (в проведенных опытах) от 4-7 пунктов по $\Delta\eta$ и 20-30 пунктов по ΔF » [68, 195].

Как стало понятно, при высокой ионнообменной активности породы следует использовать полимерные растворы на высокоминерализованной воде, а при малоактивном ионнообмене следует использовать полимерные растворы на низкоминерализованной воде [68, 191, 195].

В [186-201] было предложено для повышения эффективности полимерных технологий использовать перед началом полимерного воздействия закачку пресной воды [186-201]. В этом случае подвижные ионы из пластовых вод будут оттеснены пресной водой и станут не столь активно влиять на полимерный раствор. Расчеты показали, что закачка пресной воды перед полимерной оторочкой при малосорбируемом полимере нежелательна, а при использовании высокосорбируемого полимера дает увеличение прироста нефтеотдачи на 4-8 пунктов [186-201].

Таким образом, наиболее значимыми параметрами процесса полимерного воздействия являются минерализация закачиваемой воды, размер оторочки и концентрация полимера, свойства полимера, время начала полимерного воздействия [186-201].

«Применение полимерной технологии с предварительной закачкой оторочки пресной воды была осуществлена в Татарии [143] на нескольких месторождениях. На всех этих объектах были получены положительные результаты. Обычно после 4-8 месяцев закачки раствора полимера наблюдается снижение или стабилизация обводненности продукции добывающих скважин, а среднесуточные дебиты увеличиваются. Технологический эффект составил 400-1100 т (в среднем 590 т) на одну тонну закачанного в пласт полимера. Дополнительная добыча нефти на участках

ОПР превысила 450 тыс. т» [143].

В работе [137] отмечено, что очень активно работы по полимерному воздействию на пласт ведутся в Китае, где эти технологии реализуются с 1990-х годов. В [23] предложены для применения новые типы полимерных растворов, адаптированных к условиям месторождений Пермской области, и указано, что их применение дало технологический эффект.

Использование стандартных полиакриламидов в условиях повышенной минерализации вод хлоркальциевого типа месторождений Казахстана (Каламкас, 93 г/л) подтвердили низкую эффективность таких полимерных технологий, и на месторождении Каламкас в 1983г. принято решение об применении вязкоупругих составов в нагнетательных и добывающих скважинах с целью выравнивания профилей приемистости и ограничения водопритока. Оказалось, что промышленное внедрение полимерных технологий на месторождении Каламкас привело к некоторому улучшению добычи нефти, но в определенных частях месторождения [137].

Ранее считалось, что полимерные технологии малоэффективны в пластах с высокоминерализованной пластовой водой и при проницаемости менее 0,1 мкм² [137]. Однако произошло развитие полимерных технологий для низкопроницаемых пластов с высокоминерализованной пластовой водой, обоснованных в [161, 176, 186-201], где показано, что эффективность применения полимерных технологий в условиях высокой минерализации пластовых вод существенно зависит от адсорбционной активности полимера, и в зависимости от величины сорбции полимера эффективность полимерной технологии может быть как весьма положительной, так и малоэффективной.

Что касается низкой проницаемости, то в [191, 192, 194] приведено обоснование эффективных полимерных технологий для низкопроницаемых пластов.

Применение рекомендованных в [23] полимерных реагентов для Москудинского месторождения показало снижение обводненности на 2%, что достаточно хороший показатель, но имеются публикации и о применении загущающих воду реагентов с более сильным снижением обводненности [47, 99].

Опыт применения ПАВ-полимерных технологий на месторождении Узень с

нефтью повышенной вязкости (20 мПа·с) при обработке 90 скважин позволил получить технологический эффект 180 т/скв [46].

Анализ геолого-физических условий, технологических параметров и результатов реализации наиболее крупных зарубежных и российских проектов полимерного заводнения и его модификаций (ПАВ-полимерного и щелочь-ПАВ-полимерного заводнения), показал, что расширение параметров пластов при эффективном применении полимерного заводнения возможно после разработки новых типов полимеров, в том числе стойких к термоокислительной и химической деструкции [75].

Большинство полимерных проектов реализовано для пластов с вязкостью нефти до 100 мПа·с, а в Канаде проекты эффективно выполнены при вязкости нефти до 1800 мПа·с [75].

Использование ПАА для закачки его раствора на месторождениях с вязкостью нефти до 350 мПа·с при высокой температуре и минерализации пластовой системы проведено в [205].

Влияние минерализации на эффективность закачки полимерных растворов исследована в [135], где исследована роль многовалентных ионов на эффективность полимерного заводнения.

В [208] отмечено, что многие полимерные системы относятся к нанообъектам.

В обзорной работе по использованию полимеров для повышения нефтеотдачи [151] отмечено, что удельный эффект на тонну закачанного полимера в среднем по миру составляет 40-300 тонн дополнительно добытой высоковязкой нефти.

Таким образом, повышение эффективности технологии полимерного воздействия на месторождении Каламкас должно основываться на геолого-промысловых исследованиях ионнообменных процессов, экспериментальных исследованиях, геолого-гидродинамических и технико-экономических расчетах.

ГЛАВА 2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ НЕКОТОРЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КАЗАХСТАНА

2.1. Аспекты исторического развития нефтегазовой отрасли Казахстана

Нефтяная отрасль является одной из основных отраслей экономики Казахстана. Перспективность нефтедобычи в Казахстане отметили российские военные, путешественники и ученые [79, 80, 96].

В 1899г. на месторождении Карачунгул в Южной Эмбе ударил первый нефтяной фонтан с дебитом 25 тысяч тонн легкой нефти. В 1911г. в скважине № 3 в урочище Доссор ударил мощный фонтан с содержанием керосина более 70%.

Начиная с 2010г. объем добычи нефти в Казахстане находится на уровне порядка 80 миллионов тонн в год. В 2018г. Казахстан добыл 90,3 млн тонн нефти, что является рекордным показателем.

К числу наиболее крупных нефтяных месторождений Казахстана относят месторождения Кашаган, Тенгиз, Карачаганак, Узень, Каламкас, Жетыбай.

Одним из наиболее крупных месторождений нефти в Казахстане является Кашаган. Открыли его в 2000г., находится Кашаган на западе Казахстана, в 80 км от города Атырау. Запасы нефти Кашагана составляют 2 млрд. тонн. Месторождение находится на 9-м месте по добыче нефти в мире [96].

Очень крупное месторождение Тенгиз было открыто в 1979г. недалеко от города Атырау. На него приходится около 30% производства нефти в Казахстане. Помимо нефти, здесь добывают газ. Запасы нефти составляют в 1 млрд. тонн.

Карачаганак занимает третье место среди крупнейших нефтяных месторождений Казахстана. Здесь есть запасы не только нефти, но и природного газа. Карачаганак открыли в 1979г. Нефтяное месторождение расположено вблизи города Аксай (Бурлинский район) на западе Казахстана. Запасы нефти в Карачаганаке составляют около 1 млрд. тонн.

Узень находится на полуострове Мангышлак (Мангистауская область). Его открыли в 1961г. Запасы нефти составляют приблизительно 110 млн. тонн.

Каламкас находится на полуострове Бузачи (Мангистауская область). Открыли Каламкас в 1976г., но добыча нефти началась только 1979г. Извлекаемые запасы нефти оцениваются как 200 млн. тонн [182]. Также в 2000-х годах был открыт Каламкас Северный – морское хранилище нефти.

Жетыбай был открыт в 1961г. на полуострове Мангышлак. Запасы нефти оценивают в 53 млн.тонн [79, 80].

За годы СССР взаимодействие нефтяников России и Казахстана было весьма тесным – это и обоснование стратегии разработки месторождения Тенгиз, и обоснование тепловых технологий для месторождения Узень, и многое другое [96].

Базовые документы по Каспию были согласованы и уточнены в 2017г. [51, 168].

2.2. Особенности нефтяного месторождения Каламкас Мангистауской области Казахстана

«Нефтяное месторождение Каламкас находится в Мангистауской области Казахстана, на полуострове Бузачи, в 280 км северо-восточнее г. Актау, в Северо-Бузашинской нефтегазоносной области. Оно открыто в 1976г., его освоение началось в 1979г. В настоящее время разработку месторождения ведёт компания АО «Мангистаумунайгаз». От магистрального нефтепровода «Жанаозен-Новокуйбышевск» расстояние 165 км» (рис. 2.1) [155].

«В орографическом отношении площадь месторождения представляет собой степь (абсолютные отметки 20-25 м) с наличием многочисленной сор, представляющими собой бессточные впадины, непроходимые для автотранспорта. Северная часть месторождения под воздействием нагонных ветров затопляется морем, что осложняет разбуривание и эксплуатацию месторождения» [155].

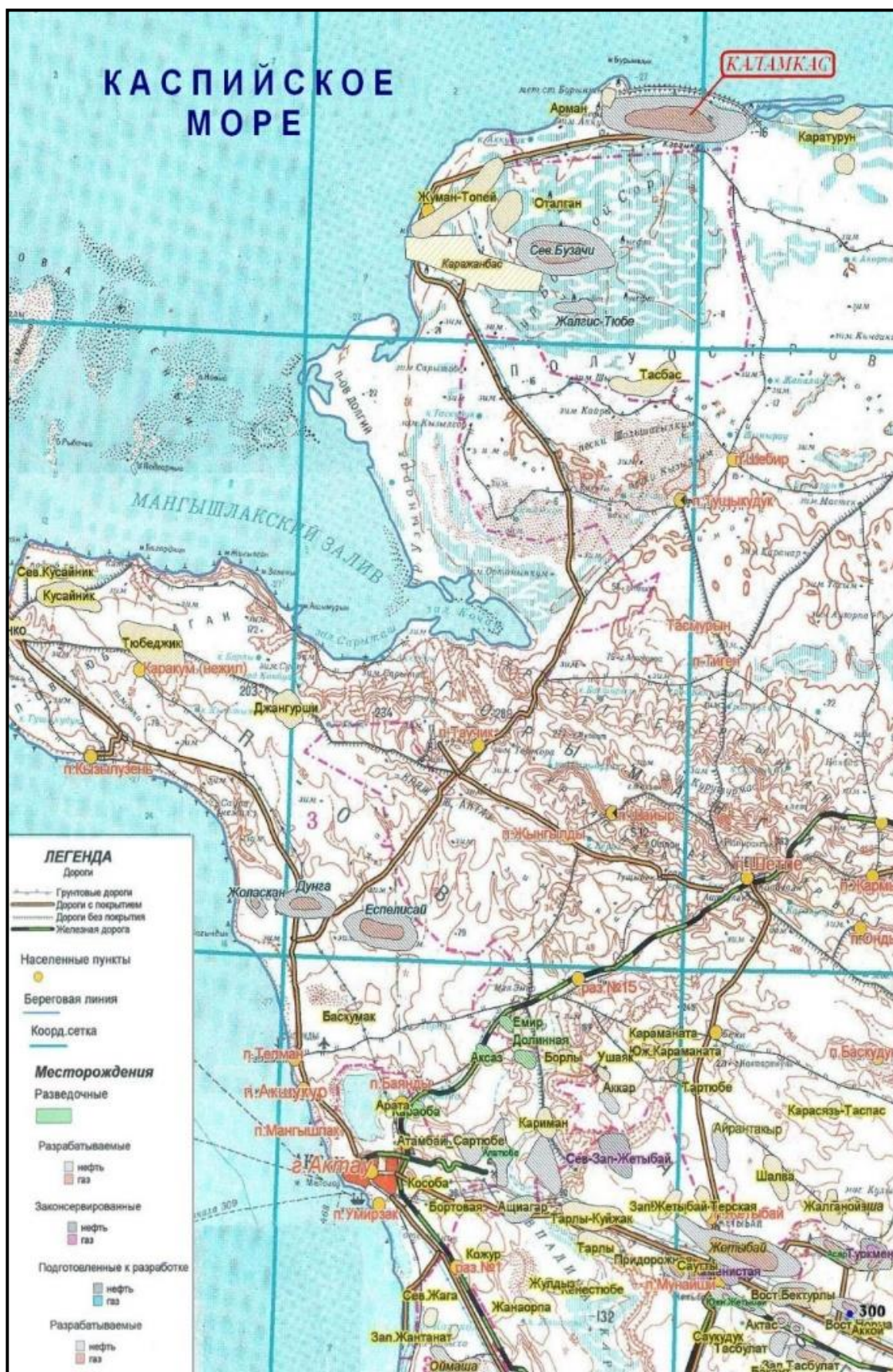


Рис. 2.1. Обзорная карта Мангистауской области Казахстана [155].

«Климат в районе месторождения Каламкас имеет большие сезонные колебания температуры воздуха летом до $+45^{\circ}\text{C}$, зимой до -30°C и малым количеством осадков. Осадки выпадают в основном весной и осенью. Характерны постоянные ветра с песчаными бурями. Водные артерии в регионе отсутствуют. Источниками питьевой воды служат редкие малодебитные колодцы. Для технического водоснабжения используют скважины, пробуренные на альбские водоносные горизонты и Каспийское море» [155].

Месторождение Каламкас имеет 13 продуктивных горизонтов [77, 92, 93], но горизонты Ю5 и Ю6 объединены в один объект. Геологические запасы нефти по категории А, В, С1 составляют более 640 млн. тонн. Добыча нефти в 2015г. составила 4,162 млн. тонн.

Для обоснования эффективной разработки месторождения очень важно изучить его геолого-физические особенности [7-9, 76, 132, 158, 174, 189]. Рассмотрим с этой позиции геолого-физические особенности месторождения Каламкас.

«На месторождении Каламкас разрез представлен осадочными отложениями триасового, юрского, мелового и четвертичного возрастов. Максимальная толщина вскрытых отложений 4002 м (скважина П-1)» [155].

«Юрские отложения залегают на размытой поверхности триасовых отложений с угловым и стратиграфическим несогласием и представлены нижним, средним и верхним отделами. Толщина юрских пород изменяется в значительных пределах, 270-460 м, что объясняется как размывом юрских осадков, так и тектоническими дислокациями горных пород, которые являлись решающими в формировании Каламкаской структуры» [155].

«В разрезе юрской толщи продуктивные горизонты Ю-5С, Ю-4С, Ю-3С, Ю-2С, Ю-1С имеют ограниченное распространение на крыльях и периклиналях структуры, и семь Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV, Ю-V, Ю-VI, Ю-VII имеют распространение в своде структуры» [77, 92, 93].

«Каламкаское поднятие по кровле Ю-I горизонта представляет собой крупную антиклинальную складку, вытянутую в широтном направлении с размерами

26,7 × 5,5 км, амплитудой порядка 180 метров. Углы падения пород на северном крыле структуры изменяются от 3-4°, достигая 12-15°, на южном-1-2° » [155].

«Структура осложнена двадцатью одним тектоническим нарушением (F1, F2, F2a, F2b, F3, F3a, F3b, F3c, F3d, F4, F4a, F4b, F5, F5a, F6, F7, F7a, F7b, F8, F9a, F9), наличие которых обосновывается результатами сейсмических работ и данными опробования. Тектонические нарушения являются границами девятнадцати тектонических блоков (I, Ia, Ib, Ic, IIa, IIb, IIc, IId, IIIa, IIIb, IIIc, IIId, IVa, IVb, IVc, V, VIa, VIb, VII), где наибольшее количество нарушений приходится на периклинальные части структуры. Выявленные тектонические нарушения имеют различную ориентировку и пронизывают всю юрскую толщу, причем их амплитуда постепенно уменьшается к кровельной части комплекса (рис. 2.2)» [155].

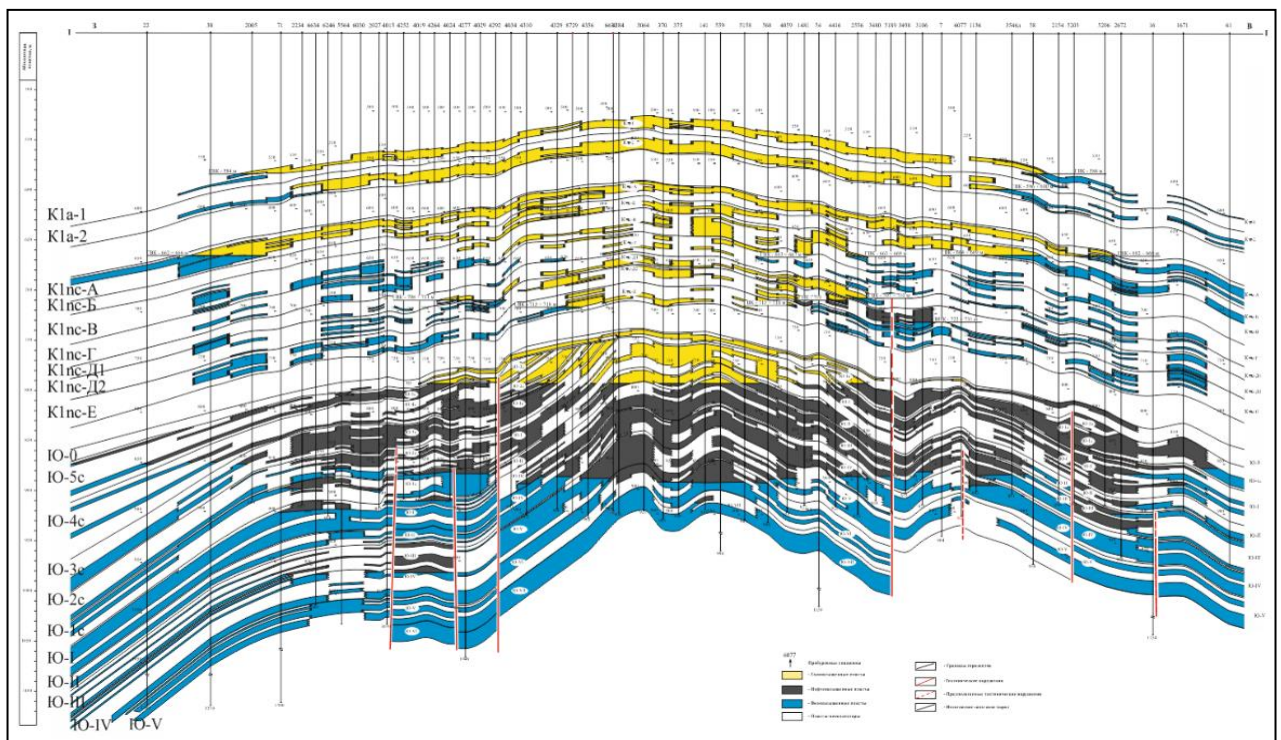


Рис. 2.2. Геологический профиль месторождения Каламкас [155].

Продуктивные горизонты месторождения Каламкас сложены терригенными породами, которые представлены гранулярные коллектора порового типа [155].

«В горизонтах, к которым приурочены стратиграфически-экранированные

залежи, общая толщина изменяется от 0 м до 25-40 м (Ю-5С - Ю-1С). Горизонты, содержащие пластовые сводовые залежи (Ю-I – Ю-VII) выдержаны по площади и имеют достаточно постоянную общую толщину (табл. 2.1). Покрышками для залежей служат глинистые разделы (табл. 2.2) » [155].

Таблица 2.1

Характеристика толщин по горизонтам [155].

Горизонт	Ю	Ю-5С	Ю-4С	Ю-3С	Ю-2С	Ю-1С	Ю-I
Общая толщина, м	10-15	0-40	0-40	0-25	0-25	0-25	25-40
Горизонт	Ю-II	Ю-III	Ю-IV	Ю-V	Ю-VI	Ю-VII	
Общая толщина, м	10-20	20-30	25-30	30-35	20-25	50	

Таблица 2.2

Статистические показатели характеристик неоднородности пластов [155].

Залежь	Коэффициент песчанистости		Коэффициент расчлененности	
	Среднее значение	Коэффициент вариации	Среднее значение	Коэффициент вариации
Ю-0	0,85	0,235	1,50	0,480
Ю-5Ск	0,85	0,274	1,60	0,578
Ю-5Ст	0,88	0,216	1,35	0,459
Ю-4С	0,54	0,494	4,40	0,646
Ю-3С	0,68	0,309	2,89	0,481
Ю-2С	0,60	0,357	3,13	0,456
Ю-1С	0,75	0,247	2,62	0,472
Ю-I	0,62	0,305	3,51	0,434
Ю-II	0,77	0,227	2,08	0,416
Ю-III	0,60	0,314	3,49	0,419
Ю-IV	0,75	0,283	2,88	0,567
Ю-V	0,73	0,312	2,99	0,599
Ю-VI	0,76	0,268	2,66	0,587
Ю-VII	0,74	0,317	2,64	0,702

Пластовые воды характеризуются как рассолы хлоркальциевого типа с суммарной минерализацией от 124,9–186,9 г/л и плотностью 1,082-1,098 г/см³. Воды нейтральные, жесткие, не содержащие в своем составе сульфат ионов. Содержание щелочных металлов (натрия и калия) составляет 43,6 г/л, т.е. значительно меньше хлоридов. Поэтому вода относится к хлоркальциевому типу. Кальций является одним из характерных компонентов вод юрской толщи. Содержание кальция в среднем составляет 4,5 г/л, магния 2,48 г/л. Содержание железа, а точнее содержание его двухвалентной и трехвалентной (растворенной в воде) форме, достаточно умеренное и изменяется в диапазоне 4,7-30,6 мг/л [155].

Начальные дебиты нефти составляют 26,4-62,1 т/сут. Плотность нефти 872-894 кг/м³, содержание серы 0,95-1,7 %. Характерной особенностью нефтей является наличие в них ванадия и никеля [155].

Коллекторы продуктивных горизонтов поровые, представлены песчаниками и алевролитами с проницаемостью 0,08-1,273 мкм² и открытой пористостью 21-29%. Покрышками служат глинистые породы толщиной 4-53 м. Общая толщина продуктивных пластов находится в диапазоне от 0 м до 25-40 м, эффективная – от 1,9 м до 13,6 м. Коэффициенты нефтенасыщенности 0,44-0,68, газонасыщенности 0,54-0,70. Нефти имеют плотность 872-894 кг/м³, сернистые, парафинистые, высокосмолистые, с газосодержанием 25 м³/т. Выход фракций до 300°C составляет 18-31,5%. Начальное пластовое давление 8,25-10,32 МПа, температура 41,1-42,1°C, начальные дебиты нефти 18-204 т/сут [155].

В горизонтах Ю-III, Ю-IV, Ю-VI газы легкие, содержание тяжелых углеводородов изменяется от 5,9 % до 7,3%. В залежах горизонта Ю-V растворенный газ по составу «сухой», метановая составляющая в нем достигает 94,5%. Свободные газы нижнемеловых залежей по составу метановые, в них практически отсутствуют тяжелые углеводороды (0,85%), азота 1,86%, а содержание углекислого газа не превышает 0,25%. Начальное пластовое давление 9,18-9,53 МПа, температура 41-43°C. Геотермический градиент составляет около 4,3 °C/100 м. Дебиты газа по горизонтам составляют 40-80 тыс. м³/сут [155].

Нефти месторождения Каламкас имеют плотность 835-903 кг/м³ и вязкость в пластовых условиях 10-22 мПа·с. Пластовая нефть месторождения Каламкас относится к категории нефтей повышенной вязкости, разработка которых с применением заводнения считается недостаточно эффективной [7]. Пластовая нефть недонасыщена газом. Свойства пластовой нефти представлены в табл. 2.3 [155].

Разработка месторождения Каламкас осуществляется в соответствии с проектным документом с применением площадного заводнения с девятиточечной схемой расположения скважин путем закачки рабочего агента для поддержания пластового давления с плотностью сетки 16 га/скв. Закачка была введена с 1979г. за исключением горизонта Ю-4С, где закачка ведется с 1983г. [155].

Таблица 2.3

Свойства пластовой нефти на 01.01.2019г. [155].

Наименование	Диапазон изменения	Среднее значение
Давление насыщения, МПа	3,60-4,40	4,1
Газосодержание, м ³ /т	12,98-29,53	22,22
Объемный коэффициент	1,032-1,052	1,039
Плотность пластовой нефти, кг/м ³	835-903	0,856
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	10,08-22,0	18,5
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³	891-920	904

Сточная вода попутно добывается вместе с нефтью и получается в процессах разделения водонефтяной эмульсии из всех горизонтов и обессоливания, а также смеси с технической водой. Обобщенная характеристика вод, используемых для заводнения нефтяных пластов, представлена в табл. 2.4 [7-9].

Таблица 2.4

Основные характеристики природных и сточных вод на декабрь 2015г. [7-9].

Тип воды	Плотность воды при 20°C, т/м ³	Общая минерализация, г/л
Альб-сеноманская	1,065-1,085	100,0 - 125
Пластовая	1,075 - 1,1	115 - 155
Морская	1,002 - 1,012	4,0 - 10,0

На месторождении 70 % воды для заводнения нефтяных пластов используется сточная вода. Для полной компенсации необходимого для закачки объема воды в систему ППД дополнительно подается альб-сеноманская вода из нескольких источников водоснабжения. Добыча альб-сеноманской воды осуществляется на Каламкаском месторождении посредством водозаборных скважин. Баланс добычи и закачки воды для ППД за 2010 г. представлен в табл. 2.5 [1].

Подземные воды альб-нижнетуронского водоносного комплекса Каламкаского месторождения являются слабосульфатными рассолами хлоркальциевого типа, плотность 1,085 г/см³. В составе вод преобладают хлориды натрия, кальция, магния, отмечается также содержание йода и брома. Минерализация вод колеблется в пределах 100-176,5 г/л. Воды содержат сульфатовосстанавливающие бактерии (СВБ) до 102 кл/мл, глеводородоокисляющие бактерии (УОБ) до 104 кл/мл [1].

Пластовые (юрские) воды месторождения слабосульфатные, хлоркальциевые, с минерализацией в пределах 104,9-150,3 г/л, содержание гидрокарбонатов – 97,6-280,6 мг/л. Плотность воды увеличивается с глубиной и равна 1,069-1,093 г/см³ [1].

На месторождении пробурено более 3000 скважин, из них добывающих более 2000, нагнетательных около 700, водозаборных более 60 [1].

Таблица 2.5

Баланс добычи и расхода воды для ППД по месторождению Каламкас в 2010г. [1].

Показатели	План	Факт
1. Добыча технической воды, используемой для ППД, всего, млн.м ³	39,981	39,801
из них: попутно-добываемая пластовая вода	27,392	28,399
волжская оборотная вода	1,213	1,097
альбская	11,376	10,305
2. Закачка воды в пласт для ППД, всего, млн.м ³	38,768	38,704
из них: сточная вода	27,392	28,399
альбская	11,376	10,305
3. Технологические потери воды при ППД всего, м ³	2754	401
из них: попутно-добываемая пластовая вода, м ³	2154	336
альбская, м ³	600	65

Подземные воды альб-нижнетуронского водоносного комплекса Аксын-Каламкаского месторождения являются слабосульфатными рассолами хлоркальциевого типа, плотность в пределах 1,065-1,085 г/см³. В составе вод преобладают хлориды натрия, кальция, магния, отмечается также содержание йода и брома. Минерализация вод колеблется в диапазоне 100-125 г/л. Воды содержат сульфатвосстанавливающие бактерии (СВБ) до 102 кл/мл, углеводородокисляющие бактерии (УОБ) до 104 кл/мл [1].

Результаты проведенных анализов по определению химического состава сточных вод в 2016г. представлено в табл. 2.6. Как видно из табл. 2.6, на выходе с БКНС сточная вода имеет следующие параметры: общая минерализация колеблется в интервале 115-155 г/л, содержание кальция составляет 3,9-4,6 г/л, магния – 2,28-2,52 г/л [1].

Таблица 2.6

Физико-химический состав сточной воды на выходе БКНС
по состоянию на 25.02.2016г. [1].

Место от- бора	Плот- ность при 20 °С, г/см ³	НСО ₃ ⁻ мг/л	Сl ⁻ г/л	Анионы г/л	ОЖ мг экв/л	Са ⁺⁺ г/л	Мg ⁺⁺ г/л	Na ⁺ +K ⁺ г/л	Fe ₃ ⁺ мг/л	Fe ₂ ⁺ мг/л	НСО ₃ ⁻ г/л	Общая мин., г/л
4А,Б	1,083	201,3	78,1	78,3	415	4,2	2,46	41,1	1,71	21,3	45,2	126,1
5, 5А	1,082	183	77,1	77,3	410	4,3	2,34	40,6	2,66	32,5	43,5	124,5
6, 6А	1,082	158,6	77,1	77,3	410	4,4	2,28	40,6	1,71	23,5	44,1	124,6
3,3А	1,085	195,2	80,0	80,2	430	4,6	2,4	42,0	0,45	30,0	46,6	129,3
8, 9	1,083	140,3	78,1	78,3	415	4,3	2,4	41,1	2,88	25,5	46,5	126,1
1, 2	1,086	196,2	81,1	81,3	425	4,3	2,52	42,8	1,14	28,6	42,2	139,9
Н-2	1,080	189,1	75,0	75,2	405	4,1	2,4	39,3	8,74	29,1	46,3	121,1
УПВ	1,079	201,3	74,1	74,3	395	4,0	2,3	39,7	14,3	21,8	46,3	119,7
Н-13	1,082	195,2	77,2	77,4	410	4,4	2,3	40,7	6,84	17,1	45,6	124,7

Месторождение разрабатывается с высокой обводненностью, которая на 01.01.2018г. составляет 90,8%. Обводненность за 2012г. составляла 88,6%. При этом средний ежегодный прирост обводненности за период 2012-2016 гг. составил 0,5%, за последний год – 0,3%. Распределение фонда добывающих скважин за период 2012-2017гг. по эксплуатационным объектам приведено в табл. 2.7. Ежегодно увеличивается доля скважин с обводненностью более 90%.

Более 95% добывающего фонда работает с обводненностью продукции около 80% (табл. 2.7). Из них более 90% скважин работают с обводненностью до 70%, оставшиеся 30% скважин от общего добывающего фонда работают с обводненностью от 60-90%. Менее обводненных скважин на месторождении нет [1].

Таблица 2.7

Динамика распределения фонда скважин по обводненности за 2014-2017 гг.
по месторождению Каламкас [1].

Дата	Фонд добывающих скважин		Средняя обвод-ть продукции, %	Диапазон изменения обводненности, %									
	экспл.	действ.		0-10	10-20	20-30	30-40	40-50	50-60	60-70	70-80	80-90	>90
2014	2092	2082	89,5	0	0	0	0	0	2	35	178	684	1183
2015	2144	2093	90,0	0	0	0	0	0	0	19	148	635	1291
2016	2199	2130	90,5	0	0	0	0	0	0	4	107	631	1388
2017	2196	2141	91,0	0	0	0	0	0	0	5	91	544	1501

Месторождение Каламкас характеризуется высокой расчлененностью и высоким соотношением вязкостей нефти и воды в пластовых условиях (более 38). Проницаемость изменяется в широких пределах (табл. 2.10) [1].

Таблица 2.8

Краткая геолого-физическая характеристика месторождения Каламкас и участка ОПР с полимерным заводнением (ПЗ) [1].

№ п/п	Параметры	Участок ОПР ПЗ	месторождение Каламкас
1	Средняя глубина залегания, м	746	725-879
2	Средняя проницаемость, мкм ²	0,946	0,055-1,273
3	Коэффициент вариации по проницаемости	1,6	0,28-2,6
4	Коэффициент расчленённости пласта	3,3	1,15-3,41
5	Пористость, %	28	21-29
6	Начальная нефтенасыщенность, %	70	50-71
7	Температура, град.С	39	38-43
8	Начальное пластовое давление, МПа	9,3	9,18-9,53
9	Давление насыщения, МПа	7	5,1-7,2
10	Газосодержание, м ³ /т	30,8	21-32,9
11	Плотность пластовой нефти, г/см ³	0,874	0,833-0,893
12	Температура застывания нефти, град.С	-18	(-15)–(-20)
13	Содержание парафина, %	2,8	2,6-3,8
14	Содержание серы, %	1,09	1,21-1,45
15	Минерализация пластовой воды, г/л	118	101-121
16	Вязкость пластовой нефти, мПа·с	23,3	15,6-31
17	Вязкость пластовой воды, мПа·с	0,6	0,6

Основными геолого-физическими особенностями месторождения Каламкас, которые определяют эффективность разработки этого месторождения, следует являются многопластовость, повышенная вязкость нефти, высокая минерализация пластовых и закачиваемых вод, сильная неоднородность по проницаемости.

Геологические запасы нефти месторождения Каламкас составляют 645 млн. тонн, утвержденный коэффициент извлечения нефти (КИН) равен 0,323, извлекаемые запасы нефти – 209 млн. тонн. Добыча нефти в 2015г. составила 4,162 млн. тонн.

КИН на начало 2018г. составлял 0,226, обводненность продукции около 90%. На 2019г. КИН составлял 0,238 при достигнутой обводненности продукции более 91,7%. Всего с начала разработки добыто почти 160 млн. тонн нефти [1].

Разработка месторождения Каламкас осуществляется в соответствии с проектным документом [7] с применением преимущественно площадного заводнения с девятиточечной схемой расположения скважин с плотностью сетки 16 га/скв путем закачки воды для поддержания пластового давления.

Однако имеются участки с плотностью сетки скважин 4-8 га/скв из-за перевода скважин с одного объекта на другой по геологическим причинам и ежегодного уплотнения сетки новыми скважинами из бурения на участках с высокими концентрациями остаточных запасов. На этих участках с уплотненной сеткой скважин ячейки дополняются нагнетательными скважинами (при отсутствии нагнетания) переводом под закачку добывающей скважины, бурением новых скважин. И тем самым наблюдаются постепенные переходы на избирательное заводнение, переходы с обращенной 9 точечной на площадную 5 точечную закачку с целью интенсификации выработки запасов.

Закачка была введена с 1979г., за исключением горизонта Ю-4С, где закачка ведется с 1983г. На месторождении 76% воды для заводнения нефтяных пластов используется сточная вода. Для полной компенсации необходимого для закачки объема воды в систему ППД дополнительно подается альб-сеноманская вода из нескольких источников водоснабжения. Добыча альб-сеноманской воды осуществляется на Аксын-Каламкаском месторождении посредством водозаборных скважин.

Закачка полимерных систем для повышения эффективности добычи нефти на месторождении началась с 1980г., что является одним из высокоэффективных методов физико-химического воздействия на продуктивный пласт. Как показали исследования института «Гипровостокнефть» полимерное заводнение в слоисто-неоднородных пластах с пропластками проницаемостью около 2 мкм^2 оказалось не эффективно, вследствие отсутствия остаточного фактора сопротивления для воды, проталкивающей оторочку. Для повышения эффективности процесса вытеснения нефти на первоочередном опытном участке с 1983г. начали реализовывать вариант ВУС-полимерного воздействия [9].

В период 1987-1997гг. на месторождении Каламкас проводились опытно-промышленные работы по полимерному заводнению по пластам Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV (опытные участки «Восток-1» и «Восток-2»). С августа 1987г. проводились работы по закачке полиакриламида, а с 1988г. был реализован вариант закачки ПАА и сшивающих агентов.

Применение полимерного заводнения вначале показало снижение приемистости при возрастании давления на устьях скважин. В итоге была получена дополнительная добыча нефти 1786 тыс. т с восточного участка за весь период разработки. В последующие годы разработки месторождения для перераспределения фильтрационных потоков по площади и разрезу, сдерживания прорывов воды из нагнетательных в добывающие скважины и подключения в разработку трудноизвлекаемых запасов из зон с пониженной проницаемостью производилось заводнение с применением сшитого-полимерной (СПС) и полимерно-дисперсной (ПДС) систем. Кроме того, с целью выравнивания профиля приемистости по нагнетательным скважинам и для ограничения водопритока из высокопроницаемых пропластков по высокообводненным добывающим скважинам использовалась технология закачки вязкоупругих составов (ВУС) [155].

Анализ эффективности проведенных работ по полимерному воздействию на месторождении Каламкас был проведен в [8], где была рассмотрена эффективность сшитых полимерных составов (СПС), вязкоупругих составов (ВУС), Темпоскрин,

водоизоляционных работ с применением различных химреагентов и закачка полимерных растворов через БКНС. Также исследовались различные типы полимер-дисперсных систем (ПДС) для дальнейшего применения. Оценка эффективности от применения полимерных систем за период 2003-2012 гг. приведена в табл. 2.9.

Таблица 2.9

Технологическая эффективность от применения полимерных систем
за период 2003-2012 гг.

ГТ М	Ю-4С			Ю-3С			Ю-2С			Ю-1С			Ю-1		
	Количество успешных обработок, скв.	Уд. доп. добыча, тыс.т/скв.	Ср. продолжительность эффекта, сут	Количество успешных обработок, скв.	Уд. доп. добыча, тыс.т/скв.	Ср. продолжительность эффекта, сут	Количество успешных обработок, скв.	Уд. доп. добыча, тыс.т/скв.	Ср. продолжительность эффекта, сут	Количество успешных обработок, скв.	Уд. доп. добыча, тыс.т/скв.	Ср. продолжительность эффекта, сут	Количество успешных обработок, скв.	Уд. доп. добыча, тыс.т/скв.	Ср. продолжительность эффекта, сут
ВУС	31	0,76	342,0	2	0,04	194	3	0,42	400,0	19	0,79	303,0	38	1,1	372
ПДС	19	0,59	196,5	8	0,37	200	3	1,41	258,8	40	0,84	212,0	49	0,6	200
СПС	4	0,45	330,0	-	-	-	6	0,47	202,5	9	0,57	276,0	16	0,8	155

На основе этого анализа было разработан проектный документ [156, 157]. Выбран тип полимера, специально разработанный для месторождения Каламкас, которые показали лучшие свойства при вытеснении нефти. Это Superpusher K-129 производства Франция (участок Запад – нагнетательные скважины №№ 2041, 2049).

После изучения этого реагента Superpusher K-129 на применимость был подобран участок месторождения Каламкас для проведения опытно-промышленных испытаний по закачке полимерных систем с концентрацией полимера 1,5 г/л, затворенного на минерализованной воде 116г/л при температуре 40°C, обеспечивающей вязкость полимерного раствора 19 мПа·с. Характеристика ожидаемых результатов на этом участке приведена в табл. 2.12 [155]. Обводненность после начала полимерного заводнения снизилась с 90% до 86% [167].

На 01.01.2018 г. получены следующие результаты расчета эффективности полимерного заводнения (за почти 40 месяцев): прокачено 7,5 % порового объема; дополнительная добыча нефти от ПНП – более 88 тыс. т; дополнительная добыча нефти от ИДН – более 5 тыс. т; дополнительная добыча нефти от ПНП+ИДН – более 93 тыс. т; снижение обводненности – 8,2 % (относительно базовой); использовано полимера – 1 218 т; доп. добыча нефти от ПНП и ИДН на 1 тонну полимера – 76,6 т; прирост КИН – 1,6% [163].

Таблица 2.10

Проектные результаты применения Superpusher K-129 [155]

Показатели	Значения
Достигаемый КИН при закачке воды	0,312
Достигаемый КИН при закачке полимера	0,436
Период закачки полимера, лет	6
Объем закачки полимера всего, т	1648
Количество реагирующих добывающих скважин	21
Дополнительная добыча нефти за счет закачки полимерных систем, тыс. т	86,4
Удельный технологический эффект, т нефти на т сухого полимера	52,4

Таблица 2.11

Состояние выработки запасов участка ОПР ПЗ и горизонта Ю-С1 [181]

ПАРАМЕТРЫ	Объект	
	Участок ОПР ПЗ	Горизонт Ю-С1
КИН. д. ед.		
утвержденный	0,372	0,363
текущий	0,300	0,234
по характеристикам вытеснения	0,366	0,343
Текущая выработка, %	80,7	68,4
Текущая обводненность, %	86,3	90,6

Закачиваемый полимерный раствор имеет температуру 40°C, а эффективной температурой для вытеснения высоковязких нефтей является 60-70°C [112].

Вязкость используемого полимерного раствора в минерализованной воде примерно в 4-5 раз меньше вязкости того же раствора в пресной воде, что влияет на эффективность этих систем. Поэтому удельная эффективность в табл. 2.12 значительно ниже полимерных технологий с учетом минерализации пластовых вод, рассмотренных выше в главе 1.

Из регрессионных зависимостей, построенных на основе опыта разработки [189, 191, 192, 195, 202], и учета роста КИН на 0,003 при росте обводненности F на 1% видно, что при сохранении системы разработки месторождения и $КИН=0,226$ при $F=90\%$ увеличить КИН удастся максимум на 0,03 с выходом на $КИН=0,256$.

С учетом замедления темпа обводнения можно считать темп роста КИН с увеличенным коэффициентом 0,0045 относительно роста обводненности.

$КИН=0,238$ на начало 2019г. при $F=91,7\%$, что дает потенциальное значение $КИН = 0,238 + 0,0045 \cdot (100 - 91,7) = 0,238 + 0,037 = 0,275$.

Таким образом, сохранение существующей системы разработки месторождения Каламкас не позволит выйти на утвержденный $КИН= 0,323$.

2.3. Особенности нефтяного месторождения Жалгизтобе Мангистауской области Казахстана

Месторождение Жалгизтобе было открыто в 1976г. Оно расположено в Мангистауской области на полуострове Бузачи. Общая площадь месторождения составляет 11,2 кв. км. Расстояние до областного центра г. Актау составляет 240 км. Месторождение Жалгизтобе расположено в регионе с развитой нефтегазовой инфраструктурой и богатой историей нефтедобычи [180]. (список публикаций автора диссертации № 9).

Активная модернизация инфраструктуры месторождения Жалгизтобе началась в 2007г. В результате проведенных работ с каждым годом отмечается увеличение добычи углеводородного сырья [180].

Месторождение Жалгизтобе разрабатывается с 2009г. На месторождении выделяется 2 эксплуатационных объекта разработки месторождения, I объект включает залежи A_1 , Б и Г на западном блоке, II объект включает залежи A_1 и В на восточном блоке. Разработка месторождения ведётся с поддержанием пластового давления путем закачки горячей воды по всей площади залежи в оба объекта разработки [180].

На 1 апреля 2010г. утверждённые геологические запасы по категории C_1 – 9281 тыс. тонн и по категории C_2 – 1509 тыс. тонн, в целом запасы по категориям C_1+C_2 составляют 10790 тыс.т. Запасы растворённого в нефти газа в связи с его незначительным содержанием не были утверждены.

На месторождении Жалгизтобе была выявлена нефтяная залежь в отложениях неокома (продуктивный пласт A_1). Также, в нижнемеловых отложениях были дополнительно выявлены нефтяные залежи в пластах Б, В и Г. Пласты A_1 , Б, В и Г отделены друг от друга глинистыми слоями толщиной 4-5м.

Продуктивные отложения месторождения Жалгизтобе представлены неравномерным чередованием слабосцементированных песчаников и алевролитов, карбонатных песчаников и алевролитов, глин и единых тонких прослоев мергеля и карбонатных пород.

В табл. 2.12 и 2.13 приведены характеристики неоднородности по продуктивным пластам и характеристики толщин пластов. Характеристика фильтрационно-ёмкостных свойств пластов А₁ и В приведена в табл.2.14. В табл. 2.15 приведены некоторые основные сведения по свойствам нефти в пластовых условиях для восточного блока пласт А₁.

Таблица 2.12

Статические показатели неоднородности продуктивных пластов [180]

Пласт	Количество скважин. используемых для определения	Коэффициент песчанности. доли ед.		Коэффициент расчлененности. доли ед.		Коэффициент распространения. доли ед
		среднее	вариации	среднее	вариации	
А ₁	138	0,52	0,04	4,5	0,11	1
Б	21	0,48	0,15	2,2	0,25	0,4
В	10	0,35	0,2	2,1	0,29	0,22
Г	20	0,20	0,25	2,9	0,36	1

Таблица 2.13

Характеристика толщин пластов [180]

Пласт	Толщина	Наименование	Зоны пласта		По пласту
			нефтяная	водонефтяная	
А ₁	Общая	Средняя, м	14,9	16,1	15,6
		Интервал изменения, м	5,8-21,7	7,4-24	5,8-24
	Эффективная	Средняя, м	8,2	9,3	8,9
		Интервал изменения, м	2,8-13,1	3,4-16	2,8-16
	Нефтенасыщенная	Средняя, м	8,2	7,1	7,4
		Интервал изменения, м	2,8-13,1	1,1-13	1,1-13,1
В	Общая	Средняя, м	4,2	5,3	5,3
		Интервал изменения, м	-	1,3-9,6	1,3-9,6
	Эффективная	Средняя, м	3,1	3,6	3,6
		Интервал изменения, м	-	1,3-6	1,3-6
	Нефтенасыщенная	Средняя, м	3,1	2,5	2,5
		Интервал изменения, м	-	1,1-5,1	1,1-5,1

Таблица 2.14

Фильтрационно-ёмкостные свойства пластов 2-го объекта [180]

Метод определения	Наименование	Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	Пористость	Начальная нефтенасыщенность
Пласт А₁				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	11	11	-
	Количество определений	70	70	-
	Среднее	852	0,328	-
	Интервал изменения	36,3-7421	0,26-0,398	-
ГИС	Количество скважин	-	84	84
	Количество определений	-	362	354
	Среднее	-	0,33	0,63
	Интервал изменения	-	0,27-0,38	0,47-0,76
ГДИС	Количество скважин	16	-	-
	Количество определений	26	-	-
	Среднее	19,64	-	-
	Интервал изменения	0,01-105	-	-
Пласт В				
ГИС	Количество скважин	-	4	4
	Количество определений	-	5	4
	Среднее	-	0,37	0,55
ГДИС	Интервал изменения	-	0,36-0,39	0,47-0,62
	Количество скважин	1	-	-
	Количество определений	1	-	-
	Среднее	1510	-	-

Таблица 2.15

Средние значения основных физических свойств нефти
пласта А₁ восточного блока [180]

Давление насыщения, МПа	Газосодержание		Объёмный коэффициент.	Усадка нефти, %	Плотность нефти в пластовых условиях, гр/см ³	Плотность дегазированной нефти при 20°С, г/см ³	Вязкость нефти в пластовых условиях, ср	Коэффициент сжимаемости, 10 ⁻⁴ 1/МПа	Коэффициент растворимости, м ³ /м ³ ×МПа
	м ³ /т	м ³ /м ³							
1,14	3,33	3,12	1,016	1,58	0,929	0,944	845,7	26,38	2,68

Воды месторождения Жалгизтобе относятся к хлоркальциевым рассолам с минерализацией 34-55 г/л, существенно снижающие вязкость полимерного раствора относительно затворения полимера в пресной воде. Основными составляющими компонентами пластовой воды являются хлориды, натрий и калий. Значения рН воды изменяются от слабокислых до нейтральных. Содержание ионов кальция в водах не превышает концентрации 2 г/л, магния – 720 мг/л, гидрокарбонатов – 915 мг/л. Содержание сульфатов в среднем составляет 117 мг/л, гидрокарбонатов 333 мг/л. Концентрация ионов железа в среднем составляет 23 мг/л.

Вязкость нефти в пластовых условиях 846 мПа·с, коэффициент расщепленности пласта более 4, проницаемость 0,850 мкм² [180].

По состоянию на 01.07.2017г. на месторождении Жалгизтобе пробурено 133 скважины, из них 3 разведочные скважины – в консервации. Эксплуатационный фонд составляет 130 скважин, в том числе: 110 добывающих, 18 - нагнетательных, 2 – ликвидированные [180].

По 2-му объекту 83 добывающие и 14 нагнетательных скважин. Из 83 добывающих скважин 5 фонтанируют, 68 эксплуатируются ВШНУ, и 10 добывающих скважин бездействуют по причине предельно высокой обводнённости.

Добывающие скважины 2го объекта характеризуются низкими дебитами 1-7 т/сут и высокой обводнённостью 60-90%. При этом стабильный рост обводнённости наблюдается с 2009г. Приёмистость большинства скважин составляет 60-120 м³/сут. Закачка воды на 2-м объекте началась с 2010г., что привело к росту обводненности добываемой продукции [180].

ГЛАВА 3. ОСОБЕННОСТИ ВЛИЯНИЯ МИНЕРАЛИЗАЦИИ ЗАКАЧИВАЕМОЙ ВОДЫ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ПОЛИМЕРНЫМИ РАСТВОРАМИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАЛАМКАС АО «МАНГИСТАУМУНАЙГАЗ»

3.1. Экспериментальные исследования особенностей вытеснения нефти полимерными растворами

В этом параграфе описаны экспериментальные исследования, которые проводились автором с профессиональными экспериментаторами на фильтрационной установке УИК, предназначенной для проведения экспериментальных исследований, дающей информацию по основным фильтрационно-емкостным параметрам пород-коллекторов при моделировании термобарических условий залегания пласта [149, 150]. (список публикаций автора диссертации № 4).

Параметры установки приведены в табл. 3.1. В экспериментах использовались насыпные модели пористой среды, представляющие собой трубки из нержавеющей стали (с крышками) длиной 45 см и диаметром 3 см, в которые была засыпана смесь из песка разных фракций и плотно утрамбована. Для предотвращения выноса песка в процессе фильтрации, на крышках были вклеены фильтры Шотта.

Для сбора и регистрации количества вышедших из модели пласта жидкостей использовался сепаратор ультразвуковой УЗС-1-1 емкостью 100 см³.

Технические характеристики сепаратора УЗС-1-1:

- Рабочее давление на входе и выходе сепаратора не более 40 МПа;
- Время работы под давлением не лимитировано;
- Точность определения уровня (соответствует изменению объема) 0,01-0,05 см³;
- Диаметр измерительного канала 17 мм;
- Объем измерительного канала 100 см³;
- Диапазон измеряемых расстояний 40-400 мм;
- Частота генерируемых импульсов 1 МГц;
- Время единичного измерения ~0,5 с;

Таблица 3.1

Технические характеристики сепаратора ультразвукового УЗС-1-1
(составлена автором на основе паспорта оборудования)

Параметр	Погрешность определения	Условие определения
Коэффициент абсолютной газопроницаемости	Не более $\pm 10\%$	В соответствии с ГОСТ 26450,2-85 и ОСТ 39-161-83
Коэффициент открытой пористости в пластовых условиях (при пористости 5% и 15%)	Не более $\pm 5\%$ и 2%	В пластовых условиях
Изменение коэффициента открытой пористости в зависимости от изменения пластовых условий	Не более $\pm 0,1\%$ на каждое изменение пластовых условий	В пластовых условиях при изменении эффективного давления и пластовой температуры
Коэффициент проницаемости по жидкости	Не более $\pm 5\%$	В пластовых условиях
Коэффициенты фазовых проницаемостей	Не более $\pm 10\%$	ОСТ 39-235-89
Коэффициент вытеснения	Не более $\pm 5\%$	ОСТ 39-195-86
Удельное электрическое сопротивление	Не более $\pm 5\%$	Не прекращая фильтрацию

- Вывод результата через Com-порт;
- Питание 12 В;
- Габаритные размеры Ø150x650 мм (без блока электроники);
- Масса около 12,5 кг.

В экспериментах исследовались особенности вытеснения нефти на месторождении Каламкас. Для создания полимерного раствора использовались как пластовая вода (минерализация 132 г/л), так и подтоварная вода (минерализация 105 г/л) при температуре 20°C.

Были использованы полимерные растворы концентрации полимера 0,7 г/л на основе этих вод. Вязкость подтоварной воды составляла $\mu_v = 1,18$ мПа·с, пластовой – $\mu_v = 1,29$ мПа·с. Модель пластовой нефти была вязкостью $\mu_n = 12,3$ мПа·с. Раствор полимера концентрации 0,7 г/л в дистиллированной воде имел вязкость $\mu_n = 19,06$ мПа·с, в подтоварной воде имел вязкость $\mu_n = 3,65$ мПа·с, в пластовой воде имел вязкость $\mu_n = 3,07$ мПа·с.

Результаты экспериментов на 4 моделях приведены в табл. 3.2, где k_r – проницаемость по газу абсолютная, k_{v1} – проницаемость по воде при 100% водонасыщенности, k_n – проницаемость по нефти при остаточной водонасыщенности, k_{v2} – проницаемость по воде при остаточной нефтенасыщенности, $S_v^{нач}$ – начальная водонасыщенность, $S_n^{ост}$ – остаточная нефтенасыщенность, β – коэффициент вытеснения, ΔP – реализованный в эксперименте перепад давления. В моделях 1 и 2 использовалась подтоварная вода, в моделях 3 и 4 использовалась пластовая вода. В моделях 2 и 4 закачиваемая вода загущалась полимером.

Как показали экспериментальные исследования, использование подтоварной воды для затворения полимера для приготовления полимерного раствора обеспечивает увеличение коэффициента вытеснения примерно на 1 пункт (85,71% против 85,06%) относительно использования пластовой воды для приготовления полимерного раствора.

Таблица 3.2

Результаты экспериментов
(авторская таблица)

№	Проницаемость, мкм ²				$S_{в}^{нач}$,	$S_{н}^{ост}$,	β ,	ΔP , МПа	m , д. ед.
	$k_{г}$	$k_{в1}$	$k_{н}$	$k_{в2}$					
1	1,87	1,42	1,23	0,63	0,235	0,140	0,816	0,010	0,37
2	1,43	1,12	0,73	0,21	0,275	0,103	0,857	0,078	0,36
3	1,52	1,39	0,94	0,22	0,189	0,215	0,735	0,032	0,36
4	1,53	0,89	0,78	0,29	0,263	0,110	0,850	0,067	0,37

Вместе с тем, значения некоторых параметров при экспериментах хотя и близки, но несколько отличались. Для теоретической оценки результатов экспериментов после их проведения была использована зависимость КИН от определяющих параметров [202], в которой влияние параметров учитываются следующими коэффициентами (имеющие размерность обратную к размерности параметров):

$$\begin{aligned} \text{КИН} = & 0,195 - 0,0078 \cdot \mu_0 + 0,00146 \cdot i + 0,082 \cdot \lg(k) + 0,27 \cdot S_{н} + \\ & + 0,180 \cdot m + 0,0039 \cdot h - 0,054 \cdot Q_{внз} - 0,00086 \cdot S \end{aligned} \quad (3.1)$$

где $\mu_0 = \mu_2/\mu_1$ (отношение вязкости нефти μ_2 к вязкости воды μ_1 в пластовых условиях), i – темп разработки ([%]), k – проницаемость ([мкм²]), $S_{н}$ – начальная нефтенасыщенность, m – пористость ([д.ед]), h – толщина пласта ([м]), $Q_{внз}$ – доля запасов в водонефтяных зонах ([д.ед]), S – плотность сетки скважин ([10⁴ м²/скв]). Уравнение (3.1) соответствует широкому диапазону изменения параметров: $\mu_0 = 0,5-34,3$; пластовая температура $t = 22-140^\circ\text{C}$; $k = 0,13-2,5$ мкм²; $m = 0,17-0,26$; $S_{н} = 0,55-0,95$; $h = 2-35$ м; $Q_{внз} = 0,50-0,95$; коэффициент расчлененности $K_p = 1,2-4,6$; $S = (9-84) \cdot 10^4$ м²/скв; КИН = 0,3-0,7.

Такая теоретическая оценка важна для того, чтобы, учитывая небольшие отличия замеренных значений коэффициента вытеснения, и быть уверенным в объективности результатов и точности экспериментов.

Вначале оценим влияние минерализации на эффективность полимерного воздействия. В соответствии с формулой (3.1) влияние минерализации при полимерной технологии проявляется через вязкость полимерного раствора. Поэтому эффект от применения полимерного раствора, затворенного на подтоварной воде, относительно полимерного воздействия на пластовой воде выражается следующей формулой:

$$\Delta \text{КИН} = -0,0078 \cdot (12,3/3,65 - 12,3/3,07) + 0,180 \cdot (0,37 - 0,36) \approx 0,0065; \quad (3.2)$$

Это означает, что прирост нефтеотдачи от применения полимерного раствора, затворенного на подтоварной воде, относительно полимерного воздействия на пластовой воде составляет около 0,65 пункта.

Вместе с тем, значения КИН при заводнении (варианты 1 и 3) не выявляют роль более высокой вязкости пластовой воды – значение КИН в варианте 3 меньше КИН в варианте 1. Это связано с различием параметров при экспериментальных исследованиях – имеются значительные отличия по проницаемости, начальной нефтенасыщенности и по темпу отбора (перепаду давления).

Была проведена адаптация неизвестных параметров в зависимости (1) под результаты эксперимента по варианту 1 по формуле А.П.Крылова с учетом того, что КИН есть произведение коэффициентов вытеснения β (что и замерялось в эксперименте) и коэффициента охвата, который для заводнения примем равным характерному значению 0,76. Результаты расчетов приведены в табл. 3.3.

С учетом коэффициента охвата, расчетный рост коэффициента вытеснения составит около 0,01, что соответствует результатам эксперимента.

Таблица 3.3

Результаты анализа экспериментов (факт – 3*) и прогноз (3**)
(авторская таблица)

№	$k_{в2}$, мкм ²	m , д.ед.	$S_n^{нач}$, д.ед.	μ_2 , мПа·с	μ_1 , мПа·с	μ_0 , д.ед.	i , %	β , д.ед.
1	0,6313	0,37	0,7649	12,3	1,18	10,423	2	0,82
3*	0,2157	0,36	0,8101	12,3	1,29	9,534	6,4	0,80
3**	0,6313	0,37	0,7649	12,3	1,29	9,534	2	0,83

Из табл. 3.3 видно, что при использованных параметрах в варианте «3*-факт» значение β действительно должно было оказаться меньше, чем в варианте 1. Но при одинаковых с вариантом 1 параметрах с учетом вязкости более минерализованной воды (вариант «3**-прогноз») β должно было быть выше его значения при закачке подтоварной воды (вариант 1).

Проведенный анализ показал высокую сходимость результатов экспериментов с опытом разработки, а в целом, исходя из задачи исследования, – бóльшую эффективность применения полимерных растворов, затворенных на подтоварной воде, чем полимерных растворов, затворенных на пластовой воде.

3.2. Расчетный анализ эффективности вытеснения нефти полимерными растворами

Во втором параграфе этой главы описаны расчетные оценки эффективности применения полимерных растворов, затворенных на водах разной минерализации, выполненные совместно с аспирантом кафедры «Нефтегазовая и подземная гидромеханика» Губкинского университета (список публикаций автора диссертации № 3).

Были рассчитаны следующие модельные варианты вытеснения нефти на месторождении Каламкас: заводнение минерализованной водой, вытеснение нефти

оторочкой полимерного раствора на минерализованной воде в размере 30% порового пространства, вытеснение нефти полимерным раствором на подтоварной воде. Использовались известные зависимости вязкости полимерного раствора от концентрации, затворенного на пресной воде [65, 218].

Модельные параметры по влиянию минерализации на полимерный раствор основывались на экспериментальных зависимостях из проектного документа [155], приведенных на рис. 3.1.

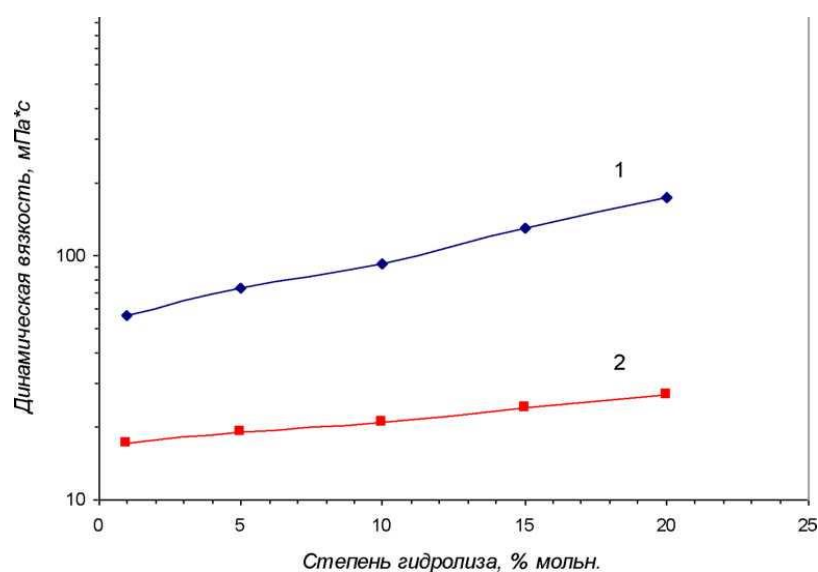


Рис. 3.1. Влияние минерализации на вязкость полимерных растворов при температуре 25°C: 1- пресная вода, 2 – минерализованная [155].

Модельные кривые фазовых проницаемостей были выбраны в соответствии с конкретными данными по месторождению Каламкас. Исходя из фактора сопротивления и вязкости полимерного раствора 19,5 мПа·с, уменьшение фазовой проницаемости принималось равным 5, а остаточное уменьшение фазовой проницаемости принималось равным 3. Сорбция полимера считалась соответствующей изотерме Генри. Сорбция и десорбция солей также считалась соответствующей изотерме Генри.

Разработка месторождения Каламкас осуществляется с применением преимущественно площадной расстановки скважин.

Целью расчетного исследования по модели активной примеси [67] было сравнить нефтеотдачу, получаемую при двух вариантах закачки полимерных растворов: первый вариант – закачка полимерного раствора, затворенного на пластовой воде минерализации b , второй – на воде, имеющей меньшую минерализацию (подтоварная вода). Эффективность этих вариантов сравнивалась с эффективностью заводнения пластовой водой, поскольку эффективность заводнения подтоварной водой будет явно ниже эффективности применения полимерного раствора на подтоварной воде.

В результате расчетов были получены графики распределения водонасыщенности S в пласте и значения КИН. Расчеты показали, что затворение полимерного раствора на подтоварной воде увеличивает КИН на месторождении Каламкас по сравнению с затворением на пластовой воде более чем на 0,05, а по сравнению с заводнением – более чем на 0,08.

ГЛАВА 4. ОЦЕНКА ПРОМЫСЛОВОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ВОД РАЗЛИЧНОЙ МИНЕРАЛИЗАЦИИ И РЕАГЕНТА АС-CSE-1313 НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАЛАМКАС АО «МАНГИСТАУМУНАЙГАЗ»

Одной из причин низкой эффективности заводнения является большое соотношение в пластовых условиях вязкостей добываемой нефти и закачиваемой воды. При этом неоднородность пористой среды усиливает неравномерность продвижения фронта вытеснения. Повышению эффективности системы заводнения способствует применение загущающих методов физико-химического воздействия на продуктивные пласты.

В работе [155] обосновано, что закачка полимерных систем на месторождении Каламкас позволит увеличить коэффициент нефтеизвлечения в среднем на 0,02 д. ед. относительно заводнения, а по результатам оценки экономической рентабельности технологии полимерного воздействия на опытном участке срок окупаемости затрат на закачку полимерного раствора по участкам равен 10-ти месяцам и за первый год применения технологии экономический эффект составит около 300 тыс. долл. США.

На месторождении Каламкас велись работы по полимерному заводнению на двух участках [98]: Участок Запад горизонта Ю-1С, 2 нагнетательные скважины – с 25.09.2014г.; Участок Восток-2 горизонта Ю-1, 4 нагнетательные скважины – с 03.03.2018г.

Участок Запад имеет следующие параметры: $H=17,8$ м, коэффициент песчаности 0,82, коэффициент расчлененности 3,3, $k = 0,946$ мкм², $m=0,26$, начальная нефтенасыщенность 0,75, вязкость нефти при пластовой температуре 60°C составляет 28,75 мПа.с, начальные геологические запасы 5,9 млн.т, утвержденный КИН=0,372, извлекаемые запасы 2,2 млн. т, средний дебит скважин по нефти 8,8 т/сут, по жидкости – 60,2 т/сут, текущая обводненность составляет 85,6 %, текущий КИН=0,328. Дополнительная добыча нефти от ПНП и ИДН на 1 тонну полимера – 83,8 т [98].

Участок Восток имеет следующие параметры: $H=12$ м, коэффициент песчаности 0,6, коэффициент расчлененности 3,8, $k = 0,995$ мкм², $m=0,29$, начальная нефтенасыщенность 0,71, вязкость нефти при пластовой температуре 40°C составляет 28,75 мПа.с, начальные геологические запасы 8,1 млн.т, утвержденный КИН=0,431, извлекаемые запасы 3,5 млн. т, средний дебит скважин по нефти 11 т/сут, по жидкости – 87 т/сут., текущая обводненность составляет 89 %, текущий КИН=0,392. Дополнительная добыча нефти от полимерного заводнения на 1 тонну полимера – 30,7 т. [98].

Таким образом, средняя эффективность по этим двум участкам составляет 57,3 т на 1 тонну сухого реагента [98].

Для оценки эффективности применения технологии ВПП на основе АС-CSE-1313 [36, 47, 99] на других участках месторождения Каламкас был выполнен анализ эффективности работ по ВПП ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг» в одной из нефтедобывающих компаний, которая представила ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг» данные по проведенным закачкам АС-CSE-1313 (с 6%-ным раствором кислоты) на 30 скважинах (табл. 4.1), где ОИЗ – остаточные извлекаемые запасы нефти, k – проницаемость, H – эффективная толщина обрабатываемого пласта, F – обводненность продукции скважин, $V_{\text{зак}}$ – объем закачки, ДДН – дополнительная добыча нефти. (список публикаций автора диссертации № 5).

Эффективность технологии на основе современного гелеобразующего реагента АС-CSE-1313 была проанализирована при различных проницаемостях объектов (k), толщин пластов (H), обводненности продукции (F), остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ). Объем закачки реагента в число далее анализируемых параметров не входил, поскольку изменялся мало и считался характерной особенностью технологии.

Анализ эффективности технологии на основе современного гелеобразующего реагента АС-CSE-1313, эффективного вплоть до минерализации 400 г/л [99], как функции определяющих параметров приведен на рис. 4.1-4.4.

Таблица 4.1

Фактические данные по эффективности технологии ВПП

ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг» на основе АС-CSE-1313

в Западной Сибири (представлена ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг»)

Скв.	Пласт	ОИЗ, тыс.т	k, 10 ⁻³ ·мкм ²	Н, м	F, %	V _{зак} , м ³	ДДН	
							т/скв (ДДН)	т/т сухого реагента
1	ЮВ1-1	7,2	46,0	1,9	93,2	78	499	106,6
2	БВ8-1	191,1	29,8	4,7	53,9	83	687	138,0
3	БВ8-1	75,1	109,6	11,1	63,5	88	586	111,0
4	БВ8-1	76,8	57,0	7,7	58,7	83	462	92,8
5	БВ8-1	245,1	57,0	7,7	73,4	83	385	77,3
6	БВ8-1	154,5	74,6	9,1	70,0	88	491	93,0
7	БВ8-1	125,2	7,2	6,7	55,4	78	424	90,6
8	БВ8-1	54,8	73,3	5,9	39,1	90	348	64,4
9	БВ8-1	66,9	178,5	9,1	70,6	85	408	80,0
10	БВ8-1	74,2	124,0	5,5	45,2	78	330	70,5
11	БВ8-1	51,7	171,0	4,6	71,5	70	461	109,8
12	БВ8-1	99,1	75,0	4,6	45,4	80	697	145,2
13	БВ8-1	100,6	84,9	3,2	77,5	85	270	52,9
14	БВ8-1	62,4	173,9	6,5	40,6	95	474	83,2
15	БВ8-2	45,0	176,0	4,4	55,8	90	268	49,6
16	БВ8-1	27,5	151,1	2,6	84,9	73	266	60,7
17	БВ8-1	11,0	36,4	7,8	86,8	88	414	78,4
18	БВ8-1	108,3	135,2	10,3	63,8	81	704	144,9
19	БВ8-1	46,2	176,2	10,1	66,9	88	452	85,6
20	БВ8-1	64,9	197,0	13,3	48,8	85	356	69,8
21	БВ8-1	36,9	166,4	15,9	73,7	87	371	71,1
22	АЧ0/3-1	51,3	7,5	3,2	49,9	88	467	88,4
23	БВ8-1	26,8	248,4	6,5	70,7	68	323	79,2
24	БВ8-1	125,8	57,0	6,4	20,3	88	845	160,0
25	БВ8-1	66,4	169,9	5,9	73,9	80	351	73,1
26	БВ8-1	22,9	163,5	14,9	58,3	87	356	68,2
27	БВ8-1	65,6	106,3	3,9	78,9	90	546	101,1
28	БВ8-1	263,4	106,4	3,7	74,5	73	731	166,9
29	БВ8-1	364,2	57,0	9,4	49,7	80	624	130,0
30	БВ8-2	71,8	46,0	1,9	93,2	78	499	147,7
Среднее		103,0	110,0	7,1	63,4	83	479	96,3

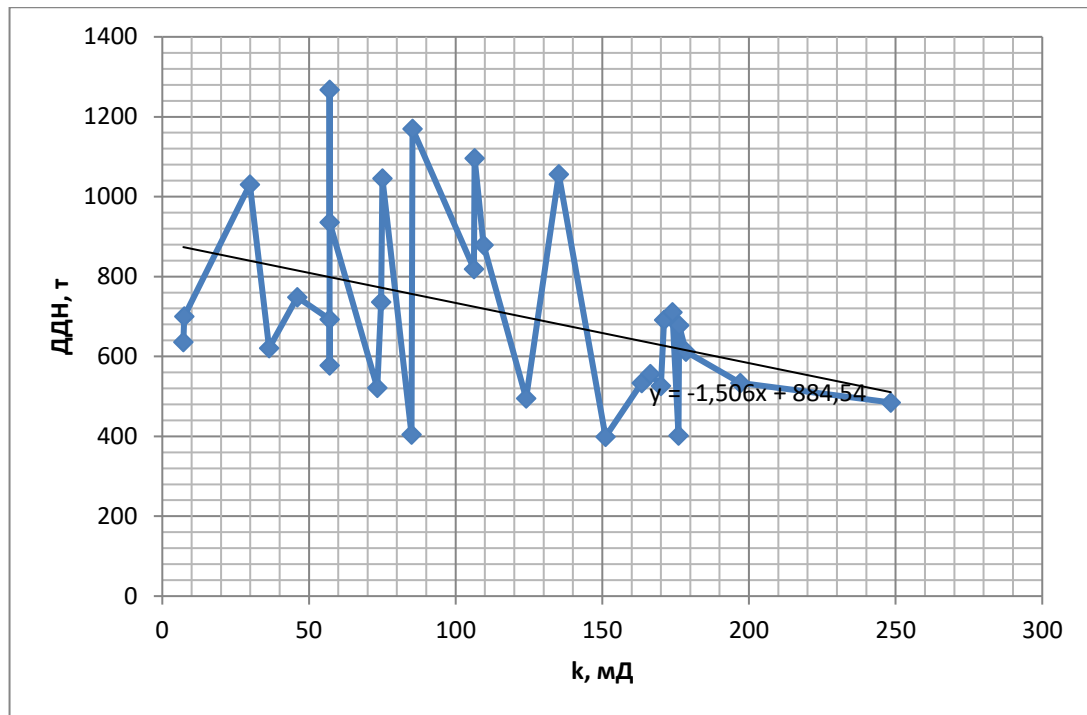


Рис. 4.1. Эффективность применения AC-CSE-1313
как функция проницаемости (рисунок автора).

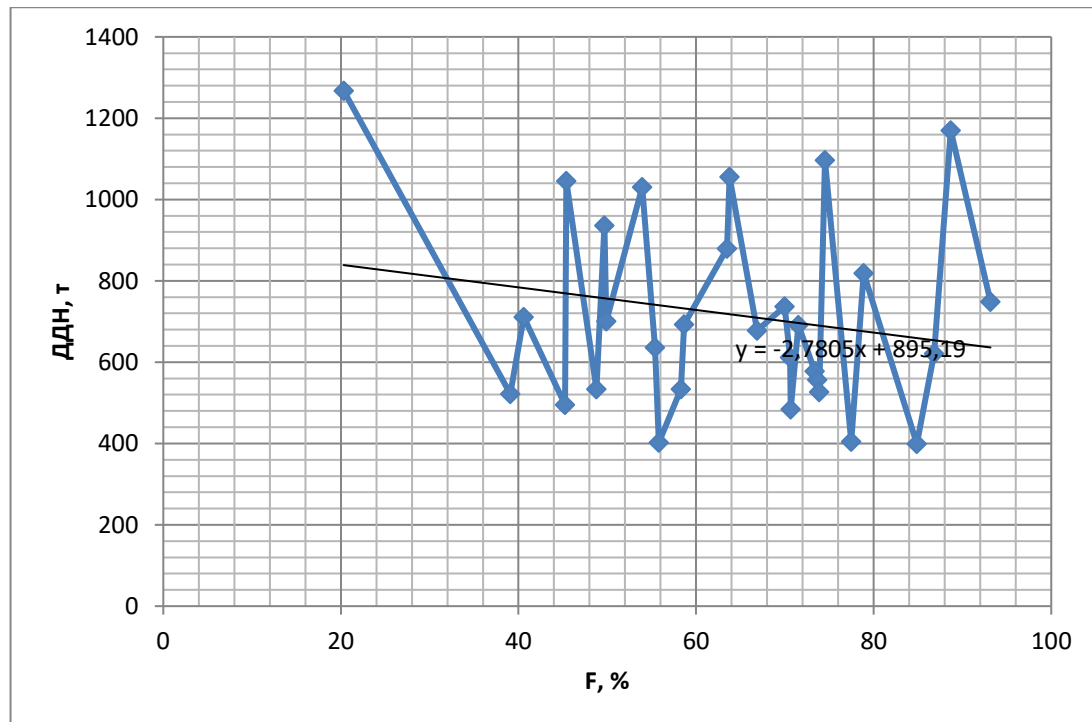


Рис. 4.2. Эффективность применения AC-CSE-1313
как функция обводненности (рисунок автора).

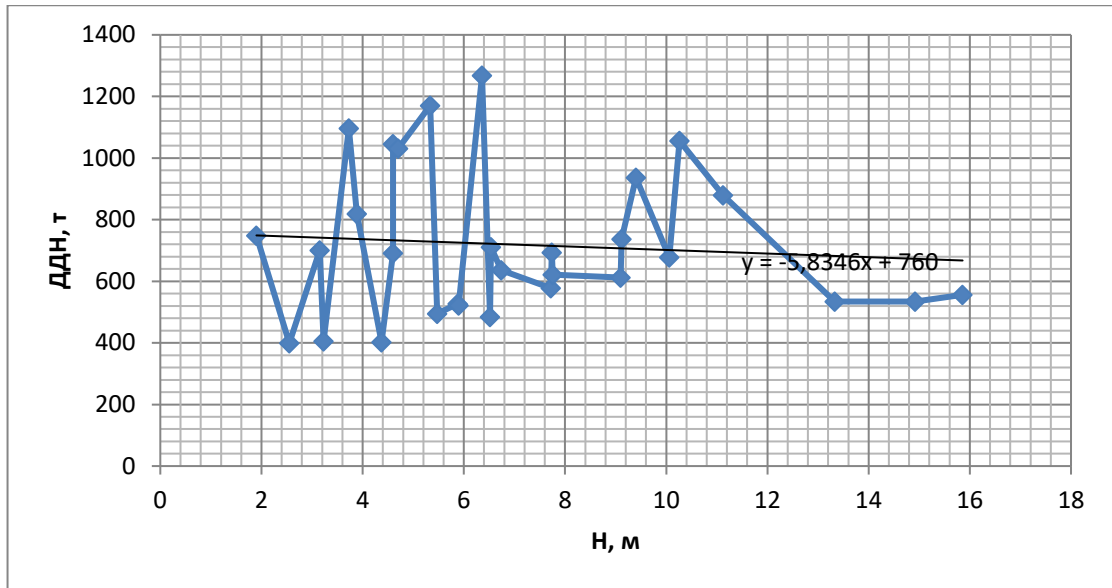


Рис. 4.3. Эффективность применения AC-CSE-1313
как функция толщины пласта (рисунок автора).

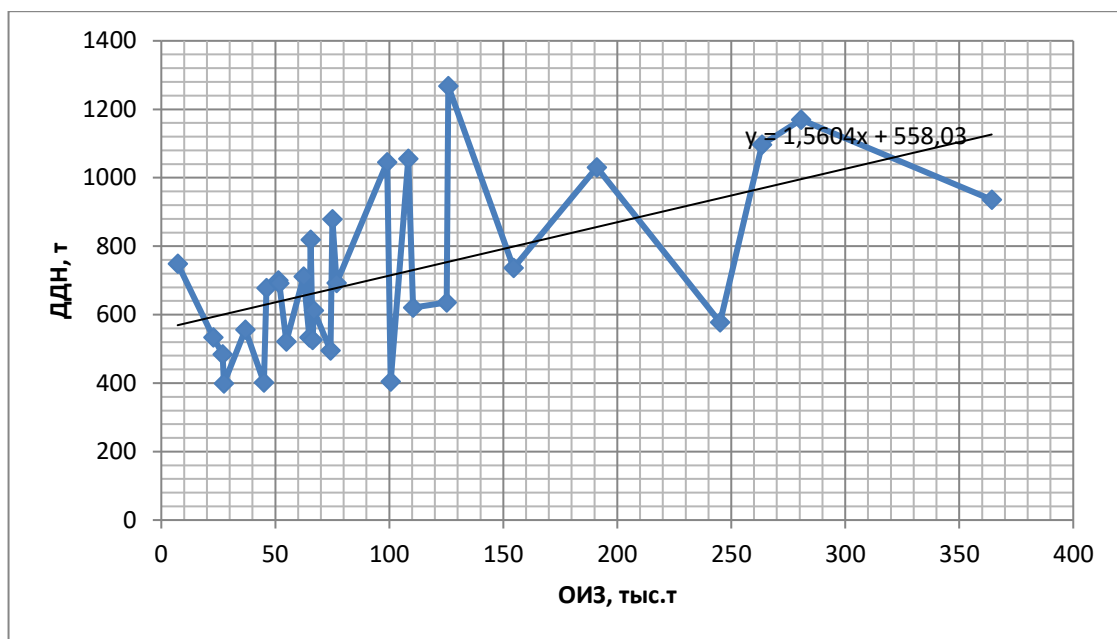


Рис. 4.4. Эффективность применения AC-CSE-1313
как функция остаточных извлекаемых запасов (рисунок автора).

Диапазон параметров обработанных объектов: k от 0,007 мкм² до 0,250 мкм², H от 2 м до 16 м, F от 20% до 93%, ОИЗ от 7 тыс. т до 360 тыс.т.

На основе фактических данных эффективности реагента АС-CSE-1313 марка А на месторождениях России построена корреляционная зависимость дополнительной добычи нефти ($ДДН_{AC}$, [т]) в зависимости от основных влияющих на $ДДН$ параметров: проницаемости коллектора ($[мД]$), обводненности продукции скважин ($[%]$) и толщины объекта ($[м]$), остаточных извлекаемых запасов ($[тыс.т]$) с коэффициентами, имеющими размерность обратную к размерности параметров:

$$ДДН_{AC} = (1,5604 \cdot ОИЗ - 1,506 \cdot k - 5,8346 \cdot H - 2,7805 \cdot F + 3097,76) / 4$$

или

$$ДДН_{AC} = 0,3901 \cdot ОИЗ - 0,3765 \cdot k - 1,45865 \cdot H - 0,6951 \cdot F + 777,44 \quad (4.1)$$

Средняя ошибка $ДДН_{AC}$ по формуле (4.1) относительно фактических данных составляет менее 0,5 т.

Анализ полученной зависимости показывает, что эффективность реагента АС-CSE-1313 ($ДДН_{AC}$) возрастает с уменьшением проницаемости и толщины продуктивного интервала, что особенно важно для сильно неоднородного коллектора месторождения Каламкас.

Расчет возможной эффективности технологии ВПП ООО МПК «ХимСервис-Инжиниринг» на основе АС-CSE-1313 зависимости (4.1) на месторождении Каламкас проведен при следующих параметрах объекта: $H=12$ м, $k = 0,960$ мкм², $F = 87$ %. ОИЗ оценены исходя из текущего значения КИН и приняты 400 тыс.т. При этих данных для месторождения Каламкас $ДДН$ составит более 320 т/скв, или 70 т в расчете на 1 тонну сухого реагента, что значительно выше средней эффективности по указанным выше опытным участкам (табл. 2.12).

Более того, современный гелеобразующий реагент АС-CSE-1313 показал высокую эффективность [36, 47] в сильно неоднородных коллекторах и с ростом ОИЗ (рис. 4.4), что позволяет ожидать на месторождении Каламкас значительно большего эффекта, чем в среднем по полученной выше формуле для $ДДН$, и что позволяет рекомендовать применение АС-CSE-1313 на месторождении Каламкас.

ГЛАВА 5. ОЦЕНКА ПРОМЫСЛОВОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАЛАМКАС АО «МАНГИСТАУМУНАЙГАЗ» КОМПЛЕКСНОГО ПРОЕКТА НА ОСНОВЕ ПРОМЫШЛЕННО ПРИМЕНЯЕМЫХ РЕАГЕНТОВ

Снижение обводненности добываемой продукции нефтяных месторождений – важная задача для России [22, 59, 200], и для Казахстана.

Текущие параметры разработки месторождения Каламкас характеризуются дебитом по жидкости 60,2 т/сут, средним дебитом по нефти 5 т/сут, обводненность продукции скважин составляет 91,7% [98]. Водонефтяной фактор (отношение количества воды к количеству нефти), таким образом, более 10. Высокая обводненность добываемой продукции на месторождении Каламкас уменьшает эффективность добычи нефти.

Рассмотрим применение комплексного проекта на основе рассмотренных загущающих реагентов на месторождении Каламкас с учетом [181, 182].

Снижение обводненности приведет к существенному уменьшению отбора воды. «Уменьшение количества поднимаемой воды приведет к снижению затрат во всех технологических процессах на промысле, включая закачку этой воды для вытеснения нефти, подъем этой воды, отделение этой воды от нефти. Это стоит весьма значительных финансовых затрат и энергозатрат, что означает высокую экономическую выгоду от снижения обводненности продукции скважин. Экономия средств и энергии приведет к снижению себестоимости добычи нефти, что приведет к уменьшению величины рентабельного дебита скважин по нефти и к увеличению коэффициента извлечения нефти» [63, 193, 195, 200].

Можно повышать коэффициент извлечения нефти путем использования адресных системных методов воздействия [31, 53-55, 60, 111]. При этом регулируют как снижение обводненности, так и увеличение дебитов нефти.

«Принципиальная особенность интегрированных методов увеличения нефтеотдачи заключается в том, что они реализуют взаимодействие технологических и

природных факторов с подчинением главной цели – обеспечению максимально коротких и быстрых путей вытеснения нефти [20]. В частности, для сохранения темпов отбора нефти при применении пен, снижающих скорости фильтрации и обводненность продукции скважин, можно сочетать их применение с технологиями, интенсифицирующими закачку и отбор. Так, при использовании пенных систем одновременно закачивались реагенты, увеличивающие приемистость в обрабатываемых скважинах» [22].

«Развитием интегрирования технологий в добыче нефти являются интегрированные проекты, в которых на участке месторождения или месторождении в целом применяются в разном сочетании технологии в скважинах и в нефтепромысловом оборудовании, которые приводят к снижению обводненности одних добывающих скважин, увеличению дебитов в других добывающих скважинах, увеличению приемистости нагнетательных скважин, снижению затрат при промысловой подготовке нефти, что в итоге приводит к улучшению экономических показателей разработки этого участка месторождения или месторождения в целом» [193].

Выберем для реализации комплексного проекта на месторождении Каламкас 18 добывающих скважин для обработки призабойных зон (ОПЗ), 15 добывающих скважин для ограничения водопритокков (ОВП) и 24 нагнетательные скважины для выравнивания профиля приемистости (ВПП) закачкой загущенных (более вязких, чем вода) агентов.

Для расчета и выбора параметров технологий рассмотрим фактическую эффективность технологий на основе новых загущающих реагентов [36, 47, 99, 158, 193, 199] с учетом анализа эффективности гелеобразующих реагентов, изложенных в главе 4.

Для сравнительной оценки эффективности предлагаемого комплексного проекта были использованы данные проектной работы по месторождению Каламкас, где обосновано, что срок окупаемости затрат на закачку полимерного раствора по участкам равен 10-ти месяцам и за первый год применения технологии экономический эффект составит около 300 тыс. долл. США [78].

5.1. Фактическая эффективность интегрированных технологий с использованием новых полимерных систем и хелатных реагентов

5.1.1. Фактическая эффективность технологии ОВП

Использование для технологий ОВП реагента АС-CSE-1313 (стабильного при минерализации до 400 г/л) марки А проверяли разные компании нефтегазовой отрасли и выдали рекомендации о возможности применения этого реагента в технологиях ограничения водопритока [99].

В присутствии нефти гелирующая способность реагента уменьшается, что подтверждено лабораторными испытаниями: через 24 часа рабочий раствор представляет собой слабый золь, подверженный быстрому разрушению.

Технология ОВП на основе АС-CSE-1313 (ТУ 2458-013-66875473-2013) направлена на снижение обводненности продукции скважин и очень важна потому, что прорыв воды в скважины и их полное обводнение происходит задолго до достижения потенциально возможного отбора нефти из скважин, а также потому что при реализации технологии ОВП снижаются непроизводительные затраты на подъем, прокачку и очистку попутно добываемой воды, в том числе непроизводительные энергозатраты. Технология основана на применении реагента АС-CSE-1313 марки А, гелеобразующая способность которого определена при использовании 6% АС-CSE-1313 марки А и 8% HCl.

По результатам фильтрационных исследований состава АС-CSE-1313 на кернах Тевлинско-Русскинского месторождения, объект БС10, показано, что при закачке гелирующего состава на основе АС-CSE-1313 проницаемость кернов падала в 1,5-10 раз. Технология ОВП АС-CSE-1313 марки А была выполнена на 4-х скважинах Тайлаковского ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» месторождения в ноябре – декабре 2016 г. Также были выполнены работы на Аригольском и Тайлаковском месторождениях (табл. 5.1) [99].

Таблица 5.1

Результаты реализации технологии ОВП на основе реагента АС-CSE-1313 марки А
(данные ООО МПК «Химсервисинжиниринг»)

№№ скв.	Режим до ОВП			Режим после ОВП			Изменения после ОВП		
	Qж, м³/сут	Qн, т/сут	Обвод., %	Qж, м³/сут	Qн, т/сут	Обвод., %	Qж, м³/сут	Qн, т/сут	Обвод., %
Аригольское месторождение									
313	364	6,1	98	211	9,5	94,6	-153	3,4	-3,4
328	384	16	95	229	16,1	91,6	-155	0,1	-3,4
Тайлаковское месторождение									
39	215	7,6	96	203	16	91	-12	8,4	-5
705	104	6,3	93	132	5,5	95,9	28	-0,8	2,9
503	250	4,4	98	12	3,7	69	-238	-0,7	-29
36	496	13,1	97	394	11	97,2	-102	-2,1	0,2
Северо-Покурское месторождение									
299	352	3,1	99	107	1,9	98	-245	-1,2	-1
916	800	6,9	99	299	7,8	97	-501	0,9	-2
1352	283	2,5	99	159	8,3	94	-124	5,8	-5
466	320	5,6	98	364	3,2	99	44	-2,4	1
374	265	5	98	212	5,5	97	-53	0,5	-1
1044	485	8,4	98	171	3	98	-314	-5,4	0
Итого									
сумм	4318	85	1168	2493	91,5	1122,3			
сред- нее	359,8	7,1	97,3	207,8	7,6	93,5	-152,1	0,54	-3,8
Процент изменения							-42,2	7,1	

Результаты выполненных работ по ОВП на скважинах (2017г.) показали, что через 3 месяца после обработок снижение Qж произошло в среднем более чем на 40%, снижение обводненности – в среднем почти на 4%; прирост дебитов нефти в среднем более чем на 0,5 т/сут (табл.5.1).

Развитием технологии AC-CSE-1313 марки А является технология AC-CSE-1313 марки В (SPA-WELL) [99], имеющая расширенную область применения, эффективная вплоть до минерализации 400 г/л [99], и не требующая отдельной закачки кислоты, что существенно удешевляет применение этой технологии.

5.1.2. Фактическая эффективность технологии ВПП

Использование реагента AC-CSE-1313 марки А для технологий выравнивания профиля приемистости проверяли разные компании нефтегазовой отрасли и выдали рекомендации о возможности применении этого реагента в технологиях профиля приемистости [99].

В присутствии нефти гелирующая способность реагента уменьшается, что подтверждено лабораторными испытаниями: через 24 часа рабочий раствор представляет собой слабый золь, подверженный быстрому разрушению.

В результате лабораторного моделирования в ОАО «ВНИИнефть» показано, что прирост коэффициента вытеснения для двухслойных моделей составляет 24-47%. При этом увеличение расхода через низкопроницаемые части модели составляет 70-72% [99].

В Заключении ОАО «ВНИИнефть» отмечено, что положительными преимуществами технологии ВПП ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг» по сравнению с полимерными композициями (рис. 5.1 [47, 99, 184, 199]) являются отсутствие механической деструкции при закачке композиции ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг», отсутствие ограничений по минерализации используемой для затворения реагента воды, стабильность получаемого геля при температурах выше 35°C, отсутствие роста давления при закачке.

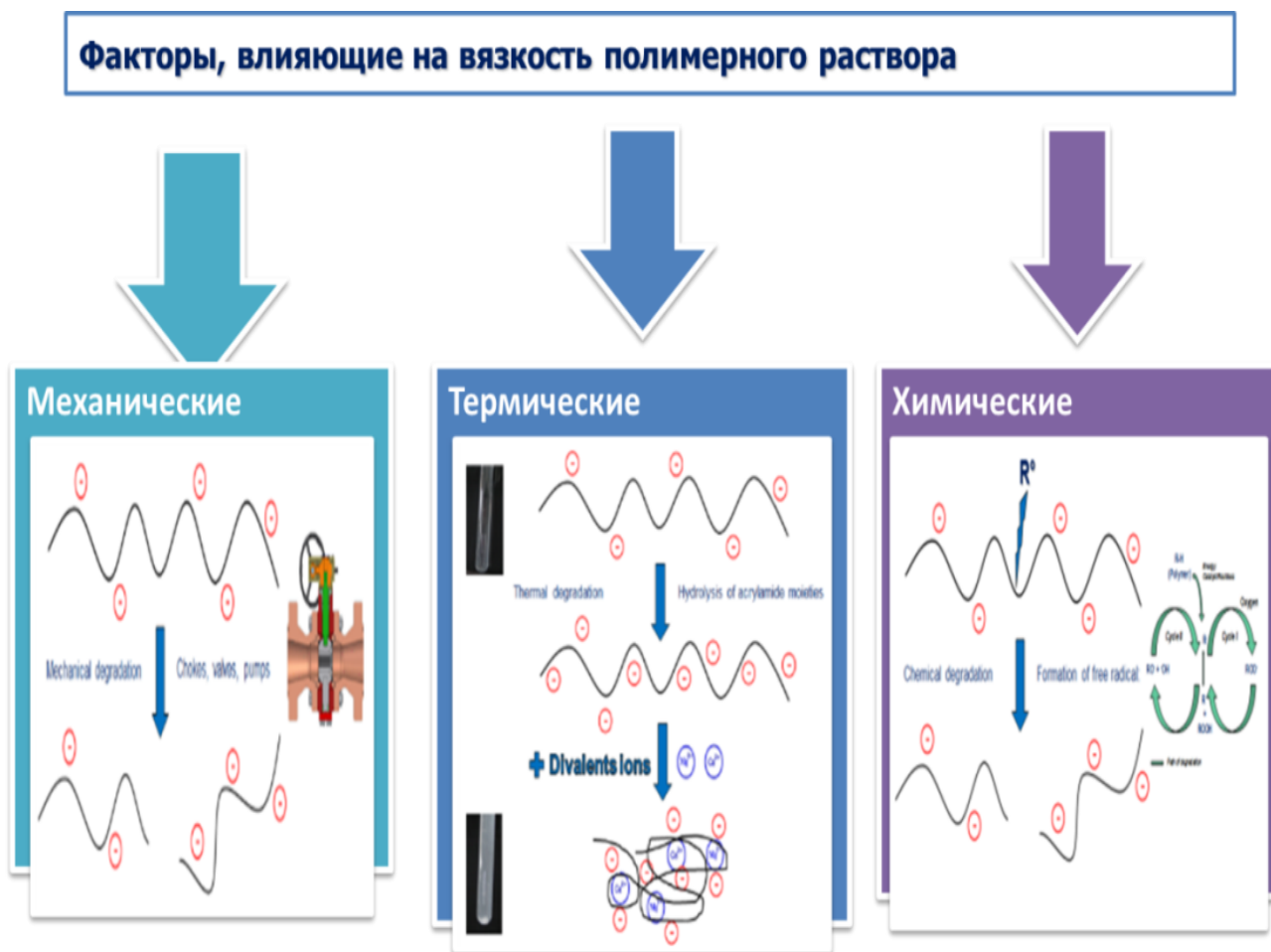


Рис. 5.1. Факторы, влияющие на вязкость полимерного раствора
(рисунок ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг»).

В 2015г. были выполнены работы по ВПП на Сугмутском, Приобском, Ачимовском месторождениях. По данным ОАО «ВНИИнефть» ДДН составил около 1400 т на каждую скважину.

Фактическая эффективность технологии ВПП ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг» на Ачимовском месторождении на 7 скважинах (рис. 5.2), что по расчетам ОАО «ВНИИнефть» составляет 12813 т ДДН, и средняя эффективность на 1 скважину – 1830 т ДДН [47, 99].

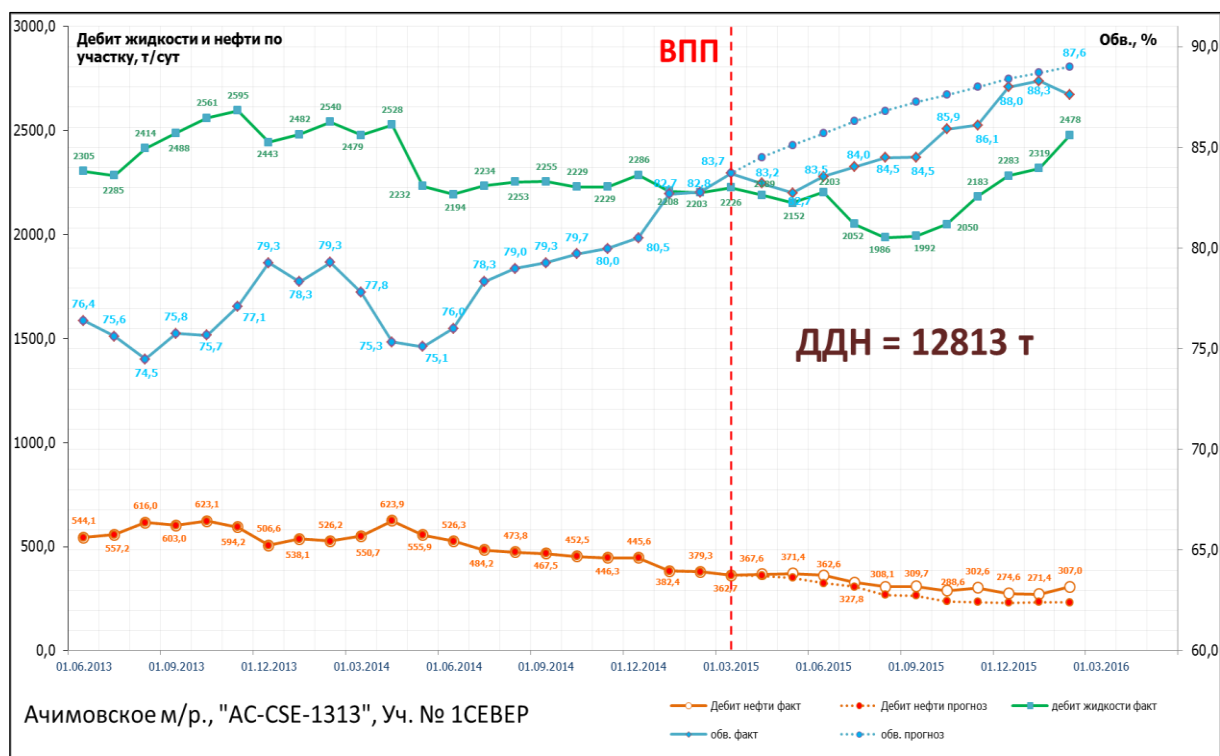
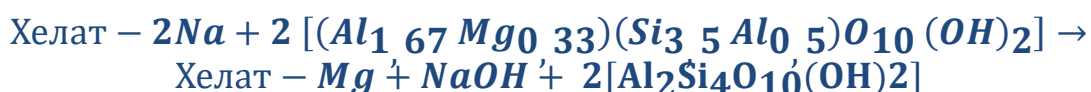


Рис. 5.2. Фактическая эффективность технологии ВПП ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг» на Ачимовском месторождении на 7 скважинах (рисунок ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг»).

Гелеобразующая технология ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг» на основе АС-CSE-1313 марки А была применена при ВПП на 524 скважинах, дополнительная добыча нефти превышает 500 тыс.т. Эффективность технологии ВПП ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг» растет с увеличением объемов применения. Так, проведенные по технологии ВПП закачки в 2019г. на месторождениях ООО «Газпромнефть-Хантос» дали за 3 месяца ДДН 400-500 т на скважину, что в перерасчете на 1 год дает ДДН в размере более 1500 т/скв [36, 47, 99].

5.1.3. Фактическая эффективность технологии ОПЗ

Производимые в ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг» для ОПЗ реагенты РБС-3 и ДГК-2 содержат хелатные комплексы [99, 184, 199]:



Технологии на основе хелатных реагентов РБС-3 и ДГК-2 являются аналогами солянокислотной обработки, но при этом они не корродируют с металлическими частями конструкции скважины. Они разрушают отложения солей, стабилизируют глинистые компоненты, растворяют бариты (рис. 5.3 и 5.4).

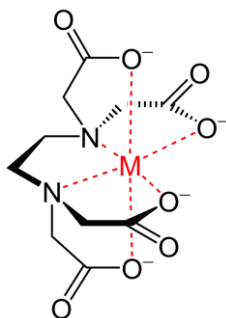


Рис. 5.3. Схема структуры реагентов РБС-3 и ДГК-2 (рисунок ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг»).

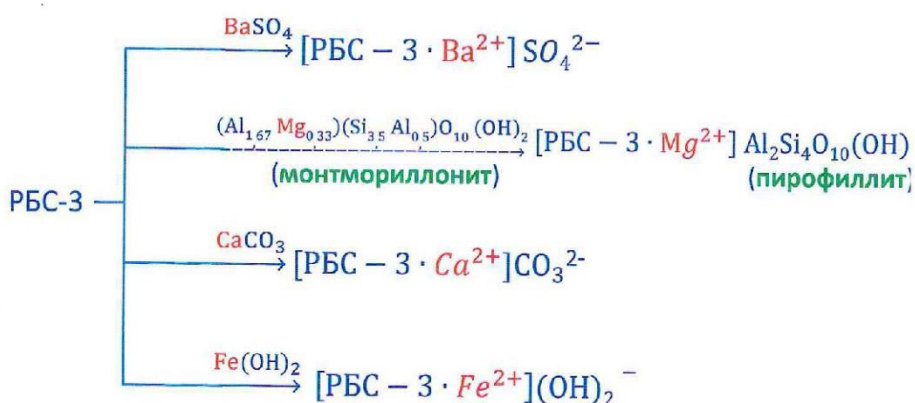


Рис. 5.4. Схема взаимодействия РБС-3 (рисунок ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг»).

По всем образцам с остаточной нефтенасыщенностью после прокачки пластовой водой происходит восстановление проницаемости после обработки реагентом РБС-3 в 3-9 раз. По проведенным в 2017г. ОПЗ на трех скважинах Приобского месторождения замеры через год показали более чем 2-х кратное увеличение производительности скважин.

Технология ОПЗ ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг» на основе хелатных реагентов показала увеличение дебита по нефти более чем на 30% в течение года при опытно-промышленных испытаниях [99, 184, 199].

5.2. Критерии проведения технологий с использованием новых полимерных систем и хелатных реагентов

Критерии подбора скважин-кандидатов для всех технологий [36, 47, 99, 185, 199] включают коэффициент расчлененности пласта не менее 2.

Кроме того, критерии для **ОВП** следующие [36, 47, 99, 185, 199]:

«- Целостность эксплуатационной колонны и отсутствие заколонных перетоков вне целевого интервала обработки.

- Обводненность не более 95%.
- Дебит жидкости более 200 м³/сут.
- Отбор от НИЗ не более 80%.

Кроме того, критерии подбора скважин-кандидатов для **ВПЗ** следующие:

- Целостность эксплуатационной колонны и отсутствие заколонных перетоков вне целевого интервала обработки.

- Проницаемость более 0,03 мкм².
- Обводненность продукции скважин более 70%.

Кроме того, критерии подбора скважин-кандидатов для **ОПЗ** следующие:

- Целостность эксплуатационной колонны и отсутствие заколонных перетоков вне целевого интервала обработки.

- Падение дебита после пуска скважины более чем на 30%» [99, 185, 199]:

Необходимая информация по скважине [36, 47, 99, 185, 199]:

- 1) РИГИС по скважине.
- 2) Геолого-физическая характеристика работающих пластов.
- 3) Заключение ПГИ, ГДИ по скважине.
- 4) Эксплуатационная карточка (МЭР).
- 5) Технологический режим работы (забойное давление, пласт. Давление, дебит жидкости и нефти, обводненность).
- 6) Карта разработки с контурами ВНК с нефтенасыщенными толщинами (текущая).

7) Данные о ранее проведенных ГТМ.

8) Расчет скин-эффекта (при наличии).

Реагент «АС-CSE-1313» марка А [99].

Реагент «АС-CSE-1313» марка А производится по ТУ 2458013-66875473-2013 и применяется в концентрации 6% с соляной кислотой 6-8%, техническая вода – остальное. Этот реагент после растворения образует массу, которая при контакте с водой формирует армированный гель, а в нефтенасыщенной зоне увеличивают смачиваемость коллектора, что обеспечивает увеличение КИН. Реагент не имеет механической и химической деструкции.

«Область применения:

- Тип коллектора – терригенный/ карбонатный
- Пластовая температура – 20-120 °С
- Минерализация воды – до 400 г/л
- Приемистость – от 50 м³/сут.

Преимущества:

- Воздействие на Кохв и на Квыт».

Лабораторным тестированием состава доказана эффективность воздействия и получены приросты Квыт на 24-47% на двухслойных разнопроницаемых моделях, обеспечивая увеличение относительного расхода фильтруемой жидкости через низкопроницаемые модели примерно на 70%.

Опыт применения:

- Выполнено несколько сотен скважино-обработок на месторождениях Западной Сибири и Урало-Поволжья.
- Средняя эффективность обработок с применением АС-CSE-1313 составляет 600-1400 т/скв. дополнительно добытой нефти, в зависимости от выработанности запасов. Эффективность превышает эффективность ВПП на основе ПАА на 30%.

Отмечается снижение темпа падения базовой добычи нефти в среднем на 13% и происходит прирост остаточных извлекаемых запасов по объектам воздействия. На участках воздействия происходит прирост КИН.

Реагент «АС-CSE-1313» марка В [99].

Реагент «АС-CSE-1313» марка В является развитием реагента «АС-CSE-1313» марка А. При взаимодействии раствора реагента «АС-CSE-1313» марка В с закачиваемой водой образуется армированный вязко-пластичный гелевый экран на путях фильтрации воды. Технология реализуется с использованием стандартного оборудования.

«Область применения [99]:

- Тип коллектора – любой.
- Проницаемость – выше 0,005 мкм²;
- Пластовая температура – 20-120 °С
- Минерализация воды – до 400 г/л
- Приемистость –50-600 м³ /сут.

Для изоляционных работ можно увеличить вязкость реагента до 10000 мПа·с увеличением концентрации.

Реагент РБС-3 (ТУ 2458-018-66875473-2015) – это сложный органический комплексный реагент хелатного типа.

Эксплуатационные скважины:

- Очистка ПЗП от отложений нерастворимых солей тяжелых металлов, баритов, глинистых частиц, оксидов и гидроксидов железа
- Очистка ПЗП от гелей ВПП на основе ПАА
- Удаление нерастворимых продуктов реакции соляной кислоты с породой.

Преимущества:

- ОПЗ скважин без подъема ГНО
- Хорошая растворимость в воде и щелочах, рН=12-14
- Коррозия металла в растворе РБС-3 ниже предельно допустимых значений.
- Отсутствуют аналоги в отрасли».

«Может быть применен для разглинизации низкопроницаемых коллекторов. Процесс набухания глин обусловлен «затягиванием» молекул воды внутрь слоистой структуры глинистого минерала. Задача решается путем

взаимодействия реагента РБС-3 с катионами монтмориллонита с образованием глинистого вещества пиррофиллита, который не подвержен набуханию в воде. Результат взаимодействия – увеличение проницаемости коллектора».

Опыт применения [36, 47, 99, 185, 199]:

- По результатам обработок глинизированных коллекторов коэффициент продуктивности добывающих скважин и приемистость нагнетательных скважин увеличиваются в 2-3 раза.

- Реагент рекомендуется для освоения скважин после бурения с использованием раствора на основе глинопорошка и барита.

Реагент ДГК-2 (ТУ 20.59.42-021-66875473-2018) – это порошкообразная смесь от белого до светло-коричневого цвета, рН 1%-ного раствора – не более 4,8, плотность 5%-ного раствора – 1,0-1,2 г/см.

Область применения:

- Глубокопроникающий пролонгированного действия реагент для растворения карбонатной составляющей коллектора.
- Диспергация глинистой буровой корки.
- Удаление нерастворимых продуктов реакции соляной кислоты с породой.
- Очистка призабойной зоны скважин после кислотных ГРП.

Преимущества:

- Образование многоканальных структур растворения и увеличение проницаемости естественных трещин.
- Растворяющая способность 5% раствора реагента ДГК-2 более чем в 2 раза выше, чем у 12% раствора НС, а коррозионная активность ниже более чем в 5 раз
- Селективность действия – прирост проницаемости нефтенасыщенного керна на 2-3 порядка выше, чем водонасыщенного.
- Возможность использования на залежах с высокой пластовой температурой.

5.3. Прогноз технологической и экономической эффективности комплекса технологий с использованием новых полимерных систем и хелатных реагентов на месторождении Каламкас

Был проведен прогноз по фактическим результатам ОНР и удельных энергозатратах на месторождениях отрасли [198] при цене электроэнергии 5 рублей/1 квт.ч по аналогии с ранее проведенным прогнозом для месторождения Самотлор [184].

При ОНР, в соответствии с табл. 5.1:

- Снижение отборов жидкости на 40%.
- Дебит нефти – увеличивается на 5%.
- Затраты на КРС учтены по цене 1,2 млн. рублей на скважину.

Технология ОНР показала снижение доли поднимаемой воды более на 40% и увеличение дебитов по нефти более чем на 7% при ОНР, и в расчетах эффективности технологии ОНР были использованы практически те же значения по уменьшению отборов жидкости и увеличения дебитов нефти.

Расчет экономической оценки эффективности технологии ОНР на основе АС-CSE-1313 марки А был показал экономию затрат электроэнергии на 1 скважину в количестве 1,3 млн. руб. за счет уменьшения подъема 7,2 тыс. м³ воды, но чистый доход компании оказался отрицательным вследствие относительно небольших дебитов скважин по жидкости – табл. 5.2.

Поэтому применение технологии ОНР на месторождении Каламкас, в отличие от других месторождений [193], не рекомендуется.

Экономическая оценка применения технологии ВПП на основе реагента АС-CSE-1313 проведена (табл. 5.3) в соответствии с тем, что технология ВПП показала ДДН более 900 т в течение года при опытно-промышленных испытаниях, в том числе в условиях близких к условиям месторождения Каламкас [99].

Таблица 5.2

Экономическая оценка применения технологии ОВП на основе АС-CSE-1313 марки А на конкретной скважине (расчет автора на основе затрат по [198])

Параметры	Значение
Количество добывающих скважин, шт	1
Добыча жидкости на скважину, м ³ /сут	60,2
Объем поднимаемой жидкости, м ³ /сут	60,2
Объем поднимаемой жидкости за год, тыс.м ³	18,06
Объем поднимаемой воды за год, тыс. м ³	15,4
Обводненность продукции, %	85,4
Объем добываемой нефти за год, тыс. т	2,6
Удельные энергозатраты на подъем жидкости, кВт·ч/м ³	21,6
Удельные энергозатраты на прокачку жидкости до УПСВ, кВт·ч/м ³	8,9
Удельные энергозатраты на закачку жидкости, кВт·ч/м ³	8,5
Удельные энергозатраты на прокачку жидкости до ЦПСД, кВт·ч/м ³	5,9
Удельные энергозатраты на прокачку жидкости до узла сдачи, кВт·ч/м ³	4,1
Возвращаемая в компанию стоимость от продажи нефти, млн.руб.	15,0
Затраты на прокачку воды по промыслу, млн. руб.	3,0
Затраты на подъем и прокачку нефти по промыслу, млн. руб.	0,3
Снижение объема поднимаемой жидкости, %	40,0
Рост дебитов по нефти, %	5,0
Уменьшение добычи жидкости после ОВП за год, тыс. м ³	7,2
Увеличение добычи нефти после ОВП за год, тыс. т	0,1
Количество добываемой жидкости после ОВП, тыс. м ³	10,8
Количество добываемой нефти после ОВП, тыс.т	2,8
Обводненность продукции после ОВП, %	69,9
Увеличение затрат на добычу нефти после ОВП, млн. руб	0,02
Уменьшение затрат на добычу жидкости после ОВП, млн. руб	1,3
Доход от продажи нефти, тыс. руб/т	6,2
Доход от продажи ДДН после ОВП, млн. руб/т	0,8
Затраты на обработку 1 скважины, млн. руб.	1,200
Затраты на КРС, млн. руб.	1,200
Превышение дохода над расходами, млн. руб.	-0,3
Возвращаемая в компанию стоимость за 1 скважину, млн.руб.	-0,3
Рентабельность за год, %	-22,3

Таблица 5.3

Экономическая оценка применения технологии ВПП на основе АС-CSE-1313
на месторождении Каламкас на конкретной скважине
(расчет автора на основе затрат по [198])

Параметры	Значение
Количество добывающих скважин	1
Объем закачанного раствора АС-CSE-1313, т	300
Стоимость 1 обработки, млн. руб.	1,2
Стоимость закачки АС-CSE-1313, млн. руб	1,2
Дополнительная добыча нефти от ВПП, тыс.т	0,9
Нетбэк с 1 т (1\$=65руб, 1 баррель=70\$, налоги 80%), тыс. руб	6,2
Нетбэк от ВПП., млн. руб/скв.	5,6
Затраты на проведение работ по ВПП, млн. руб	1,2
Удельные энергозатраты на подъем жидкости, кВт·ч/м ³	21,6
Удельные энергозатраты на прокачку жидкости до УПСВ, кВт·ч/м ³	8,9
Удельные энергозатраты на прокачку жидкости до узла сдачи, кВт·ч/м ³	4,1
Затраты на подъем и прокачку нефти, млн. руб.	0,2
Чистый доход от закачки раствора АС-CSE-1313, млн. руб	4,2
Индекс доходности за год	3,5

Проведение технологии ВПП на основе АС-CSE-1313 потребует закачки в среднем 300 м³ раствора реагента на 1 скважину, что составит 1,2 млн. руб.

Расчет экономической эффективности технологии ВПП на основе реагента АС-CSE-1313 с учетом удельных энергозатрат, по аналогии с имеющейся информацией по другим месторождениям отрасли, показал чистый доход компании более 4 млн. руб на 1 скважину. Чистый доход от ВПП при закачке раствора АС-CSE-1313 на 24нагнетательных скважинах составит 100,8 млн. руб.

Экономическая оценка применения технологии ОПЗ по интенсификации на основе РБС-3 приведена в табл. 5.4. Увеличение дебита по нефти принято 30%. Расчет экономической эффективности технологии ОПЗ на основе РБС-3, показал чистый доход компании более 4 млн. руб на 1 скважину. Чистый доход от закачки РБС-3 на 18 скважинах составит 73,8 млн. руб.

Таблица 5.4

Экономическая оценка применения технологии ОПЗ на основе РБС-3
на конкретной скважине (расчет автора на основе затрат по [198])

Параметры	Значение
Текущая добыча нефти, т/сут	8,8
Количество добывающих скважин	1
Объем закачанного раствора РБС-3, т	5
Стоимость 1 обработки, млн. руб.	1,1
Увеличение дебитов скважин, разы	1,3
Дополнительная добыча нефти от ВПП за год, тыс.т	0,87
Нетбэк с 1 т (1\$=65руб, 1 баррель=70\$, налоги 80%), тыс. руб	6,2
Нетбэк от ОПЗ за год., млн. руб	5,4
Затраты на проведение работ с РБС-3, млн. руб	1,1
Удельные энергозатраты на подъем жидкости, кВт·ч/м ³	21,6
Удельные энергозатраты на прокачку жидкости до УПСВ, кВт·ч/м ³	8,9
Удельные энергозатраты на прокачку жидкости до узла сдачи, кВт·ч/м ³	4,1
Затраты на подъем и прокачку нефти, млн. руб.	0,18
Чистый доход от ОПЗ млн. руб	4,1
Индекс доходности за год	3,7

В результате расчетов и их анализа можно предложить комплексный проект, состоящий из технологий выравнивания профиля приемистости и обработки призабойных зон скважин.

Расчеты показали, что при реализации предложенной Программы применения новых технологий, общая длительность реализации Программы составит 6 месяцев, а технологический эффект от реализации Программы будет проявляться в течение 1 года после реализации соответствующих обработок. Если поступление средств от продажи нефти монетизировать через 2 месяца после добычи нефти, то итоговые поступления средств за счет реализации Программы будут получены на 20-й месяц после начала реализации Программы. В этом случае дополнительная добыча нефти за год составит $24 \times 0,900 + 18 \times 0,870 = 37,2$ тыс.т.

Если считать затраты на реализацию Проекта по отдельным скважинам, то они составят 48,6 млн. рублей за 6 месяцев (но за счет компенсации средств

первыми обработанными скважинами фактические затраты составят только 30,8 млн. руб.). Уже через 8 месяцев проект окупится (рис. 5.5). Заказчик за 20 месяцев получит чистый дисконтированный доход 152,1 млн. рублей (рис. 5.5), а за первые 12 месяцев (1 год) Заказчика получит чистый дисконтированный доход 150 млн. руб. (700 млн. казахстанских тенге или более 1 млн. долл. США).

Индекс доходности за 20 месяцев – 4,9.

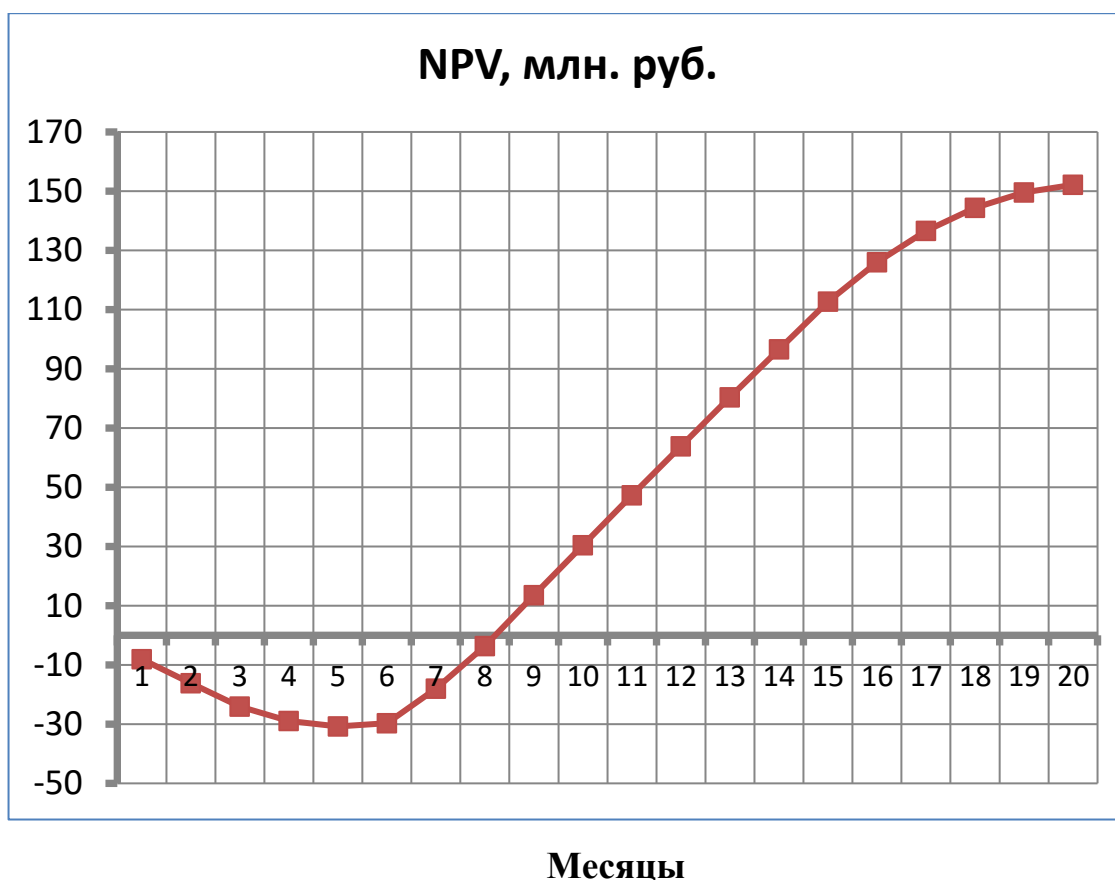


Рис. 5.5. Зависимость NPV (млн. рублей) на месторождении Каламкас по месяцам реализации комплексного проекта

5.4. Прогноз увеличения нефтеотдачи на месторождении Каламкас при применении новых полимерных систем

«Как показывает опыт применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН), основным фактором, определяющим эффективность проводимых работ, является

правильный выбор конкретной технологии для определенных геолого-физических условий пласта и стадии разработки. Для эффективной разработки низкопроницаемых пластов российских месторождений была использована [36, 47, 113, 177] химическая система АС-CSE-1313. При реализации технологии используются химреагенты, на основе взаимодействия которых в пористой среде формируется армированный вязко-пластичный гель: реагент АС-CSE-1313 марка А (ТУ 2458-013-66875473-2013) – 6-8% масс.; соляная кислота или кислотный состав CSE-0713 по ТУ 2458-007-66875473-2013 – 8% масс.; остальное – вода. Применяемые компоненты реагента АС-CSE-1313 марка А допущены к применению в нефтяной промышленности, не дефицитны» [99].

В опыте № 1 коэффициент проницаемости по нефти низкопроницаемой модели составил 15,84 мД, высокопроницаемой – 120,65 мД, при коэффициентах вытеснения – 0,191 и 0,661, соответственно. После закачки состава АС-CSE-1313 определены коэффициенты вытеснения стали 0,538 (низкопроницаемая модель) и 0,688 (высокопроницаемая модель) [177].

В опыте 2 с использованием керновых моделей с проницаемостью 9,40 мД и 61,60 мД получены следующие результаты: увеличение коэффициентов вытеснения с 0,043 до 0,433 для низкопроницаемой модели, и с 0,695 до 0,740 для высокопроницаемой модели.

Из приведенных результатов видна высокая избирательность закачиваемого реагента: почти 90% от прироста коэффициента вытеснения составило довытеснение из низкопроницаемых моделей, причем относительный расход через низкопроницаемые модели увеличился на 70-72%.

На рис. 5.6 показан результат закачки 6% АС-CSE-1313 марка А и 6%-ного кислотного состава (HCL) в составную двухслойную модель с разнопроницаемыми частями [177].

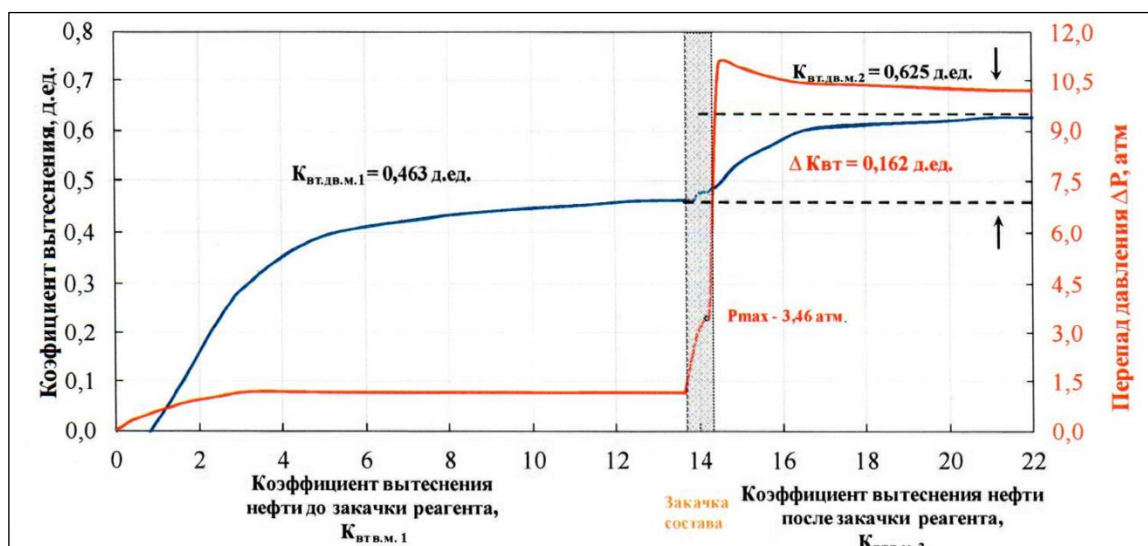


Рис. 5.6. Результаты вытеснения нефти из двуслойной модели реагентом AC-CSE-1313 марка А (рисунок ООО МПК «Химсервисинжиниринг»).

«К 2019г. выполнено более 450 скважино-обработок по технологии AC-CSE-1313. Работы по воздействию на нефтяные объекты проводились в широком диапазоне геолого-физических характеристик обрабатываемых пластов: толщины пластов от 1,4 м до 10м; температура пластов 30-98⁰С; пористость 14-20%, проницаемость 2,4-114 мД; расчлененность 2-12. Необходимый объем раствора зависит от степени промытости зоны, запасы которой введены в разработку. Как показали ОПР, технология высокоэффективна и рентабельна в различных геолого-промысловых условиях. Удельная технологическая эффективность коррелирует с выработанностью запасов по объектам разработки месторождений и составляет до 1400 т/скв. Рабочие объемы применяемого состава AC-CSE-1313 подбираются и адаптируются индивидуально для каждой скважины» [177].

Удельная технологическая эффективность AC-CSE-1313 является высокой и составляет до 1440 т/скв. за шесть месяцев при дальнейшем продолжении эффективности [177].

При проведении работ с использованием большеобъемных оторочек состава эффективность достигает более 1800 т/скв.

Средние значения прироста коэффициента вытеснения при закачке AC-CSE-1313 марка А составили 29,39-48,29 % [99, 177], что в среднем можно принять как более трети.

Текущий КИН месторождения Каламкас составляет 0,238 при достигнутой обводненности продукции более 90%.

Таким образом, применяя AC-CSE-1313 марка А на месторождении Каламкас можно на треть увеличить КИН, что составит более 0,08. Таким образом можно ожидать достижения утвержденного КИН= 0,323 на месторождении Каламкас при применении реагента AC-CSE-1313 марка А.

ГЛАВА 6. ОЦЕНКА ПРОМЫСЛОВОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ЖАЛГИЗТОБЕ МАНГИСТАУСКОЙ ОБЛАСТИ КАЗАХСТАНА ТЕХНОЛОГИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НОВЫХ ПОЛИМЕРНЫХ СИСТЕМ

6.1. Экспериментальные исследования вязкости раствора реагента SPA-WELL

Рассмотрим применение нового полимерного состава SPA-Well [99]. Технология основана на использовании реагента SPA-Well в виде порошка. При взаимодействии раствора реагента с закачиваемой водой образуется армированный гелевый экран на путях фильтрации воды. Состав полезен для применения в технологиях выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин (ВПП) и в ремонтно-изоляционных работах (РИР) [99].

Блокирующий (изолирующий) состав представлен реагентом SPA-Well, обладающим высокими прочностными характеристиками с управляемым временем загеливания (рис. 6.1-6.4).



Рис. 6.1. Внешний вид гелей на основе SPA-Well
(рисунок ООО МПК «Химсервисинжиниринг»).

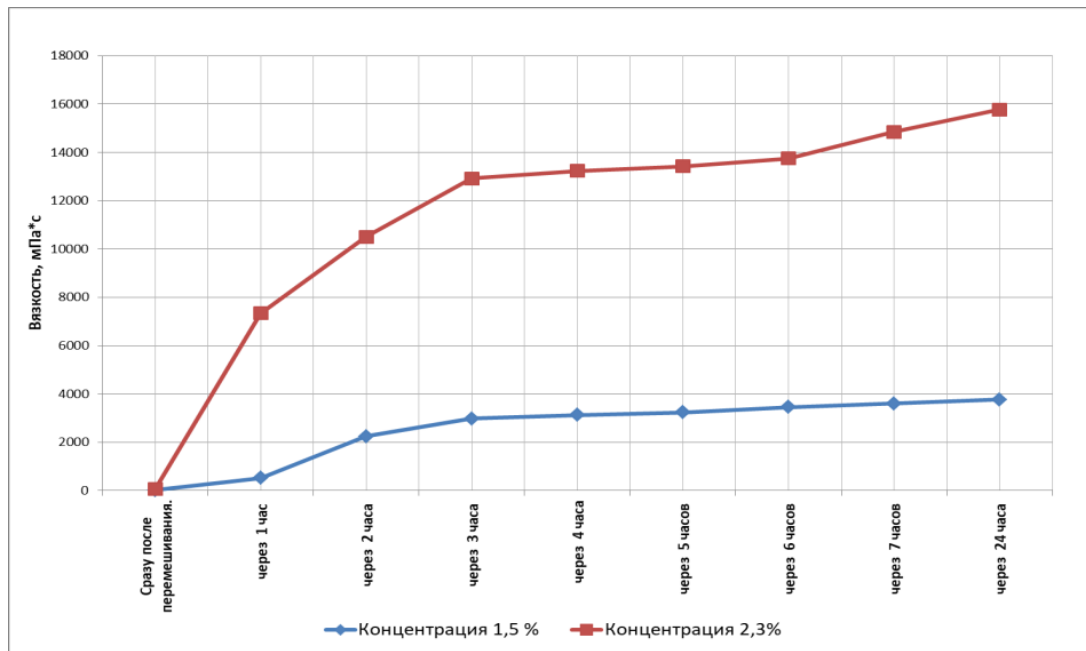


Рис. 6.2. Динамика замеров вязкости состава SPA-Well на подтоварной воде Вынгапуровского месторождения (рисунок ООО МПК «Химсервисинжиниринг»).

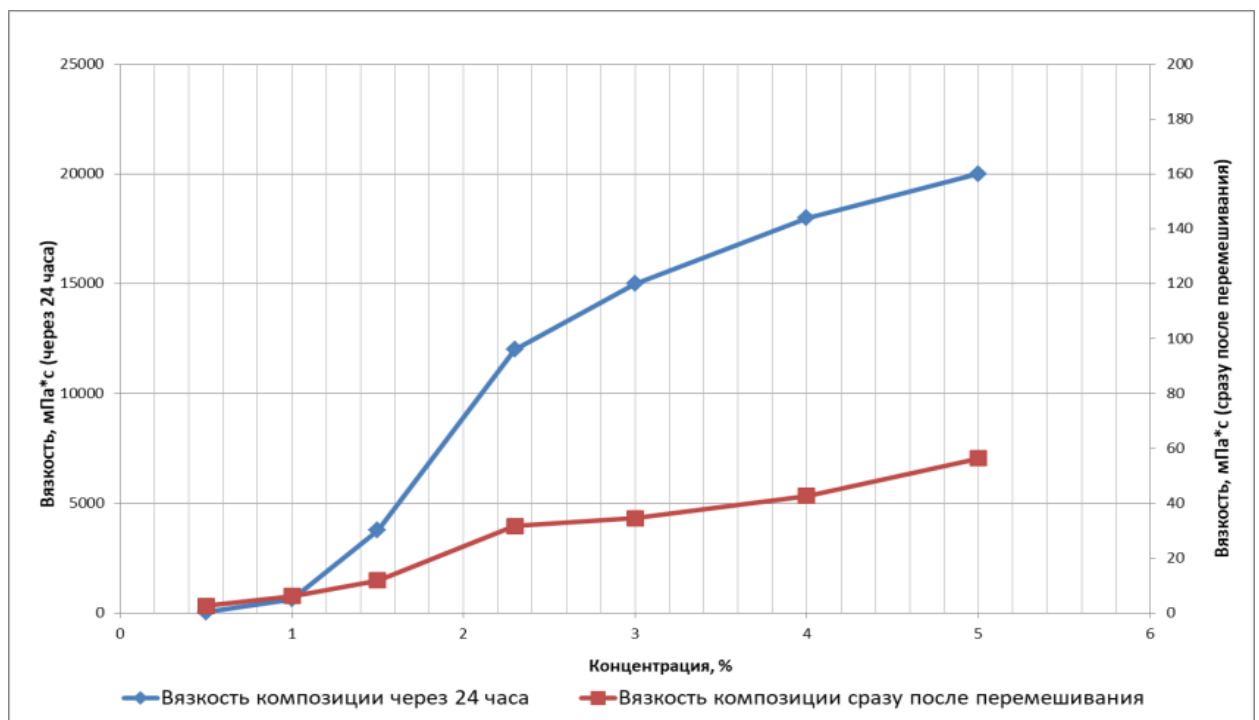


Рис. 6.3. Результаты лабораторного тестирования состава SPA-Well на подтоварной воде Вынгапуровского месторождения (выдержка 24 часа) (рисунок ООО МПК «Химсервисинжиниринг»).

Лабораторные исследования ООО МПК «Химсервисинжиниринг» были проведены с использованием подтоварной воды Вынгапуровского (плотность 1,009 г/см³) при температуре 85°C и Ново-Шешминского месторождений (плотность 1,157 г/см³) при температуре 30°C.

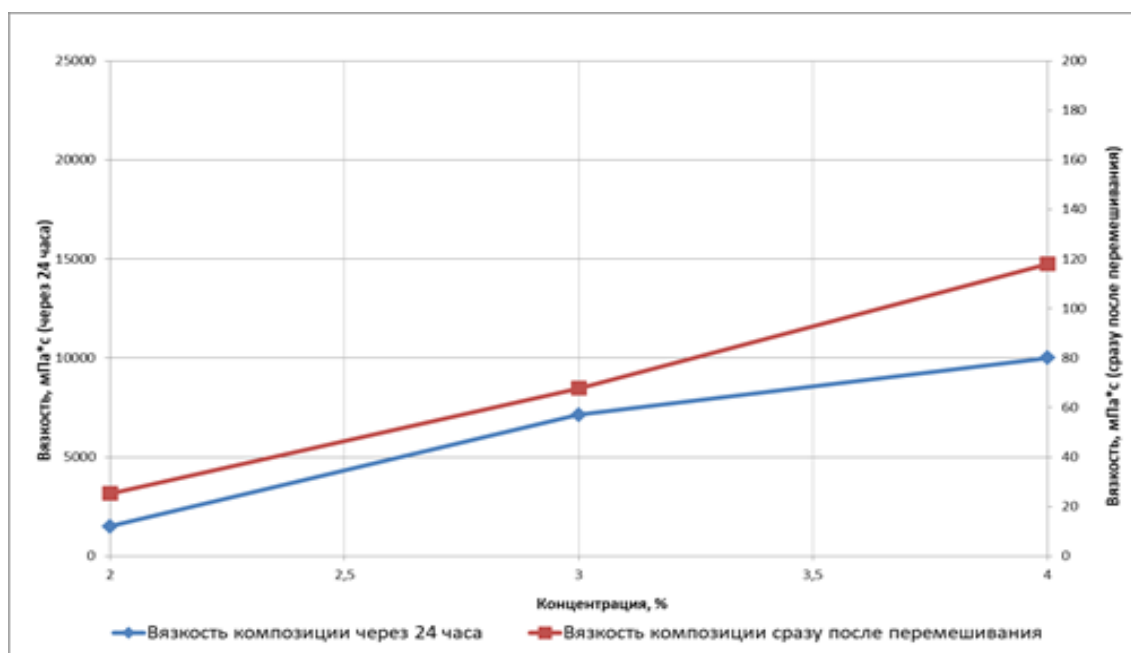


Рис. 6.4. Результаты лабораторного тестирования состава SPA-Well на подтоварной воде Ново-Шешминского месторождения (выдержка 72 часа) (рисунок ООО МПК «Химсервисинжиниринг»).

«По результатам определения вязкости растворов реагента в диапазоне концентраций 0,5-5,0 % масс. при температуре 85°C установлено, что оптимальными концентрациями реагента SPA-Well для проведения технологий ВПП являются 1,0-2,3% масс. Время гелеобразования растворов реагента в концентрациях 1,0%; 1,5% и 2,3% масс., при температуре 85°C составляет 4-7 часов. При этом наблюдается нарастающее гелирование, полученные гели являются вязко-пластичными, термостабильными. Вязкость полученных гелей для указанных растворов через 24 часа составляет 632 мПа·с, 3770 мПа·с и более 10000 мПа·с, соответственно» [113].

Плотность и pH рабочих растворов реагента при концентрации 1,5% и 2,3% составляют 1,010 г/см³ и 5,7 ед. и 1,020 г/см³ и 5,5 ед., соответственно [113].

При этом растворы реагента в данных концентрациях при 85°C не обладают коррозионной активностью (табл. 6.1). В присутствии нефти 1,5% раствор реагента не образует высокопрочных гелей, т.е. обладает селективностью воздействия на пласт.

Таблица 6.1

Определение коррозионной активности состава SPA-Well
(таблица ООО МПК «Химсервисинжиниринг»).

№ образца	объем р-ра	Плотность рас-ра,	t, °C	τ , ч	Площадь образца, S, см ²	Масса Ст3 до травления	Масса Ст3 после травления	Потеря массы образца	Скорость корр. v, г/м ² ·ч	Скорость корр., мм/год
	V, мл	ρ , г/см ³				m ₁ , г	m ₂ , г	m ₁ - m ₂ , г		
1,50%	100	1,01	85	24	0,001232	19,6663	19,666	0,0004	0,0101	0,0113
2,30%	100	1,02	85	24	0,00149	20,3744	20,374	0,0004	0,0111	0,0125

На основании выполненного тестирования рекомендуемая концентрация реагента SPA-Well для большеобъемных технологий ВПП составляет для основной пачки – 1,0-1,5% масс., для закрепляющей пачки – 2,0-2,3% масс.

Проведенные эксперименты [99] на подтоварной вода Вынгапуровского месторождения (плотность 1,009 г/см³) с реагентом AC-CSE-1313 марка В (SPA-Well) при температуре испытаний – 85°C показали (табл. 6.2):

Приведем результаты выполненных под руководством автора экспериментальных исследований реологии раствора реагента SPA-WELL, вязкость которого на водах месторождения Жалгизтобе увеличивается с уменьшением скорости сдвига (табл. 6.3), и сохраняющего свои свойства при минерализации до 300 г/л.

Реагент SPA-WELL при закачке имеет вязкость на уровне 30-40 мПа·с, достигая в пластовых условиях значений сотен тысяч мПа·с. Поскольку вязкость этого реагента небольшая при движении в НКТ при закачке, и высокая в пласте, особенно после прекращения закачки реагента и продвижения его водой, этот реагент следует закачивать быстро: после загеливания (через 24 часа) реагент SPA-Well существенно увеличивает свои вязкостные параметры (табл. 6.4).

Таблица 6.2

Характеристика реагента SPA-Well
(таблица ООО МПК «Химсервисинжиниринг»).

Показатель	Вязкость, мПа·с								
Время термостатирования при 85°C, часы	Сразу после перемешивания	1 ч	2 ч	3 ч	4 ч	5 ч	6 ч	7 ч	24 ч
1,1%-ый раствор	8	212	267	320	363	398	422	467	878
1,5%-ый раствор	16	515	2248	2976	3124	3242	3458	3606	3770
2,3%-ый раствор	37	6830	8250	9953	10118	10177	10298	>10000	>10000

Таблица 6.3

Зависимость эффективной вязкости реагента SPA-Well
от скорости сдвига при 25 °C и 68 °C (таблица автора).

	Эффективная вязкость μ (мПа·с) при скорости сдвига ζ (с ⁻¹)						
ζ	0,6	1,2	3,0	5,0	7,0	12	100
μ при $t=25^\circ\text{C}$	127450	41283	10341	3745	1665	445	24
μ при $t=68^\circ\text{C}$	147000	43300	10450	3815	2205	509	31

Таблица 6.4

Зависимость эффективной вязкости после гелеобразования реагента SPA-Well от скорости сдвига при 68 °С (таблица автора).

	Эффективная вязкость μ (мПа·с) при скорости сдвига ζ (с⁻¹)						
ζ	0,6	1,2	3,0	5,0	7,0	12	100
μ	290500	144000	69900	46600	30750	18750	3005

В 2019г. выполнены 7 обработок скважин по технологии ВПП AC-CSE-1313 марка В (SPA-Well) [99], в том числе:

- 5 скв.-опер. на Вынгапуровском месторождении;
- 2 скв.-опер. на Тайлаковском месторождении.

По первым 2-м скважинам Вынгапуровского месторождения, обработанным в апреле 2019г., технологическая эффективность за 8 месяцев составила более 850 тонн ДДН на 1 скважину [99].

6.2. Обоснование и анализ применения реагента SPA-Well на месторождении Жалгизтобе

Учитывая геолого-физические параметры месторождения Жалгизтобе, можно ожидать, что эффективность применения реагента SPA-Well на этом месторождении (ДДН) будет на уровне более 1000 т/скв.

На рис. 6.5 показана карта распределения обводнённости на 01.07.2017г. по 2-му объекту [180].

Закачка в скв. 218 по технологии ВПП с использованием AC-CSE-1313 марка В (SPA-Well) была проведена в середине декабря 2019г. (11-16 декабря). Общий объем композиции SPA-Well составил 400 м³ при концентрации 0,5-1,7% (5,3 тонны сухого реагента). На рис. 6.6-6.7 приведены изменения дебитов и обводненности реагирующих скважин (рис. 6.5).

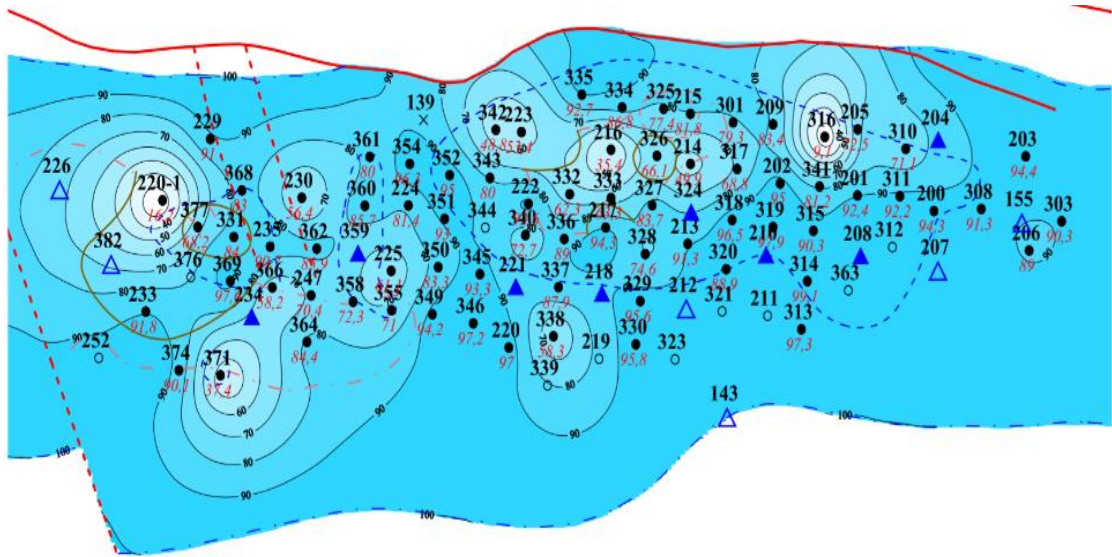


Рис. 6.5. Карта распределения обводнённости по 2-му объекту месторождения Жалгизтобе (предоставлена ДТОО «ЖАЛГИЗТОБЕМУНАЙ»)

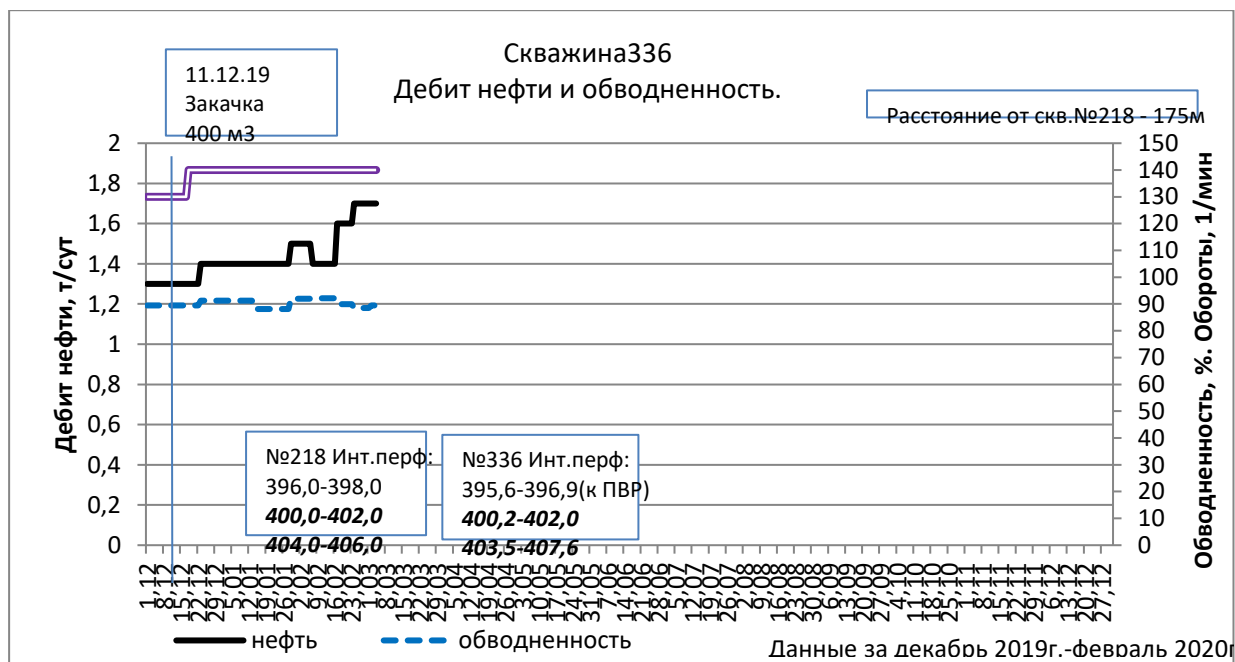


Рис. 6.6. Динамика дебита по нефти и обводненности продукции в добывающей скважине № 336 (построена автором по данным ДТОО «ЖАЛГИЗТОБЕМУНАЙ»)

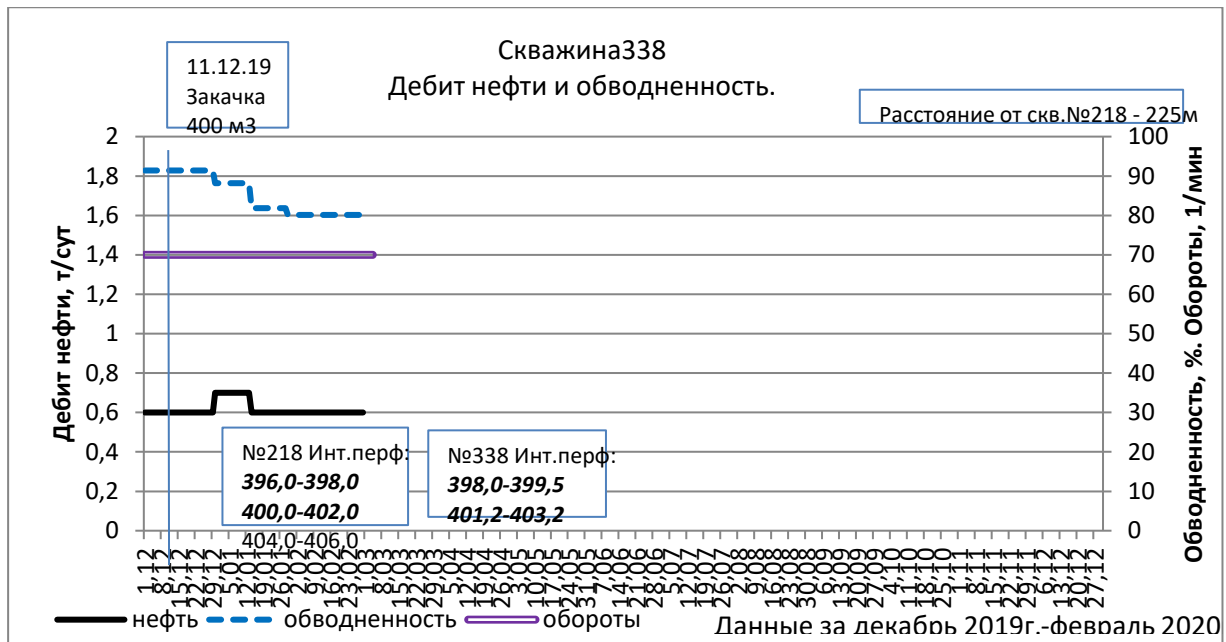


Рис. 6.7. Динамика дебита по нефти и обводненности продукции в добывающей скважине № 338 (построена автором по данным ДТОО «ЖАЛГИЗТОБЕМУНАЙ»)

Замеренные изменения у вышеприведенных добывающих скважин (рост дебитов нефти по скв. 336 с 1,1 т/сут до 1,7 т/сут, более чем на 50%, и снижение обводненности по скв. 338 с 90% до 80%) положительно характеризуют эффективность закачки в скв. 218. В период закачки композиции наблюдалось снижение приемистости и повышение давления закачки в связи с повышением фильтрационного сопротивления (рис. 6.8).



Рис. 6.8. Динамика приемистости $Q_{пр}$ (м³/сут) и устьевого давления $P_{уст}$ (0,1 МПа) в нагнетательной скважине 218 после закачки 400 м³ реагента (построена автором по данным ДТОО «ЖАЛГИЗТОБЕМУНАЙ»)

Как видно из рис. 6.8, после продвижения оторочки закачанного реагента вглубь пласта приемистость скважины № 218 восстановилась практически до первоначального уровня, и закачанный реагент работает как потокорегулирующая система в глубине пласта.

На участке нагнетательной скважины № 218 реагирующими добывающими скважинами являются 9 скважин №№ 222, 332, 217, 336, 340, 337, 338, 330, 323, что видно из карты текущего состояния разработки рассматриваемого участка (рис. 6.9). Находящиеся рядом нагнетательные скважины № 221 и № 212 практически не изменили режимы работы.

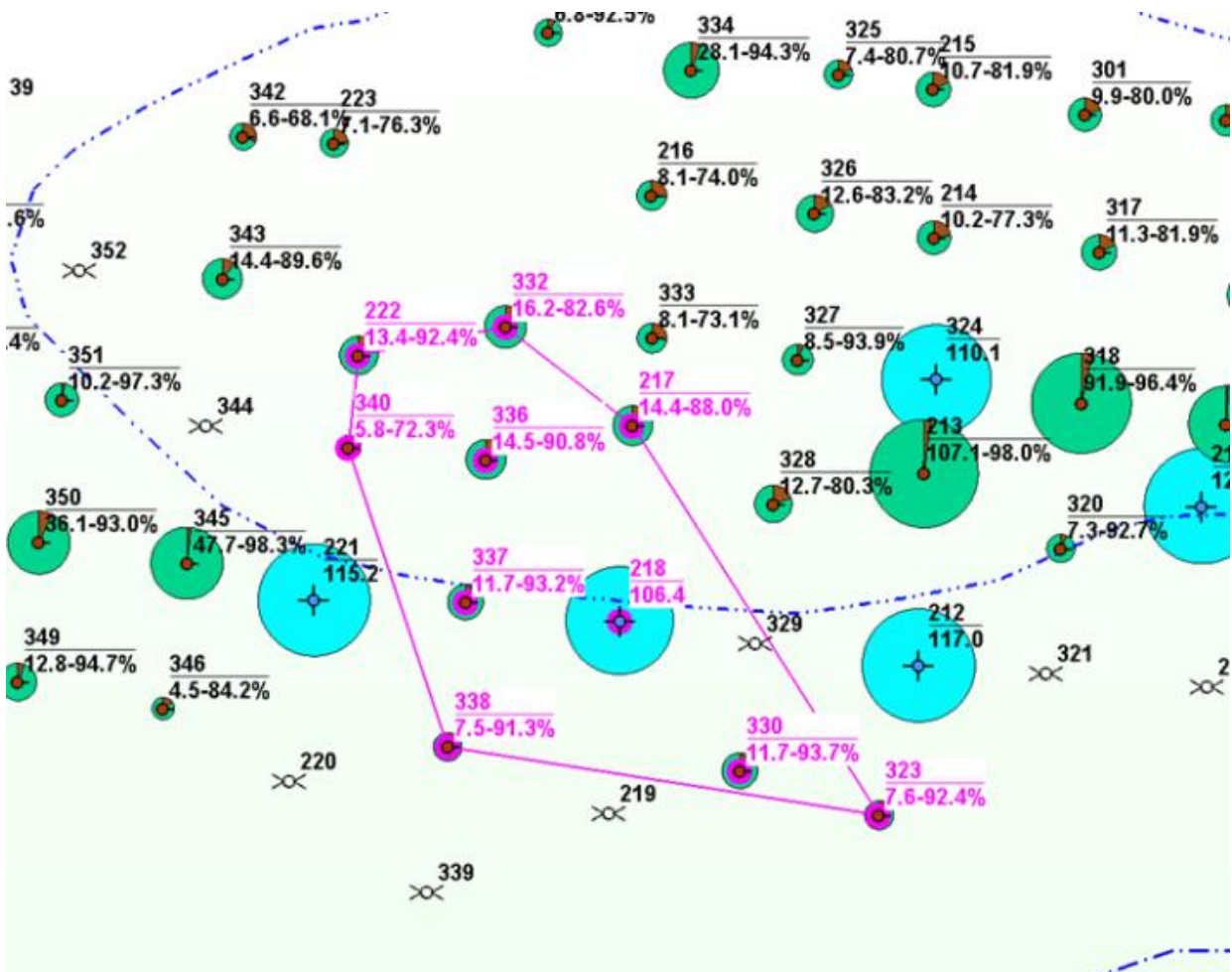


Рис. 6.9. Карта состояния разработки в районе участка нагнетательной скважины № 218 (предоставлена ДТОО «ЖАЛГИЗТОБЕМУНАЙ»)

Анализ показателей разработки участка за прошедшие 10 месяцев работы месторождения проведен на основе метода характеристик вытеснения (ХВ) [89,90] в соответствии с [131]. Базовым методом разработки рассматриваемого объекта является заводнение, и для прогноза значений добычи нефти и обводненности использовались интегральные характеристики вытеснения (ХВ) нефти водой, учитывающие фактические изменения отборов жидкости после ОПР.

За базовый период принято 4 месяца (август – ноябрь 2019г.) до проведения ОПР: данный период характеризуется постоянным фондом скважин и относительно стабильным уровнем отбора жидкости $Q_{\text{ж}}$ – средние значения $Q_{\text{ж}}$ за 4 предыдущих до ОПР месяца и за 3 предыдущих месяца практически совпадают. Это означает, что выбранный участок работает стабильно и изменения дебитов по нефти и обводненности продукции характеризуют реализуемую систему разработки.

Для оценки эффективности ОПР использовались три наиболее близкие к показателям разработки модели (ХВ) [89,90] по коэффициентам корреляции. Прогнозный уровень добычи нефти усреднялся по выбранным трем ХВ и рассчитывался эффект (дополнительная добыча нефти и снижение обводненности) при фактических отборах жидкости. Результаты анализа эффективности представлены в табл. 6.5, где $Q_{\text{нф}}$ – фактическая добыча на участке, $Q_{\text{нхв}}$ – прогноз добычи по трем наиболее близким ХВ на основе предыдущих 4 месяцев работы участка, $\Delta Q_{\text{нхв}}$ – прогноз прироста добычи на участке по ХВ, $F_{\text{ф}}$ – фактическая обводненность продукции участка, $F_{\text{хв}}$ – прогноз обводненности продукции на участке по ХВ, $\Delta Q_{\text{нхв}}$ – прогноз прироста добычи на участке по ХВ.

Из табл. 6.5 следует, что за 4 месяца до ОПР средний дебит по нефти реагирующих 9 скважин составлял 1,3 т/сут при средней обводненности 89,9%. После ОПР наблюдается положительный технологический эффект на участке нагнетательной скважины № 218, выраженный в приросте добычи нефти и снижении обводненности. Через 10 месяцев после ОПР по состоянию на 01.10.2020г. оцененная (по терминологии [174]) накопленная дополнительная добычи нефти по характеристикам вытеснения превысила 550 тонн, а обводненность относительно базового варианта снизилась на 2%.

Таблица 6.5

Анализ эффективности ОПР на участке нагнетательной скв. 218

(таблица построена автором

на основе фактических данных ДТОО «ЖАЛГИЗТОБЕМУНАЙ»)

Дата	$Q_{ж},$ т	$Q_{нф},$ т	$Q_{нхв},$ т	$F_{ф},$ %	$F_{хв},$ %	$\Delta Q_{нхв},$ т	$Q_{нф}/Q_{нхв},$ %
Август 2019	3382,3	389,0		88,5			
Сентябрь 2019	3456,1	325,9		90,6			
Октябрь 2019	3592,1	328,0		90,9			
Ноябрь 2019	3085,1	320,2		89,6			
Декабрь 2019	3183,5	348,5	308,6	89,1	91,1	39,9	112,9
Январь 2020	3245,0	354,4	316,2	89,1	90,9	38,2	112,1
Февраль 2020	3212,3	341,0	291,1	89,4	91,1	49,8	117,1
Март 2020	3321,2	360,3	306,3	89,2	91,2	53,9	117,6
Апрель 2020	3083,6	343,7	291,8	88,9	91,3	52,0	117,8
Май 2020	3543,6	361,7	296,8	89,8	91,5	64,9	121,9
Июнь 2020	3215,4	328,3	282,8	89,8	91,6	45,4	116,1
Июль 2020	3348,7	353,2	287,8	89,5	91,7	65,4	122,7
Август 2020	3366,4	365,3	283,4	89,1	91,9	81,9	128,9
Сентябрь 2020	3275,7	333,9	270,2	89,8	92,0	63,7	123,6
Итого		3490	2935			555	
В среднем				89,4	91,4	55,5	119,1

Добыча жидкости на участке после ОПР снизилась на 3% относительно 4 месяцев до ОПР. При этом ежемесячное увеличение добычи нефти на участке в среднем превышает 55 т в месяц и составляет в среднем 19% относительно ожидаемой добычи нефти (табл. 6.5), что весьма значительно.

Также были проведены дополнительные расчеты прогноза добычи нефти на основе линейной интерполяции на базовом участке, где за базовый период, как и для ХВ, принято 4 месяца до ОПР, и другой вариант, когда принято 3 месяца до ОПР (учитывая ранее отмеченную стабильность отборов жидкости за 3 и 4 месяца).

Прогноз на основе линейной интерполяции характеризует работу участка с сохранением тенденции изменения дебитов по нефти как на участке до ОПР при стабильном значении отборов жидкости. Результаты расчетов представлены в табл. 6.6, где $Q_{\text{нф}}$ – фактическая добыча на участке, $Q_{\text{н1}}$ – прогноз базовой добычи по линейной интерполяции на основе предыдущих 4 месяцев работы участка, $Q_{\text{н2}}$ – прогноз базовой добычи по линейной интерполяции на основе предыдущих 3 месяцев работы участка, $\Delta Q_{\text{н1}}$ – прогноз прироста добычи по линейной интерполяции на основе предыдущих 4 месяцев работы участка, $\Delta Q_{\text{н2}}$ – прогноз прироста добычи по линейной интерполяции на основе предыдущих 3 месяцев работы участка.

Таблица 6.6.

Анализ технологической эффективности на основе линейного прогноза базового варианта (таблица построена автором

на основе фактических данных ДТОО «ЖАЛГИЗТОБЕМУНАЙ»)

Дата	$Q_{\text{нф}}, \text{ т}$	$Q_{\text{н1}}, \text{ т}$	$Q_{\text{н2}}, \text{ т}$	$\Delta Q_{\text{н1}}, \text{ т}$	$\Delta Q_{\text{н2}}, \text{ т}$
Август 2019	389,0				
Сентябрь 2019	325,9				
Октябрь 2019	328,0				
Ноябрь 2019	320,2				
Декабрь 2019	348,5	289,65	316,2	58,9	32,4
Январь 2020	354,4	269,22	313,3	85,2	41,1
Февраль 2020	341,0	248,79	310,5	92,2	30,6
Март 2020	360,3	228,36	307,6	131,9	52,7
Апрель 2020	343,7	207,93	304,8	135,8	39,0
Май 2020	361,7	187,5	301,9	174,2	59,8
Июнь 2020	328,3	167,07	299,1	161,2	29,3
Июль 2020	353,2	146,64	296,2	206,6	57,0
Август 2020	365,3	126,21	293,4	239,1	72,0
Сентябрь 2020	333,9	105,78	290,5	228,1	43,4
Итого				1513,2	457,1

На рис. 6.10 представлена динамика дополнительной добычи нефти и обводненности участка нагнетательной скважины № 218. Видно, что прогноз добычи на основе линейной интерполяции по данным за 4 месяца до начала ОПР приводит к значительно большей оцененной величине технологического эффекта, превышающей 1500 т, а расчет по линейной интерполяции за 3 предыдущих месяца до ОПР достаточно близок к ХВ и составляет чуть больше 450 т (табл. 6.6). Таким образом, значение прироста добычи нефти по ХВ в количестве 550 т можно считать вполне достоверным, а достигнутое значение технологического эффекта реализованной технологии, скорее всего, значительно больше.

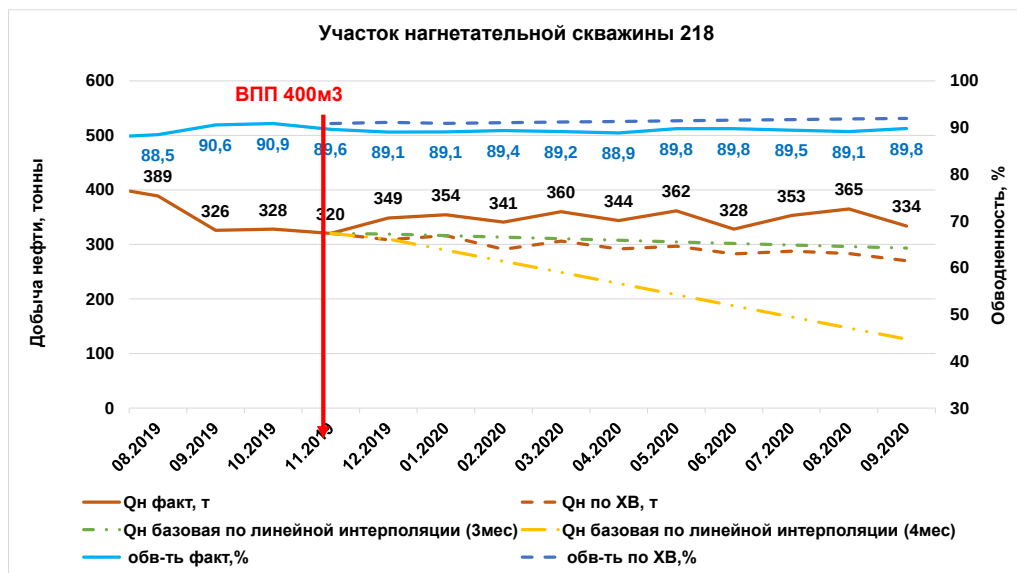


Рис. 6.10. Динамика добычи нефти и обводненности продукции на участке ОПР
(построен автором
с использованием фактических данных ДТОО «ЖАЛГИЗТОБЕМУНАЙ»)

Оценочный расчет показывает, что дополнительная добыча 550 т за год из 9 реагирующих добывающих скважин на участке нагнетательной скважины № 218 кратно окупает затраты на ОПР.

Таким образом, можно достоверно утверждать, что достигнут технологический эффект 100 т дополнительно добытой нефти на тонну закачанной вязкоупругой системы. Учитывая механизм влияния загущающих вязкоупругих систем на

процесс вытеснения нефти [57, 174, 190], технологический эффект с течением времени (увеличением объема закачки проталкивающей воды) будет только увеличиваться. Это показали дальнейшие замеры параметров работы участка ОПР.

Для оценки эффективности ОПР использовались три наиболее близкие по коэффициентам корреляции к показателям разработки модели ХВ [24]. Прогнозный уровень добычи нефти усреднялся по выбранным трем ХВ и рассчитывался эффект (дополнительная добыча нефти и снижение обводненности) при фактических отборах жидкости. Результаты анализа эффективности представлены в табл. 6.7, где $Q_{ж}$ – фактическая добыча жидкости на участке, $Q_{нф}$ – фактическая добыча нефти на участке, $Q_{нхв}$ – прогноз добычи по трем наиболее близким ХВ на основе предыдущих 4 месяцев работы участка, $\Delta Q_{нхв}$ – прогноз прироста добычи на участке по ХВ, $F_{ф}$ – фактическая обводненность продукции участка, $F_{хв}$ – прогноз обводненности продукции на участке по ХВ, $\Delta Q_{нхв}$ – прогноз прироста добычи на участке по ХВ, $Q_{нф}/Q_{нхв}$ – рост добычи нефти по участку. На рис. 6.11 представлена динамика работы участка нагнетательной скважины № 218.

Из табл. 6.7 следует, что за 4 месяца до ОПР средний дебит по нефти выбранных 9 скважин составлял 1,3 т/сут при средней обводненности 89,9%. После ОПР наблюдается положительный технологический эффект на участке нагнетательной скважины № 218, выраженный в приросте добычи нефти и снижении обводненности. По состоянию на 01.10.2020г. (через 10 месяцев после ОПР) оцененная (по терминологии [6]) накопленная дополнительная добыча нефти по характеристикам вытеснения превысила 550 тонн, а обводненность относительно базового варианта снизилась на 2%.

В соответствии с [63], дополнительная добыча 550 т за год из реагирующих добывающих скважин на участке нагнетательной скважины № 218 кратно окупает затраты на ОПР.

Таблица 6.7

Анализ эффективности ОНР на участке нагнетательной скв. 218

(таблица построена автором

с использованием фактических данных ДТОО «ЖАЛГИЗТОБЕМУНАЙ»)

Дата	Qж, т	Qнф, т	Qнхв, т	Fф, %	Fхв, %	ΔQнхв, т	Qнф/ /Qнхв, %
Май 2019	3 258,2	402		87,7			
Июнь 2019	3 465,1	399		88,5			
Июль 2019	3361,0	407		87,9			
Август 2019	3 382,3	389,0		88,5			
Сентябрь 2019	3 456,1	325,9		90,6			
Октябрь 2019	3 592,1	328,0		90,9			
Ноябрь 2019	3 085,1	320,2		89,6			
Декабрь 2019	3 183,5	348,5	308,6	89,1	91,1	39,9	112,9
Январь 2020	3 245,0	354,4	316,2	89,1	90,9	38,2	112,1
Февраль 2020	3 212,3	341,0	291,1	89,4	91,1	49,8	117,1
Март 2020	3 321,2	360,3	306,3	89,2	91,2	53,9	117,6
Апрель 2020	3 083,6	343,7	291,8	88,9	91,3	52	117,8
Май 2020	3 543,6	361,7	296,8	89,8	91,5	64,9	121,9
Июнь 2020	3 215,4	328,3	282,8	89,8	91,6	45,4	116,1
Июль 2020	3 348,7	353,2	287,8	89,5	91,7	65,4	122,7
Август 2020	3 366,4	365,3	283,4	89,1	91,9	81,9	128,9
Сентябрь 2020	3 275,7	333,9	270,2	89,8	92	63,7	123,6
Октябрь 2020	3 061,7	345,0	244,1	88,7	93	100,9	141,3
Ноябрь 2020	3 283,3	334,8	230,7	89,8	93,1	104,1	145,1
Декабрь 2020	4 060,6	361,2	232,9	91,1	93,3	128,4	155,1
Январь 2021	5 229,7	391,2	227,4	92,5	93,5	163,8	172,0
Февраль 2021	4 891,9	357,6	200,9	92,7	93,6	156,6	178,0
Март 2021	5 692,0	386,0	217,7	93,2	93,7	168,4	177,3
Апрель 2021	5 893,8	371,1	206,0	93,7	93,9	165,1	180,1
Май 2021	6 312,7	378,8	208,2	94	94	170,6	181,9
Июнь 2021	3 797,9	345,2	197,1	90,9	94,1	148,1	175,2
Июль 2021	3 554,3	362,9	199,3	89,8	94,3	163,5	182,1
Август 2021	3 608,6	350,9	195,0	90,3	94,4	155,9	180,0
Итого						2180,5	
В среднем				90,5	92,6		145,7

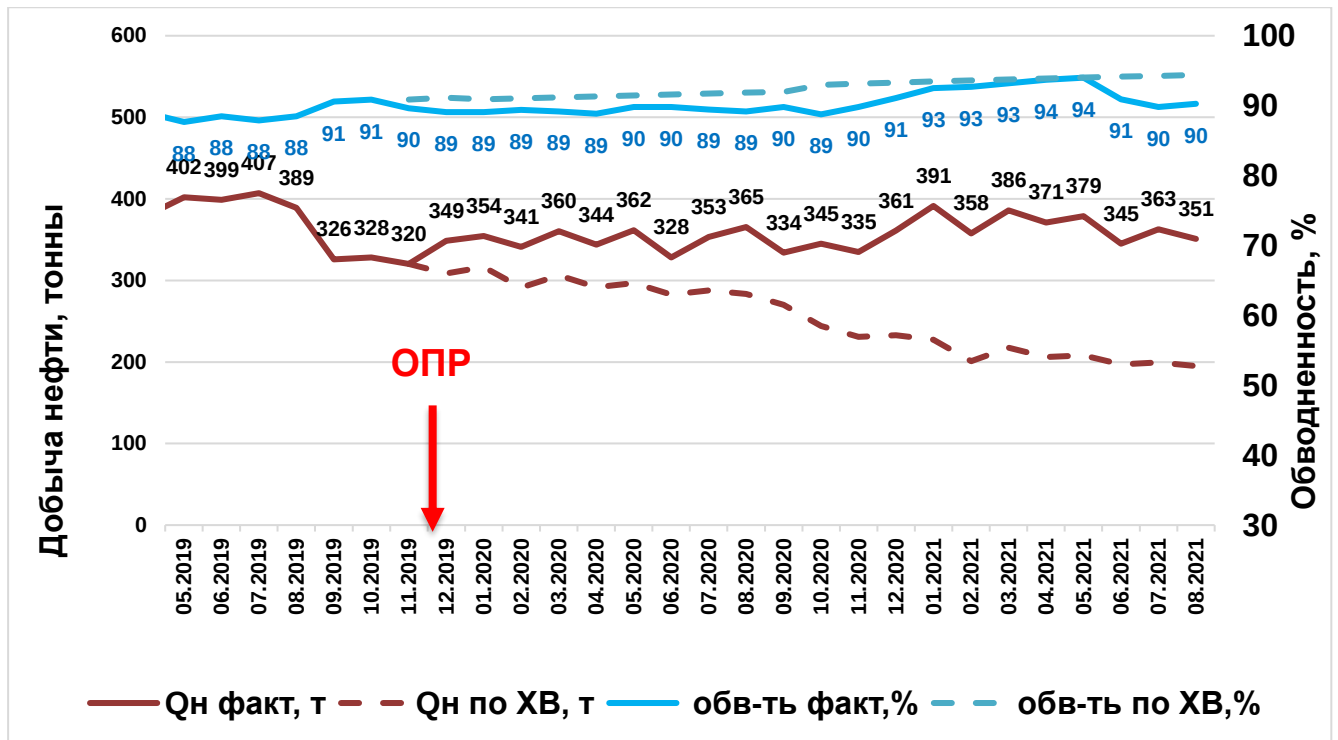


Рис. 6.11. Динамика добычи нефти и обводненности продукции на участке ОПР
(построен автором
с использованием фактических данных ДТОО «ЖАЛГИЗТОБЕМУНАЙ»)

По состоянию на август 2021г. (за 21 месяц после ОПР), дополнительный прирост добычи нефти, относительно прогноза по методу характеристик вытеснения, составил 2180 т (средний рост дебитов по нефти 45%) при снижении обводненности в среднем на 2%. Технологический эффект составил более 400 т дополнительно добытой нефти на 1 т закачанного сухого реагента, что значительно больше указанного в [63] уровня окупаемости 80 т дополнительно добытой нефти на 1 т закачанного полимера.

Отметим, что эффект был достигнут именно за счет псевдопластичности использованного раствора реагента, поскольку начальный градиент фильтрации этой системы очень мал (раздел 6.1).

В соответствии с механизмом влияния загущающих вязкоупругих систем на процесс вытеснения нефти [6, 49, 50], технологический эффект с течением времени

(увеличением объема закачки проталкивающей воды) будет только увеличиваться. Более точное значение технологического эффекта, можно определить при трехмерном моделировании разработки анализируемого участка ОПР.

Поскольку более 5% запасов нефти в РФ относится к категории нефтей с высокой вязкостью [198], опыт применения российской псевдопластичной полимерной системы для повышения дебитов по нефти и снижения обводненности на таких объектах очень важен для РФ.

Более точное значение технологического эффекта, можно определить при многомерном моделировании разработки анализируемого участка.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основе проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

1. Геолого-промысловый анализ разработки месторождения Каламкас показал, что в связи с повышенной вязкостью нефти и высокой минерализацией пластовых вод дальнейшая разработка месторождения Каламкас по реализуемой технологии, при утвержденном КИН 0,323, не позволит достичь КИН более 0,275, что требует совершенствования технологии разработки месторождения.

2. Для повышения эффективности разработки месторождения Каламкас рекомендовано применить полимерно-гелевый реагент AC-CSE-1313, что по проведенным расчетам при текущем КИН 0,238 позволит повысить КИН более чем на 0,08 и можно ожидать увеличения КИН до утвержденного значения.

3. Предложен комплексный проект повышения эффективности разработки месторождения Каламкас технологиями ВПП на 24 нагнетательных скважинах и ОПЗ на 18 добывающих скважинах на основе полимерно-гелевых систем. Показано, что дополнительная добыча при реализации проекта может превысить 37 тыс.т, а чистый дисконтированный доход нефтедобывающей компании за 20 месяцев при этом составит более 150 млн. рублей (более 700 млн. казахстанских тенге или более 1,5 млн. долл. США).

4. Для месторождения Жалгизтобе с нефтью вязкости более 800 мПа·с обосновано применение потокоотклоняющего псевдопластичного загущающего реагента SPA-WELL. Закачка проведена в декабре 2019г. в скв. № 218. Зафиксировано снижение обводненности на 2% с увеличением добычи нефти ежемесячно. Технологический эффект на 2021 год составляет 2180 т (более 400 т дополнительно добытой нефти на 1 т сухого полимера).

5. Обоснована технологическая и экономическая эффективность применения загущающих воду псевдопластичных реагентов для воздействия на нефтяные пласты с высоковязкой нефтью и неоднородным коллектором в условиях повышенной минерализации пластовых вод.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Авторский надзор за реализацией уточненного проекта разработки месторождения Каламкас: отчет о НИР / Орынбасар Е.К., Будянская С.Б. и др. // Актау. – 2011.
2. Айшуак, К. Перспективы месторождения Жалгизтобе / Айшуак К. // [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://nomad.su/?a=4-201004190015>. (дата обращения: 22.09.2021).
3. Акульшин, А.И. Прогнозирование разработки нефтяных месторождений / Акульшин А.И. // М: Мысль. – 1988. – 241с.
4. Алмаев Р.Х. Применение композиций полимеров и НПАВ для вытеснения нефти / Алмаев Р.Х. // Нефтяное хозяйство. – 1993. – №12. – С.22-24.
5. Алтунина, Л.К. Регулирование кинетических и реологических характеристик гелеобразующих систем для увеличения нефтеотдачи / Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. и др. // Химия нефти и газа: Материалы IV международной конференции. – Томск: «СТТ». – 2000. – Т.1. – С.469-473.
6. Амикс, Дж. Физика нефтяного пласта / Амикс Дж., Басс Д., Уайтинг Р. // М.: Наука. – 1962. – С. 77-78.
7. Анализ разработки месторождения Каламкас по состоянию на 01.01.2015г. Отчет о НИР // Отчет ММГ, 2018.
8. Анализ разработки месторождения Каламкас. Отчет о НИР / Кошмин В.Г., Малютина А.Е. и др. // Актау: ОАО «КазНИПИмунайгаз». –2004.
9. Анализ эффективности ранее проведенных работ по полимерному заводнению на месторождении Каламкас. Отчет о НИР / Абитова А.Ж., Сизиумова В.Н. и др. // Отчет по договору № 710-14 (рег. №142/12-н) от 26.06.2012 г. – АО «КазНИПИмунайгаз». – Актау. – 2013.
10. Ахметов, А.Т. О механизме вытеснения нефти из пористой среды мицеллярными растворами / Ахметов А.Т., Нигматулин Р.И., Федоров К.М. // Доклады АН СССР. – Т. 293. – 1987. – № 3. – С. 558-562.

11. Бабалян, Г.А. Вопросы механизма нефтеотдачи / Бабалян Г.А. // Баку: Азнефтеиздат. – 1956. – 254с.
12. Байбаков, Н.К. Эффективные методы повышения нефте- и конденсатотдачи пластов / Байбаков Н.К. // РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, сер. Академические чтения. – вып.12. – М.: Нефть и газ. – 1997. – 35с.
13. Баренблатт, Г.И. Движение жидкостей и газов в природных пластах / Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. // М.: Недра, 1984. 208 с.
14. Башкирцева, Н.Ю. Наноструктурированные дисперсные системы для повышения нефтеотдачи, подготовки и транспортирования высоковязких нефтей / Башкирцева Н.Ю., Сладовская О.Ю., Куряшов Д.А. // Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям // Материалы III Международной Конференции в г. Москва 30-31 октября 2012г., М.: Нефть и газ. – 2012. – С.262-266.
15. Башкирцева, Н.Ю. Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (учебное пособие) / Н.Ю.Башкирцева, Р.Р.Рахматуллин, А.А.Газизов, Е.Н. Тремасов // Казань: КНИТУ. – 2016. – 104с.
16. Березин, Г.В. Основы полимерно-щелочного воздействия для увеличения нефтевытеснения / Березин Г.В., Горбунов А.Т., Швецов И.А. // Нефтяное хозяйство. – 1990. – № 7. – С.27-29.
17. Берлин, А.В. Физико-химические методы повышения нефтеотдачи. Полимерное воздействие (обзор) / Берлин А.В. // Научно-технический вестник ОАО «НК-Роснефть». – 2011. – №22. – С.16-24.
18. Богаткина, Ю.Г. Методика экономической оценки нефтегазовых инвестиционных проектов Казахстана / Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А. // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 1. – с.15-19.
19. Бойко, В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений / Бойко В.С. // М. – Недра, 1990. – С.29-32.
20. Боксерман, А.А. Интегрированные технологии нестационарного адресного воздействия на пласт / Боксерман А.А., Гумерский Х.Х. // Состояние и

перспективы работ по повышению нефтеотдачи пластов. – М., ОАО «РМНТК «Нефтеотдача». – 2001. – с.42-59.

21. Боксерман, А.А. О циклическом воздействии на пласты с двойной пористостью при вытеснении нефти водой / Боксерман А.А., Шалимов Б. В. // Механика жидкости и газа. Известия АН. – 1967. – № 2. – С. 168-174.

22. Боксерман, А.А. Применение интегрированной технологии на основе пенных систем для повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти / А.А.Боксерман, В.И.Кудинов, А.Я.Хавкин и др. // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 8. – с.56-59.

23. Бондаренко, А.В. Экспериментальное сопровождение опытно-промышленных работ по обоснованию технологии полимерного заводнения в условиях высокой минерализации пластовых и закачиваемых вод: автореф. дис. ...канд. техн. наук: 25.00.17. – Бондаренко Алексей Валентинович. – М.: ИПНГ РАН. – 2017. – 25с.

24. Борхович, С.Ю. Анализ эффективности применения термоциклической технологии воздействия на призабойную зону скважины месторождений с высоковязкими нефтями / Борхович С.Ю., Волков К.А., Волков А.Я. // Нефтепромысловое дело. – 2011. – № 11. – с.23-27.

25. Борхович, С.Ю. Выбор жидкости и проппанта при гидроразрыве пласта Приоритеты стратегии научно-технологического развития России и обеспечение воспроизводства инновационного потенциала высшей школы: материалы Всероссийской научной конференции / Борхович С.Ю., Колесова С.Б., Коньков И.С. // Ижевск: Издательский центр «Удмуртский университет». – 2019. – с.19-27.

26. Борхович, С.Ю. Применение потокоотклоняющих технологий для повышения нефтеотдачи / Борхович С.Ю., Натаров А.Л. // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – № 6. – С. 18-22.

27. Борхович, С.Ю. Применение синергетических комбинаций комплексонов в нефтегазовой отрасли / Борхович С.Ю., Казанкин Д.С. // Нефть. Газ. Новации. – 2014. – № 10. – С. 34-35.

28. Борхович, С.Ю. Разработка месторождений нефти и газа: учебное

пособие / С. Ю. Борхович, М. Б. Полозов, С. Б. Колесова // Удмуртский государственный университет, Институт нефти и газа им. М. С. Гучериева. – Ижевск: Удмуртский ун-т, 2018. – 114с.

29. Борхович, С.Ю. Совершенствование системы ППД на Ельниковском месторождении Приоритеты стратегии научно-технологического развития России и обеспечение воспроизводства инновационного потенциала высшей школы: материалы Всероссийской научной конференции / Борхович С.Ю., Вахрушев М.В., Колесова С.Б. // Ижевск: Издательский центр «Удмуртский университет». – 2019. – с.14-18

30. Борхович, С.Ю. Термополимерные технологии разработки сложнопостроенных месторождений вязких и высоковязких нефтей в карбонатных коллекторах / Борхович С.Ю., Казанкин Д.С., Шеховцова Е.В. // Нефть. Газ. Новации. – 2014. – № 10. – С.41-44.

31. Бравичева, Т. Системный принцип обоснования технологии добычи нефти / Бравичева Т., Бравичев К., Пятибратов П. // РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://naukarus.com/sistemnyuy-printsip-obosnovaniya-tehnologii-dobychi-nefti>.

32. Булавин, В.Д. Технологический комплекс для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи на основе отечественного биополимера / Булавин В.Д., Краснопевцева Н.В. // Нефтяное Хозяйство. - 2002. - №4. - С. 6-7.

33. Булыгин, В.Я. Имитация разработки залежей нефти / Булыгин В.Я., Булыгин Д.В. // М.: Недра. – 1990. – 224 с.

34. В Казахстане истощаются запасы нефти – основного источника доходов страны. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://eadaily.com/ru/news/2020/02/18/v-kazahstane-istoshchayutsya-zapasy-nefti-osnovnogo-istochnika-dohodov-strany> (дата обращения: 22.09.2021)..

35. Вахитов, Г.Г. Одномерное вытеснение нефти водными растворами сорбирующих агентов с учетом межслойных перетоков / Г.Г.Вахитов, В.Г. Оганджанянц, Р.М. Кац и др. // Изв. АН СССР, Механика жидкости и газа. – 1977. – № 2. – с.38-45.

36. Виноходов, М.А. Опыт выравнивания профиля приемистости в высокотемпературных и низкопроницаемых пластах Тайлаковского месторождения / Виноходов М.А., Ишкинов С.М. (ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», Сидоров Р.В., Павлишин Р.Л. (ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг»)) // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 1. – с.72-73.

37. Виноходов, М.А. Технологическая эффективность применения новой гелеобразующей технологии на основе реагента АС-CSE-1313 в нефтегазовой отрасли / Виноходов М.А., Яркеев А.Р., Кузнецов М.А., Ишкинов С.М., Фахретдинов Р.Н., Якименко Г.Х., Бобылев О.А., Павлишин Р.Л., Сидоров Р.В., Шаймарданов Р.Ф. // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 10. – с.90-94.

38. Владимиров, И.В. О возможном механизме обводнения добывающих скважин, эксплуатирующих залежи вязкой и высоковязкой нефти / Владимиров И.В., Казакова Т.Г., Вафин Р.В., Тазиев М.М., Чукашев В.Н. // Нефтепромысловое дело. – 2004. – № 6 – С.73-77.

39. Власов, С.А. Композиция для регулирования разработки нефтяных месторождений / Власов С.А., Каган Я.М., Краснопевцева Н.В., Полищук А.М. и др. // Патент №2240424, 2004.

40. Власов, С.А. Способ повышения нефтеотдачи нефтяной залежи / Власов С.А., Занкиев М.Я., Игнатко В.М., Полищук А.М. и др. // Патент № 2223396, 2004.

41. Волгин, Е.Р. Лабораторные исследования реологических свойств полимерных растворов как важнейший этап обоснования технологии полимерного заводнения / Волгин Е.Р., Торопов К.В., Лапин К.Г. и др. // Нефть.Газ.Новации, 2020, № 7. – с.43-49.

42. Габдрахманов, А.Г. Совершенствование метода повышения нефтеотдачи пластов с помощью щелочно-полимерной системы / Габдрахманов А.Г., Алмаев Р.Х., Кашапов О.С. и др. // Нефтяное хозяйство. – 1992. – № 4. – С. 30-31.

43. Газизов А.Ш. Применение водорастворимых полимеров для изоляции притока вод в добывающие скважины / Газизов А.Ш., Баранов Ю.В. // М.: ВНИИО-ЭНГ. – 1982. – С.14-16.

44. Газизов, А.Ш. Применение полимердисперсных систем и их модификаций для повышения нефтеотдачи / Газизов А.Ш., Галактионова Л.А., Адыегамов В.С., Газизов А.А. // Нефтяное хозяйство. – 1998. – №2. – С.12-14.

45. Герштанский, О.С. Интенсификация добычи высокопарафинистой нефти на поздней стадии разработки многопластовых месторождений Казахстана: автореферат дис. ... докт. техн. наук: 25.00.17: Герштанский Олег Сергеевич // Всерос. нефтегазовый науч.-исслед. ин-т им. А.П. Крылова. – М. – 2005. – 47с.

46. Герштанский, О.С. Полимерсодержащие композиции ПАВ в нефтедобыче / Герштанский О.С., Шерстнев Н.М., Киинов Л.К. и др. // М.: ОАО «ВНИИО-ЭНГ». – 1997. – 95с.

47. Гималетдинов, Р.А. Критерии эффективного применения технологий выравнивания профиля приемистости пласта в условиях разработки месторождений ОАО «Газпром нефть» / Р.А. Гималетдинов, В.В. Сидоренко (ОАО «Газпром нефть»), Р.Н. Фахретдинов, О.А. Бобылев, Г.Х. Якименко, Р.Л. Павлишин (ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг») // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 5. – с.78-83.

48. Гиматудинов, Ш.К. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки / Ш.К.Гиматудинов, Ю.П.Борисов, М.Д.Розенберг и др. // М.: Недра. – 1983. – 463с.

49. Гиматудинов, Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта / Гиматудинов Ш.К. // М.: Недра. – 1971. – 312с.

50. Гиматудинов, Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта / Ш.К. Гиматудинов, А.И. Ширковский // М.: Недра, 1981. – 312с.

51. Голованов, Г.Р. Международно-правовое регулирование геологического изучения, разведки и разработки месторождений нефти и газа в Каспийском регионе / Голованов Г.Р. // [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.rao-offshore.ru/netcat_files/userfiles/RAO-2017/6.1/Golovanov_Minenergo.pdf.

52. Гомзиков, В.К. Оценка конечной нефтеотдачи залежей Урало-Поволжья на ранней стадии их изученности / Гомзиков В.К., Молотова Н.А. // Нефтяное хозяйство. – 1977. – №12. – С.24-25.

53. Горбунов, А.Т. Системная технология воздействия на нефтяные пласты при разработке нефтяных месторождений / А.Т. Горбунов и др. // Сб. науч. тр. ВНИИнефть. – 1993. – Вып. 117, Ч. 2. – с.196-205.

54. Горбунов, А.Т. Способ системной разработки нефтяной залежи с ее ранней стадии / Горбунов А.Т., Малинов И.О., Беякова М.Б., Сулейманов И.В. // Патент РФ № 2 209 946. – 2002.

55. Горбунов, А.Т. Способ системной циклической разработки нефтяной залежи на поздней стадии / Горбунов А.Т., Малинов И.О., Беякова М.Б., Сулейманов И.В. // Патент РФ № 2 209 947. – 2002.

56. Горбунов, А.Т. Щелочное заводнение / Горбунов А.Т., Бученков Л.И. // М.: Недра. – 1989. – 67с.

57. Григоращенко, Г.И. Применение полимеров в добыче нефти / Г.И. Григоращенко, Ю.В.Зайцев, В.В.Кукин и др. // М.: Недра. – 1978. – 213с.

58. Григоращенко, Г.И. Увеличение нефтеотдачи пластов с помощью водорастворимых полимеров / Григоращенко Г.И., Швецов И.А., Меркулов В.П. и др. // Нефтяное хозяйство. – 1975. – № 2. – с.30-34.

59. Григулецкий, В.Г. Обводнение месторождений – коренной вопрос современности российской нефтегазовой отрасли / Григулецкий В.Г. // Технологии ТЭК, апрель 2007г. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.oilcapital.ru/technologies/2007/05>.

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

61. Девятков, В.В. Применение водоизолирующих химреагентов на обводненных месторождениях Шаимского района / В.В. Девятков, Р.Х. Алмаев, П.И. Пастух, В.М. Санкин // М.: ВНИИОЭНГ, 1995.

62. Дияшев, Р.Н. Тенденции применения МУН в мире / Дияшев Р.Н. // Георесурсы. – 2008. – № 4. – С. 42-46.

63. Дюпюи, Г. Экономически эффективный метод повышения нефтеотдачи

пласта и снижения углеродоемкости с помощью полимерного заводнения и модульных технологических установок / Дюпюи Г., Ньеверф Я. (SNFHoldingCompany, Франция) // Территория НЕФТЕГАЗ, 2020, № 9-10, с.38-41.

64. Ентов, В.М. Механика течений в пористых средах / Ентов В.М. // Изв. РАН, Механика жидкости и газа. – 1992. – № 6. – С. 90-102.

65. Ентов, В.М. О роли сорбционных процессов при движении полимерных растворов в пористой среде / Ентов В.М., Полищук А.М. // Изв.АН СССР, Механика жидкости и газа. – 1975. – № 3. – с.68-76.

66. Ентов, В.М. Расчет процесса вытеснения нефти водой с адсорбирующимися добавками / Ентов В.М., Рыжик В.М., Хавкин А.Я. // Проблемы геологии нефти, Тр.ИГиРГИ. – 1977. – Вып. 14. – С. 123-129.

67. Ентов, В.М. Расчеты процессов вытеснения нефти раствором активной примеси / Ентов В.М., Хавкин А.Я., Чен-Син Э. // Численное решение задач фильтрации многофазной несжимаемой жидкости, Новосибирск: ВЦ СО АН СССР. – 1977. – с.87-96.

68. Желтов, Ю.В. Влияние вещественного состава породы–коллектора на эффективность вытеснения нефти полимерными растворами / Желтов Ю.В., Липовецкая И.П., Хавкин А.Я. // Нефтяная промышленность, сер. Нефтепромысловое дело и транспорт нефти, 1985. – № 6. – с.1–3.

69. Желтов, Ю.В. Разработка сложнопостроенных месторождений вязкой нефти в карбонатных коллекторах / Желтов Ю.В., Кудинов В.И., Малофеев Г.Е. // М.: Нефть и газ. – 1997. – 256с.

70. Желтов, Ю.В. Руководство по применению метода термополимерного воздействия в нефтяных скважинах с трещиновато-поровым коллектором / Желтов Ю.В., Кудинов В.И., Хавкин А.Я. и др. // РД 39–0147035–219–86, Миннефтепром. СССР – 1986. – 37с.

71. Желтов, Ю.В. Физико-геологические осложняющие факторы и их влияние на нефтеотдачу / Желтов Ю.В. // Тр. ИГиРГИ, Проблемы геологии нефти. – вып. 14. – 1977. – с.5-19.

72. Желтов, Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учеб. для вузов /

Желтов Ю.П. // 2-е изд., М.: Недра. – 1998. – 365 с.

73. Журавлева, Е. Что известно о месторождении Каламкас / Журавлева Е. // 27.03.2019г. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.lsm.kz/kalamkas>.

74. Забродин, П.И. Исследование вытеснения нефти оторочкой загущенной воды / Забродин П.И., Кундин С.А., Курбанов А.К. // Теория и практика добычи нефти. – М.: ВНИИ. – 1966. – С.109-119.

75. Ибатуллин, Р.Р. Обзор мировых проектов полимерных методов увеличения нефтеотдачи / Р.Р. Ибатуллин, Ш.К. Гаффаров, М.Р. Хисаметдинов, Л.И. Минихаиров // Нефтяное хозяйство, 2022. – № 7. – с.32-37.

76. Ибатуллин, Р.Р. Технологические процессы разработки нефтяных месторождений / Ибатуллин Р.Р. // Казань. – 2010. – 325с.

77. Игембаев, И.Б. Разработка рациональной технологии теплового воздействия на высоковязкие нефтяные пласты с применением горизонтальной скважины: автореф. дис. ...докт. философии (PhD): 6D070800 – Нефтегазовое дело: Игембаев Идеят Болатулы. – Научные консультанты Ахмеджанов Т.К., д.т.н. проф., Халифа М.А., доктор PhD, проф. – Республика Казахстан, Алматы. – 2012.

78. Инженерно-техническое сопровождение ОПР по полимерному заводнению на месторождении Каламкас (по состоянию на 01.11.2018г.). Отчет о НИР // Акционерное общество «Мангистаумунайгаз», Филиал Товарищества с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт технологий добычи и бурения «КазМунайГаз» «КазНИПИМунайгаз» в городе Актау. – 2018. – 266с.

79. Интернет, [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://ru.wikipedia.org/wiki/Нефтяная_отрасль_Казахстана.

80. Интернет, [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://vlast.kz/novosti/31651-kazahstan-v-2018-godu-dobyl-rekordnyj-obem-nefti-bozumbaev.html>.

81. Интернет, [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.nur.kz/1733607-osnovnye-mestorozdenia-nefti-v-kazahstane.html>.

82. Интернет. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.jtm.kz/>.

83. Кадет, В.В. Влияние вязкопластических свойств флюидов на фазовые проницаемости / Кадет В.В., Попов А.Е., Селяков В.И. // Изв. АН СССР. Механика жидкости и газа. – 1991. – № 2. – С. 110–115.

84. Кадет, В.В. Гидродинамический анализ повышения нефтеотдачи методом полимерного заводнения на базе расчета решеточных моделей пористых сред / Кадет В.В., Максименко А.А. // Наука и технология углеводородов. – 2000. – № 2. – С. 39–43.

85. Кадет, В.В. О тенденциях развития полимерных EOR-технологий / Кадет В.В., Хавкин А.Я., Хавкин Б.А. // Естественные и технические науки. – 2020. – № 12. – с.138-145.

86. Кадет, В.В. Перколяционный подход к решению проблем подземной гидромеханики / Кадет В.В. // М., РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина, сер. Академические чтения. – вып. 70. – 2011. – 48с.

87. Кадыров, Р.Р. Исследование водоизолирующих свойств полимеров / Кадыров Р.Р., Мутин И.И., Юсупов И.Г., Барабанов В.П. // Изв. ВУЗов. Сер. Нефть и газ. – 1983. – №12.

88. Кадыров, Р.Р. Применение синтетического полимерного волокна для увеличения эффективности ремонтно-изоляционных работ / Кадыров Р.Р., Патлай А.В., Жиркеев А.С., Савельев А.А. и др. // Инженер – нефтяник. – № 3. – 2012. – С.36-40.

89. Казаков, А.А. Методы характеристик вытеснения / Казаков А.А. // ИС. Научно-технические достижения и передовой опыт, рекомендуемые для внедрения в нефтяной промышленности, М.: ВНИИОЭНГ. – 1991. – вып. 1. – с.4-10.

90. Казаков, А.А. Методы характеристик вытеснения нефти водой / Казаков А.А. // М.: ООО «Издательский дом Недра». – 2020. – 276с.

91. Казаков, А.А. Роль электрокинетических явлений в процессе извлечения нефти из пласта / Казаков А.А. // Нефтяное хозяйство. – 1983. – № 5. – С.33-35.

92. Каламкас // [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.mmg.kz/page.php>.

93. Каламкас // [Электронный ресурс]. – Режим доступа:

<https://ru.wikipedia.org/wiki/Каламкас>.

94. Калганов, В.И. Обводнение нефтяных скважин и пластов / Калганов В.И., Сургучев М.Л., Сазонов Б.Ф. // М.: Недра. – 1965. – 263с.

95. Каневская, Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов / Р.Д. Каневская. – М.- Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002. – 140с.

96. Карабалин, У. Нефтегазовая стратегия Казахстана / Карабалин У., Байжанов У., Агамалов Э., Дорофеев М., Бутырина Е. // Алматы.: Национальный пресс-клуб Казахстана, 2007. – 272с.

97. Карабалин, У.С. О методах увеличения нефтеотдачи пластов на поздней стадии заводнения месторождений / У.С. Карабалин, К.Н. Ибрашев, М.М. Ермеков // Нефтепромысловое дело, 2008. – №10. – с.43-45.

98. Карамурзаева, А.Б. Уточнение геологического строения нижнемеловых отложений в восточной части месторождения «Каламкас» / А.Б.Карамурзаева // Геология, геофизика и разведка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 4. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.socar.az/1/karamurza_25-31.pdf.

99. Каталог технологий и реагентов ООО Многопрофильная Компания «Хим-СервисИнжиниринг» // [Электронный ресурс]. – Источник: <https://www.cse-inc.ru/>.

100. Каушанский, Д.А. Создание и промышленное внедрение технологии физико-химического воздействия на продуктивные пласты нефтяных месторождений полимерно-гелевой системой «Темпоскрин» – технологии нового поколения / Каушанский Д.А., В.Б. Демьяновский, М.Д.Батырбаев // Нефтепромысловое дело. – 2006. – №8. – С.28-37.

101. Кисиленко, Б.Е. Влияние соотношения вязкостей и скоростей вытеснения на характер продвижения водонефтяного контакта и нефтеотдачу пласта (по данным лабораторным исследований) / Кисиленко Б.Е. // Нефтяное хозяйство. – 1963. – № 11. – с.35-40.

102. Кисиленко, Б.Е. Использование водных растворов полимеров высокой концентрации для повышения нефтеотдачи / Кисиленко Б.Е., Липовецкая И.П. //

Физическое и математическое моделирование механизмов нефтеотдачи, М.: Наука. – 1981. – с.63-66.

103. Кисиленко, Б.Е. К вопросу об устойчивости продвижения водонефтяного контакта / Кисиленко Б.Е. // ПМТФ. – 1961. – № 6. – С.194-195.

104. Кисляков, Ю. Новая технология разработки месторождения с отмыванием и добычей нефти через скважины / Кисляков Ю. // Бурение и нефть. – 2011. – № 2. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://burneft.ru/archive/issues/2011-02/14>.

105. Ковардаков, В.А. Элементорганические полимеры для изоляции притока пластовых вод / Ковардаков В.А., Духненко Е.М., Комаров Н.В. и др. // Нефтяное хозяйство. – 1978. – №1. – С. 40-42.

106. Коршак, А.А. Основы нефтегазового дела / Коршак А.А., Шаммазов А.М. // Уфа: Дизайн ПолиграфСервис. – 2001. – 544с.

107. Котельников, В.А. Технологии ОАО «РИТЭК» для повышения нефтеотдачи пластов и продуктивности скважин на основе радиационно сшитых полимеров и наноразмерных кремнеземов / Котельников В.А., Платов А.И. // Материалы Конференции «Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям» в г. Москва 18-19 ноября 2008г., М.: Нефть и газ. – 2008. – С.339-344.

108. Котяхов, Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов / Котяхов Ф.И. // М., Недра, 1977. – 287с.

109. Крылов, А.П. Научные основы разработки нефтяных месторождений / А.П. Крылов, М.М.Глоговский, М.Ф.Мирчинк, Н.М.Николаевский, И.А.Чарный // М.: Гостоптехиздат, 1948. – 416с.; М.-Ижевск: ИИКИ. – 2004. – 416 с.

110. Крянев, Д.Ю. Научное обеспечение новых технологий разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами / Крянев Д.Ю., Жданов С.А. // Материалы Научно-практическая конференция «Состояние и дальнейшее развитие основных принципов разработки нефтяных месторождений», посвященной памяти Н.Н. Лисовского, Альметьевск, 26-27 сентября 2012г. – 2012.

111. Крянев, Д.Ю. Системно-адресные технологии – основа повышения

эффективности разработки нефтяных месторождений / Крянев Д.Ю., Петраков А.М., Жуков Р.Ю., Рейнгарт Д.В., Виноходов М.А. // Бурение и нефть. – 2011. – № 2. – с.23-26.

112. Кудинов, В.И. Основы нефтегазового дела / Кудинов В.И. // Ижевск: УдГУ. – 2005. – 720с.

113. Кузнецов, М.А. Технология ограничения притоков воды в добывающие скважины / Кузнецов М.А., Ишкинов С.М., Кузнецова Т.И., Фахретдинов Р.Н., Якименко Г.Х. и др. // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 7. – с.58-60.

114. Кукин, В.В. Применение водорастворимых полимеров для повышения нефтеотдачи пластов / Кукин В.В., Соляков Ю.В. // Обзр. информ. ВНИИОЭНГ, Сер. Нефтепромысловое дело, М. – 1982. – Вып. 21. – 62с.

115. Кукин, В.В. Физико-химические свойства загустителя воды полиакриламида / Кукин В.В., Пёрышкин Т.П., Швецов И.А. // Тр. КуйбышевНИИНП. – № 38. – Добыча нефти и газа. – 1968. – С.34-41.

116. Куликов, А.Н. Методы борьбы с опережающим обводнением скважин с целью повышения нефтеотдачи пластов / Куликов А.Н., Магадова Л.А., Силин М.А. // М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М.Губкина, 2016. – 207с.

117. Куликов, А.Н. Разработка и совершенствование методов борьбы с опережающим обводнением нефтяных скважин: дис. ... докт. техн. наук.: 25.00.17 / Куликов Александр Николаевич. – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина. – М. – 2019. – 352с.

118. Ленченкова, Л.Е. Использование сточных вод для поддержания пластового давления при разработке продуктивных пластов Акинеевского опытного участка Арланского месторождения / Ленченкова Л.Е., Кабиров М.М., Ганиев Р.Р. // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов: Сб. науч. тр. – Уфа. – 1996. – Вып. 56. – С.146-148.

119. Ленченкова, Л.Е. Повышение нефтеотдачи пластов физико-химическими методами / Ленченкова Л.Е. // М.: Недра, 1998. – 394с.

120. Ленченкова, Л.Е. Повышение эффективности выработки

трудноизвлекаемых запасов нефти и физико-химическими методами: автореферат дис. докт. техн. наук: 25.00.17 / Ленченкова Любовь Евгеньевна. – Уфа. – 2002. – 39с.

121. Ленченкова, Л.Е. Промысловые испытания гелевой технологии на Арланском месторождении / Ленченкова Л.Е., Зюрин В.Г., Хатмуллин А.М., Асмоловский В.С. // Сб. науч. тр. БашНИПИнефть. – Уфа, 1995. – Вып. 91. – С.66-74.

122. Липатов, Ю.С. Адсорбция полимеров / Липатов Ю.С., Сергеева Л.М. // Киев: Наукова думка. – 1972. – 196с.

123. Лысенко, В.Д. О форсированном отборе жидкости / Лысенко В.Д. // Нефтяное хозяйство. – 1995. – № 1-2. – С.56-62.

124. Лысенко, В.Д. Рациональная разработка нефтяных месторождений / В.Д. Лысенко, В.И. Грайфер // М.: ООО «НедраБизнесцентр», 2005. – 607с.

125. Лысенков Е.А. Предупреждение раннего обводнения скважин // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 1. – С.61-63.

126. Максимов, М.И. Геологические основы разработки нефтяных месторождений / Максимов М.И. // М.: Недра. – 1975. – 534с.

127. Мартос, В.Н. Применение полимеров в нефтедобывающей промышленности / Мартос В.Н. // М.: ВНИИОЭНГ. – 1974. – 96с.

128. Мартынецов, О.Ф. Исследование процесса вытеснения нефти водой из неоднородных пластов / Мартынецов О.Ф., Рыжик В.М. // Изв. АН СССР, сер. Механика. – 1965. – №5.

129. Мархасин, И.Л. О вытеснении нефти растворами монокарбоновых кислот / И.Л.Мархасин, Б.М.Лейберт, Гафаров, А.Г.Жданов // Роль ученых в ускорении научно-технического прогресса и в подготовке кадров, Материалы республиканской конференции. – Уфа. – 1978. – с.32-37.

130. Маскет, М. Физические основы технологии добычи нефти / Маскет М. // М.: Гостоптехиздат. – 1953. – 606с.

131. Методика оценки технологической эффективности методов повышения нефтеотдачи пластов // Методическое руководство Минэнерго РФ, ОСТ 153-

39.0-050-2003. – Минэнерго РФ. – 2003. – 79с.

132. Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений // Утверждены приказом МПР РФ № 61 от 21.03.2007. – М. – 2007. – 95с.

133. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи / Жданов С.А., Муслимов Р.Х. и др. // РД-153-39.1-004 96. – ВНИИнефть, Москва. – 1996. – 88с.

134. Мирзаджанзаде, А.Х. Вопросы гидродинамики вязко-пластичных и вязких жидкостей в применении к нефтедобыче / Мирзаджанзаде А.Х. // Баку: Азнефтеиздат, 1959. – 409с.

135. Мирсаатов, О.М. Повышение эффективности управления параметрами состояния природно-техногенных систем в условиях выработки трудноизвлекаемых запасов нефти / Мирсаатов О.М. // дис. ... докт. техн. наук.: 25.00.17 / Мирсаатов Олег Марсимович. – ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет». – М. – 2020. – 313с.

136. Михайлов, Н.Н. Геолого-технологические свойства пластовых систем: Учебное пособие / Михайлов Н.Н. // М.: МАКС Пресс. – 2008. – 144с.

137. Михайлов, Н.Н. Опыт реализации технологии полимерного заводнения на нефтяных месторождениях в условиях высокой минерализации пластовых вод / Н.Н.Михайлов, С.Т.Закенов, К.К.Кийнов, А.В.Бондаренко, Л.К. Нуршаханова, Ли Кай // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 4. – с.74-78.

138. Михайлов, Н.Н. Повышение эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов при учете комплексного влияния механизмов извлечения углеводородов и протекающих физических процессов / Н.Н. Михайлов, К.А. Бравичев // – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://incot.ru/www/docs/exh_acc/09_rac_prirod/3/11_00.pdf.

139. Мищенко, И.Т. Особенности разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами / И.Т. Мищенко, А.Т. Кондратюк // М.: Нефть и газ, 1996. – 190с.

140. Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов / И.Т. Мищенко // М.: Недра, 2003. – 816с.
141. Молчанова, А.Г. Основы нефтегазового дела / Молчанова А.Г., Назарова Л.Н., под. ред. И.Т.Мищенко // М.: ГАНГ им. И.М.Губкина. – 1998. – 78с.
142. Мстиславская, Л.П. Основы нефтегазового производства / Мстиславская Л.П., Павлинич М.Ф., Филиппов В.П. // М.: ГАНГ им. И.М.Губкина. – 1996. – 246с.
143. Муслимов, Р.Х. Совершенствование технологии разработки малоэффективных нефтяных месторождений Татарии / Муслимов Р.Х., Абдулмазитов Р.Г. // Казань: Таткнигоиздат. – 1989. – 136с.
144. Муслимов, Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности: Учебное пособие / Муслимов Р.Х. // Казань: ФЭН. – 2005. – 688 с.
145. Назарова, Л.Н. Разработка нефтегазовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами / Л.Н. Назарова // ИЦ РГУ нефти и газа, 2011. – 156с.
146. Назарова, Л.Н. Теоретические основы разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений / Л.Н. Назарова // ИЦ РГУ нефти и газа, 2006. – 78с.
147. Николаев, А.Ф. Водорастворимые полимеры / А.Ф. Николаев, Г.И. Охрименко // Л: Химия. – 1979. – 144с.
148. Объем добычи нефти и конденсата в Казахстане в 2020 г. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://primeminister.kz/ru/news/obem-dobychi-nefti-ikondensata-v-kazahstane-v-2020-godu-sostavil-857-mln-tonn-nnogaev-1201528> (дата обращения 22.09.2021).
149. Оганджаниянц, В.Г. Сорбция и фильтрационные характеристики полимерных растворов в полимиктовых коллекторах / Оганджаниянц В.Г., Полищук А.М., Суркова Е.М. // Нефтяное хозяйство. – 1983. – № 3. – С.14-17.
150. Оказание научно-технической помощи при внедрении технологии полимерного воздействия и оценка ее эффективности. Отчет о НИР / Дорофеев В.И., Рудская Л.П. и др. // Актау: КазНИПИнефть. –1996г.
151. Подопригора, Д.Г. Текущий уровень и перспективы развития

технологий большеобъемных закачек с использованием полимеров для повышения нефтеотдачи / Д.Г. Подопригора, Р.Р. Бязров, Е.А. Христинич // Вестник евразийской науки. – 2022. – Т. 14. – № 2. – Режим доступа: <https://esj.today/PDF/37NZVN222.pdf>

152. Подсчет запасов нефти и газа по месторождению «Каламкас» Мангышлакской области КазССР по состоянию на 1 июня 1979г. Отчет о НИР / Т.И.Бадоев, Л.И.Шаховой. // Отчет КазНИГРИ. – КЭ МНГР. – 1979.

153. Полищук, А.М. Эффективность вытеснения нефти из пористой среды полимерными растворами / Полищук А.М., Суркова Е.М. // Нефтяное хозяйство. – 1979. – № 4. – С.50-53.

154. Программа опытно-промышленных работ по испытанию технологии полимерного заводнения на участках месторождения Каламкас. Отчет о НИР / Агleshов Р.М., Сагындииков М.С. и др.// Актау. ТОО «КазНИПИМунайгаз». - 2017.

155. Проект на выполнение работ по опытно-промышленному испытанию технологии заводнения с повышенной вязкостью вытесняющего агента на участках месторождения Каламкас. Отчет о НИР // Актау: АО «КазНИПИМунайгаз». – 2014. – 262с.

156. Проект пробной (опытной) эксплуатации газовой залежи неокосского горизонта месторождения «Каламкас». Отчет о НИР / В.Д.Лысенко, Э.П.Лейбин, Т.А.Нурпеисов // Отчет АО «КазНИПИнефть». – 1978.

157. Разработать и внедрить метод увеличения нефтеотдачи и регулирования выработки пластов с использованием композиции на основе полимера и сшивающих агентов (промежуточный). Отчет о НИР / Сазонов Б.Ф., Швецов И.А. // Куйбышев: Гипровостокнефть. – 1989.

158. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождения. РД 153-39-007-96 // М., Министерство топлива и энергетики РФ. – 1996. – 202с.

159. Рогачев, М.К. Борьба с осложнениями в добыче нефти / М.К. Рогачев, К.В. Стрижнев // М.: Недра, 2006. – 293 С.

160. Рогачев, М.К. Физико-химические технологии повышения нефтеотдачи

пластов на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами / Рогачев М.К. // Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям., Материалы V Международной Конференции «NANOTECHOILGAS-2016» в г. Москва 22-23 ноября 2016г. – М.: Нефть и газ. – 2016. – с.86-88.

161. Рыжик, В.М. Влияние минерализации пластовых вод на эффективность вытеснения нефти полимерными растворами / Рыжик В.М., Желтов Ю.В., Хавкин А.Я. // Нефтяное хозяйство. – 1982. – № 7. – С.42-46.

162. Савельев, В.А. Геолого-промысловые методы прогноза нефтеотдачи. Учебное пособие / Савельев В.А., Токарев М.А., Чинаров А.С. // Ижевск: Издательский дом «Удмуртский университет». – 2008. – 147с.

163. Сагындилов, М. Оценка эффективности применения технологии полимерного заводнения на поздней стадии разработки месторождения Каламкас, Западный Казахстан / Сагындилов М., Мухамбетов Б. и др. // Каспийская техническая конференция SPE, Astana, SPE-192555, 2018.

164. Сафонов, Е.Н. Методы извлечения остаточной нефти на месторождениях Башкортостана / Сафонов Е.Н. // Уфа. – 1997. – 249с.

165. Силин, М.А. Влияние геолого-технологических факторов на повышение нефтеотдачи пластов / Силин М.А., Елисеев Д.Ю., Куликов А.Н. // Материалы Российской нефтегазовой технической конференции SPE г. Москва, 26-28 октября 2010.

166. Сипачев, Н.В. О характеристиках вытеснения нефти водой / Сипачев Н.В., Посевич А.Г. // Известия вузов «Нефть и газ». – 1981. - №12. – с. 26-32.

167. Сипачев, Н.В. Оценка извлекаемых запасов нефти по зависимости жидкостно-нефтяного фактора от суммарного отбора жидкости с учётом рентабельного предела обводнённости / Сипачев Н.В. Посевич А.Г. // Известия вузов «Нефть и газ». – 1986. – №12. – с. 22-28.

168. Соглашение между Российской Федерацией и Республикой Казахстан о разграничении дна северной части Каспийского моря в целях осуществления

суверенных прав на недропользование // Ратифицировано Федеральным законом РФ от 5 апреля 2003 года № 40-ФЗ. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/901889338>.

169. Соркин, А.Я. Эффективность применения потокоотклоняющих технологий в нагнетательных скважинах / Соркин А.Я., Ступоченко В.Е., Кан В.А., Жданов С.А. // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 3. – С.67-69.

170. Справочник химика 21 // [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://chem21.info>.

171. Стрижнев, К.В. Обоснование и разработка технологии полимерного заводнения в слоисто-неоднородном пласте для повышения эффективности извлечения запасов / Стрижнев К.В., Громан А.А., Кузьмин М.И., Румянцева Е.А. // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 12. – С. 35-37.

172. Стрижнев, К.В. Ремонтно-изоляционные работы в скважинах: теория и практика / Стрижнев К.В. // Санкт-Петербург.: Недра, 2010. – 600с.

173. Ступоченко, В.Е. Применение катионоактивных полиэлектролитов для повышения нефтеотдачи / Ступоченко В.Е. // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 12. – С. 29-31.

174. Сургучев, М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / Сургучев М.Л. // М.: Недра. – 1985. – 308с.

175. Сургучев, М.Л. Геолого-физические условия эффективного применения методов увеличения нефтеотдачи пластов / М.Л.Сургучев, А.Т.Горбунов, С.А.Жданов и др. // Нефтяное хозяйство. – 1979. – № 4. – С. 29–34.

176. Табакаева, Л.С. Экспериментальные исследования особенностей воздействия на низкопроницаемые глиносодержащие нефтяные пласты растворами полиэлектролитов: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Научный рук. д.т.н. Хавкин А.Я. // Табакаева Лариса Сергеевна. – М.: ИПНГ РАН. – 2007. – 174с.

177. Тастемиров, С.А. Опыт применения технологии на основе реагента АС-CSE-1313 на Приобском месторождении / С.А. Тастемиров, Р.Н. Фахретдинов, Г.Х. Якименко, Д.Ю. Колупаев, М.М. Биккулов, А.И. Исламов // Нефтяное хозяйство. –

2019. – № 4. – с.70-73.

178. Телин, А. Регулирование реологических и фильтрационных свойств сшитых полимерных систем с целью повышения эффективности воздействия на пласт / Телин А., Хлебникова М., Сингизова В. и др. // Вестник Инжинирингового центра ЮКОС. – 2002. – №4. – С.41-45.

179. Технологическая схема испытания метода полимерно-щелочного заводнения на опытном участке Ю-IV продуктивного горизонта месторождения Каламкас. Отчет о НИР / Боксерман А.А., Жданов С.А., Огай Е.К., Швецов И.А. // 1987г.: ВНИИ, Гипровостокнефть, КазНИПИнефть.

180. Технологическая схема разработки месторождения Жалгистобе по состоянию на 01.07.2008г. Отчет о НИР / Апакаев Ж.А., Дружинина В.Н., Сулеева А.Ж. // Актау, 2008.

181. Тома, А.Б. Полимерное заводнение для увеличения нефтеотдачи на месторождениях легкой и тяжелой нефти / А. Тома, Б. Саюк, Ж. Абиров и др. // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2017. – № 7-8. – С. 58–68.

182. Уточненный проект разработки месторождения Каламкас (по состоянию на 01.01.2018г.), ТЭО за реализацией ОПР по ПЗ, проводимых на опытных участках месторождения Каламкас на дату 01.07.2017г. Отчет о НИР // Нур-Султан: ММГ. – 2018.

183. Фахретдинов, Р.Н. Новая прорывная технология нефтеотдачи пластов / Фахретдинов Р.Н., Якименко Г.Х., Сидоров Р.В., Павлишин Р.Л., Шаймарданов Р.Ф. // Академия наук Республики Башкортостан. Тезисы докладов VI Международной научно-практической конференции «Практические аспекты нефтепромышленной химии». ООО «БашНИПИнефть». – 2016. – с.22-23.

184. Фахретдинов, Р.Н. Применение хелатных комплексов для повышения производительности скважин / Фахретдинов Р.Н., Хавкин А.Я., Селимов Д.Ф., Пасанаев Е.А. (ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг») // Материалы международной научно-практической конференции «Современные методы разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами и нетрадиционными коллекторами», 5-6

сентября 2019 года. – Атырау. – 2019. – том 2. – с.10-12.

185. Федорова, А.Ф. Исследование возможности применения растворов полимеров в качестве агентов вытеснения на месторождениях с аномально низкими пластовыми температурами / Федорова А.Ф., Шиц Е.Ю., Портнягин А.С. // Нефтегазовое дело. – 2008. – №1.

186. Хавкин, А.Я. Введение в нефтегазодобычу / Хавкин А.Я. // Учебное пособие РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина, М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина. – 2014. – 324с.

187. Хавкин, А.Я. Влияние минерализации закачиваемой воды на показатели разработки низкопроницаемых пластов / Хавкин А.Я., под ред. проф. И.Т.Мищенко // Учебное пособие РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина, М.: Нефть и газ. – 1998. – 126с.

188. Хавкин, А.Я. Геологические аспекты технологий повышения углеводородоотдачи / Хавкин А.Я. // Бурение & нефть. – 2003. – апрель. – с.12-13.

189. Хавкин, А.Я. Геолого-физические факторы эффективной разработки месторождений углеводородов / Хавкин А.Я., под. ред. акад. А.Н. Дмитриевского // М., ИПНГ РАН: Спутник+. –2005. – 312с.

190. Хавкин, А.Я. Гидродинамические исследования процессов вытеснения нефти в сложных пластовых условиях с учетом обменных явлений // Автореферат диссертации ... канд. техн. Наук: 25.0017 // Хавкин Александр Яковлевич. – М.: ИГиРГИ. – 1982. – 24 с.

191. Хавкин, А.Я. Гидродинамические основы разработки залежей нефти с низкопроницаемыми коллекторами / Хавкин А.Я. // М., МО МАНПО, 2000. – 525с.

192. Хавкин, А.Я. Гидродинамические основы разработки залежей нефти с низкопроницаемыми коллекторами, автореферат дис. ... докт. техн. наук: 25.00.17 // Хавкин Александр Яковлевич. – М.: ВНИИнефть. – 1996. – 48с.

193. Хавкин, А.Я. Интегрированные проекты повышению рентабельности разработки нефтяных месторождений / Хавкин А.Я. // Естественные и технические науки. – 2019. – № 11. – с.52-56.

194. Хавкин, А.Я. Нанотехнологии в добыче нефти и газа / Хавкин А.Я. // М.: Нефть и газ. – изд. 4, 2016. – 358с.

195. Хавкин, А.Я. Наноявления и нанотехнологии в добыче нефти и газа / Хавкин А.Я., под ред. член-корр. РАН Г.К.Сафаралиева // М.-Ижевск: ИИКИ, 2010. – 692с.

196. Хавкин, А.Я. О влиянии минерализации пластовых вод на фазовые проницаемости и выбор оптимальной технологии полимерного воздействия на нефтяной пласт / Хавкин А.Я., Алишаева О.М. // ВНИИнефть. – 1983. – 11 с., Деп. во ВНИИОЭНГ 4 октября 1983г. – № 1028нг-Д83, Библиогр. указатель ВИНТИ Депонированные научные работы. – 1984. – № 3(149). – с.110.

197. Хавкин, А.Я. О роли дисперсности системы «нефть-вода-порода» в процессах вытеснения нефти из пористых сред / Хавкин А.Я. // РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина, сер. Академические чтения. – вып. 19. – М., Нефть и газ, 1998. – 64с.

198. Хавкин, А.Я. Основы нефтегазодобычи / Хавкин А.Я. // Учебное пособие МГУ имени М.В. Ломоносова, УдГУ, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина, М.: Нефть и газ. – 2017. – 394с.

199. Хавкин, А.Я. Особенности применения современных глиностабилизирующих реагентов для увеличения нефтедобычи / Хавкин А.Я., Фахретдинов Р.Н., Бобылев О.А., Якименко Г.Х. (ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг») // Приоритеты стратегии научно-технологического развития России и обеспечение воспроизводства инновационного потенциала высшей школы: материалы Всероссийской научной конференции. – Ижевск: Издательский центр «Удмуртский университет». – 2019. – с.146-148.

200. Хавкин, А.Я. Снижение обводненности – основа энергосбережения при нефтедобыче / Хавкин А.Я. // Всероссийская научно-практическая конференция с международным участием «Современные технологии извлечения нефти и газа. Перспективы развития минерально-сырьевого комплекса (российский и мировой опыт)», Ижевск 17-19 мая 2018г., Ижевск: УдГУ. – 2018. – с.161-167.

201. Хавкин, А.Я. Физика нефтегазовых пластов и нелинейные явления.

Учебное пособие / А.Я.Хавкин // М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина. – 2019. – 288с.

202. Халимов, Э.М. Управление запасами нефти / Халимов Э.М., Гомзинов В.К., Фурсов А.Я. // М.: Недра. – 1991. – 286с.

203. Хасанов, М.М. Применение сшитых полимерно-гелевых составов для повышения нефтеотдачи / Хасанов М.М., Исмагилов Т.А., Мангазеев В.П. и др. // Нефтяное хозяйство. – 2002. – №7. – С.110-112.

204. Химические реагенты и технологии для повышения нефтеотдачи пластов / Силин М.А., Магадова Л.А., Толстых Л.И., Давлетшина Л.Ф. // М.: ИЦ РГУ нефти и газа, 2015. – 145с.

205. Химченко, П.В. Обоснование выбора полимера и композиции на основе полиакриламида для полимерного заводнения на месторождениях с высокой температурой и минерализацией: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 02.00.11 / Химченко Павел Владимирович: – М., 2019. – 23 с.

206. Хисамов, Р.С. Увеличение охвата продуктивных пластов воздействием / Хисамов Р.С., Газизов А.А., Газизов А.Ш. // М: ОАО ВНИИОЭНГ. – 2003. – 568с.

207. Хохлов, А.Р. Умные полимеры / Хохлов А.Р. // Лекция в МГУ им. М.В.Ломоносова, [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.phys.msu.ru/basics/lecture_KhohloV.pdf.

208. Шахбазов, Э.Г. Нанотехнологии в нефтяной промышленности / Шахбазов Э.Г. // Баку, 2012.-231 с.

209. Швецов, И. Состояние и перспективы применения полимерного воздействия на пласт / Швецов И., Бакаев Г., Кабо В., Перунов В., Соляков Ю. // Нефтяное хозяйство. – 1994. – № 4 – С.37-41.

210. Щелкачев, В.Н. Важнейшие принципы нефтеразработки. 75 лет опыта / Щелкачев В.Н. // М.: Нефть и газ, 2004. – 608с.

211. Юнусов, Ш.М. Применение водонабухающего полимера (ВНП) при ремонтно-изоляционных работах в НГДУ Лениногорскнефть АО Татнефть / Юнусов Ш.М., Кандаурова Г.Ф., Галимов Р.Х., Курочкин Б.М. // Нефтепромысловое дело.

– 1999. – №9. – С.33-40.

212. Юнусов, Ш.М. Проведение ремонтно-изоляционных работ с применением водонабухающего полимера в НГДУ Лениногорскнефть / Юнусов Ш.М., Капырин Ю.В., Галимов Р.Х., Курочкин Б.М. // Нефтяное хозяйство. – 2000. – №2. – с.27-29.

213. Abidin, A.Z. Polymers for enhanced oil recovery technology / Abidin A.Z., Puspasari T., Nugroho W.A. // Procedia Chem., 2012. – v. 4, pp.11-16.

214. Chang, H.L. Polymer flooding technology – yesterday, today and tomorrow / Chang H.L. // J.Petrol. Technol. – V. 30. – 1978. – № 8. – pp. 1113-1128.

215. Hirasaki, G.J. Analysis of factors influencing mobility and adsorption in the flow of polymer solution through porous media / Hirasaki G.J., Pope G.A. // Soc.Petr. Eng. J. – 1974. – V. 14. – № 4. – P.337-346.

216. Kabir, C.S. Effectiveness of polymer floods in oil recovery / Kabir C.S., Stanislav J.F., Hlavasek B. and etc. // Polymer. – 1980. – № 5. – V. 21, May. – pp. 564-568.

217. Nwidee, L. N. EOR Processes, Opportunities and Technological Advancements / Lezorgia Nekabari Nwidee, Stephen Theophilus, Ahmed Barifcani, Mohammad Sarmadivaleh and Stefan Iglauer // Submitted: October 7th 2015 Reviewed: July 6th 2016, Published: October 19th 2016. – DOI: 10.5772/64828.

218. Smith, F.W. The behavior of partially hydrolyzed polyacryl-amid solution in porous media // J.Petrol. Technol. – 1970. – v.22. – № 2. – pp.148-156.

Публикации автора

219. Иманбаев, Б.А. Геолого-физические особенности месторождения Каламкас / Иманбаев Б.А. // Естественные и технические науки. – 2016. – № 3. – с.42-45.

220. Иманбаев, Б.А. Проблемы разработки месторождения Каламкас / Иманбаев Б.А. // Естественные и технические науки. – 2016. – № 3. – с.46-50.

221. Иманбаев, Б.А. Особенности вытеснения нефти полимерными растворами на месторождении Каламкас / Иманбаев Б.А., Хавкин Б.А. // Естественные и технические науки. – 2017. – № 7. – с.31-36.

222. Иманбаев, Б.А. Исследования особенностей вытеснения нефти полимерными растворами на основе подтоварных вод / Хавкин А.Я., Иманбаев Б.А. // Естественные и технические науки. – 2018. – № 8. – с.52-56.

223. Иманбаев, Б.А. Возможности современных гелеобразующих реагентов для повышения нефтедобычи на месторождении Каламкас / Фахретдинов Р.Н., Хавкин А.Я., Иманбаев Б.А. // Естественные и технические науки. – 2019. – № 10. – с.197-201.

224. Иманбаев, Б.А. Особенности применения полимерно-гелевой системы SPA-WELL в технологиях выравнивания профиля приемистости / Фахретдинов Р.Н., Хавкин А.Я., Иманбаев Б.А., Шиланов Н.С. // Естественные и технические науки. – 2020. – № 1. – с. 99-102.

225. Иманбаев, Б.А. Исследования применимости полимерно-гелевой системы SPA-Well на месторождениях с высоковязкими нефтями / Фахретдинов Р.Н., Павлишин Р.Л., Селимов Д.Ф., Хавкин А.Я., Иманбаев Б.А. // Естественные и технические науки. – 2020. – № 1. – с. 103-108.

226. Иманбаев, Б.А. Особенности применения псевдопластичных полимерных систем в EOR-технологиях / А.Я.Хавкин, Б.А.Иманбаев, Н.С.Шиланов // Вестник технологического университета. 2021. Т.24, №2, с.46-48.

227. Иманбаев, Б.А. Применение потокорегулирующей технологии на Жалгизтобе / Иманбаев Б.А., Бисекенов Т., Сагындинов М.С., Хавкин А.Я. // Нефть.Газ.Новации, 2021, № 3. – с.9-12.

228. Иманбаев, Б.А. Применение нанополимерных систем для снижения обводненности продукции / Иманбаев Б.А., Шиланов Н.С., Хавкин А.Я. – Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 2021. - № 11. – с.39-42.

229. Иманбаев, Б.А. Применение псевдопластичной полимерной системы на месторождении Жалгистобе /В.В. Кадет, А.Я. Хавкин, Б.А. Иманбаев – Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2021 – № 6(126). – с.46-51.

230. Иманбаев, Б.А. Применение псевдопластичной гидрофобной полимерной системы SPA-Well для повышения нефтеотдачи / Фахретдинов Р.Н.,

Фаткуллин А.А., Якименко Г.Х., Иманбаев Б.А., Хавкин А.Я. // Нефтяное хозяйство, 2021, № 11, с.120-123.

231. Иманбаев, Б.А. Особенности полимерной технологии разработки месторождения Каламкас / Иманбаев Б.А. // V Международная Конференция «Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям», Москва, 22-23 ноября 2016г. – М.: Нефть и газ. – с.102-108.

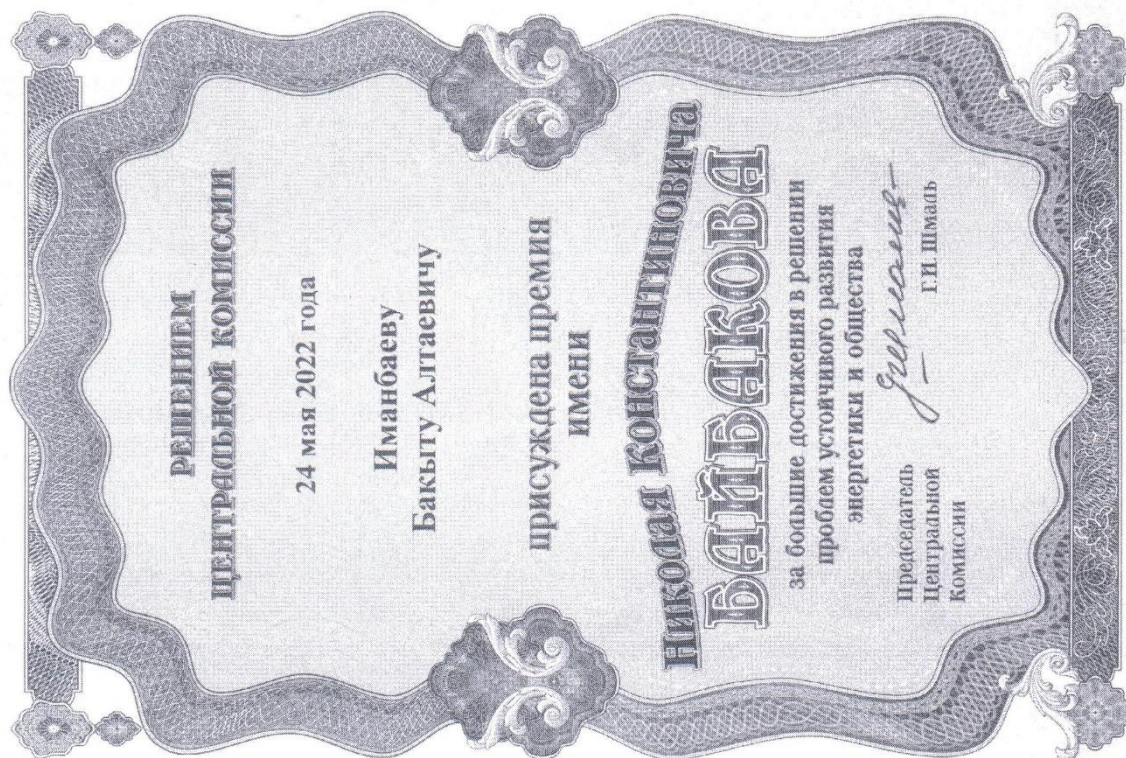
232. Иманбаев, Б.А. Экспериментальные исследования вытеснения нефти полимерными растворами на основе подтоварных вод / Хавкин А.Я., Иманбаев Б.А. // Всероссийская научно-практическая конференция с международным участием «Современные технологии извлечения нефти и газа. Перспективы развития минерально-сырьевого комплекса (российский и мировой опыт)», Ижевск 17-19 мая 2018г., Ижевск: УдГУ. – 2018. – с.168-173.

233. Иманбаев, Б.А. Экспериментальные исследования роли ионнообмена при реализации полимерной технологии разработки месторождения Каламкас / Хавкин А.Я., Иманбаев Б.А. // VI Международная Конференция «Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям», Москва, 20-21 ноября 2018г. – М., ОАО «Творческая мастерская». – с.281-284.

234. Иманбаев, Б.А. Применение потокоотклоняющей технологии на нефтяном месторождении Жалгизтобе / Иманбаев Б.А., Торбеев Т., Энгельс А.А., Хавкин А.Я. // Современные технологии извлечения нефти и газа. перспективы развития минерально-сырьевого комплекса (российский и мировой опыт). III Международная научно-практическая конференция имени В. И. Кудинова 21-22 мая 2020 г. Сборник материалов конференции. Ижевск: Издательский центр «Удмуртский университет», 2020. с. 69-73.

235. Иманбаев, Б.А. Особенности разработки месторождений с высоковязкой нефтью и высокой минерализацией пластовых вод // Естественные и технические науки. – 2025. – № 2. – с. 256-257.

Приложения



**ТОО «Атриум Актобе».**

Индекс 130200, РК, Мангистауская область,
г. Актау, микрорайон 6, строение 2, 2-й этаж
Конт/тел: (7292) 78 00 08
E-mail: Atrium.aktobe@mail.ru

СПРАВКА

о внедрении результатов диссертационного исследования

Иманбаева Бакыта Алтаевича

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО РАЗРАБОТКЕ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ КАЗАХСТАНА
В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННОЙ МИНЕРАЛИЗАЦИИ
ПЛАСТОВЫХ ВОД С ПРИМЕНЕНИЕМ
ЗАГУЩАЮЩИХ РЕАГЕНТОВ**

Результаты диссертационной работы Иманбаева Бакыта Алтаевича внедрены в практику деятельности предприятия путем закачки рекомендованных соискателем загущающих агентов по рекомендованной соискателем технологии дробных оторочек на скв. 218 месторождения Жалгистобе. Месторождение имеет сложное строение – коэффициент расчлененности более 4 и вязкость пластовой нефти более 800 мПа·с. Обводненность скважинной продукции 60-90%, которая стабильно росла с самого начал разработки.

Было закачено 5,3 тонны сухого реагента в виде последовательной закачки растворов разной концентрации. С момента закачки (декабрь 2019г.) и на сегодняшний день (октябрь 2023г.) наблюдается снижение обводненности продукции на 2 % и дополнительно добытая нефть оценивается в количестве 2180 тонн.

Использование результатов диссертационной работы Иманбаева Бакыта Алтаевича положительно отразилось на деятельности нашего предприятия.

Главный геолог

22.11.2023



Б.Ж.Танатов