

НУРАБАЕВ БАЗАРБАЙ КАНАЕВИЧ

**Повышение эффективности работы скважин и подготовки
нефти с применением полимерно-минеральных добавок**

25.00.17 – Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений

Автореферат

диссертации на соискание ученой степени
доктора технических наук

Республика Казахстан
Алматы, 2010

Работа выполнена в АО «Институт химических наук им. А.Б. Бектурова» и Научно-инженерном центре «Нефть» Национальной инженерной академии Республики Казахстан

Научный консультант	академик НАН РК, почетный нефтяник СССР Надиров Н.К.
Официальные оппоненты	доктор технических наук, профессор Саттаров Р.М.
	доктор технических наук, профессор Ахмеджанов Т.К.
	доктор технических наук, профессор Сеитпагамбетов Ж.
Ведущая организация	РГКП «Каспийский государственный университет технологии и инжиниринга имени Ш. Есенова»

Защита состоится 27 ноября 2010 г. в 14-00 часов на заседании диссертационного совета Д 14.15.07 при Казахском национальном техническом университете им. К. Сатпаева, по адресу: 050013, г. Алматы, ул. Сатпаева, 22, нефтяной корпус, аудитория 813

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Казахского национального технического университета им. К.И. Сатпаева МОН РК по адресу: 050013, г. Алматы, ул. Сатпаева, 22, ГМК.

Автореферат разослан « » октября 2010 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
доктор технических наук, профессор

Шейх-Али Д.М.

ВВЕДЕНИЕ

Общая характеристика работы. Диссертационная работа посвящена исследованию научных и технологических основ процессов получения новых полимерно-минеральных добавок для обессоливания высокоминерализованной нефти и технологических жидкостей для повышения эффективности работы скважин.

Актуальность работы. Одной из важнейших задач топливно-энергетического комплекса Казахстана является увеличение запасов углеводородного сырья и разработка новых месторождений, с достижением добычи нефти к 2015 году до 150 млн. тонн. При добыче нефти происходит образование устойчивых нефтяных эмульсий, что приводит к большим потерям нефти, и загрязнению сточных вод. Обводнение продуктивных пластов нефтяных месторождений вызывает серьезные осложнения при добыче, сборе и подготовке нефти, связанные с образованием водонефтяных эмульсий.

В процессе добычи на многих месторождениях пластовая вода своим напором вытесняет нефть из пористой породы к скважинам. В зависимости от свойств пласта, скорости отбора нефти, ее вязкости и др. приток воды в скважине вместе с нефтью может быть различным. Обычно в начальный период добычи на новом месторождении извлекается безводная или малообводненная нефть, но со временем обводненность нефти возрастает и на старых промыслах достигает 80 – 90 %, образуя устойчивые нефтяные эмульсии.

Увеличение объема добычи нефти все в большей степени обеспечивается за счет вовлечения в разработку месторождений с трудноизвлекаемым запасом нефти. При этом возрастает удельный вес добычи тяжелой, высоковязкой нефти в общем объеме добычи нефти. Трудности освоения новых месторождений, повышение эффективности работы скважин требуют разработать новые технологии, технологические жидкости и мероприятия, позволяющие увеличить приток нефти.

Наиболее важной проблемой добычи тяжелой и высокоминерализованной нефти является ее обводненность, которая приводит к снижению коэффициента извлечения нефти. В связи с этим решению вышеуказанной задачи посвящены многие исследования ученых.

Мангышлакская нефть отличается высоковязкостью и высокозастываемостью, являющимися следствием формирования пространственношитых структур в результате образования специфических связей между элементами нефти с участием компонентов как органической, так и неорганической природы, поэтому методы искусственного воздействия на призабойную зону скважины являются мощным средством повышения нефтеотдачи.

Современные способы и приемы обезвоживания и обессоливания нефти (отстаивание в резервуарах или отстойниках, использование электрических полей различной конфигурации и напряженности, а также гидродинамические методы, различные виды промывок нефтяных эмульсий, применение коалесцирующих фильтров и др.) представляют собой разновидности

химического деэмульгирования. Только деэмульгаторы обеспечивают необратимое разрушение защитных слоев САВ на поверхности капель эмульгированной воды. Использование добытой сырой нефти возможно при условии удаления из нее эмульгированной воды, так как присутствие солей в пластовой воде увеличивает коррозию оборудования, нейтрализует катализаторы нефтехимических процессов и повышает зольность конечных продуктов переработки нефти. Кроме того, содержание в нефти воды сокращает пропускную способность трубопроводов, снижает грузоподъемность средств, транспортирующих сырую нефть и т.д.

Исходя из вышесказанного, ПАВ деэмульгаторы не должны вызывать коррозию оборудования и трубопроводов, не ухудшать качество нефти после обработки, не терять деэмульгирующую способность при нагревании и в присутствии солей, содержащихся в эмульгированной воде, а также должны быть доступными для получения их в промышленном масштабе, транспортабельными.

Таким образом, подбор композиций для скважин на основе неорганических веществ, эффективно разделяющих водонефтяную эмульсию, способствующих оптимальному обессоливанию, эффективному удалению механических примесей, при подготовке нефти и повышению эффективности работы скважин, является **актуальной** задачей, как с экономической, так и с экологической стороны.

Целью работы является разработка физико-химических основ технологии очистки от механических примесей и обессоливания водонефтяных эмульсий с использованием поверхностно-активных полимеров и минерально-органических добавок для повышения эффективности работы скважин и подготовки нефти.

В соответствии с поставленной целью в основные **задачи работы** входило следующее:

– разработка технологии с применением деэмульгатора на основе полимерно-минеральных композиций при подготовке высоковязкой нефти, результаты комплексных исследований процессов, протекающих в модельных системах с флокулянтами и деэмульгаторами различной природы;

– нахождение оптимального состава и способа получения жидкости разрыва нефтяных пластов и установление зависимости очистки амбарной нефти от природы и количества деэмульгатора и минеральной добавки;

– определение реологических свойств эмульсий и дисперсных сред в нефти в зависимости от природы, состава, количества деэмульгатора и количества воды в нефтяной эмульсии, а также изучения условий обессоливания пластовых вод с применением неорганической добавки;

– изучение зависимости изменения реологических свойств тяжелой нефти от природы деэмульгатора и различных физических воздействий (акустический, магнитный и микроволновый методы);

Научная новизна диссертации заключается в том, что в ней предложена новая технология разработки нефтяных месторождений, основано на изыскании и применении эффективного поверхностно-активного полимера, позволяющая

повысить нефтеотдачу пластов за счет увеличения дебита скважины и уменьшить содержание минеральных солей при подготовке нефти.

Впервые:

– при подготовке и обессоливании высоковязкой нефти установлено, что оптимальные условия активации кремниевой кислоты ионом свинца и фосфорной кислотой наблюдаются при соотношении 0,2:1. При этом флокулирующие способности повышаются в 2 раза, а введение поверхностно-активного вещества (ПАВ) увеличивает скорость процесса седиментации суспензии в 3 раза, что приводит к улучшению степени очистки нефтяной эмульсии от 2,7 до 78 %;

– определено, что применение на скважинах разработанных жидкостей разрыва нефтяных пластов в зависимости от состава жидкости повышает условия фильтрации нефти по поровым каналам, а также улучшить степень обессоливания нефти до 98–99 % при подготовке ее с применением поверхностно-активного полимера и пенообразователя.

– установлена зависимость изменения реологических свойств эмульсий и дисперсионных сред в нефти от температуры, состава нефти и количества воды и подбора деэмульгатора для снижения вязкости нефти. Выявлено, что увеличение плотности в нефтяных эмульсиях при «критических» параметрах фазовых превращений зависит от некоторых компактных коллоидных структур, сформированных сильно взаимодействующими молекулами асфальтенов;

– для подготовки нефти разработана и использована технология обессоливания пластовых вод с применением соли свинца и составлен материальный баланс технологического процесса. Найдены следующие оптимальные технологические параметры процесса обессоливания нефти:

- соотношение вода:реагент-осадитель:жидкое стекло = 1:0,35:0,05;
- pH 7 – 8;
- температура процесса – 30°C;
- время смешивания – 20 мин;
- время отстаивания – 3 ч;

– определено влияние природы состава нефти и степени ее обводненности на устойчивость нефтяных эмульсий. Показано, что с возрастанием количества воды в эмульсиях усложняются структуры и увеличиваются размеры асфальтенов;

– получены новые экспериментальные данные по нефтедобыче с применением жидкости разрыва нефтяных пластов; на основе поверхностно-активного полимера и полифосфата натрия предложена схема разрушения двойного адсорбционного слоя, образующего между нефтью и зерен пород и определены технологические параметры процесса;

– разработана технология обессоливания высоковязкой нефти и подобраны композиционные материалы реагентов для повышения эффективности работы скважин, на основе выявленных закономерностей изменения мутности, предложены технологии утилизации нефтенасыщенных отходов и определены показатели токсичности нефти в почве.

Положения, выносимые на защиту

- результаты фундаментальных исследований обессоливания высоковязких нефти и зависимость процессов активации кремниевой кислоты активаторами и данные по флокуляции и седиментации суспензии реальных и модельных систем с неорганическими добавками и ПАВ;
- зависимости условий фильтрации нефти от состава жидкостей разрыва нефтяных пластов и степени обессоливания, высоковязкой нефти от природы пенообразователя;
- зависимости изменения реологических свойств эмульсий и дисперсных систем от условий, природы нефти и деэмульгатора;
- результаты работ по обессоливаюю пластовых вод с применением солей тяжелых металлов и оптимальные условия проведения процесса, а также материальный баланс технологического процесса;
- зависимости изменения устойчивости нефтяных эмульсий и ее структуры и степени ее обводненности от природы нефти;
- результаты исследования по изменению реологических свойств высоковязких нефти от состава деэмульгатора, концентрации, соотношения компонентов смеси и температуры;
- новые композиционные материалы для повышения эффективности скважин и для обессоливания высоковязкой нефти и изменения мутности в водно-нефтяных системах.
- новые технологии утилизации отходов и данные о токсичности нефти в почве.

Апробация практических результатов. Разработанный состав поверхностно-активного полимера для подготовки нефти прошел промышленное испытание и внедрен на нефтеналивном терминале «Жамансор» ТОО «Тандай Петролеум» (объем нефти 105,3 и 142,193 м³), а также был проведен промышленное испытание в цехе УПН ТОО «Арнаойл» (объем нефти 112 м³) и АО «Каспий нефть» (объем нефти 115 м³).

Выдана рекомендация о внедрении данного состава деэмульгатора в производство. В результате использования новой присадки содержание хлористых соединений снизилось до 59 - 79 мг/л.

Практическая значимость работы заключается в том, что на основании технологических исследований с применением полимерно-минеральной добавки (поверхностно-активных полимеров) повышается эффективность работы скважин и при подготовке нефти уменьшается содержание соли в нефти до 80 мг/л.

Новый поверхностно-активный полимер был испытан для подготовки нефти (обессоливание) на месторождениях «Жыланкабак», «Кара-Арна» и в нефтеналивном терминале «Жамансор» (ТОО «Тандай Петролеум») и в качестве минеральных флокулянтов для переработки амбарной нефти ПФ «Озенмунайгаз».

Степень разработанности проблемы. Исследованиями физико-химических и технологических закономерностей процессов приготовления технологических жидкостей для нефтяных скважин, обессоливания и снижения

механических примесей при подготовке нефти занимаются ученые России, США, Канады, Японии и др. Приоритетное значение имеют работы д.т.н. Л.К. Алтуниной, академиком Р.Х. Алмаева, Г.А. Бабаляна, Д.В. Кравченко, Тумасян А.Б., Л.Н. Бученкова, д.т.н. Л.К. Киилова, Тронова В.П., д.т.н. Р.М. Саттарова, которые посвящены исследованию физико-химических свойств природы влияния различных деэмульгаторов на процесс обессоливания нефти, а также разработке технологии подготовки нефти и повышению эффективности работы скважин.

Фирмы, являющиеся разработчиками и поставщиками различных органических деэмульгаторов, действуют во многих странах мира, в том числе в США, Великобритании, Германии, Японии, Голландии, России. Однако работы по созданию деэмульгирующих реагентов на основе неорганических соединений, обеспечивающих эффективное разделение водонефтяных эмульсий и снижение концентрации хлорид-ионов в нефтяной фазе, а также новые составы для скважин на основе полимерно-минеральных соединений в мировой практике отсутствуют.

Связь с планом основных научных работ. Диссертационная работа выполнена в соответствии с темами научно-исследовательских работ АО «Институт химических наук им. А.Б. Бектурова» «Физико-химические процессы переработки некондиционного фосфатного, природного, техногенного сырья и синтез фосфатных, силикатных и органоминеральных соединений и материалов многоцелевого назначения» (№ гос. регистрации 0100 РК 00437) и научно-инженерном центре «Нефть» НИА РК.

Апробация работы. Материалы диссертационной работы докладывались на Международной научно-практической конференции «Высокие технологии, фундаментальные и прикладные исследования, образования» (г. Санкт-Петербург, 2007г.), Международной научно-технической конференции «Инновационные пути развития нефтегазовой отрасли Республики Казахстан» (г. Алматы, 2007г.), на Международной научной конференции «Современное состояние почвенного покрова, сохранение и воспроизводство плодородия почвы» (г. Алматы, 2010 г.), на Международной научно-практической конференции «Роль научно-инжинирингового комплекса в развитии нефтегазовой промышленности» (Атырау, 2010)

Личный вклад автора заключается в постановке цели и теоретическом обосновании и экспериментальном решении поставленных задач при разработке эффективных технологий повышения нефтеотдачи высоковязких нефти и повышение их степени обессоливания с применением новых поверхностно-активных полимеров, интерпретации, анализе и обобщении результатов лабораторных исследований, испытаний и внедрении их в производство. В диссертацию включены экспериментальные данные самого автора, а также полученные под его непосредственным руководством.

Публикации. Основные результаты диссертации опубликованы в 50 научных работах, в том числе 15 индивидуальные и 10 зарубежные, 1 монография, получены 1 патент, 2 предпатента и 2 заключения о выдаче инновационного патента Республики Казахстан.

Объем и структура работы. Диссертация состоит из введения, 8 разделов, заключения, списка использованной литературы и приложений. Работа изложена на 257 страницах машинописного текста.

Библиография содержит 380 наименований работ отечественных и зарубежных авторов.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность рассматриваемой проблемы, сформулированы цели и задачи диссертационной работы, основные научные положения показаны научная новизна и практическая ценность результатов исследования.

В литературном обзоре приведен анализ научной и патентной литературы с целью поиска наиболее эффективных методов снижения содержания механических примесей, обессоливания и обезвоживания нефти. Показано, что эффективность этих методов недостаточна, применяющиеся деэмульгаторы в основном дефицитны и дороги.

Из анализа литературы видно, что использование технологических жидкостей при добыче нефти систематически не исследовано. Кроме того, известные методы обессоливания и обезвоживания относятся в большинстве случаев к промысловой нефти, и данных о процессах обессоливания амбарной нефти крайне мало.

Несмотря на большую практическую важность, теория разрушения эмульсий с помощью ПАВ-деэмульгаторов еще недостаточно разработана. Поэтому необходим поиск «универсальных» деэмульгаторов на основе неорганических соединений, эффективно разрушающих водонефтяные эмульсии, и с помощью которых можно достичь высокой степени гомолитизации нефти и повысить эффективность работы нефтяных скважин.

В экспериментальной части дана характеристика объектов исследования, описаны методики проведения экспериментов, химических и физико-химических методов анализа.

В качестве исходных компонентов использовались следующие материалы: полиакриламид; полиоксиэтилен; трисиликат натрия – жидкое стекло техническое ТУ 6-15-433-92; сульфат алюминия $Al_2(SO_4)_3$ классификации «ч.д.а.»; деэмульгатор – дисольван 4411 (широко известный дорогостоящий деэмульгатор); деэмульгатор – пенообразователь ПО-6К; поверхностно-активные вещества;

Экспериментальные работы по определению мутности в модельных и реальных системах проводилось в лаборатории нефти и газа и седиментационный анализ в лаборатории физической химии АО «Институт химических наук им. А.Б. Бектурова», а также на кафедре коллоидной химии химического факультета КазНУ им. Аль-Фараби.

Амбарная нефть месторождений Мангыстауской области (таблица 1).

Таблица 1 - Техническая характеристика амбарной нефти УПН и ПО ПФ «ОзенМунайГаз»

Проба	Плотность, г/см ³	Обводненность, %	Содержание мех. примесей, %	Содержание соли, мг/л
Исходная нефть	0,937	22,0	8,66	9386

Определение хлоридов проводили методом меркурометрического титрования с использованием в качестве стандартного раствора 0,005 моль/дм³ Hg(NO₃)·H₂O.

Коагулирующие и флокулирующие свойства данной модельной системы сравнивали по эффективности осветления суспензии во времени путем измерения мутности надосадочной жидкости на фотокалориметре КФК-3.

Седиментационный анализ суспензий модельной системы проводится по весовому методу Н.А.Фигуровского, который для взвешивания осадка предложил оригинальные седиментационные весы очень простой конструкции.

Результаты экспериментов и их обсуждение

Повышение продуктивности нефтяных скважин путем использования полимерно-минеральных составов

Основной причиной уменьшения нефтеотдачи на месторождениях Западного Казахстана является быстрое увеличение обводненности добываемой нефти. Одним из путей интенсификации добычи нефти может быть разработка новых составов технологической жидкости для скважин на основе поверхностно-активных полимеров, амбарной нефти и минеральных соединений. В связи с химической агрессивностью и необходимостью снижения солеотложений в технологических жидкостях необходимо уменьшить содержание хлоридов.

Для исследования применены пробы амбарной нефти месторождений Мангистауской области. Отбор проб нефтешламов производили как непосредственно с поверхности прудов, так и с глубины 0,7 – 1,0 м. Исследования показали, что содержание хлоридов-ионов в амбарной нефти неоднородно и сильно зависит от глубины отбора проб. Кроме того, концентрация хлористых солей во всей исследованной амбарной нефти существенно превышает регламентные показатели товарной нефти первой и даже второй группы. Амбарная нефть месторождений «Жетыбая» и «Озен» представляет собой смолистое пастообразное вещество, а нефть Каражанбаса – высоковязкую жидкость.

ИК спектры амбарной нефти отличаются наличием полос поглощения в области 1620 – 1630 см⁻¹ (δ НОН) и 3500 – 3600 см⁻¹, соответствующих поглощению гидроксильных групп. Появляются полосы в области 550, 700 – 800 см⁻¹, отвечающие валентным колебаниям связи С – S, что может

свидетельствовать о наличии сульфоксидов, меркаптанов и пр. Появление полосы в области $800 - 900 \text{ см}^{-1}$ говорит о наличии эпоксигрупп.

В отобранных образцах определяли содержание хлористых солей. Полученные данные представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Содержание хлоридов в амбарной нефти месторождений Мангистауской области

Место отбора проб	Плотность г/см ³	Концентрация хлористых солей в пересчете на NaCl, мг/л	
		на поверхности	на глубине 0,7– 1,0 м
«Жетыбай» цех по подготовке нефти	0,912	117 – 148,2	210 – 240,7
«Озен» амбар УПН и ПО	0,937	950 – 970	2960 – 3100
«Каражанбас» НГДУ пром.1	0,891	110 – 130	206 – 230
СП «Арман» цех по подготовке нефти	0.899	100 – 120	170 – 210

Как следует из вышеизложенного, нефть месторождения «Озен» отличается высоковязкостью и высокозастываемостью, что является следствием формирования пространственношитых структур в результате образования специфических связей между элементами нефти с участием компонентов как органической, так и неорганической природы.

Для получения гомолитазатора в систему вводилась композиция из мицеллообразующих поверхностно-активных веществ (ПАВ) и полиакриламида (ПАА).

Преимуществом этого метода является то, что смесь ПАВ и ПАА добавляется в ходе перемешивания амбарной нефти с водой (40 об. %). Уже после первой обработки можно достичь исчезновения среднего эмульсионного слоя, механических примесей, которые почти полностью переходят в нижний солевой слой.

Проведен цикл исследований действия аминоксодержащих деэмульгаторов RP-6592, RP-6334 в лабораторных условиях. Деэмульгаторы добавлены в водную эмульсию амбарной нефти (20 %) при перемешивании при 70°C.

При добавлении обоих деэмульгаторов выпадает белый осадок. Водный слой обладает высокой вязкостью со временем фильтрации (3–4 сут).

После третьей промывки водой при 65–70°C содержание хлорид ионов снижается до 2,5 – 3,5 % от исходного (таблица 3).

Из данных таблицы 3 видно, что в случае использования композиции ПАВ и ПАА степень снижения содержания хлорид ионов увеличивается. Однако существует определенный концентрационный предел, выше которого содержание хлорид ионов начинает вновь возрастать.

Таблица 3 – Лабораторные опыты с использованием композиции ПАВ и ПАА

№ стадии обр. водой	V _{ПАВ} , мл				
	0	1	2	5	10
Содержание хлорид-ионов, мг/л					
1	1194	1718	2079	1915	1620
2	1029	332,6	263,7	208	447,4
3	931	217,8	43,9	86,6	145,6
4	865,9	93,2	53,8	66,9	57
Снижение содержания хлорид-ионов, %					
	12,57	5,42	2,58	3,49	3,52

При последующей двукратной промывке нефтяной фракции водой дополнительное выпадение осадка не наблюдалось, водный слой оставался прозрачным. После третьей промывки водой содержание хлорид-ионов снижается до 50 – 60 %. Данные опыты приведены в таблице 4.

Таблица 4 - Результаты лабораторных опытов с использованием деэмульгаторов RP-6592 и RP-6334

№ стадии обработки водой	RP-6592	RP-6334
Содержание хлорид-ионов, мг/л		
1	1227	1052
2	759	935
3	637	645
Снижение содержания хлорид-ионов, %		
	51,9	61,3

С целью снижения себестоимости процессов при подготовке нефти, а также повышение эффективности работы скважины в присутствии дорогостоящего деэмульгатора дисольвана-4411 нами проведены эксперименты по частичной замене его другими высокомолекулярными композициями ПАВ. Так, его можно частично заменить на высокомолекулярный ПАА (Иточу, Япония) или использовать смесь дисольван (0,1 %) – моющее ПАВ (аминол-КДЕ) (10 %) (техн.). Результаты этих исследований приведены в таблице 5.

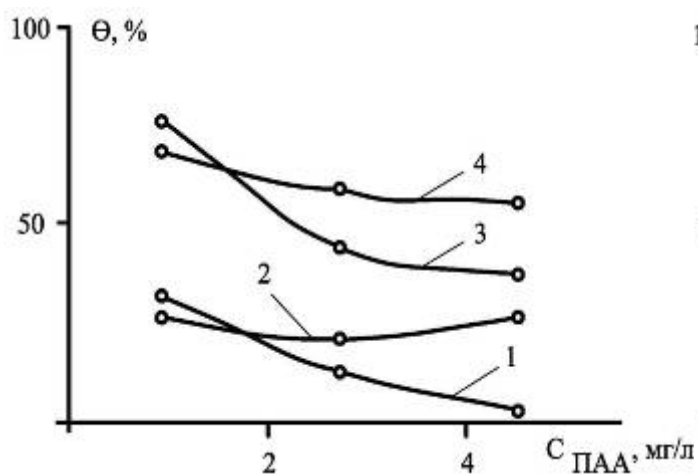
Таблица 5 – Изменение содержания хлористых солей амбарной нефти в присутствии различных деэмульгаторов (мг/л)

№ стадии обработки водой	ПАА (2 %)	Дисольван (2 %)	Дисольван (0,1 %)	Дисольван + ПАВ
1	275,0	213,0	166,61	242,0
2	44,4	160,9	55,54	37,9
3	40,9	34,9	17,74	2,92

Из проведенных результатов исследований можно сделать вывод об эффективности использования композиционных полифункциональных ПАВ для подготовки нефти по сравнению с индивидуальными деэмульгаторами. Наилучшая комбинация деэмульгаторов представляет собой смесь маслорастворимых промышленных деэмульгаторов и дифильных водорастворимых моющих ПАВ.

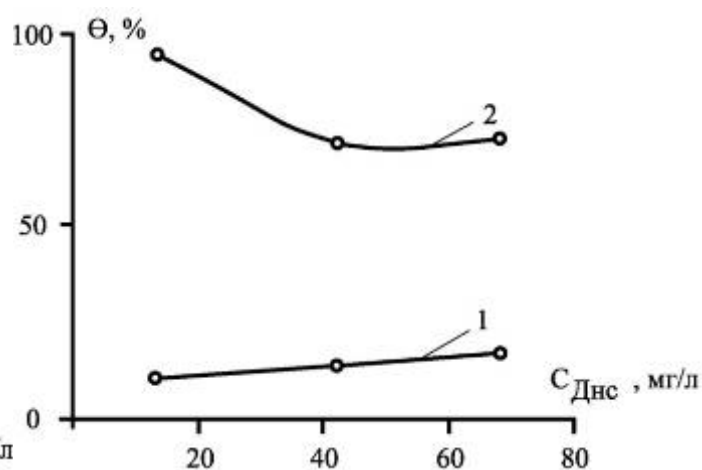
В связи с этим был проведен цикл исследований в лабораторных условиях с некоторыми деэмульгаторами, такими как высокомолекулярный полимер ПАА, дисольван 4411 и пенообразователь (ПО-6К). О степени разрушения водонефтяных эмульсий судили по степени обессоливания нефти Жанаозенского месторождения, поскольку все неорганические соли, как было сказано выше, содержатся в водной фазе.

Из полученных результатов следует, что ПАА в концентрациях > 1 мг/л практически не влияет на степень обессоливания нефти (рисунок 1 кривая 1). Степень обессоливания для дисольвана в диапазоне концентрации 10–70 мг/л не превышает 20 % (рисунок 2). И лишь использование ПО-6К позволяет достичь полного выделения воды, а вместе с ней и хлоридов из нефти.



С_{ПО}, мг/л: 1 – 0; 2 – 2,8; 3 – 8,6; 4 – 14,3

Рисунок 1 – Степень очистки амбарной нефти в зависимости от концентрации ПАА и ПО



С_{ПО}, мг/л: 1 – 0; 2 – 8,6

Рисунок 2 – Степень очистки амбарной нефти в зависимости от концентрации дисольвана-4411 и ПО

Физико-химические исследования реологических свойств эмульсии и дисперсионных сред в нефти

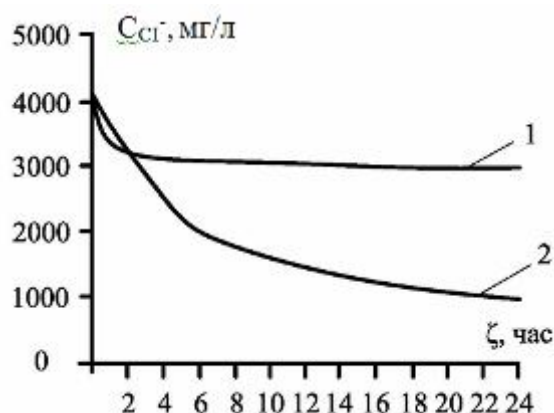
Далее был исследован процесс осаждения хлоридов активированной кремнекислоты (АК), полученной смешением растворов жидкого стекла, разбавленной ЭФК, и нитрата свинца, взятых в соотношении $\text{Na}_2\text{O} \cdot 2,8\text{SiO}_2 \cdot \text{H}_2\text{O} : \text{ЭФК} : \text{Pb}(\text{NO}_3)_2 = 1:1:0,2$, до значений pH 7,0. Для этого к глинистой суспензии каолина добавили хлорид натрия в количестве 5000 мг/л и раствор флокулянта с концентрацией 20 мг $\text{SiO}_2/\text{л}$. Полученные данные приведены на рисунке 3 и в таблице 6.

Таблица 6 - Результаты очистки воды от глинистых примесей и хлористых солей флокулянтom АК, для подготовки нефти

Время, мин	$\text{Na}_2\text{O} \cdot 2,8\text{SiO}_2 \cdot \text{H}_2\text{O} : \text{ЭФК} = 1:1$		$\text{Na}_2\text{O} \cdot 2,8\text{SiO}_2 \cdot \text{H}_2\text{O} : \text{ЭФК} : \text{Pb}(\text{NO}_3)_2 = 1:1:0,1$	
	степень очистки, %	концентрация хлорид-ионов, мг/л	степень очистки, %	концентрация хлорид-ионов, мг/л
120	43,2	4550	56,5	3940
240	60,6	4530	62,3	3380

Как видно, использование предложенного флокулянта снижает концентрацию хлорид-ионов от 5000 до 1000 мг/л.

Выявлено, что применение в качестве флокулянта АК, полученной путем активирования раствора жидкого стекла смесью растворов ЭФК и нитрата свинца, не только разрушает промежуточный слой в процессе подготовки нефти, состоящий из глинистых соединений, но и существенно снижает концентрацию хлорид-ионов.

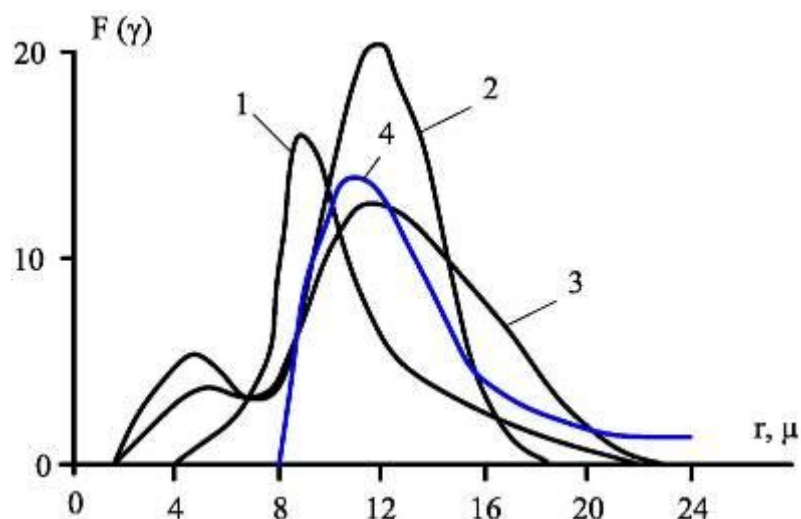


1 – активатор H_3PO_4 ; 2 – активатор $\text{H}_3\text{PO}_4 + (\text{Pb}(\text{NO}_3)_2)$

Рисунок 3 – Осаждения хлоридов на основе АК, активированной различными реагентами, температура 20°

Из результатов седиментационного анализа суспензии с добавками ПО и смеси АК и ПО в соотношении 1:10 (рисунок 4) видно, что при использовании пенообразователя ПО-6К, так же как и при использовании ПАВ, наиболее вероятный размер частиц увеличивается, и скорость их оседания возрастает, по-видимому, вследствие образования высокодисперсных фракций. Введение в суспензию каолина смеси АК и ПО повышает скорость оседания частиц, и наиболее вероятный размер частиц возрастает до 27,7 мкм.

В последние годы опубликовано большое число работ, посвященных исследованиям физико-химических и технологических особенностей процессов формирования эмульсий и характеристик их стабильности. Однако относительно малое число исследований было посвящено изучению реологических характеристик эмульсий в условиях изменяющихся температур.



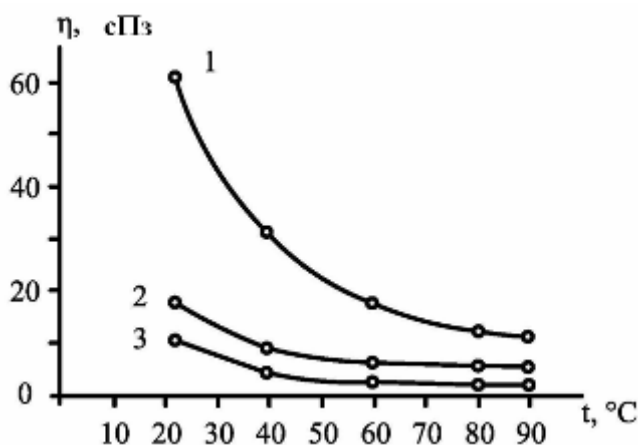
1 – исходная суспензия каолина; 2 – суспензия с добавкой ПОЭ; 3 – суспензия с добавкой раствора трисиликата натрия, активированного фосфорной кислотой; 4 – суспензия с добавкой Al₂(SO₄)₃; 5 – суспензия с добавкой ПО; 6 – суспензия с добавкой ПО + АК

Рисунок 4 – Дифференциальные кривые распределения массы суспензии по размерам частиц в зависимости от природы флокулянта (доза реагентов 20 мг/л)

Изучались эмульсии, характерные для процессов промышленной разработки нефти на Озенском месторождении. Образцы водонефтяных эмульсий (25 об.% эмульгированной пластовой воды) были получены непосредственно с продуктивной скважины.

Оптимизация основных параметров и разработка технологии обессоливания пластовых вод нефтяных месторождений

Результаты исследования кинематической вязкости водонефтяных эмульсий нефти месторождения «Озен» и товарной нефти месторождений «Жетыбай» и «Каламкас» изучали при температурах 24, 40, 60 и 80°C, которые представлены на рисунке 5 (кривая 1).



1 – амбарная нефть месторождения «Озен»; 2 – товарная нефть месторождения Жетыбай; 3 – товарная нефть месторождения Каламкас

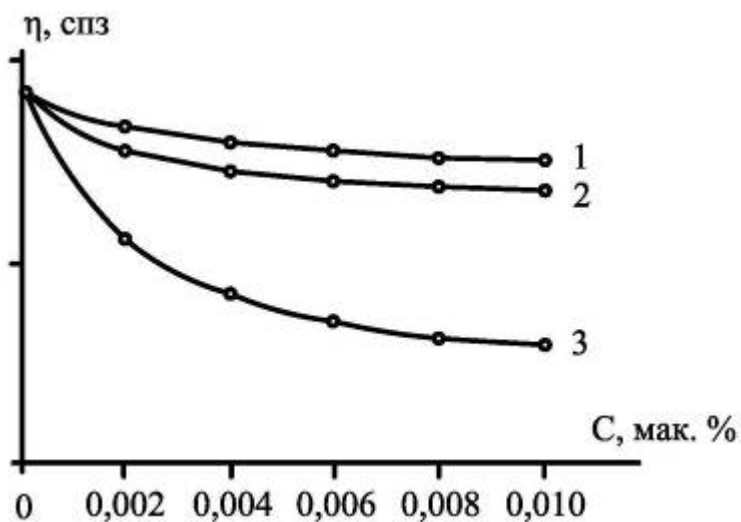
Рисунок 5 – Зависимость кинематической вязкости нефти различных месторождений от температуры

Показано, что с ростом температуры эксперимента вязкость всех исследованных образцов снижается. Наиболее существенное изменение кинематической вязкости, как и следовало ожидать, наблюдается для высоковязкой нефти месторождения «Озен»

При этом основное снижение вязкости от 6 до 1,5 сПз происходит при повышении температуры от 25 до 60°C, с дальнейшим ее ростом до 80°C вязкость, хотя и снижается, но не так значительно. Изменение кинематической вязкости товарной нефти месторождений «Жетыбай» и «Каламкас» с возрастанием температуры также имеет место (рисунок 5, кривые 2,3), но не такое существенное, как для нефти месторождения «Озен».

Таким образом, оптимальным значением температуры процесса обессоливания нефти следует считать 60–70°C, так как ниже названных величин вязкость резко возрастает, а поддержание температуры обезвоживания свыше 70°C малоэффективно с точки зрения уменьшения вязкости, так как требует значительного повышения энергетических затрат.

Неорганические полимерные фосфаты обладают поверхностно-активными свойствами. С целью улучшения реологических показателей, и в конечном итоге, повышения степени обессоливания нефти была исследована кинематическая вязкость нефти в зависимости от природы вводимых добавок (рисунок 6).



1 – реагент-осадитель; 2 – триполифосфат натрия; 3 – деэмульгатор «Диссольван 4411»

Рисунок 6 – Изменение кинематической вязкости нефти месторождения Жанаозен при температуре 25°C в зависимости от природы и концентрации добавки

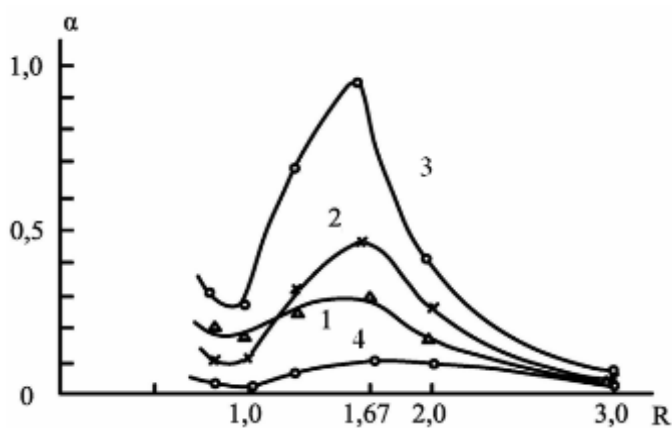
Как видно из приведенных на рисунке 6 данных, в области малых концентраций совершенно не оказывает влияния на кинематическую вязкость нефти месторождения «Озен» лишь деэмульгатор «Диссольван 4411» снижает вязкость от 6 до 5,5 сПз. В данном концентрационном диапазоне реагент-осадитель. Незначительное снижение исходной вязкости нефти месторождения

«Озен» – до 5,9 сПз наблюдается при введении в нее триполифосфата натрия, низкая эффективность которого по сравнению с деэмульгатором «Дисольван 4411» может быть связана с недостаточным содержанием первого – очевидно, его рабочая концентрация, по меньшей мере, на порядок выше. То, что реагент-осадитель практически не оказывает влияние на значения кинематической вязкости нефти, следовало ожидать, поскольку он не является ПАВ.

Эффективность полимерных фосфатов при их применении в качестве ПАВ, помимо концентрации, температуры и других факторов, существенным образом зависит от молекулярной структуры фосфатного аниона. Поэтому необходимы исследования по разработке композиций, содержащих в своем составе, как деэмульгаторы органического происхождения, так и ПАВ фосфатной природы. Последнее, являясь водорастворимыми соединениями, могут улучшить процесс коалесценции эмульсий на основе амбарной нефти.

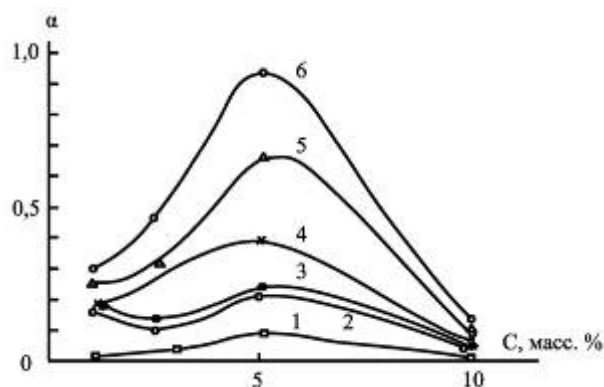
В качестве ПАВ фосфатной природы использовались: монофосфат натрия, дифосфат натрия, трифосфат натрия, полифосфаты натрия с $R = 1,0 - 1,2$ и ультрафосфат натрия с $R = 0,85$. Концентрация вводимых фосфатов менялась в пределах от 1 до 10 мас.%, температура экспериментов поддерживалась постоянной и равной 70°C. Эффективность деэмульгаторов и ПАВ оценивали с помощью метода всплывания нефти. Полученные результаты приведены на рисунке 7, из которого следует, что зависимости степени расслоения водонефтяной эмульсии от R фосфатов имеют достаточно сложный экстремальный характер. Минимальные значения степени расслоения водонефтяной эмульсии наблюдаются при использовании длинноцепочечных полифосфатов с $R=1,0$ и монофосфата натрия, максимальные – для трифосфата натрия.

Зависимость степени расслоения водонефтяной эмульсии от концентрации также имеет экстремальный характер для всех исследованных фосфатов (рисунок 8).



Концентрация фосфатов, мас. %: 1 – 1,0; 2 – 2,5; 3 – 5,0; 4 – 10,0

Рисунок 7 – Зависимость степени извлечения нефти от молекулярного состава фосфатов



Отношение Na_2O/P_2O_5 (R): 1 – 3,0 2 – 1,0; 3 – 0,85; 4 – 1,5; 5 – 1,67; 6 – 2,0

Рисунок 8 – Зависимость степени извлечения нефти от концентрации

При этом максимальная эффективность фосфатов, независимо от их молекулярного строения, наблюдается при концентрации 5 мас.%. Снижение степени расслоения водонефтяной эмульсии имеет место как при увеличении концентрации фосфатов в растворе, так и при ее снижении.

Таким образом, максимальной эффективностью по влиянию на процесс коалесценции водонефтяной эмульсии характеризуется трифосфат натрия при концентрации 5 мас.%.

Следует отметить, что эффект влияния поверхностно-активных добавок и реагента-осадителя на снижение кинематической вязкости амбарной нефти на порядок ниже воздействия температурного фактора и не может в одностороннем порядке обеспечить улучшение реологических показателей нефти, а в итоге и интенсификацию процесса обессоливания и обезвоживания водонефтяной эмульсии.

Экологические аспекты утилизации нефтенасыщенных отходов

Основным источником загрязнений окружающей среды на предприятиях, добывающих нефть в Западном Казахстане, являются различные типы отходов: замазученный грунт, нефтешлам, амбарная нефть, разлитые на территории производственных предприятий.

Процесс добычи нефти вносят значительную долю в загрязнение земель из-за несоблюдения технологических процессов. При этом образуются большие искусственные нефтяные «озера», ухудшающие экологическую обстановку в данном регионе.

Нефтехимическое загрязнение почв отмечается на площади всех действующих нефтегазовых месторождений и на трассах магистрального нефтепровода.

На предприятиях при добыче нефти в результате продувки оборудования на ГУ, при работе на скважинах и на сточных коллекторах образуются отходы, содержащие амбарную нефть.

На ИК спектрах исследуемой амбарной нефти фиксируются полосы поглощения алифатических углеводородов с длинной цепочкой из десяти и более CH_2 -групп и концевые группы – CH_3 или $\text{CH}_2 - \text{OH}$.

По данным хроматографического анализа образцов, в легких фракциях амбарной нефти содержатся нормальные углеводороды, в тяжелых фракциях – различные парафиновые углеводороды. Эти данные подтверждают результаты исследований ЯМР и ПМР спектроскопии: они не обнаруживают в легких фракциях нефти циклические ароматические углеводороды.

Промышленное извлечение из амбарной нефти водонефтяной эмульсии требует использования новых физико-химических методов, в частности кавитационной обработки исходного материала. Для переработки амбарной нефти на ПФ «Озенмунайгаз» разработана технологическая схема, состоящая из реактора – гетерогенизатора, циклона и реактора – гомолитизатора и емкостей для готовой продукции.

Разработана технология утилизации замазученного грунта с получением водонефтяной эмульсии и неорганических инертных материалов (песок и

отмытый грунт). Новая технология испытана на месторождении «Жетыбай» (АО «Мангыстаунагаз»).

Вопрос о канцерогенном действии сырой нефти еще не получил окончательного решения, так же как и присутствие в ней, в частности, полициклических канцерогенных углеводородов.

Летучие жидкие составные части нефти определяют характер токсического действия сырой нефти.

Нефть является сложной смесью различных углеводородов с небольшими примесями соединений серы, азота и кислорода. Она способна оказывать неблагоприятное действие на организм, поэтому, прежде всего надо иметь представление о ее токсичности в целом.

Для оценки степени токсичности вещества показатели LD_{50} и LC_{50} в токсикологии выбраны не случайно. Если будет определена LD_{100} , т.е. доза, вызывающая гибель 100% животных, то у этой величины нет верхнего предела – все дозы выше той, что вызывают гибель 100% животных, будут давать тот же эффект. Если же определить LD_0 , т.е. такую дозу, которая не вызывает гибели животных, то она не будет иметь нижнего предела – все дозы ниже LD_0 не будут вызывать гибели животных. Поэтому для оценки токсичности вещества используется показатель LD_{50} , который определяется по строго определенной методике, и после установления числа погибших животных в группах, получивших различные дозы вещества.

Экспериментальным путем получены доказательства, что представленные образцы вышеуказанной нефти относятся к 4 классу токсичности и опасности. LD_{50} нефти месторождений «Жетыбай», «Озен», «Каламкас», «Каракудык», «Каражанбас» определен в НЦ Гигиены и эпидемиологии Минздрава РК.

Разработка технологии приготовления гидрофобной водонефтяной эмульсии для нагнетательных скважин

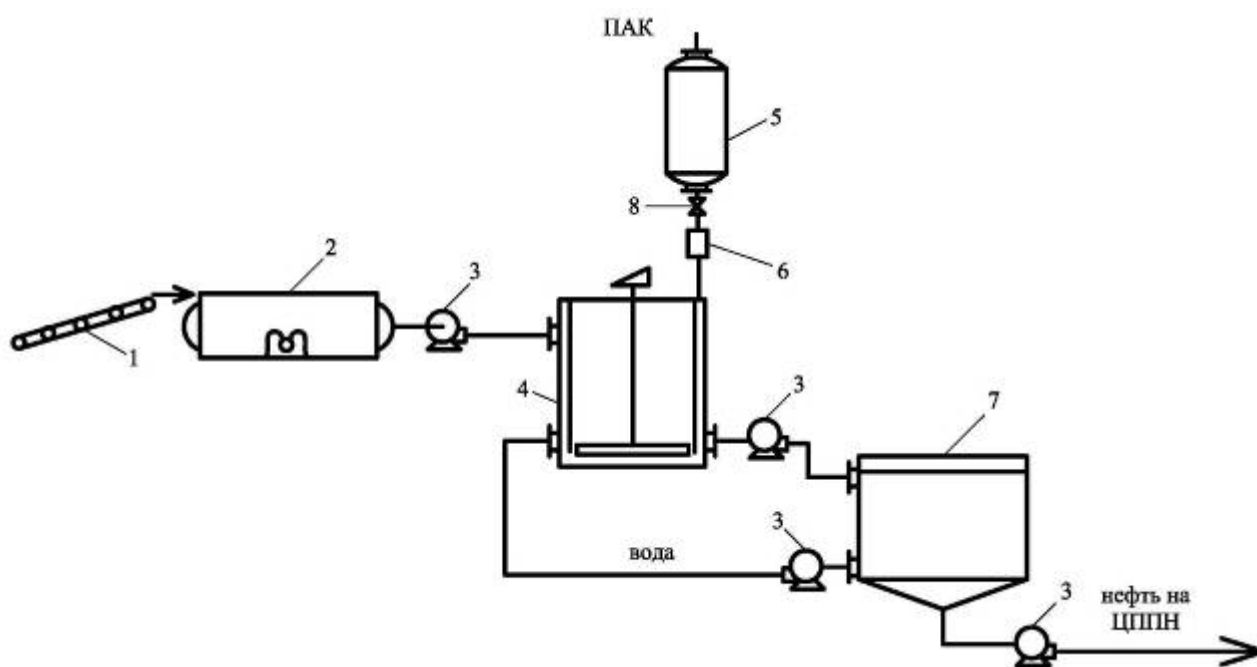
При добыче нефти основным фактором, снижающим эффективность работы скважин, является оседание песка и других механических примесей в отдельных элементах оборудования (устье НКТ, забой).

В этой связи разработка новых составов жидкостей – песконосителей для добывающих и нагнетательных скважин на основе доступных и малотоксичных химических реагентов является актуальным вопросом в области добычи нефти. Одним из источников получения вышеуказанных жидкостей является амбарная нефть месторождений «Озен», «Жетыбай», «Каламкас». Для данного процесса необходимо использовать влияние различных факторов на такие свойства водонефтяных эмульсий, как вязкость и агрегативная устойчивость.

В соответствии с разработанной схемой тяжелая нефть ленточным транспортером 1 подается в емкость, снабженную нагревателем 2, из которой смесь нагретая до температуры 60 – 70°C насосом 3 направляется в реактор-смеситель 4, туда же из емкости 5 приливается ПАК, объем которой контролируется дозатором 6. Смесь перемешивается в течение 20 – 30 мин, при температуре 60 – 70°C. Затем полученная водонефтяная эмульсия закачивается насосом в отстойник 7, откуда обессоленная нефть идет на дальнейшую

переработку в ЦППН, ПФ «Озенмунайгаз», а вода обратно подается в реактор-смеситель (рисунок 9).

В результате проведенных исследований предложена единая технологическая схема подготовки нефти месторождения «Озен», согласно которой отходы аккумуляторного производства – свинцовые пластины – разлагаются слабой азотной кислотой. Полученный раствор нитрата смешивается с щелочным реагентом и разбавляется до определенной концентрации. Готовый раствор композиции поступает в реакторы-осадители, куда подается пластовая вода и происходит осаждение хлорид ионов в осадок. Обессоленная вода поступает в реактор, где готовится композиции для обезвоживания.



1 – ленточный транспортер; 2 – емкость; 3 – насос; 4 – реактор-смеситель;
5 – емкость для ПАК; 6 – дозатор; 7 – отстойник; 8 – вентиль

Рисунок 9 – Технологическая схема обессоливания водонефтяных эмульсий

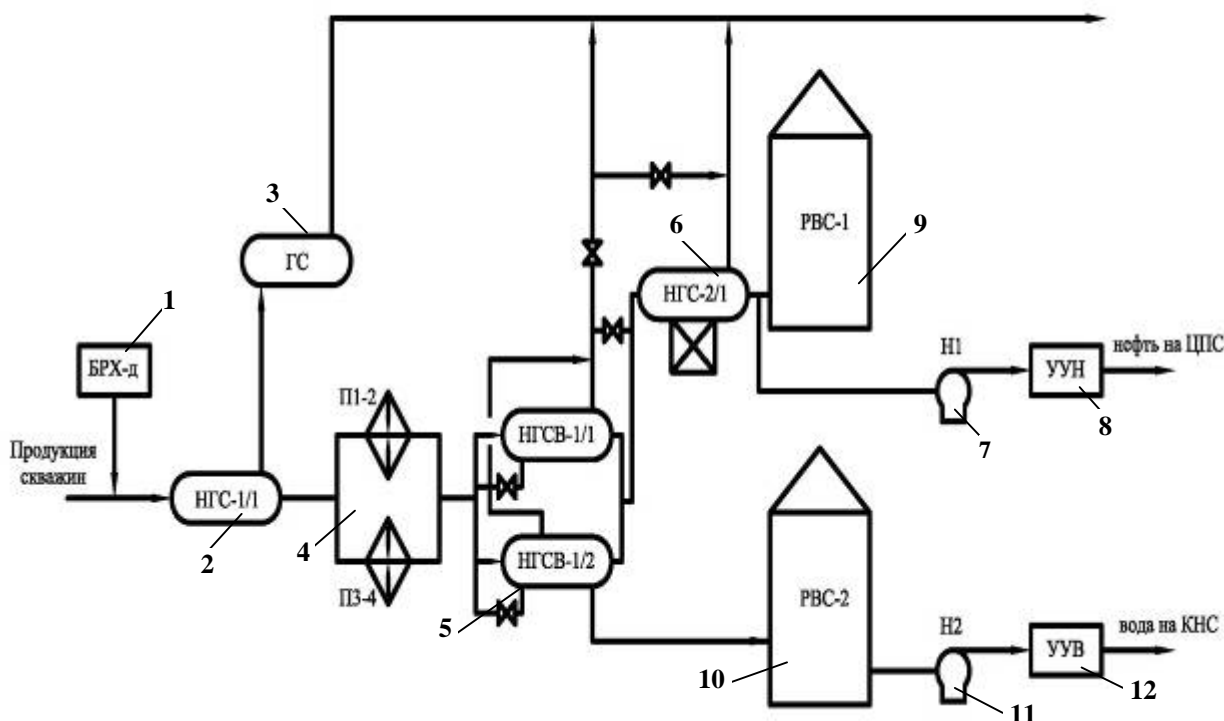
В реакторы, снабженные нагревателями, одновременно подается амбарная нефть, пресная и обессоленная пластовая вода. После смешивания водонефтяная эмульсия поступает в отстойник, откуда обессоленная нефть подается на товарные резервуары, а промывные воды направляются в узел обессоливания производственных пластовых вод.

На рисунке 10 представлена технологическая схема, предложенная для обессоливания нефти. Результаты испытания новой разработанной композиции N-300 представлены в таблице 7.

Таблица 7 - Содержание хлористых соединений в нефти в различных слоях

№ пробы	Нефть из резервуара	Содержание хлористых соединений после добавления 50% N-300, мг/л	Содержание хлористых соединений после добавления 87% N-300, мг/л	Содержание хлористых соединений после отстаивания, мг/л
1	РВС-5 (верх. слой)	281	117	79
2	РВС (ниж. слой)	275	114	59

Применение новой композиции позволяет получить нефть хорошего качества.



1 – БРХ-д – блок дозирования диэмульгатора; 2 – НГС 1/1-2 – сепараторы первой ступени; 3 – ГС – газосепаратор; 4 – П-1-4 – нагреватели (ПП-1,6); 5 – НГСВ 1/1-2 – нефтегазоводоотделители; 6 – НГС-2/1 – сепаратор второй ступени; 7 – Н1 – насосная перекачка нефти; 8 – УУН – узел учета нефти; 9 – РВС-1 – резервуар нефтяной; 10 – РВС-2 – резервуар отстойник для очистки воды; 11 – Н2 – насосная перекачка воды; 12 – УУВ – узел учета воды

Рисунок 10 - Технологическая схема обессоливания тяжелой нефти

Подготовки нефти с применением поверхностно-активных полимеров.
Изучено влияние различной смеси полимерных реагентов на деэмульгирующее

действие высоковязкой нефти месторождения «Жыланкабак», а также на изменение электрокинетического потенциала эмульсий при добавлении различных концентраций полимерных присадок.

В качестве присадок взят реагент N-300 (смесь полимерных присадок в определенных соотношениях) и известный депрессант – дисольван.

Были приготовлены нефтяные эмульсии при объемном соотношении нефть – дистиллированная вода, равным 1:1. Затем приготовленная эмульсия нагревалась до 50 и 70°C. После этого изучали изменение электрокинетического потенциала в специальном приборе, предназначенном для эмульсий, в зависимости от концентрации полимерных присадок и дисольвана. Полученные результаты представлены на рисунках (11 – 13). Как видно из рисунка (11), с повышением температуры отрицательное значение электрокинетического потенциала увеличивается. Это может быть связано утолщением двойного электрического слоя с ростом температуры. Отрицательный заряд у нефтяной эмульсии, возможно, обусловлен преимущественной адсорбцией нафтеновых кислот на поверхности микрокапелек воды.

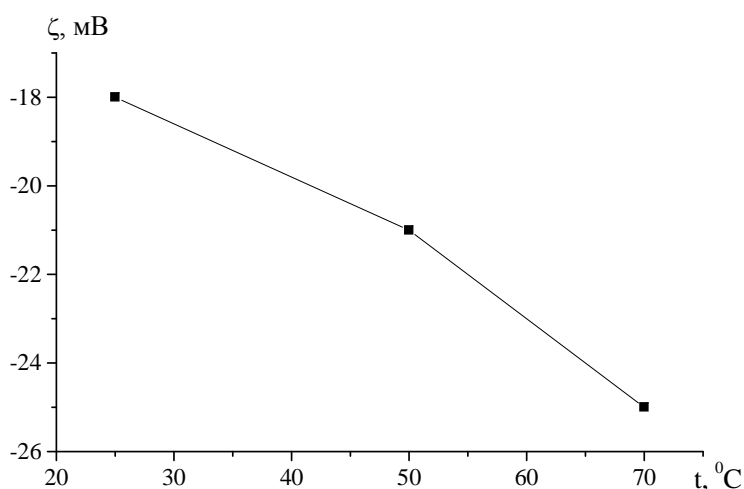


Рисунок 11 – Изменение электрокинетического потенциала 50%-ной эмульсии нефти месторождения «Жыланкабак» в зависимости от температуры

Влияние полимерных присадок (ПП) на устойчивость нефтяной эмульсии непосредственно связано с их адсорбцией на поверхности дисперсной фазы и параметрами формирующихся адсорбционных слоев. Адсорбированные полимеры могут влиять и на характеристики двойного электрического слоя (ДЭС) и таким образом изменять электрические силы взаимодействия между частицами. Вместе с тем данные о влиянии адсорбции ПС на двойной слой позволяют получить информацию о пространственной структуре самих адсорбционных полимерных слоев. Этим и определяется необходимость детального рассмотрения закономерностей и механизма влияния адсорбированных полимеров на электроповерхностные характеристики дисперсных систем.

Адсорбирующиеся на гетерополярной поверхности макромолекулы полимера могут существенно влиять на структуру ДЭС, в свою очередь потенциалы и заряды ДЭС оказывают воздействие на конформационное состояние макромолекул в поверхностном слое.

Влияние адсорбции неионогенного присадка – N-300 на ξ - потенциал может быть объяснено комплексным действием трех факторов: изменением потенциала внешней плоскости Гельмгольца или штерновского потенциала φ_δ , смещением плоскости (точнее области) скольжения вглубь жидкой фазы в результате формирования на поверхности адсорбента достаточно толстого адсорбционного слоя и изменением распределения противоионов в диффузной части двойного электрического слоя. Очевидно, в области малых степеней заполнения адсорбционного слоя доминирует первый из них, при достаточно больших величинах адсорбции – второй; для третьего фактора, обсуждаемая ниже модель Брукса является пока единственной попыткой его применения для объяснения экспериментальных данных. Изучая ξ - потенциал эритроцитов, кварца и латексов в водно-солевых растворах декстрана и полиэтиленгликоля, Брукс наблюдал увеличение ξ - потенциала при повышении концентрации полимеров в системе. Он объяснил и количественно обосновал эти данные на основе предположения о том, что эффект исключенного объема, возникающий в пределах ДЭС при адсорбции полимера, приводит к расширению диффузной части ДЭС и увеличению потенциала поверхности при неизменной величине плотности поверхностного заряда. Если смещение плоскости скольжения не слишком велико, то ξ - потенциал увеличивается тоже, причем эта плоскость может находиться внутри адсорбционного слоя полимера. Очевидно, данная модель не универсальна, так как адсорбция неионогенных полимеров может сопровождаться не только возрастанием, но и резким снижением ξ - потенциала даже при небольших величинах адсорбции, при которых трудно ожидать существенное отодвигание плоскости скольжения. Кроме того, возможны и другие причины увеличения ξ - потенциала, хотя эффект исключенного объема, вероятно, также вносит определенный вклад.

Учитывая, что изученная нефтяная эмульсия имеет небольшой отрицательный заряд, можно полагать, что снижение ξ -потенциала при добавлении неионогенного присадка N-300 может быть связано, в основном, отодвиганием плоскости скольжения вглубь жидкой фазы, при объеме 12 мл присадка наступает образование толстого адсорбционного слоя на поверхности эмульсии с последующим вытеснением капелек воды из области стабилизации, при этом частично обнаженные капельки быстро коалесцируют (рисунок 12,13). С увеличением температуры этот процесс усиливается и деэмульгирование происходит относительно быстро.

Имеющиеся в литературе сведения о влиянии ионной силы раствора на ξ - потенциал частиц полимерсодержащих дисперсий крайне ограничены. Проведенные в этом направлении исследования посвящены фактически изучению влияния добавок индифферентных электролитов на характер зависимости ξ (C). Наблюдаемые при увеличении ионной силы изменения

объясняются влиянием добавляемого электролита на термодинамическое качество растворителя, величину адсорбции полимера и структуру адсорбционного и двойного электрического слоя.

Показано, что увеличение концентрации хлорида калия в золе сульфида сурьмы от 10^{-3} до $4 \cdot 10^{-2}$ моль/дм³ не изменяет характер зависимости ξ - потенциала частиц от содержания добавленного полиэтиленоксида, а приводит лишь к снижению абсолютных значений ξ - потенциала.

По мнению авторов, с увеличением ионной силы достаточно концентрированных растворов электролитов адсорбированная полимерная оболочка становится все более гидродинамически проницаемой. Это приводит к смещению плоскости скольжения вглубь адсорбционного слоя все ближе к твердой поверхности.

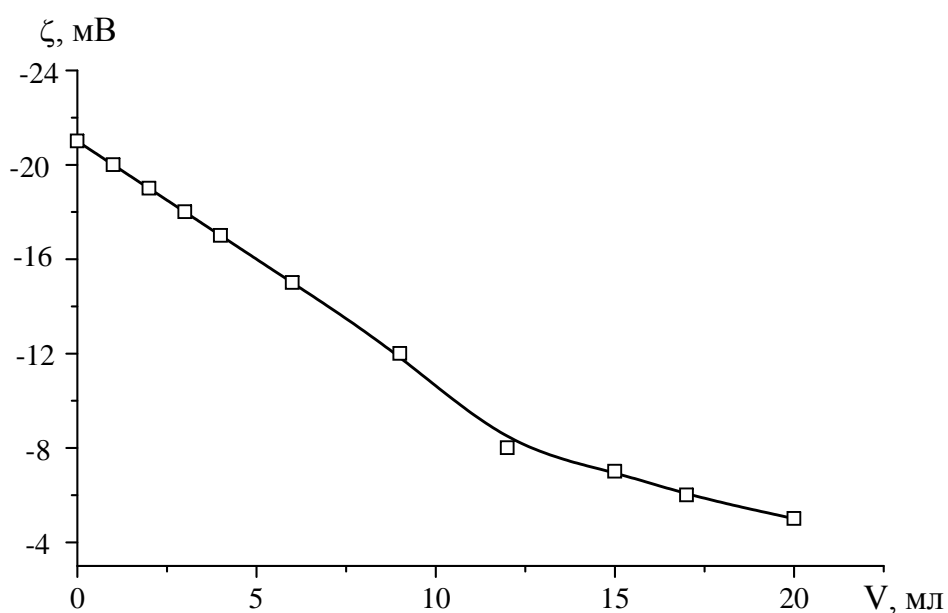


Рисунок 12 - Изменение электрокинетического потенциала 50%-ной эмульсии нефти месторождения «Жыланкабак» от объема полимерного присадка- N-300 при температуре 50°C. Объем дисольвана в системе постоянный (5 мл)

Таким образом, можно заключить, что чем выше температура и меньше электролитов в системе, тем сильнее снижается ξ -потенциал при добавлении полимерных присадок. В общем, можно сказать, что, измерив, зависимость ξ -потенциала от концентрации полимерных присадок можно определить эффективность их деэмульгирующего действия.

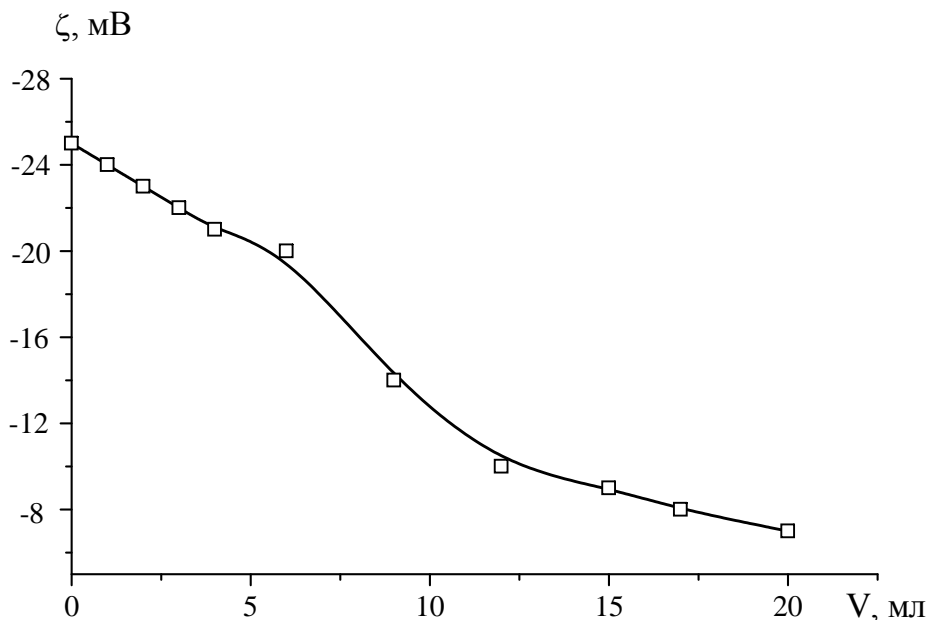


Рисунок 13 - Изменение электрокинетического потенциала 50%-ной эмульсии нефти месторождения «Жыланкабак» от объема полимерного присадка- N-300 при температуре 70°С. Объем дисольвана в системе постоянный (5 мл)

Влияние полимерных присадок на реологические свойства высоковязкой нефти месторождения «Жыланкабак»

Рациональное использование полимерных присадок, улучшение их качества и расширение ресурсов являются основными задачами при подготовке нефти.

Данная проблема усугубляется тем, что все большая доля нефтей, добываемых в СНГ, является парафинистыми нефтями, т.е. содержащими значительное количество алканов нормального или малоразветвленного строения. Последние отличаются от других нефти повышенной температурой застывания, что обуславливает ухудшенные низкотемпературные свойства (подвижность, текучесть и др.) как самой нефти, так и продуктов ее переработки.

Наиболее эффективным и экономически целесообразным способом улучшения низкотемпературных свойств нефти является использование депрессорных присадок. Это нефтяные вещества, при введении которых в малых дозах (обычно 0,05-0,10%) достигается существенное снижение температуры застывания и улучшение текучести при низких температурах. В отличие от всех других способов, данное направление обеспечивает рациональное использование нефтяных ресурсов и комплексное улучшение низкотемпературных свойств различных нефтей.

Объектами исследования послужили тяжелая нефть ($\rho_{50^\circ} = 889 \text{ кг/м}^3$, $\rho_{20^\circ} = 955 \text{ кг/м}^3$, $T_{\text{заст}} = -9 \text{ }^\circ\text{C}$), а также депрессорные присадки зарубежного производства: PRAWOZELL, DODIFLOW, SERVO, СЕПАРОЛ и ДН. В

Таблица 8 – Химический состав вод

Показатель	Единица измерения	Пластовая вода юрских горизонтов	Пластовая вода мелового горизонта
Место отбора	м	400 – 500	135 – 432
рН		Не опр.	
Плотность при 20°С	г/см ³	Не опр.	
CO ₃ ²⁻	мг/л	–	
HCO ₃ ³⁻	мг/л	159,0	
Cl ⁻	мг/л	95009,0	
SO ₄ ²⁻	мг/л	Следы	
Ca ²⁺	мг/л	2405,0	
Mg ²⁺	мг/л	3040,0	
Na ⁺ K ⁺	мг/л	53174,0	
Общая минерализация	г/л	153,9	
Тип воды		Cl – Ca	Cl – Ca

Результаты опробования скважин, вскрывших меловые водоносные горизонты месторождения «Жыланкабак», представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Производительность скважин, вскрывших меловые водоносные горизонты месторождения Жыланкабак

№ скважины	Блок	Интервал опробования, м	Геологический возраст	Динамический уровень, м	Дебет воды, м ³ /сут
2	VII	194-198	K ₁ ар	-	260
3	IV	292-305	K ₁	248	12,6
3	IV	269-279	K ₁	-	260
7	V	246-256	K ₁ пс	209	6,6
7	V	185-195	K ₁ ар	-	260

Применение технической жидкости для увеличения нефтеотдачи основывается на снижении поверхностного натяжения на границе вытесняющего агента с нефтью в результате химической реакции, приводящей к образованию в зоне контакта ПАВ натриевых мыл. Они легко растворяются в пресной воде, закачиваемой после оторочки полифосфата. Поверхностно активные вещества указанного типа резко снижают поверхностное натяжение на границе нефть – раствор ПАВ и повышают смачиваемость пласта водой. В некоторых случаях непосредственной реакции не происходит, а имеет место называемая «активация» таких компонентов нефти, как смолы и асфальтены, приводящая к образованию высоковязкой эмульсии типа «нефть в воде». В

результате такого взаимодействия уменьшается подвижность вытесняющей воды, возможность преждевременного прорыва ее добывающую скважину и снижается обводненность добываемой продукции.

На поздней стадии разработки нефтяного месторождения основная часть вытесняющего агента – водного раствора полифосфата дренируется по промытым интервалам горизонта, не совершая полезной работы по вытеснению нефти, и отбирается первым рядом добывающих скважин. В связи с этим для регулирования подвижности полифосфатного раствора чередуют закачки растворов хлорида кальция или магния и силиката натрия. При взаимодействии полифосфата с указанными солями образуются гель или осадок, которые снижают гидропроводность высокопроницаемых зон, что приводит к увеличению охвата пласта воздействием.

На эффективность технической жидкости заводнения, даже при благоприятных свойствах, могут отрицательно влиять многие факторы. Это, прежде всего жесткость минерализованной воды, содержащейся в продуктивном пласте. Установлено, что наличие в пластовой воде многовалентных положительных ионов, например кальция или магния, приводит к нейтрализации полифосфатного раствора. Кроме того, ионы полифосфатного раствора при нагнетании его в пласт могут вступать в химические взаимодействия с различными породообразующими минералами. В результате полифосфатный раствор тоже будет нейтрализоваться.

Впервые промышленная нефтегазоносность площади была установлена в скважине № 3, где в процессе испытания был получен приток нефти из среднеюрских отложений.

В результате поисково-разведочного разбуривания, детальной пластовой корреляции с привлечением новых данных опробования и интерпретации материалов ГИС, в разрезе структуры месторождения «Жыланкабак» выявлены, опробованы и разведаны 4 продуктивных горизонта. В меловом комплексе выделены 2 горизонта (аптский и барремский) и в среднеюрском – 2 горизонта (Ю-I, Ю-II).

Указанные выше горизонты присутствуют в разрезах всех скважин в пределах выделенных блоков и образуют два продуктивных объекта – юрский и меловой, где сосредоточены основные запасы нефти.

Коэффициент эксплуатации фонда скважин изменялся от 0,86 до 0,35.

На месторождении «Жыланкабак» закачка воды производится через скважину №17, расположенную в приконтурной зоне IV блока, в горизонт J₂-I.

На месторождении закачка воды началась в 2003 г. через скважину №15, расположенную в приконтурной зоне II блока. В том же году было закачено 13,505 тыс. м³. В 2004 г. закачали 10,950 тыс. м³ воды.

В мае 2007 г. под нагнетание перевели скважину №17, в том же году через эту скважину закачали 11,31 тыс. м³ воды, а за 7 месяцев 2008 г. – 22,51 тыс. м³. На 01.08.2008 год суммарная закачка составила 71,3 тыс. м³ воды.

Нефть юрских горизонтов месторождения «Жыланкабак» тяжелая и высоковязкая. Плотность в поверхностных условиях составляет 0,913 кг/м³, вязкость пластовой нефти – 215 мПа·с.

Показателей месторождения «Жыланкабак» (по состоянию на 01.01.2010 г.) представлены в таблице 10.

Таблица 10 - Характеристика технологических показателей месторождения «Жыланкабак» (по состоянию на 01.01.2010 г.)

Добыча нефти, т	Закачка воды, м ³	Обводненность, %	Накопленная добыча нефти, т	Суммарная закачка, м ³	КИН, %	Дебет нефти 1 скважины, т/сут	Дебет жидкости 1 скважины, т/сут
20549	55426	73,2	81591	118138	1,83	2,66	10,94

При разработке месторождения обычными методами, такими как естественное истощение пластовой энергии и с поддержанием пластового давления закачкой холодной воды, коэффициент извлечения нефти (КИН) довольно низкий и не превышает 9 – 12% от геологических запасов нефти.

Увеличить степень извлечения высоковязкой нефти из недр можно за счет использования механизмов, преодолевающих силы, удерживающие нефть в пласте, изменяющие свойства пластов и содержащихся в них флюидов.

Известные методы увеличения нефтеотдачи основаны на следующих изменениях характеристик вытеснения и условий нахождения нефти в пласте:

- снижение межфазного натяжения на границе нефть – вытесняющий агент;
- снижение отношения подвижностей вытесняемого и вытесняющего флюидов (за счет уменьшения вязкости нефти или подвижности вытесняющего агента).

Для условий месторождения «Жыланкабак» одним из наиболее эффективных методов повышения КИН является применение технологической жидкости для разрыва нефти от флюида породы.

Учитывая высокую степень неоднородности коллекторов по проницаемости, следует ожидать, что применение паротеплового воздействия на пласт приведет к быстрому прорыву вытесняющего агента по высокопроницаемым пропласткам к добывающим скважинам, что, в свою очередь, приведет к опережающему росту обводненности продукции. Кроме того, при паротепловом воздействии особое внимание надо уделить качеству используемой воды.

На парогенераторную установку должна поступать пресная вода, прошедшая этап осаждения солей кальция и магния. В условиях месторождения «Жыланкабак» источник пресной воды находится на расстоянии около 220 км. Для прокладки водовода необходима разработка документации по проектированию, строительству и эксплуатации данного объекта. Это потребует определенного времени и дополнительных материальных затрат.

В то же время применение термических методов требует значительных капитальных вложений на начальной стадии разработки месторождения и значительных ресурсов топливного газа для обеспечения запланированных объемов закачки теплоносителя.

Следующим перспективным направлением является закачка технологических жидкостей в пластовых условиях.

При добыче вязких нефтей с применением системы поддержания пластового давления нефтеотдача коллектора в значительной степени зависит от соотношения подвижностей воды и нефти:

$$M = \frac{R_B}{\mu_B} : \frac{R_H}{\mu_H},$$

где R_B и R_H – фазовые проницаемости для воды и нефти; μ_B и μ_H – динамическая вязкость воды и нефти.

При значительной величине M возникает вязкостная неустойчивость фронта вытеснения, сопровождающаяся быстрыми прорывами воды к эксплуатационным скважинам при низких значениях коэффициента нефтеотдачи.

При этом значительно повышается эффективность вытеснения нефти из неоднородного коллектора также вследствие выравнивания фронта вытеснения.

Требования, предъявляемые к раствору технологических жидкостей, исходя из геологических условий и системы разработки нефтяных залежей.

Исходя из того, что фильтрационно-емкостные свойства нефтенасыщенного коллектора юрских горизонтов месторождения «Жыланкабак», согласно лабораторным исследованиям имеют значения пористости до 0,28, проницаемости до 0,54 мкм², при значительной неоднородности, а средняя вязкость пластовой нефти составляет 215 мПа·с к раствору технологических жидкостей с применением полимерно-минеральной добавки предъявляются следующие требования (таблица 11).

Таблица 11 - Технические требования к технологическим жидкостям применяемых для скважин

Характеристика	Показатели, единица измерения
Жидкость	
Количество выпаренного осадка	%
Содержание остаточной примеси	%
Характеристическая вязкость	20
Вязкость 0,2 % раствора в пресной воде не менее	28 - 30 мПа·с
Количество нерастворимого осадка	%
Вязкость 0,3% технологической жидкости на минерализованной воде	30 - 35 мПа ·с

Технологическая жидкость (ТЖ) – обладает высокой чувствительностью к содержанию солей. Чем больше минерализация, тем больше изменяется вязкость растворов ТЖ. При приготовлении растворов следует строго контролировать минерализацию, особенно содержание кальция и магния.

Определено, что с увеличением содержания NaCl резко снижается вязкость растворов, когда содержание NaCl достигает определенной величины (около 10,0 г/л), тенденция снижения вязкости становится незначительной.

Для приготовления растворов ТЖ. возможно использование пластовых вод меловых горизонтов, блоков I и II Южного крыла, отделённых от остальных горизонтов сбросом f₅.

Вода, используемая для приготовления ТЖ., должна соответствовать установленным требованиям, приведенным ниже:

- 1) количество мехпримесей – до 5 мг/л;
- 2) содержание нефтепродуктов – до 5 мг/л;
- 3) величина рН – от 6 до 8;
- 4) содержание сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ) – отсутствие.

Промысловые испытания были проведены с целью точного определения запаса ТЖ., необходимого для приготовления раствора, определения наиболее подходящей процедуры замешивания, а также подтверждения возможности проведения данных работ в условиях месторождения.

Результаты опробования скважин, с применением полимерно-минеральной добавки на месторождения «Жыланкабак», представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Геолого-технические мероприятия (ГТМ) с применением полимерно-минеральной добавки на месторождения Жыланкабак

№ скв	гор	иск заб	фак заб	параметры до ГТМ			параметры после ГТМ					доп. добыча
				Qж	%	Qн	факт			откл		
							Qж	%	Qн	Qж	Qн	
114	J ₂ -II	477	470	1,6	50	0,7	5	40	2,8	3,4	2,1	63
58	J ₂ -I+II	491	487	3,7	79	0,7	4	45	2,0	0,3	1,31	64,1
112	J ₂ -2	501	501	17	96	0,6	10	80	1,8	-7	1,2	57,1
111	J ₂ -I+II	499	499	16	97	0,4	13	50	6,0	-3	5,5	360
61	J ₂ -1	446	446	3	87	0,4	4	20	2,9	1	2,6	18,1

Дополнительные аспекты, оценка которых может также потребоваться, включают следующие вопросы: нужны ли химреагенты для контроля коррозии, которая потенциально может быть вызвана ТЖ., и необходимы ли дополнительный подогрев при подготовке нефти и использование поверхностно-активных веществ для обработки потенциальных обратных

эмульсий. Кроме того, планирование мероприятий по ТБ может понадобиться на тот случай, если потребуются применять биоциды (например, использование биополимеров). Испытания были выполнены с целью определения вероятности закупорки пор пласта, или возникновения других проблем, связанных с закачкой. Были проведены работы по оптимизации концентрации и вязкости ТЖ. и использования добавок. Давление закачки поддерживается на уровне ниже градиента разрыва и находится в пределах рабочего давления применяемого оборудования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам диссертационных исследований можно сделать следующие краткие выводы:

1 Для повышения эффективности подготовки нефти проведены физико-химические исследования и изучена кинетика процесса разделения модельных дисперсных систем флокулянтами различной природы. Установлено влияние природы флокулянтов на степень разделения дисперсных систем. Выявлено, что активация кремниевой кислоты ионами свинца и фосфорной кислоты наблюдается при соотношении 0,2:1. Введение поверхностно-активного вещества (ПАВ) увеличивает скорость процесса седиментации суспензии в 3 раза, что приводит к улучшению очистки нефтяной эмульсии до 78 %.

2 Установлено, что при подготовке нефти использование активированного раствора жидкого стекла с пенообразователем позволит повысить степень обессоливания от минеральных примесей до 98 – 99 % за счет разрушения промежуточного слоя из мелкодисперсных соединений и нефтяной эмульсии;

3 Выявлено, что увеличение плотности в нефтяных эмульсиях при «критических» параметрах фазовых превращений зависит от некоторых компактных коллоидных структур – асфальтенов.

4 Разработана и испытана технология обессоливания пластовых вод с применением минерального флокулянта, найдены оптимальные условия (соотношение вода:реагент-осадитель:жидкое стекло = 1:0,35:0,05; pH 7 – 8, температура процесса - 30°C, время смешивания – 20 мин; время отстаивания – 3 ч).

5 Проведены технологические опыты и определены зависимости изменения устойчивости нефтяных эмульсий от природы нефти и степени ее обводненности. С увеличением количества воды в нефтяных эмульсиях усложняются структуры и увеличиваются размеры асфальтенов.

6 Предложены технологические схемы получения и применения жидкости разрыва нефтяного пласта, найдены основные технологические условия проведения процесса и подготовлена практическая рекомендация по использованию разработанного реагента в промысловых условиях.

7 Разработана технология получения композиционных материалов для обессоливания высоковязкой нефти и реагентов для повышения эффективности работы скважин и практические рекомендации по утилизации

нефтенасыщенных отходов, получены новые технологии утилизации отходов и данные о токсичности нефти в почве.

Оценка полноты решения поставленных задач Поставленные задачи диссертационной работы выполнены в полном объеме. Исследована кинетика процесса разделения модельной дисперсной системы различными флокулянтами; проведена сравнительная оценка флокулирующих свойств исследуемых реагентов и выбор оптимального состава флокулирующих композиций для очистки воды от глинистых соединений; исследована возможность применения полифункциональных композиций в процессах очистки от механических примесей водонефтяных эмульсий; разработана универсальная технологическая схема обессоливания амбарной нефти и приготовления технологической жидкости для скважин.

Разработка рекомендаций и исходных данных по конкретному использованию результатов В Западном Казахстане имеются нефтенасыщенные отходы, из которых можно выделить товарную нефть. Применяемая поверхностно-активная композиция способствует снижению хлористых соединений и механических примесей в амбарной нефти, из которых можно получить технологические растворы для скважин.

Разработанная технология обессоливания амбарной нефти прошла испытания в промышленных условиях на месторождениях «Озен» и «Жетыбай» в Мангистауской области. Предложены технологические схемы для утилизации нефтенасыщенных отходов.

Оценка технико-экономической эффективности внедрения

Технико-экономическая эффективность состоит в том, что в качестве деэмульгатора используется дешевая поверхностно-активная композиция отечественного производства, которая применяется для снижения количества содержания солей в амбарной нефти, так как хранение этих отходов занимает не только значительную часть площадей, но и требует специальных накопителей, что вызывает дополнительные расходы и экологическую опасность.

Рассчитаны затраты на материалы для утилизации амбарной нефти до внедрения композиции, которые составляют в среднем: – 550000 тг/т.

Затраты на материалы после внедрения композиции составят в среднем: ориентировочная стоимость 1 т для утилизации амбарной нефти – 210000 тг/т.

Следовательно годовой экономический эффект при $A_2 =$ для утилизации амбарной нефти в количестве 10 т:

$$Э_{(\text{тяжелой нефти})} = (550000 - 210000) \cdot 10 = 3\,400\,000 \text{ тг.}$$

Оценка научного уровня выполненной работы в сравнении с лучшими достижениями в данной области

Разработанная технология является гибкой, потому что позволяет использовать дешевый сырьевой источник для подготовки нефти и повышение эффективности работы скважин, а процесс может осуществляться на существующем технологическом оборудовании в нефтедобывающей

промышленности. Результаты работы имеют широкие перспективы развития и внедрения в производство.

СПИСОК ОПУБЛИКОВАННЫХ РАБОТ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

- 1 Нурабаев Б.К. Ингибирование процессов солеотложений // Нефть и газ Казахстана. - 2002 . - № 1. - С. 136 - 138.
- 2 Предпатент РК 13032. Мастика битумная // Баранцева Г.И., Надиров Н.К., Попов Н.И. Нурабаев Б.К., опубл. 15.05.2003. бюл. №5
- 3 Предпатент РК 13031. Мастика битумная // Попов Н.И., Надиров Н.К., Баранцева Г.И., Нурабаев Б.К., опубл. 15.05.2003. бюл. №5
- 4 Нурабаев Б.К. Становление и развитие национальной нефтяной политики РК за 10 лет независимости // Нефть и газ. - 2002. - № 2. - С. 32 - 37.
- 5 Тойпасова У.М., Нурабаев Б.К., Джусипбеков У.Ж. Влияние различных деэмульгаторов на степень обессоливания амбарной нефти //Химический журнал Казахстана. - 2005. - № 1. - С. 135 - 139.
- 6 Тойпасова У.М., Нурабаев Б.К., Мамытбеков Г.К., Усманов С.У., Джусипбеков У.Ж. Обессоливание высоковязкой нефти месторождений Западного Казахстана // Известия Национальной академии наук Кыргызской Республики. - 2005. - № 2. - С. 88 - 89.
- 7 Тойпасова У.М., Нурабаев Б.К., Джусипбеков У.Ж., Капралова В.И. Физико-химические основы очистки нефти от глинистых соединений //Материалы Межд. научно-практ. конф.: «Проблемы и перспективы развития нефтяной промышленности Казахстана». - Алматы, 2005. - С. 359 - 363.
- 8 Патент 53751 РК. Состав для обезвоживания и обессоливания нефти // Нурабаев Б.К., Тойпасова У.М., Джусипбеков У.Ж., Тусупкалиев Е.А.; опубл. 02.06.2006.
- 9 Мадиджан А.Т., Нурабаев Б.К., Тойпасова У.М, Ахметжнова К.М. Обессоливание и обезвоживание нефти Западно-Казахстанского региона //Тезисы докл. Межд. тех.конф. КазНТУ. – Алматы, 2007. - С. 235 - 237.
- 10 Камысбаева Р.У., Тойпасова У.М., Нурабаев Б.К. Математическая модель процессов улетучивания легких фракций «сырой» нефти // Тезисы докл. междунар. тех.конф. КазНТУ. – Алматы, 2007. - С. 323-326.
- 11 Мадиджан А.Т., Нурабаев Б.К., Тойпасова У.М, Ахметжанова К.М., Ошакбаев М.Т., Тусупкалиев Е.А. Исследование высоковязкой нефти месторождений Западного Казахстана //Тезисы докл. Межд. тех.конф. КазНТУ. – Алматы, 2007. - С. 331 - 334.
- 12 Мадиджан А.Т., Нурабаев Б.К., Тойпасова У.М, Ахметжанова К.М., Ошакбаев М.Т., Тусупкалиев Е.А. Экологическая ситуация мангышлакского нефтегазового региона // Тезисы докл. Межд. тех.конф. КазНТУ. – Алматы, 2007. - С. 430 - 433.
- 13 Мадиджан А.Т., Нурабаев Б.К., Тойпасова У.М, Ахметжанова К.М. Исследование экологического состояния на нефтяных месторождениях //Тезисы докл. Межд. тех.конф. КазНТУ. – Алматы, 2007. - С. 433 - 435.

14 Нурабаев Б.К., Тойпасова У.М., Камысбаева Р.У. Определение уровня загрязнения компонентов окружающей среды отходами нефти // Тезисы докл. Межд. тех.конф. КазНТУ. – Алматы, 2007. - С. 435 - 437.

15 Тойпасова У.М., Нурабаев Б.К., Джусипбеков У.Ж., Тусупкалиев Е.А. Исследование процесса осаждения механических примесей в амбарных нефтях // Химический журнал Казахстана. - 2007. - № 2 (15). - С. 219-224.

16 Тойпасова У.М., Нурабаев Б.К., Джусипбеков У.Ж., Тусупкалиев Е.А. Исследование процессов интерпретирования промежуточных слоев в водонефтяных эмульсиях // Химический журнал Казахстана. - 2007. - № 2 (15). - С. 225-229.

17 Джусипбеков У.Ж., Нурабаев Б.К., Тойпасова У.М., Тусупкалиев Е.А., Исследование процесса очистки фосфорных эмульсий // Сб. научных трудов Третьей Межд. научно-практ. конф.: «Высокие технологии, фундаментальные и прикладные исследования, образование». - Санкт-Петербург, 2007. - С.106- 107.

18 Абайылданов Б.К., Нурабаев Б.К., Джусипбеков У.Ж., Тойпасова У.М. Исследование процессов обессоливания нефти // Химический журнал Казахстана. - 2009. - № 2. - С. 156 - 159.

19 Предпатент 2009/1338.1 РК. Состав для обессоливания нефти // Джусипбеков У.Ж., Нурабаев Б.К., Тусупкалиев Е.А., Тойпасова У.М., Абайылданов Б.К. Заключение о выдаче инновационного патента на изобретение. от 10.11.2009.

20 Предпатент 2009/1339.1 РК. Способ обессоливания нефти // Джусипбеков У.Ж., Нурабаев Б.К., Тусупкалиев Е.А., Тойпасова У.М., Абайылданов Б.К. Заключение о выдаче инновационного патента на изобретение. от 10.11.2009.

21 Абайылданов Б.К., Нурабаев Б.К., Тойпасова У.М., Тусупкалиев Е.А. Изучение влияния гидродинамической кавитации на реологические свойства высоковязкой нефти Мангистауского месторождения // Химический журнал Казахстана. - 2010. - № 1. - С.160 - 165.

22 Нурабаев Б.К. Изучение миграции некоторых вредных химических веществ в почве // Известия Научно-технического общества «КАХАК». – 2010. - № 1(26). - С. 63 - 65.

23 Нурабаев Б.К., Тойпасова У.М., Тусупкалиев Е.А. Возможные источники и очаги загрязнений почв нефтью и нефтепродуктами // Химическая промышленность. - Санкт-Петербург, 2010. - № 4. – С.17 - 19.

24 Нурабаев Б.К., Капралова В.И., Мустапаева Ж., Закиров Б.С. Физико-химические исследования процессов осаждения хлорид-ионов и глинистых соединений из амбарной нефти растворами силиката натрия // Межд. НТ журнал «Химическая технология контроль и управления».– Ташкент (Узбекистан), 2010. - № 2. – С. 5 - 7.

25 Нурабаев Б.К., Капралова В.И., Мустапаева Ж., Закиров Б.С. Исследование влияния полимерных фосфатов на процесс коалесценции мелкодисперсных капель воды в амбарной нефти // Доклады АН Республики – Ташкент (Узбекистан), 2010. - № 4. – С. 42 - 45.

26 Нурабаев Б.К. Абайылданов Б.К. Загрязнение почв тяжелыми металлами и радионуклидами // Известия Научно-технического общества «КАХАК». - Алматы, 2010. - № 3(28). - С. 100 - 102.

27 Нурабаев Б.К. Абайылданов Б.К. Засоление почв сточными нефтепромысловыми водами // Известия Научно-технического общества «КАХАК». - Алматы, 2010. - № 4(29). - С. 102 - 103.

28 Нурабаев Б.К., Абайылданов Б.К., Серикбаев Е.Р., Тойпасова У.М., Саржанов С.Б. Химико-экологические исследования нефтезагрязненных почв // Тезисы докл. Межд. конф. Института почвоведения и агрохимии им. У.У. Успанова. - 2010. - С. 433 - 434.

29 Нурабаев Б.К., Абайылданов Б.К., Серикбаев Е.Р., Саржанов С.Б., Тусупкалиев Е.А., Раимжанова М.М. Загрязнения почв нефтепромыслов тяжелыми металлами и сероводородом // Тезисы докл. Межд. конф. Института почвоведения и агрохимии им. У.У. Успанова. - 2010. - С. 434 - 435.

30 Абайылданов Б.К., Нурабаев Б.К., Серикбаев Е.Р., Тойпасова У.М., Саржанов С.Б. Производственный мониторинг почвенного покрова месторождения Жетыбай // Тезисы докл. Межд. конф. Института почвоведения и агрохимии им. У.У. Успанова. - 2010. - С. 435 - 437.

31 Нурабаев Б.К. Влияние кавитационной подготовки парафинистых нефти на их транспортировку // Нефть и газ Казахстана. - 2010. - № 3. - С. 56 - 60.

32 Нурабаев Б.К. Эффективная технология обессоливания парафинистой нефти месторождения Озен // Нефть и газ Казахстана. - 2010. - № 3. - С. 38 - 41.

33 Нурабаев Б.К. Исследование состава асфальтосмолопарафиновых отложений // Вестник КазНТУ им. К.И. Сатпаева. - 2010. - № 4(80). - С. 214-215.

34 Нурабаев Б.К. Исследование состава нефтешламов // Вестник КазНТУ им. К.И. Сатпаева. - 2010. - № 4(80). - С. 229 - 230.

35 Нурабаев Б.К., Тусупкалиев Е.А., Тапалова А.С., Серикбаев Е.Р. Экологические вопросы месторождения тяжелых нефтей / Монография. - Алматы, 2010. - 142 с.

36 Нурабаев Б.К. Экологические вопросы нефтяного газа, образующегося на месторождении нефти «Жетыбай» // Бурение и нефть. - Уфа (Республика Башкорстан), 2010. - № 9. - С. 62 - 63.

37 Нурабаев Б.К. Физико-химические исследования реологических свойств эмульсий и дисперсионных сред в нефтях // Бурение и нефть. - Уфа, (Республика Башкорстан), 2010. - № 9. - С. 20 - 22.

38 Нурабаев Б.К. Микробиология и ферментативная активность нефтезагрязненных почв // Новости науки Казахстана. - 2010. - № 3. - С. 197 - 202.

39 Нурабаев Б.К., Бапиева М.К. Определение ЛД₅₀ нефти для установления ПДК в почве и класса токсичности замазученного грунта месторождения Каракудык // Новости науки Казахстана. - 2010. - № 3. - С. 190 - 196.

40 Надиров Н.К., Нурабаев Б.К., Абайылданов Б.К., Тусупбаев Н.К., Тойпасова У.М. Акустическое воздействие на устойчивость нефтяной эмульсии // Сб. докл.: Восьмые Межд. науч. Надировские чтения по проблеме «Научно-технологическое развитие нефтегазового комплекса». - Алматы, 2010. - С.180-184

41 Нурабаев Б.К. Новые данные о реологических свойствах тяжелых нефтей // Сб. докл.: Восьмые Межд. науч. Надировские чтения по проблеме «Научно-технологическое развитие нефтегазового комплекса». - Алматы, 2010. - С.185 - 189

42 Нурабаев Б.К. Новые современные подходы технологии подготовки нефти // Сб. докл.: Восьмые Межд. науч. Надировские чтения по проблеме «Научно-технологическое развитие нефтегазового комплекса». - Алматы, 2010. - С.80- 85

43 Нурабаев Б.К. Совершенствование процессов подготовки нефти при совместном использовании химических реагентов и физических воздействий // Сб. докл.: Восьмые Межд. науч. Надировские чтения по проблеме «Научно-технологическое развитие нефтегазового комплекса». - Алматы, 2010. - С.86 - 92

44 Нурабаев Б.К. Исследование фитоксичности нефти месторождения Каракудык // Научно-теоретический и практический журнал «Современный научный вестник». – Белгород (РФ), 2010. – № 7 (89). - С. 94 - 96.

45 Нурабаев Б.К. Определение класса токсичности замазученных грунтов расчетным методом // Приднепровский научный вестник. – Днепропетровск (Украина), 2010. - № 4 (107). - С. 124-126.

46 Джусипбеков У.Ж., Капралова В.И., Мустапаева Ж., Тойпасова У.М., Нурабаев Б.К., Абайылданов Б.К., Нурабаев М.Б. Технологическая схема обессоливания амбарной нефти месторождения Жана-Узень // Приднепровский научный вестник. - Днепропетровск (Украина), 2010. - № 4 (107).- С. 127-130.

47 Абайылданов Б.К., Абдели Д.Ж., Нурабаев Б.К., Ескожиева А.Б., Тусупкалиев Е.А. Оптимизация составов композиций для обезвоживания и обессоливания амбарной нефти // Вестник КазНТУ им. К.И. Сатпаева. – 2010. - № 5. - С. 153 - 157.

48 Нурабаев Б.К., Абайылданов Б.К., Абдели Д.Ж., Ескожиева А.Б., Тойпасова У.М. Изучение устойчивости водонефтяных эмульсий на основе амбарной нефти месторождения Жыланкабак и оптимизация процесса обессоливания // Вестник КазНТУ им. К.И. Сатпаева. – 2010. - № 5. - С. 157 - 160.

49 Джусипбеков У.Ж., Тойпасова У.М., Тусупкалиев Е.А., Абайылданов Б.К., Нурабаев Б.К., Серикбаев Е.Р. Химико-экологические исследования нефтеотходов // Межд. науч. прак. конфр. «Роль научно-инжинирингового комплекса в развитии нефтегазовой промышленности» - Атырау, 2010.- С. 138-141

50 Абайылданов Б.К., Нурабаев Б.К., Джусипбеков У.Ж., Тойпасова У.М., Тусупкалиев Е.А., Серикбаев Е.Р. Новые составы для обессоливания тяжелых нефтей // Межд. науч. прак. конфр. «Роль научно-инжинирингового комплекса в развитии нефтегазовой промышленности» - Атырау, 2010.- С. 142 - 145

ТҮЙІН

НҰРАБАЕВ БАЗАРБАЙ ҚАНАЙҰЛЫ

Полимер-минералды қоспаларды қолдану арқылы ұңғыма жұмыстарының және мұнай дайындаудың тиімділіктерін арттыру

25.00.17 – Мұнай және газ кен орындарын игеру және пайдалану

Зерттеу объектісі: бейорганикалық-полимер композициялары, амбардағы мұнай, сулы-мұнай эмульсиясы, коллоиды ертінділер, мұнай қалдықтары, мұнай мұнарасы, қорғасын және полифосфат тұздары.

Жұмыстың мақсаты. Батыс Қазақстан өңіріндегі мұнай кенорындарындағы (Озен, Жетыбай, Қаражанбас, Қарақұдық, Айранкөл, Жолдыбай және Жыланқабак) амбардағы мұнай қалдықтарын зерттеп, олардан ұңғыларға арналған технологиялық ертінділер алу әдістеріне арналған ғылыми жұмыстар жүргізу.

Экспериментер әдістемелері. Хлорид-ионын анықтау меркурометриялық титрлеу әдіспен дифенилкарбазид катысында стандартты ертінді ретінде 0.005 моль/дм³ Hg(NO₃)-H₂O пайдаланумен жүргізілді.

ИК-спектрлерді жазу "Specord M-80" спектрофотометрінде іске қатты өнімдер дифрактограммалары рентген сәулелерінің дифракциясы жолымен, кристалл арқылы өтетін "Дрон-3" дифрактометрінде Со-Ка-сәулеленуді пайдалануымсн алынды.

Қорғасынның гидроксоаквакомплексінің түзелуін УФ-спектроскопия әдісімен «Jasco» UV/VIS 7850 (Япония) 180-350 нм аймғында анықтадық.

Термогравиметриялық өлшеулер Ф. Паулик, И.Паулик, Л.Эрдей жүйесіндегі дериватографта жүрізілді.

Мұнайды тұзсыздандыру мен сусыздандыруда композициялардың оптималды құрамын таңдау үшін экспериментті математикалық жоспарлау әдістері, жеке алғанда Шеффенің симплекс-торлы жоспары пайдаланылды.

Ғылыми нәтижелер. Батыс Қазақстан өңіріндегі мұнай кенорындағы амбарлы мұнайды, мұнай қалдықтарын пайдалы өнім-ұңғыға арналған технологиялық қоспаларға айналдырудың ғылыми негіздері жасалды. Модельдік системаларда қорғасын тұздарының, деэмульгаторлардың және беттік активті заттардың мұнайдан тұзды және суды бөлу заңдылықтары және ерекшеліктері зерттелді.

Қорғасын хлоридтерінің натрий силикаты - сұйық шыныдан тұратын ертіндегі еру, гидролиздену мен конверсия процесі зерттеліп және УФ-спектроскопия көмегімен, сұйытылған ертінділерде (10-5 г-ион/л) рН=6,5-8,0 қорғасын гидроксихлоридтері түзелетіні, ал неғұрлым концентрлі (10-3 г-ион/л) полиядролы қорғасын гидроксоаквакомплекстерінің $[Pb_4 (H_2O)_2 (OH)_4]^{+4}$ осындай түрі түзілетіні корсетілген.

Реагент-тұндырғышты регенерациялау процесінің физикалық-химиялық зерттеулері жүргізіліп және пласты суды тұзсыздандыру технологиясын іске

асырғанда тұнбаға түсетін негізгі фаза болып табылатын тұнба - қорғасын гидроксихлориді, 400-450°C температурада газды фазаға хлорлы сутекті бөліп, қатты фазаға қорғасын оксидтерін түзеді. Соңғысы 12 %-ті азот қышқылында ерігенде қорғасын нитратын түзеді де, процестің басына оралады.

Маңғыстау облысындағы мұнай өндіру орындарындағы пласты суды тұзсыздандыру бейорганикалық хлорлы қосылыстарды қорғасын гидроксихлоридтері түрінде рН 6,5-8,0 аралығында, реттелген жолмен натрий үшсиликаты ертіндісін қосумен тұндыруға негізделген қалдықсыз тиімді технологиялық схемасы ұсынылған, процестің материалдық балансы мен материалдық, ағындарының схемасы келтірілген.

Суда ерігіш полимерлі фосфаттардың молекулалық құрамынын амбарлы мұнайдағы судың ұсақдисперсті тамшыларының коалесценция процесіне әсері зерттеліп, неғұрлы тиімділікті натрийдің трифосфаты мен төменгі молекулалы олигофосфаттары именделетіні анықталды.

Натрийдің монофосфаты мен ұзынтізбекті полифосфаттары сулы-мұнай эмульсиясының, бөіну жылдамдығына іс жүзінде әсер етпейді.

Жаңаөзен мұнай кен орнындағы амбарлы мұнай негізінде сулы-мұнай эмульсиясын тұзсыздандыру мен коалесценция процестері оптималданған: композицияның құрамы мен концентрациясы (реагент-тұндырғыш, натрий триполифосфаты мен диссольван 4411 деэмульгаторы 10:1:1 қатынаста болатын 0,1 %-гі сулы ертінді қоспасы); сулы-мұнай эмульсиясын араластыру ұзақтығы (25-30 минут), температура {60-70 оС) және мұнай су қатынасының шамасы (1:5).

Амбарлы мұнайды регламенттік көрсеткіштерге дейін тұзсыздандыру технологиясының үш негізгі түйіндерден тұратын жалпы технологиясының схемасы жасалды: амбарлы мұнайды сусыздандыру мен тұзсыздандыру түйіні және реагент-тұндырғышты регенерациялау түйіні.

Өндіріске енгізу дәрежесі. «Өзенмұнайгаз» ӨБ-ның мұнай дайындаудың орталық пункітенде өндірістік-сынақ масштабында ұсынылған технология сынақтан өтіп оны қолданғанда өзен кен орнындағы амбарлы мұнайдан технологиялық қоспалар алуға мүмкін екендігі көрсетілді.

Жұмыстың мәнділігі және экономикалық тиімділігі. Жұмыс мұнай өндіру аймақтардың экологиясын жақсарту үшін ерекше мәнге ие, өйткені топырақты және жер асты суларға ластайтын амбарлы мұнайды тазалауға мүмкіндік береді.

?сынылған технологияны енізгендегі күтлетін эконоикалық пайдалылық 100 мың тонна амбарлы мұнайға 34 млн. 400 мың тенгені құрайды.

SUMMARY

NURABAYEV BAZARBAI KANAIULY

Improving efficiency of well operations and oil preparation by applying polymer-mineral additives

25.00.17 – Oil and Gas field development and exploitation

Research object: non-organic – polymer compositions, lake oil, oil-water sludge, colloid solutions, cutback products, oil tower, lead and polyphosphate salt.

Purpose of the work: investigation of lake oil cutback products at Western Kazakhstan oilfields (Ozen, Zhetybay, Karazhanbas, Karakudyk, Airankol, Zholdybai and Zhylyankabak) and to carry out research on the method of deriving out of them technological solutions for the wells.

Experimental methodology. Chloride-ion determination was carried out by mercurimetric titer method through applying diphenylcarbazide as a standard solution 0.005 mole/dm³ Hg(NO₃)₂·xH₂O.

Recording IR - spectrums was carried out by “Specord M-80” spectrophotometer and “Dron-3” diffract meter by applying Co-K α irradiation and X-ray diffraction of solid product diffraction pattern.

Lead hydroxo-aqua-complex formation was determined by means of UV Spectroscopy “Jasco” UV/VIS 7850 (Japan) in the range of 180-350 nm.

Thermo-grav measurements was carried out at F. Paulik, I Pauli, L. Erdei derivatograph system.

For selecting optimal components of compositions while demineralization and dehydration of oil experimental mathematical planning method, especially Sheffe simplex-lattice method planning was applied.

Scientific results. Scientific basis of lake oil and cutback products of Western Kazakhstan oilfields into useful products – technologic mixtures for wells. Rules and special features of lead salts, demulcifier and surface active substances in separating salt and water from the oil was researched.

Lead chloride and sodium silicate – research the process of hydrolysis, conversion and melting in glass capacity and with the help of UV – spectrum represents lead hydroxichloride formation in liquid solutions (10-5g/ion/l) pH=6.5-8.0 and that in more concentrated (10⁻³ g/ion/l) poly nuclear lead this type of hydroxo-aqua-complex is formed.

Reagent – infusion regeneration process physical and chemical research conducting and while execution demineralization deposit water technology - the basic phase included into infusion is lead hydroxichloride, at 400-450C – separates chloride hydrogen to gas phase and forms lead oxides. The last one while melted in 12% nitrogen acid shall form lead nitrate and returns to the process beginning.

While deposit water demineralization through non organic chloride mixtures in Mangistau oil production plants in the form of lead hydroxichloride pH 6.5-8.0 in

the ordered way by nitrogen trisilicate solution connecting for infusion the waste-free technology layout is proposed, it also includes economic balance layout.

Polymer phosphate soluble in water molecular composition and lake oil water minor disperse coalescensation drops impact was investigated and efficient natrium triphosphate and low molecule oligophosphate were determined.

Monophosphate sodium and long line polyphosphate of lake oil does not impact on separating process actually.

On the basis of lake oil of Zhanaozen oilfield demineralization and coalescence of oil-water emulsion were optimized: composition components and concentration (reagent – infusion, sodium tripolyphosphate and dissolvent 4411 emulador 10:1:1 ratio of 0.1 % watered solution mixture); oil water emulsion mixing duration (25-30 min.), temperature (60-70C) and oil water ratio (1:5).

Lake oil demineralization up to lake oil regalements index technology consisting of three basic points was made: demineralization lake oil and demineralization point and reagent infusion regeneration point.

Level of admitting to production: the proposed technology had passed production and trial at oil processing central point of PB ‘Ozenmunaigas’ at it proved possibility of obtaining technological mixtures from Zhanaozen oilfield.

Importance and Economic efficiency of the work: this work is very important to improve ecological condition of oil producing regions, because it provides with an opportunity to remove lake oil which pollutes soil and underground water.

Economic profit expected from applying offered technology is 34 million 400 thousand tenge for 100 thousand ton of lake oil.