



Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
Отделение школы Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДИК ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ НЕФТЕЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.276:544(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Штейзель Алина Сергеевна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Маланина Вероника Анатольевна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Гуляев Милий Всеволодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.-м.н.		

Томск – 2023 г.

Планируемые результаты освоения

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общепрофессиональные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии

ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин
ПК(У)-6	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ А.А. Лукин
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г1	Штейзель Алина Сергеевна

Тема работы:

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДИК ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ НЕФТЕЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 39-65/с от 08.02.2023

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	18.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке	Анализ физико-химических свойств нефти. Реологические свойства нефти в граничных слоях. Явления смачивания в пластовых системах. Подходы к экспериментальному изучению свойств пластовых флюидов. Принципы изменения свойств пластовых флюидов в ходе разработки. Анализ влияния свойств нефти на разработку месторождений.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент ОСГН, к.э.н. Маланина Вероника Анатольевна
«Социальная ответственность»	Старший преподаватель ООД Гуляев Милий Всеволодович
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	09.02.2023
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			09.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Штейзель Алина Сергеевна		09.02.2023

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения весенний семестр 2022/2023 учебного года

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г1	Штейзель Алина Сергеевна

Тема работы:

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДИК ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ НЕФТЕЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	18.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.02.2023	Обобщение теоретических и промысловых данных изменения свойств пластовых систем в процессе разработки нефтяных месторождений	30
27.03.2023	Современный подход к применению технологий, влияющих на изменение свойств пластовых флюидов в процессе добычи нефти	30
24.04.2023	Факторный анализ изменения свойств пластовых флюидов	20
15.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
05.06.2023	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			09.02.2023

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.-м.н		09.02.2023

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Штейзель Алина Сергеевна		09.02.2023

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 141 страницу, в том числе 35 рисунков, 10 таблиц. Список литературы включает 47 источников. Работа содержит одно приложение.

Ключевые слова: изменения свойств пластовых флюидов, свойства нефти, преобразование нефти при разработке, изучение свойств пластовых флюидов.

Объектом исследования являются свойства пластовых флюидов.

Цель исследования – оценка степени изменения свойств пластовых флюидов в процессе эксплуатации нефтяных месторождений различными аналитическими методами.

В процессе исследования были рассмотрены свойства нефти, принципы их изменения при влиянии различных факторов, которые могут проявлять себя в ходе разработки месторождений, а также совокупность капиллярных и поверхностных явлений, приводящих к изменению подвижности флюидов в пласте, так или иначе связанных с изменением свойств самой нефти. Проведен анализ методик и технологий исследования свойств флюидов, применяемых на сегодняшний день. Проведен комплексный анализ влияния свойств нефти на разработку месторождений, сгруппированы применяемые технологии, которые определяют происходящие процессы преобразования нефти.

В результате исследования выявлена необходимость применения широкого подхода при изучении свойств пластовых флюидов и преобразований нефти при разработке для наибольшего нефтеизвлечения и предотвращения осложнений в ходе добычи.

Область применения: проектирование разработки и мероприятий по увеличению нефтеотдачи и притока.

Потенциальная экономическая эффективность связана с дополнительной добычей нефти за счет учета закономерностей изменения свойств при проектировании технологических мероприятий и предотвращения осложнений.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ.....	11
1 ОБОБЩЕНИЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИХ И ПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ ИЗМЕНЕНИЯ СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ СИСТЕМ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	13
1.1 Анализ физико-химических свойств нефти и оценка степени их изменения в процессе разработки месторождения.....	15
1.2 Влияние смачиваемости на основные свойства нефти.....	27
1.3 Анализ реологических свойств нефти.....	34
1.4 Обзор современных подходов к экспериментальному изучению пластовых флюидов	39
2 ВЛИЯНИЕ МЕТОДОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ИЗМЕНЕНИЯ СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ.....	45
2.1 Влияние метода заводнения нефтяных пластов	46
2.1.1 Влияние тепловых и газовых методов.....	48
2.2 Методики определения фазового состояния и свойств пластовых нефтей.....	52
2.2.1 Экспериментальные методики исследования пластовой нефти.....	53
2.2.2 Расчётные методики определения фазовых превращений пластовой нефти	67
2.2.3 Расчётные методики определения свойств пластовой нефти	70
2.2.4 Фотоколориметрия нефти.....	84
3 ФАКТОРНЫЙ АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЯ СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ.....	89
3.1 Общая характеристика пластовых нефтей месторождений Западной Сибири	91

3.1.2 Анализ свойств нефти и оценка степени их изменения в процессе эксплуатации Самотлорского месторождения.....	93
3.1.3 Изучение основных закономерностей свойств нефти	101
3.1.4 Современные методы измерения свойств пластовых нефтей.....	105
3.1.5 Разработка системы комплексной количественной оценки качества проб пластовой нефти	108
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	114
4.1 Расчёт экономической эффективности от проведения кислотных обработок	117
4.2 Расчёт чистой прибыли предприятия.....	118
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	122
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	122
5.2 Производственная безопасность	123
5.3 Экологическая безопасность	130
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	132
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	134
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	136
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	141

ВВЕДЕНИЕ

Физико-химические свойства нефти напрямую влияют на принятие проектных и технологических решений в процессе проектирования разработки, добычи и транспортировки нефтяных углеводородов и продуктов их переработки, а также определяют количество геологических и извлекаемых запасов. Свойства нефти во время разработки неизбежно меняются вследствие физико-химического воздействия на залежь, и зачастую бывает, что нефть, добываемая на последней стадии разработки, кардинально отличается от нефти, добываемой в начале эксплуатации месторождения, что отражается и на свойствах остаточных запасов. Поэтому методы увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока в начале разработки и на завершающей ее стадии могут отличаться за счет происходящих капиллярных и поверхностных явлений, что определяется как минеральным составом скелета породы на контакте с флюидом, так и свойствами самой нефти. Учет, уточнение и предсказание изменений свойств необходимы при принятии решений, касаемых разработки месторождений.

Целью данной выпускной квалификационной работы является оценка степени изменения свойств пластовых флюидов в процессе эксплуатации нефтяных месторождений.

Для достижения поставленной цели ставятся следующие задачи:

1. Обобщить теоретические и промысловые данные изменения свойств пластовых систем в процессе разработки нефтяных месторождений;
2. Определить применение технологий, влияющих на изменение свойств пластовых флюидов в процессе добычи нефти;
3. Представить факторный анализ изменения свойств пластовых флюидов в процессе разработки месторождений.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АСВ** – асфальтеносмолистые вещества;
- ВНК** – водонефтяной контакт;
- ГНК** – газонефтяной контакт;
- ГТМ** – геолого-технические мероприятия;
- ДЭС** – двойной электрический слой;
- КИН** – коэффициент извлечения нефти;
- МУН** – методы увеличения нефтеотдачи;
- ПАВ** – поверхностно-активные вещества;
- ПЗП** – призабойная зона пласта;
- ППД** – поддержание пластового давления;
- СУ** – стандартные условия;
- ФЕС** – фильтрационно-емкостные свойства;
- ЗБС** – зарезка боковых сволов;
- ОСТ** – отраслевой стандарт;
- ГОСТ** – межгосударственный стандарт;
- УВ** – углеводороды;
- ПЦО** – пароциклические обработки скважин;
- УПН** – установки подготовки нефти;
- УИПН** – установки для исследования пластовых нефтей;
- ТКРС** – текущий и капитальный ремонт скважин;
- ДНГ** – добыча нефти и газа;
- ССБТ** – система стандартов безопасности труда;
- ПДК** – предельно-допустимая концентрация;
- СКО** – соляно-кислотная обработка;
- ГКО** – глинокислотная обработка;
- ВГ** – внутрислоевого горение;
- ПНП** – повышение нефтеотдачи пластов;
- КО** – кислотная обработка;

ГРП – гидроразрыв пласта;

ПВР – прострелочно-взрывные работы;

ОПЗ – обработка призабойной зоны;

РИР – ремонтно-изоляционные работы.

1 ОБОБЩЕНИЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИХ И ПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ ИЗМЕНЕНИЯ СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ СИСТЕМ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В ходе разработки месторождений и, в частности, при интенсификации добычи опираются на данные, полученные при изучении закономерностей естественного движения нефти в пласте. Одними из ключевых факторов, которые определяют закономерности движения нефти, являются свойства добываемого флюида. Таким образом, принятие каких-либо решений определяется этими свойствами. Говоря о движении флюида в пластовой системе, способность пласта отдавать флюид определяется и молекулярно-поверхностными явлениями на границе раздела фаз. Такое часто имеет место на последних стадиях разработки, когда вследствие выпадения твердых веществ возрастает площадь контакта твердой фазы с жидкой, а также повышается обводненность добываемой продукции, и повышается площадь контакта вода-нефть.

Выделяют несколько критериев, определяющих движение нефти к добывающим скважинам:

1. Капиллярные явления на границе порода-флюид;
2. Образование адсорбционных слоев и пленок нефти;
3. Реологические свойства нефти в граничных слоях.

Изучение осложняется тем, что пластовая система представляет собой сложную многокомпонентную структуру, состоящую из породообразующих минералов, нефти, воды и растворенных в них солей и газов.

Вытеснение нефти из пласта сопровождается изменением межмолекулярных взаимодействий, прямым следствием которых являются процессы структурообразования и неньютоновское поведение нефти.

Добыча нефти характеризуется фазовыми переходами при различных воздействиях на нее, что изменяет свойства как остаточной нефти (остаточная нефтенасыщенность), так и добываемой (текущий КИН).

Проблема осложнений при нефтегазодобыче и повышения степени извлечения нефти из продуктивных пластов требует детального изучения всех факторов, влияющих на добычу. Среди них химический состав и свойства пластовых флюидов, изменяющиеся в пределах одного месторождения в процессе эксплуатации как по площади, так и по разрезу.

Таким образом, в условиях трехфазной границы раздела закономерности движения нефти и воды в пласте и их взаимное вытеснение в значительной мере определяются капиллярными и молекулярно-поверхностными явлениями, а также физико-химическими свойствами пластовых флюидов, что в совокупности определяет коэффициент нефтеотдачи, а изменения свойств флюидов напрямую влияют на него. Зачастую происходит так, что при анализе разработки уточнение параметров не производится, так как физико-химические свойства и состав пластовых жидкостей и газов определяются при подсчете запасов и составлении первоначальных проектных документов, хотя в руководящем документе [1] говорится о необходимости уточнения физических свойств нефти термобарического состояния пластов при выполнении анализа разработки месторождений, нефти которых считаются аномальными (высокая вязкость, высокое содержание асфальтенов и смол).

Вопрос изменения свойств нефти как по периметру залежи, так и по мере её эксплуатации стоит достаточно давно. Впервые на изменения свойств нефти на ряде месторождений указывал М.В. Абрамович еще в 1939 году. Изменение плотности и вязкости нефти были объяснены окислительными процессами, происходящими в краевой части залежи вблизи ВНК. Также увеличение плотности и вязкости нефти от центра залежи к периферии заметил Г.Д. Гальперн в 1943 году. Предполагалось, что такие изменения могут быть вызваны действием на нефть пластовых вод, которые окисляют компоненты нефти или растворяют лёгкие или по причине дифференциации нефти при больших высотах. Самые ранние исследования нефти по большей части затрагивали измерение только двух параметров – плотности и вязкости. Это объясняется относительной простотой их измерения и как следствие распространённостью этих видов исследования на месторождении.

Также ухудшение свойств нефти в пределах залежи (повышение вязкости, плотности, увеличение содержания смол и других веществ, снижающих качество нефти, снижение выхода фракций до 300°С) наблюдается как во многих зарубежных месторождениях (в США, Мексике, Ближнем и Среднем востоке и др.), так и в большинстве месторождений стран СНГ (в Азербайджане, Средней Азии, Урало-Поволжье, на Украине и др.).

Впервые изменение свойств нефти под влиянием нагнетаемой воды было обнаружено Н.Д. Шустефом и А.Н. Ивановой 1956 году на Туймазинском месторождении. После это явление изучалось И.Н. Шустефом и В.А. Томашиным в 1970 г. на Ярино-Каменноложском месторождении. Проводилось изучение проб дегазированной нефти, которое показало значительное изменение параметров во времени. Плотность нефти на одной из скважин возросла с 814 до 830 кг/м³. При этом температура кипения выросла с 44 до 60°С, вдвое увеличилось содержание смол.

1.1 Анализ физико-химических свойств нефти и оценка степени их изменения в процессе разработки месторождения

Как известно, нефть представляет собой дисперсную коллоидную систему со сложной молекулярной организацией и огромным разнообразием различных видов надмолекулярных структур. Основными параметрами, характеризующими нефть в пластовых условиях, являются плотность, вязкость, состав, давление насыщения, газосодержание, объемный коэффициент и сжимаемость (таблица 1).

Таблица 1 - Обозначение основных параметров пластовых флюидов

Параметры	Символы
Вязкость газа, динамическая	μ_g
Вязкость нефти, динамическая	μ_n
Газосодержание	Γ
Давление насыщения	$P_{нас}$
Давление пластовое	$P_{пл}$

Продолжение таблицы 1

Коэффициент растворимости газа в нефти	a
Коэффициент сжимаемости газа	Z
Коэффициент сжимаемости нефти	β
Объёмный коэффициент газа	B
Объёмный коэффициент нефти	b
Плотность газа	$\rho_{г}$
Плотность нефти	$\rho_{н}$
Температура насыщения нефти парафином	$t_{нас}$
Температура пластовая	$t_{пл}$
Температурный коэффициент изменения давления насыщения	ψ
Температурный коэффициент объёмного расширения нефти	α

Часто происходит так, что при отборе флюидов с поверхности репрезентативность проб является низкой, это происходит по большей мере за счет несоответствия устьевого газа реальному, особенно на поздней стадии разработки, поэтому для определения ряда параметров (плотность, давление насыщения, сжимаемость газонасыщенной нефти, вязкость и т.д.) лучше использовать глубинные пробы. Вопрос результативности рекомбинированных устьевых проб на поздней стадии разработки затрагивался еще в 2001 году и актуален в настоящее время [2,3].

Нефть состоит преимущественно из углеводородных соединений парафинового, нафтенового и ароматического рядов. В состав нефти входят также высокомолекулярные соединения, содержащие кислород, серу, азот, т.е. нафтеновые кислоты, смолы, асфальтены, парафины и др. Хотя их содержание в нефти невелико, они существенно влияют на свойства поверхностей раздела в пласте (в частности, поверхности пустотного пространства), на распределение жидкостей и газов в пустотном пространстве и, следовательно, на закономерности движения нефти при

разработке месторождений. Изменение состава нефти - одна из главных причин изменения ее свойств.

Стоит разделять нефть добываемую и транспортируемую товарную. После подъема на поверхность нефть проходит через систему подготовки, где из нее удаляется вода, при необходимости соли и далее стабилизируется, то есть доводится до состояния, допускающего транспортировку по магистральному трубопроводу и соответствующего свойствам товарной нефти, которые регламентируются соответствующим документом [4]. Согласно этому документу (ГОСТ Р 51858-2002) нефть подразделяется на классы, типы и группы в зависимости от плотности, содержания серы, воды, мех. примесей и т.д.

Подробная классификация нефти в соответствии с документом приведена в Приложении А. Стоит отметить, изменение свойств добываемой нефти влияют на условия ее подготовки и транспортировки.

Факторы, влияющие на свойства нефти в залежах, условно можно разделить на внешние и внутренние. Внешние характеризуют процессы, оказывающие воздействие на нефть до её скопления в залежи; внутренние – после образования залежи (таблица 2) [5].

Таблица 2 – Классификация факторов, определяющих свойства нефти в залежи

Внешние	Внутренние
-Состав исходного материала; -Характер миграции и особенности нефтематеринской породы	-Сила тяжести; -Температура и давление; -Обмен компонентами между водой и нефтью вблизи ВНК; -Окислительные процессы вблизи ВНК

Также не стоит ожидать существенного изменения свойств за счет диффузии и фильтрации углеводородов через толщу покрывки по причине малой проницаемости и

низкой скорости диффузии из залежи, таким образом, с допустимой малой погрешностью будем считать систему залежи изолированной.

Рассмотрим определяющие физические свойства пластовой нефти. Первым параметром будет газосодержание, которое во многом определяет отличие нефти из различных месторождений. Газосодержание характеризует объем газа в стандартных условиях, находящийся в единичном объеме пластовой нефти:

$$R_s = \frac{V_{г,су}}{V_{н.пл.}}. \quad (1)$$

Выражается величина в $\text{м}^3/\text{м}^3$ и может достигать значение в несколько сотен в случае летучей нефти. В зависимости от соотношения максимального количества газа, растворенного в нефти, и газосодержания нефть может быть либо недонасыщена газом, либо насыщена. В случае, если давление превышает значение давления насыщения нефти газом нефть считается недонасыщенной, или наоборот насыщенной газом (рисунок 1).

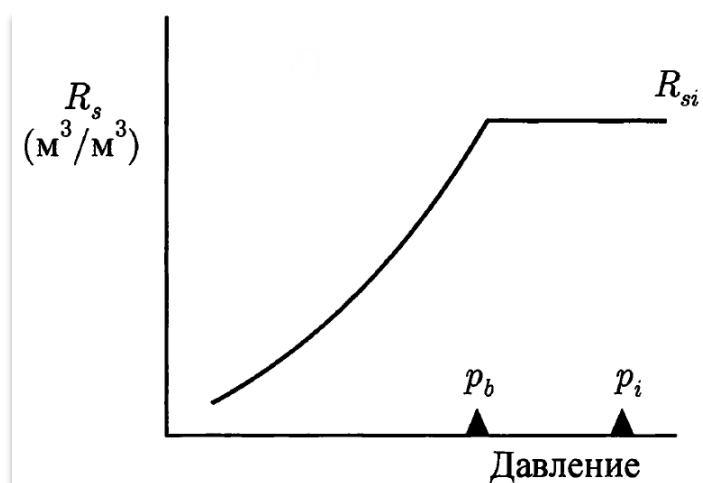


Рисунок 1 – График зависимости газосодержания от давления; p_b – давление насыщения нефти газом, R_{si} – максимальное значение газосодержания

Лабораторное определение газосодержания в совокупности с давлением насыщения различными методами разгазирования - очень важная задача, результаты которой определяют режим эксплуатации залежи. Если залежь имеет газовую шапку, то дальнейшее снижение давления неминуемо приведет к уменьшению значения параметра, так как на ГНК значение давления нефти уже равно давлению насыщения. В ходе эксплуатации залежи с использованием заводнения из недонасыщенной нефти

может происходить унос легких компонентов (особенно на поздней стадии разработки), в результате чего истинное газосодержание нефти может претерпевать изменения в меньшую сторону. В результате влияния данных факторов нефть теряет мобильность, увеличивается вязкость и плотность.

В случае, если необходимо предсказать изменение свойства нефти или рассчитать в зависимости от значения других параметров составление аналитического выражения, точно отражающего все физико-химические закономерности, практически невозможно. Сталкиваясь с такой проблемой, пользуются эмпирическими корреляционными зависимостями, которые хоть и дают некоторые ошибки в расчете, но все же могут с определенной точностью предсказать изменение одного параметра в зависимости от другого.

Для расчета газосодержания получены корреляционные зависимости неизвестными переменными, в которых выступают свойства, получаемые в лаборатории при исследовании образцов или при изучении продуктивного горизонта [6]. В общем случае газосодержание является функцией четырех параметров:

$$R_s = f(P_b, \gamma_g, \gamma_o, T), \quad (2)$$

где T – температура нефти в пластовых условиях, γ_g и γ_o – относительные плотности газа по воздуху и нефти по воде соответственно (для СУ).

Далее перейдем к рассмотрению давления насыщения. Оно представляет собой максимальное давление, при котором наблюдается выделение газа из нефти. На рисунке 2 изображена двухфазная диаграмма в координатах давление-температура.

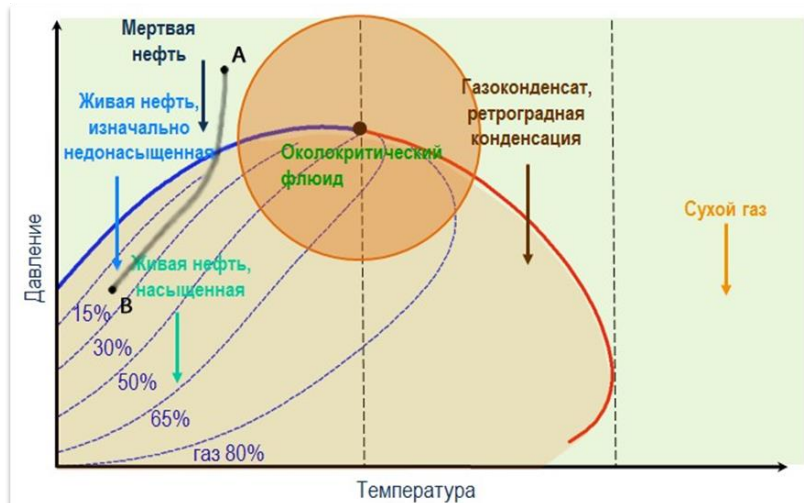


Рисунок 2 – Двухфазная диаграмма состояния для нефти

Синяя кривая соответствует переходу в двухфазную область, а точкой А обозначены пластовые условия до начала разработки. При снижении давления видим, что всегда возможно пересечение двухфазной кривой (или переход в двухфазную область), и как следствие понижение давления ниже давления насыщения, в результате чего точка будет лежать уже в двухфазной области, и при добыче в пласте будут присутствовать уже две фазы, что является серьезным осложняющим фактором при разработке, так как при достижении критической газонасыщенности в пласте происходит прорыв газа к добывающим скважинам, значит необходимо поддерживать давление в пласте, чтобы не допускать такой возможности. В случае летучей нефти (точка лежит рядом с критической точкой) может наблюдаться резкое увеличение газосодержания при уже малом снижении пластового давления вследствие большой плотности кривых двухфазного равновесия, и данный вопрос наиболее актуален при проектировании разработки. Если рассматривать корреляционные зависимости для давления насыщения от других параметров, как и в случае газосодержания, будем в общем случае иметь функцию, зависящую в общем случае от четырех параметров [6]:

$$P_b = f(R_s, \gamma_g, \gamma_o, T). \quad (3)$$

Следующим введем понятие объемного коэффициента, который тесно связан с понятием газосодержания. После дегазации нефти, которая количественно характеризуется объемом выделяющегося из нее газа после приведения к стандартным условиям, происходит ее усадка, которая составляет от 1,2 до 1,8 раз или в случае легкой

летучей нефти может достигать двух и более раз [7]. Таким образом, можно сделать вывод: чем больше газа содержится в нефти, тем большие значения будет принимать объёмный коэффициент.

Параметр используется при подсчете запасов, анализе и проектировании разработки и выражается в $\text{м}^3/\text{м}^3$ и определяется в комплексе лабораторных экспериментов по разгазированию. Формула для расчета выглядит следующим образом:

$$B_o = \frac{V_{\text{н.пл.}}}{V_{\text{н.су}}}, \quad (4)$$

где $V_{\text{н.пл.}}$ – объем нефти в пласте, а $V_{\text{н.су}}$ – объем нефти в СУ.

Для нефти при изменении давления характерно следующее изменение параметра (рисунок 3):

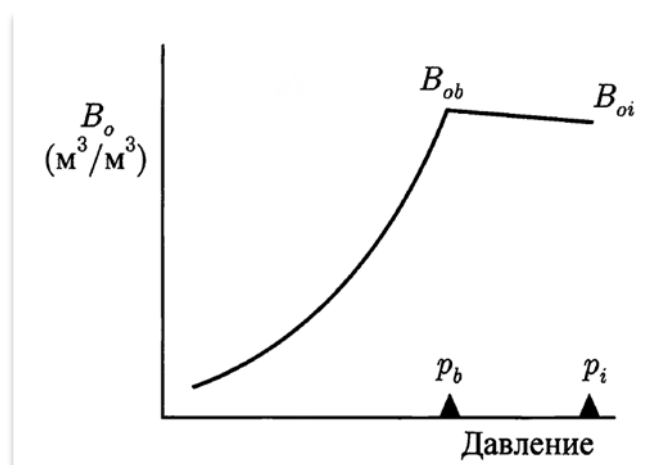


Рисунок 3 - График зависимости объемного коэффициента от давления; B_{ob} – максимальное значение объемного коэффициента

При снижении давления от значений выше давления насыщения происходит небольшое увеличение объемного коэффициента за счет сжимаемости самой нефти при изменении давления, и при переходе через давление насыщения наблюдаем резкое уменьшение вследствие меньшего содержания газа. Корреляционная зависимость точно определяется в виде функции от четырех параметров [6]:

$$B_o = f(R_s, \gamma_g, \gamma_o, T). \quad (5)$$

Следующим рассматриваемым свойством будет сжимаемость нефти. Как и любая жидкость нефть изменяет свой объем при изменении давления. Параметром, характеризующим относительное изменение объема при изменении давления на

единицу, называется сжимаемость. Принимается, что величина не зависит от давления и выражается в 1/Па. Сжимаемость может быть рассчитана следующим образом:

$$c_o = -\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial p}. \quad (6)$$

При давлении выше давления насыщения сжимаемость удобно выражается через объемный коэффициент по формуле аналогично объему (заменяв объем в формуле (6) на B_o), однако, при понижении давления ниже давления насыщения до момента, когда газ отделяется в виде отдельной фазы, на сжимаемость влияют также и окклюдированные пузырьки газа. В данном случае вводится поправка на сжимаемость новой фазы:

$$c_o = -\frac{1}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial p} + \frac{B_g}{B_o} \frac{\partial R_s}{\partial p}, \quad (7)$$

где B_g – объемный коэффициент газа, по физическому смыслу полностью аналогичен объемному коэффициенту нефти.

Сжимаемость для разных типов нефти обычно принимает значения от 1 до $5 \cdot 10^{-3}$ 1/Па, притом с увеличением газосодержания наблюдается закономерный рост сжимаемости. Главным образом сжимаемости проявляются непосредственно при разработке в динамических системах при снижении давления и используются при моделировании движения флюидов в пластовых условиях. При корреляции в общем виде зависит от тех же параметров, что и объемный коэффициент.

Перейдем к плотности пластовой нефти. Плотность во многом зависит от состава, для легкой нефти она обычно меньше 850 кг/м^3 , а для тяжелой выше данной величины. Как уже было сказано, при потере газа нефть становится менее мобильной и более тяжелой, уменьшается ее объемный коэффициент, растет плотность (рисунок 4).

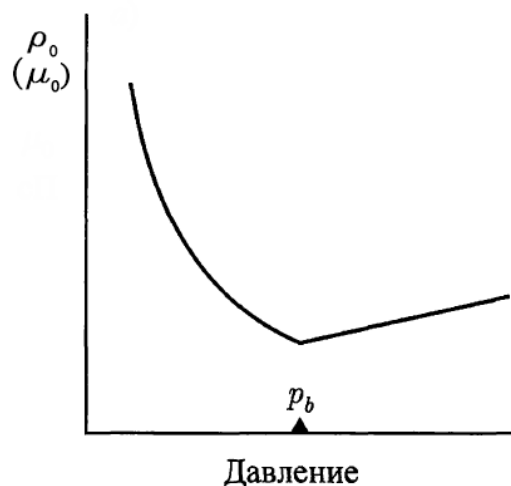


Рисунок 4 - График зависимости плотности (вязкости) от давления

При разработке еще одним фактором изменения плотности и некоторых других параметров (вязкость, газосодержание и т.д.) может служить включение в разработку новых интервалов, насыщенных нефтью, либо с уже измененными свойствами, либо из нового, не затронутого ранее интервала.

Также на данный параметр влияют еще некоторые факторы, они будут рассмотрены позднее. При корреляции с другими величинами плотность нефти зависит также как и другие параметры от относительных плотностей нефти, газа и температуры, но также учитываются газосодержание, сжимаемость, объемный коэффициент и давление. Актуально проводить разграничение на две зоны: до и после давления насыщения. На первом участке (рисунок 4) плотность при изменении давления определяется в основном количеством растворенного газа, а на втором - сжимаемостью [6].

Последним, и одним из самых важных параметров пластовой нефти является мера ее мобильности, то есть вязкость. Под вязкостью понимают сопротивление при перемещении одних частиц жидкости относительно других, которое при движении флюида определяет структуру потока при движении флюида. Измеряется в Па·с или во внесистемной величине – сантипуаз (сПз), который равен 0,001 Па·с. Может меняться в широких пределах от нескольких десятых в случае самой легкой нефти до тысяч Па·с. Вязкость и плотность тесно связаны, при выявлении корреляционных зависимостей чаще всего используют зависимости только от плотности, при этом четко прослеживается зависимость в интервалах давления до и после давления насыщения,

когда изменение плотности вызывает закономерное изменение вязкости в ту же сторону (рисунок 4). Вязкость напрямую влияет на коэффициент извлечения нефти и эффективность разработки. При проектировании системы воздействия на пласт и методов нефтеотдачи опираются по большей части на вязкость и проницаемость пласта. Особенно важно отношение вязкости нефти к вязкости вытесняющего ее агента, данный параметр позволяет оценивать темпы обводнения и эффективность вытеснения нефти [7].

В самой простой модели жидкости вязкость постоянна и не зависит от скорости сдвига слоев жидкости друг относительно друга (ньютоновская жидкость), но для нефти такое соотношение выполняется не всегда. При значительном содержании смол, асфальтенов и парафинов нефть начинает приобретать свойства неньютоновской жидкости, это обусловлено тем, что нефть представляет собой дисперсную систему в силу образующихся надмолекулярных структур. В случае изменения термобарических условий или влияния других физико-химических факторов надмолекулярные структуры склонны к ассоциации и выпадению, это меняет как вязкость нефти в граничных слоях, так и проницаемость породы, что может вызвать осложнения при добыче.

В зависимости от вида природной энергии, в результате которой происходит движение нефти к добывающим скважинам, выделяют несколько режимов работы залежи. При водонапорном режиме, когда при отборе флюида из пласта происходит компенсация давления за счет напора краевых вод, продвигающихся по пласту, наблюдаем поднятие ВНК и постоянное превышение пластового давления над давлением насыщения.

В данном случае не стоит ожидать резкого изменения свойств пластовой нефти за исключением случая вовлечения в разработку новых интервалов, однако, при повышении обводненности добываемой продукции начнется постепенное ухудшение свойств, увеличение вязкости, плотности, особенно при прорывах воды, сопровождающиеся увеличением промыслового газового фактора, особенно на поздних стадиях разработки [8]. По более ранней теоретической базе газовый фактор

принимается постоянным на всем протяжении разработки [7], что не совсем верно в силу уноса легких компонентов из нефти в пласте. Аналогичная ситуация наблюдается при упруговодонапорном режиме работы залежи, где добыча происходит с высокими начальными пластовыми давлениями за счет упругих сил в случае расширения нефти воды и скелета породы при уменьшении давления. В случае газонапорного режима (энергия при расширении газовой шапки) или режима растворенного газа происходит неизбежное уменьшение газосодержания при снижении давления ниже точки насыщения, что влечет за собой снижение объемного коэффициента, увеличение плотности, вязкости, в результате чего нефть теряет мобильность.

Как известно, при добыче не всегда происходит резкое преобладание одного вида энергии над другим, чаще наблюдается смешанные природные режимы залежи, когда вклад могут вносить несколько режимов одновременно, но для повышения эффективности разработки за счет введения систем ППД стараются держать давление в залежи как можно выше, если оно близко к давлению насыщения.

Публикации большого числа исследователей говорят о том, что свойства нефти меняются в пределах одного месторождения как по площади, так и по разрезу. Основные свойства нефти как вязкость, плотность, фракционный состав, давление насыщения, газовый фактор, содержание смол, асфальтенов, парафина и другие могут существенно меняться в пределах как одного месторождения, так и пласта. Увеличение плотности и вязкости от кровли к подошве пласта и от свода к периферии обычно связывают с изменением её состава за счет гравитационной дифференциации. Такие явления заключаются в следующем: гравитационные силы, действуя на нефть, вызывают расслоение таким образом, что под силами тяжести более тяжелые компоненты, например, смолы и асфальтены скапливаются в пониженных участках пласта, что и вызывает рост перечисленных параметров. Особенно резко изменяются свойства нефти в залежах с круто падающими пластами. В работах, посвященных данной тематике, нет общего мнения в этом вопросе, в одних случаях зависимости прослеживаются чётко, в других случаях они не выявлены [9], что говорит о

необходимости уточнения свойств для каждого отдельного объекта разработки и в случае больших различий имеет практический смысл их учитывать.

Могут наблюдаться следующие общие закономерности изменения свойств нефти в зависимости от геологического строения залежи, характерные для многих месторождений:

1. В залежах плотность нефти и содержание смол возрастают с глубиной;
2. Вязкость нефти в пласте увеличивается от купола складки к крыльям;
3. Давление насыщения газом и количество растворённого газа в единице объёма нефти уменьшается по направлению к водонефтяному контакту;
4. Объёмный коэффициент нефти уменьшается к крыльям складки;
5. В приконтурных частях залежи содержится меньше азота и лёгких углеводородов.

Имеются многочисленные сведения об изменении состава и свойств извлекаемой нефти по мере разработки месторождений: у стабилизированной (отогнанной от углеродных газов и лёгких жидких фракций после дегазации) нефти возрастает плотность, вязкость, содержание смол и асфальтенов, температура кипения, снижается выход светлых фракций и т.д. Такое явление может быть как следствием изменения распределения состава и свойств в залежи, так и следствием применения заводнения.

Во время добычи нефти из пласта происходит усиление или ослабление межмолекулярных взаимодействий. Впоследствии наблюдаются структурообразования и проявление нефтью неньютоновских свойств. Притом во время фильтрации характерной особенностью выступают переходы между фазами. С этим связаны изменение физико-механических свойств подвижной и остаточной нефти, степени структурирования и локальной вязкости отдельных компонентов [2,10].

Изменение состава пластовой нефти в процессе эксплуатации месторождений по мере истощения нефтеносного пласта вызвано несколькими причинами: снижением пластового давления и выделением из нее газа; гидродинамическим адсорбционным разделением нефти при ее движении по пласту и выходе в добывающую скважину;

биодegradацией под действием пластовой микрофлоры; растворением компонентов в омывающей нефть воде и окислением внесенным в пласт с закачиваемой водой кислородом [11]. При изучении пластовой нефти значительное влияние уделяется параметрам, определяющим их фазовое состояние: пластовому давлению, давлению насыщения, газовому фактору.

Таким образом, можно сделать вывод, что свойства и состав пластового флюида в рамках одной залежи представляют собой определенную зависимость, количественно определяющуюся особенностями формирования и залегания залежи. При эксплуатации залежи посредством закачки различных веществ или при изменении термобарических условий, другими словами, при физико-химическом воздействии на залежь также происходит изменение как физико-химических свойств нефти, так и её состава. Сведения об изменениях свойств пластовых флюидов используются для прогнозирования результатов проведения технологических мероприятий по увеличению нефтеотдачи и уточнению механизма их действия с целью воздействия на не вовлеченные в разработку запасы нефти, отличающихся по свойствам от добываемой ранее нефти.

1.2 Влияние смачиваемости на основные свойства нефти

Другим важным аспектом, определяющим насыщение пластов, движение нефти к добывающим скважинам, а также в структуру и свойства остаточных запасов, является смачивание нефтью частиц горных пород.

Принципиально факторы, влияющие на структуру насыщения, можно разделить на три типа. Первыми будут выступать литологический состав слагающих пород и их ФЕС. В совокупности определяют первоначальную дифференциацию содержания нефти и воды в пределах пласта. Касаясь остаточных запасов фильтрационно-емкостных свойств, существуют корреляционные зависимости, которые связывают количественное содержание остаточной воды с логарифмами пористости и проницаемости пласта [12]. Вторым фактором может выступить неоднородность пласта (макро- и (или) микро-).

Последним и зачастую определяющим фактором насыщения, особенно в случае, если пласт однороден, является смачиваемость. Смачиваемость характеризует физическое взаимодействие жидкости с твердым телом и другой жидкостью. Зависит данный параметр от типа поверхности минералов, слагающих породу, и определяется лабораторными методами. При исследованиях по ОСТ 39-180-85, основывающихся на центрифугировании насыщенного керосином образца, характеризуется параметром смачиваемости M . Согласно обозначению, ранжируется в пределах от 0 до 1 (таблица 3).

Таблица 3 – Типы смачиваемости в зависимости от значения параметра M

Значение параметра смачиваемости M	Тип смачиваемости
0-0,2	Гидрофобный
0,2-0,4	Преимущественно гидрофобный
0,4-0,6	Промежуточный
0,6-0,8	Преимущественно гидрофильный
0,8-1	Гидрофильный

Стоит отметить, что смачиваемость как свойство не является заранее predetermined минеральным составом величиной, а зависит от насыщаемого флюида и структурно-энергетических особенностей формирования залежи.

Хорошо известен тот факт, что минералы, слагающие продуктивный пласт, изначально гидрофильные и водонасыщенные, притом терригенные породы обладают заведомо большей гидрофильностью, чем карбонатные. В водной части пласта для терригенной породы $M \sim 0,9$; для карбонатной $M \sim 0,7$.

Либо в силу длительного контакта нефтенасыщенного флюида с породой, либо по мере продвижения к добывающим скважинам из нефти в силу различных факторов (нефть при разработке претерпевает изменение ее физико-химических свойств) могут адсорбироваться вещества, природа которых определяется природой самих минералов. Так, например, обычно аккумулирующие положительный заряд карбонаты будут способствовать адсорбции преимущественно кислотных компонентов, а аккумулирующие отрицательный заряд обломочные породы – щелочных.

данных преобразований меняется смачиваемость поверхности либо в сторону гидрофобности, либо в сторону гидрофильности, появляются поверхности с так называемой избирательной смачиваемостью, что влияет на характер распределения фаз и саму динамику процесса вытеснения нефти. С другой стороны, чтобы вещества смогли адсорбироваться с поверхности скелета, должен быть вытеснен тонкий слой воды, образующий ДЭС на контакте вода – скелет породы и вода – свободный флюид. В результате электростатических и ван-дер-ваальсовых взаимодействий результирующая сила может быть направлена как в сторону скелета породы, сужая слой воды, так и во внутреннюю сторону порового канала, наоборот, стремясь расширить пристеночный слой. Такое давление называют расклинивающим, и оно определяется составом как воды, так и нефти, и водородным показателем. Таким образом стоит опираться и на влияние свойств пластовой воды для изучения потенциального изменения смачиваемости.

В случае гидрофильных коллекторов, содержание нефти в которых обычно невелико и не падает, большая доля добываемой нефти приходится на период безводной эксплуатации залежи, в то время как для гидрофобных с обычно уменьшающейся, но высокой начальной долей нефти, основная часть нефти добывается после активной стадии заводнения. В случае гидрофильных коллекторов подвижная нефть вымывается из пласта по мере продвижения водного фронта, оставляя за собой только неподвижную, может реализоваться так называемый механизм поршневого вытеснения. При закачке объемов воды, соизмеримых с объемами порового пространства, сразу наблюдается предельная обводненность (вытесняется до 90% всей нефти). Тогда как в гидрофобных фронт воды вымывает нефть только крупных пор, оставляя нефть в виде пленки в порах малого размера, она остается «приклеенной» к стенкам породы. Прямым следствием этого является неэффективность заводнения такого вида в коллекторах. При добыче объема нефти из гидрофобного коллектора нужно потратить больший объем воды, чем при добыче того же объема нефти из гидрофильного.

Адсорбированная нефть в составе и свойствах может кардинально отличаться от добываемой. Эти свойства определяются минеральным составом контактирующего с

флюидом скелета породы, свойствами и составом самих пластовых флюидов, содержанием воды, а также термобарическими условиями залегания.

Исследования направлены на определение влияния различных факторов на смачиваемость в карбонатных и терригенных породах. Например, в результате комплексного анализа 4000 образцов керн 55 нефтяных месторождений Пермского края [13], можно наблюдать прямую зависимость между вязкостью и смачиваемостью. Высокая гидрофобизация проанализированных образцов (среднее значение M для карбонатных и терригенных пород 0,239 и 0,307 соответственно) вызвана воздействием АСВ (асфальто-смолистых веществ) (рисунок 5) и ионного состава пластовых вод.

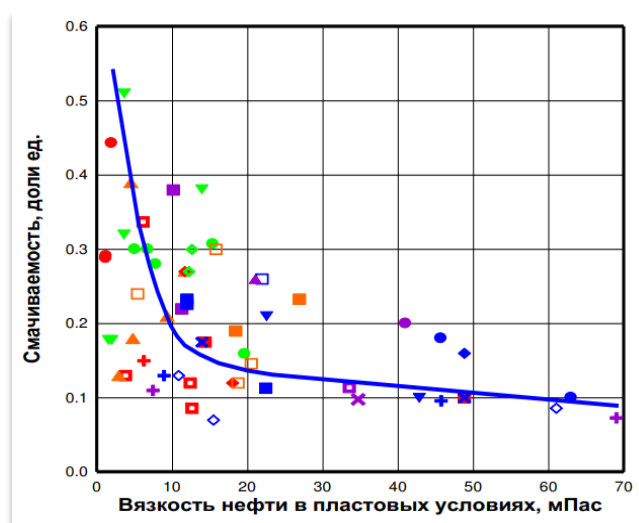


Рисунок 5 – Зависимость смачиваемости от вязкости нефти

По рисунку видно, что снижение смачиваемости обусловлено снижением вязкости, наибольшее изменение наблюдаем в случае маловязкой нефти, а вязкость в свою очередь определяется наличием в нефти активных компонентов – АСВ.

Далее рассматривается влияние газонасыщенности нефти на ее смачиваемость. Следствием высокого газосодержания является высокая склонность АСВ к выпадению в следствии разрушения их адсорбционно-сольватных оболочек. Значит, с увеличением газосодержания будет расти и гидрофобность, что подтверждается экспериментальными данными (рисунок 6).

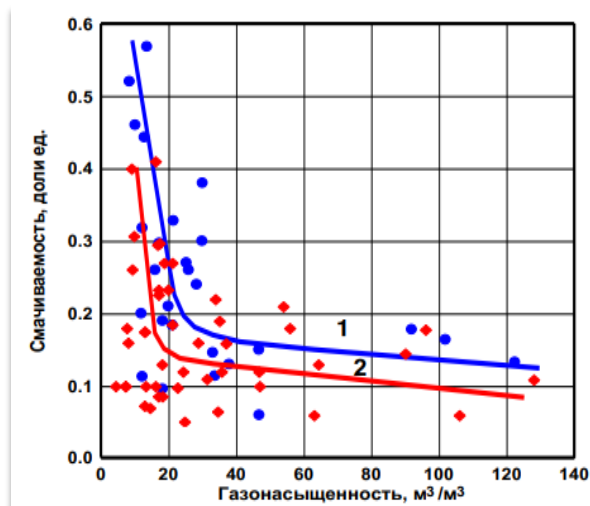


Рисунок 6 – Зависимость смачиваемости от вязкости нефти

Изменение естественной гидрофильной смачиваемости поверхности пор обусловлено в большинстве своем составом нефти [14], так как вещества, потенциально изменяющие смачиваемость, содержатся в смолах и асфальтенах. Нефть, которая плохо растворяет свои поверхностно-активные вещества (ПАВ), будет склонна к образованию поверхностей с измененной смачиваемостью. Главным фактором, определяющим стабильность нефти по отношению к асфальтенам, будет давление, состав и температура также оказывают влияние. При уменьшении давления (рисунок 7) асфальтены будут наиболее интенсивно выпадать из нефти, достигая максимума в точке кипения.

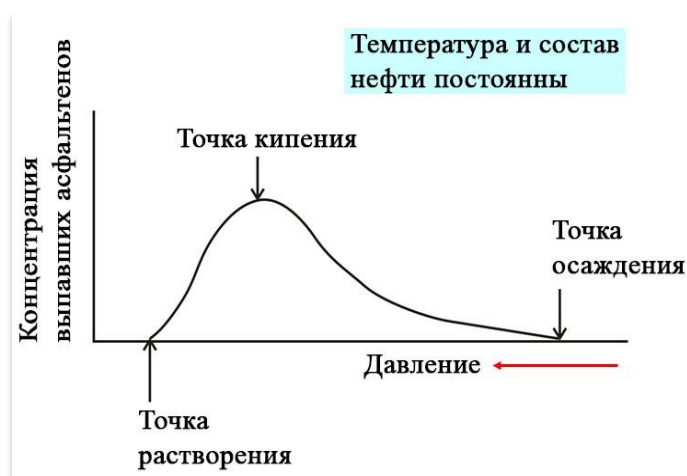


Рисунок 7 – Интенсивность выпадения асфальтенов при изменении давления в пласте

Для того, чтобы поверхностно-активные асфальтеносмолистые вещества и нафтеновые кислоты в составе нефти могли вызвать изменение смачиваемости, необходимо нарушить устойчивость экранирующей пленки воды, оторвать и вытеснить ее с твердой поверхности. Формирование тонких пленок и их устойчивость описываются известной теорией Дерягина–Ландау–Фервея–Овербека [13].

В основу теории заложено понятие о расклинивающем давлении прослойки жидкости, находящейся между жидкими, твердыми или газообразными фазами. Согласно теории, между любыми двумя фазами при их сближении возникает расклинивающее (раздвигающее) знакопеременное давление разделяющей жидкой прослойки. Изотерма давления P в общем случае является суперпозицией трех слагаемых, а именно дальнедействующих сил молекулярной P_m , ионно-электростатической P_e и структурной природы P_s :

$$P = P_m + P_s + P_e; \quad (8)$$

$$P_m(h) = \frac{A(h)}{6\pi h^3}, \quad (9)$$

где $A(h)$ – константа Гамакера 10^{-20} Дж.

$$P_s(h) = K e^{-\frac{h}{\lambda}}, \quad (10)$$

где $K = 10^{-9}$ Н/м², $\lambda = 2,33$ нм для воды.

$$P_e(h) = \frac{\varepsilon \gamma^2}{8\pi} \frac{2\psi_1 \psi_2 c h \chi^h - (\psi_1^2 + \psi_2^2)}{s h^2 \chi^h}, \quad (11)$$

где $\chi = \frac{4\pi e^2 z^2 n}{\varepsilon k T}$ – мера протяженности диффузного слоя, зависящая от заряда электрона e и иона z , концентрации n иона, диэлектрической проницаемости ε раствора, температуры T и постоянной k Больцмана.

Молекулярная и структурная составляющие обеспечивают притяжение тел, а электростатическая компонента может иметь различные знаки, что обуславливает в целом немонотонный характер изменения расклинивающего давления от толщины слоя жидкости. Структурный вклад, как правило, проявляется на достаточно малых, менее 1,5–2,0 нм (15–20 Å), расстояниях, поэтому его не учитывают при анализе толстых пленок более 100 нм. Ионно-электростатическая составляющая связана с образованием вблизи любой заряженной межфазной границы диффузного ионного слоя, который

образуется за счет спонтанного перераспределения ионов под действием избыточных зарядов поверхности. Если при сближении двух граничных поверхностей наступает перекрытие диффузных слоев, то возникает расклинивающее давление. Молекулярное притяжение во многих случаях является постоянной величиной, а все особенности расклинивающего давления, обуславливающего устойчивость и целостность пленки воды, полностью определяются вкладом ионно-электростатических сил.

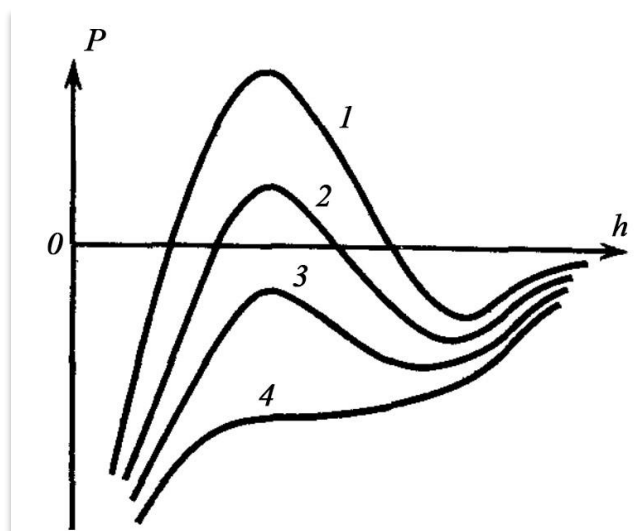


Рисунок 8 – Зависимость расклинивающего давления от расстояния между поверхностями

Если в выражении (11) потенциалы поверхностей разноименные, то $\psi_1\psi_2 < 0$, откуда расклинивающее давление всегда отрицательное $P_e < 0$, т. е. на всех больших и малых расстояниях граничные поверхности пленки притягиваются друг к другу, при этом чем меньше расстояние h , тем больше притяжение (рисунок 7, кривая 4). В конечном итоге пленка истончается до минимальной толщины, а на некоторых участках разрушается и теряет сплошность за счет влияния локальных микроструктурных неоднородностей поверхности. Если же поверхности заряжены одноименно, $\psi_1\psi_2 > 0$, то (11) описывает экстремальную графическую зависимость в виде асимметричного максимума (рисунок 8, кривая 1), описывающего рост и убывание положительного отталкивающего давления. Чем больше давление в максимуме и шире диапазон положительной «волны» давления, тем выше устойчивость пленки воды. Получается,

что в процессе сжатия пленки за счет, например, внешних факторов на верхней границе будет возникать нарастающая по экспоненте противодействующая сила, которая скомпенсирует разрушающее воздействие.

Стоит отметить, что снижение давления может вызвать не только выпадение или адсорбцию не только асфальтенов, но и парафинов. При достижении давления насыщения из нефти выделяется газ, способствуя образованию газовой шапки. Эти явления также влияют на смачиваемость. Закачка в пласт воды другого состава и рН, обработки ПЗП веществами, которые преднамеренно или нет изменяют смачиваемость породы оказывают влияние на перераспределение смачиваемости и требуют учета при проектировке такого рода мероприятий [15].

Смачиваемость, проявляясь как в рамках порового пространства, так и в рамках всего пласта определяет фазовые проницаемости для нефти и для воды и влияет как на проектирование разработки, так и на конечный КИН, определяющий экономический показатель при разработке. Таким образом, неправильное представление может дорого обойтись при проектировании разработки. Как уже было сказано ранее, смачиваемость определяет и эффективность заводнения. Нефть, оставшаяся после заводнения в гидрофобном коллекторе, представляет собой неподвижную, а нефть гидрофобных участков помимо неподвижной содержит добавочно смесь адсорбированной и, вследствие формирования участков различной смачиваемости, капиллярнозамещенной нефти. Основным интересом часто представляет капиллярнозамещенная, которую можно добывать за счет проведения различных ГТМ, для этого необходимо иметь информацию о скоплениях такой нефти и ее доле в общих запасах. Структурируя остаточную нефть, можно применять ГТМ там, где это нужно, а в местах наибольшего скопления такой нефти можно применять ЗБС и бурение новых горизонтальных участков скважин.

1.3 Анализ реологических свойств нефти

При изменении смачиваемости происходит абсорбирование различных веществ из нефти на стенку породы. Следствием этого явления будет образование граничных слоев на соприкосновении твердой и жидкой фазы и отличие по сравнению с остальным объемом свойств нефти в этих слоях.

Граничный слой формируется природными ПАВ нефти (асфальтены, смолы, порфирины и т.д.) и обладает отличающимися свойствами в виде повышенной плотности и вязкости с возможностью проявления неньютоновского поведения вследствие другого состава. Толщина и свойства находятся в прямой зависимости от минерального состава пород и самой нефти, притом оба этих фактора могут варьироваться в рамках одного объекта разработки. Выяснено, что повышение содержания парафина и асфальтенов также способствует формированию прочного слоя большой толщины [16], в той же работе на примере образцов керна скважин Осинского месторождения было установлено, что толщина и образование граничного слоя контролируется в основном двумя параметрами – капиллярным давлением, которое определяет структуру порового пространства, и остаточной водонасыщенностью (рисунки 9,10), вода при этом оказывает экранирующий эффект и препятствует осаждению веществ.

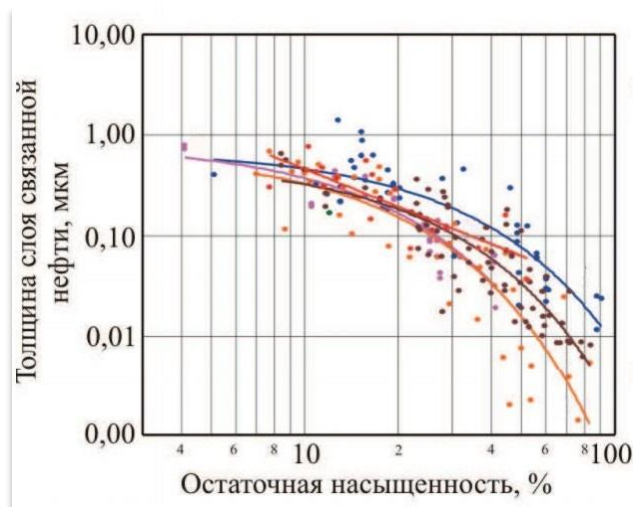


Рисунок 9 – График зависимости толщины слоя связанной нефти от остаточной водонасыщенности

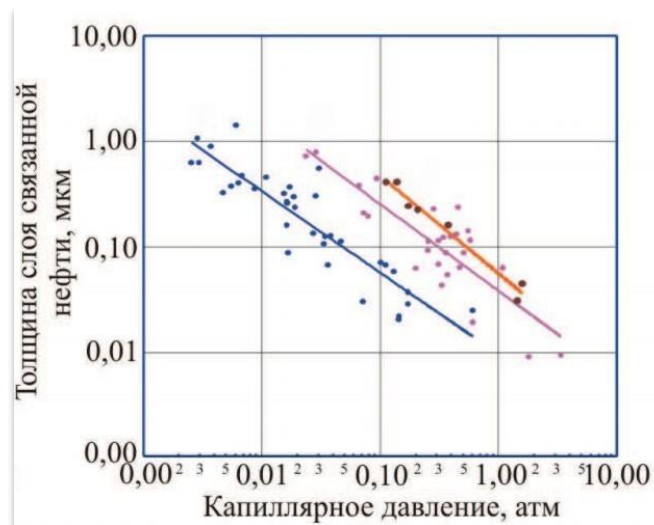


Рисунок 10 - График зависимости толщины слоя связанной нефти от капиллярного давления

От стенки к периферии строение меняется следующим образом: сначала располагаются легкие асфальтены, схожие по строению со смолами с относительно большим содержанием металопорфириновых комплексов, которые по мнению некоторых авторов являются основой для их образования [17], после идут более тяжелые асфальтены высокой молекулярной массы, и на периферии расположены асфальтены низкомолекулярного строения и смолы.

По мере продвижения от стенки вязкость постепенно выравнивается и принимает значения, характерные для нефти вне пристеночного слоя. Таким образом, градиент давления и радиус порового канала определяют характер движения нефти в нем. При малых градиентах граничный слой имеет наибольшую толщину, так как не преодолено минимальное напряжение сдвига, с дальнейшим увеличением градиента происходит истончение слоя до определенного уровня и в дальнейшем толщина слоя уже не уменьшается. Как известно, не на всей протяженности пласта вокруг скважины градиент давления высок и, согласно распределению возмущения давления, градиент давления максимален только возле скважины и в дальнейшем уменьшается. При больших значениях толщины слоя, когда она соизмерима с размерами порового канала

и малых градиентах, эффективное сечение порового канала может уменьшиться настолько, что канал становится непроходим для жидкости, нефть в поровом канале перестает перемещаться и происходит его закупорка.

В исследованиях, проводимых также на зависимость толщины слоя от радиуса порового канала при одинаковых градиентах, показано, что с увеличением радиуса порового канала (рисунок 10) толщина закономерно уменьшается [16]. В совокупности перечисленные факторы отражаются на конечном коэффициенте нефтеизвлечения и количестве запасов остаточной нефти. Подводя итог, структура граничного слоя зависит от градиента давления в пласте, радиуса пор, по которым происходит движение и температуры.

Однако, при продвижении нефти по пористой среде ее реологические свойства определяются не только граничным слоем. На вязкость нефти по всему объему могут оказывать влияние несколько факторов: содержание асфальтенов и парафинов, а также термобарические условия. Во всех случаях могут формироваться дисперсные системы, которые вызывают как аномалии вязкости, так и ее снижение.

Рассмотрим зависимость фазового состояния асфальтенов от термобарических условий (рисунок 7). Как можно заметить, при давлениях выше давления насыщения над верхней границей осаждения асфальтены находятся в растворенном состоянии, а дальнейшее снижение пластового давления вызывает выпадение асфальтенов и формирование надмолекулярных образований в виде ассоциатов различного строения, которые образуют трехмерную структуру из ароматических полициклических монослоев. В общем случае такая структура выглядит следующим образом (рисунок 11).

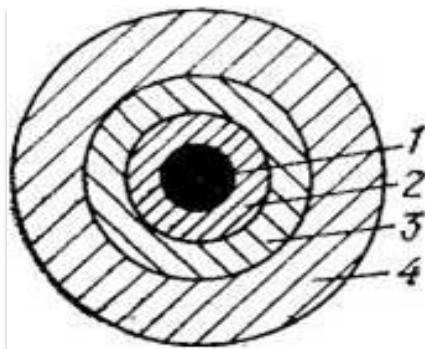


Рисунок 11 – Структурная единица дисперсной среды

1 – Ядро из высокомолекулярных асфальтенов; 2 – Сольватный слой; 3 – Переходная зона; 4 – Дисперсная среда

Центральный слой представляет собой ядро, которое может иметь определенную толщину и прочность (дисперсная фаза). Здесь расположены самые высокомолекулярные компоненты, а устойчивость структуры определяется наличием у веществ свободных радикалов. По мере продвижения от ядра следующим слоем выступает сольватный. Его образование происходит на границе раздела фаз за счет адсорбции и локальной диффузии компонентов нефти, а состав определяется более низкомолекулярными углеводородами и гетероатомными соединениями. Стабильность таких дисперсных систем в большинстве зависит от состава этой оболочки, при повышении концентрации смол происходит уменьшение скорости роста агрегатов, и как следствие массы выпавших веществ. В дальнейшем в переходной зоне происходит выравнивание состава сольватного слоя и нефти, притом на внешней границе содержание нафтеновых углеводородов повышено. При больших концентрациях асфальтенов может происходить агрегация отдельных кластеров наноагрегатов, в этом случае происходит формирование вязкоупругой сетки, которая определяет аномальные свойства, что более характерно для битуминозной нефти с высоким содержанием асфальтенов.

Как известно из определения, насыщенные углеводороды осаждают асфальтены из раствора, между тем влияние алканов усиливается с понижением молекулярной массы компонента. Таким образом, устойчивость асфальтенов к выпадению из нефти будет тем выше, чем ниже лежит давление под точкой насыщения (рисунок 7).

Неньютоновское поведение нефти малых температур может также происходить в случае высокого содержания парафинов, когда длинные молекулы образуют надмолекулярные структуры, которые при повышении температуры быстро разрушаются.

При движении нефти по объему порового пространства, как и в случае граничных слоев, при наличии аномального поведения в условиях малых градиентов

молекулярные структуры разрушаются слабо, наблюдаем малую подвижность нефти. В случае, если имеется малопроницаемый коллектор, данное явление усугубляется, создается дополнительное сопротивление течению и усиливается влияние неоднородностей пласта на фильтрацию (уменьшение коэффициентов охвата). Для интервалов высокой проницаемости, наоборот, нефть будет двигаться активно, но после их дренирования происходит быстрый прорыв воды. По мере движения капель или струек нефти по поровому пространству увеличение площади поперечного сечения канала может повлиять на напряжение сдвига, снизив его до минимума, что в свою очередь приведет к обратному изменению вязкости. При дальнейшем движении к узкому каналу нефти надо преодолеть уже большее напряжение, зачастую соизмеримое с величиной, необходимой для преодоления капиллярных сил. Данное явление приводит к закупорке некоторых пор и снижению коэффициента вытеснения. Также при остановках скважин исчезает перепад давления, как следствие и напряжения сдвига, что ведет к увеличению вязкости нефти. При запуске такой скважины происходит резкое ее обводнение, и должен пройти значительный промежуток времени перед тем, как скважина выйдет на стабильный режим работы с дебитом, равным значению перед остановкой.

1.4 Обзор современных подходов к экспериментальному изучению пластовых флюидов

В ходе разработки месторождения свойства флюидов нуждаются в уточнении для контроля разработки и обоснования технологических мероприятий. Также данные по свойствам необходимы при проектировании самой разработки и подсчете запасов при поисково-оценочных и разведочных работах.

Создание базы данных по физико-химическим свойствам нефти отдельных пластов или залежи может вестись несколькими способами, самым известным способом выступает типовое исследование нефти согласно руководящего документа ОСТ 153-39.2-048-2003 [18], составленного АО «ВНИИнефть», и за основу которого был взят и доработан соответствующий документ 80-х годов [19]. Обычно любое лабораторное

исследование включает в себя сбор и анализ глубинных и (или) рекомбинированных проб с последующим получением данных. Глубинные пробы считаются более представительными, так как согласно исследованиям рекомбинированная нефть, насыщенная газом, может быть не тождественна нефти, полученной непосредственно в пластовых условиях и не прошедшей фазовых превращений. Это обусловлено тем, что выбор условий рекомбинации нефти является сложной задачей, а устьевой газ на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки не всегда тождественен газу однократной (контактной) сепарации. К настоящему моменту уже существуют работы, посвященные недостаткам данной методики и уменьшению роли государства в участии по контролю и исследованию свойств пластовых флюидов [19,20]. В приоритете является качественное проведение исследований свойств пластовых флюидов, так как параметры исследования влияют как на прогнозирование запасов, так и на сам процесс добычи нефти, это отражается напрямую на оценки прибыли компании. С другой стороны, на территории РФ на данный момент нет нормативных документов, которые в точности регламентируют процесс исследования пластовых флюидов. Компанией ПАО «Газпром» был доработан стандарт для газоконденсатных исследований (Р Газпром 086-2010) [20] - инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. В рекомендациях изложены цели, задачи, классификация и циклы исследований скважин при разведке и разработке газовых и газоконденсатных месторождений, строительстве и эксплуатации подземных хранилищ газа, а также организация, содержание и оформление результатов исследований скважин.

Рекомендации предназначены для специалистов группы «Газпром», занимающихся вопросами организации, планирования, проведения и оформления результатов исследований газовых и газоконденсатных скважин, в том числе:

1. Для недропользователей;
2. Организаций, занимающихся геологическими исследованиями, разведкой и добычей углеводородов, строительством и эксплуатацией подземных хранилищ газа;

3. Сервисных организаций, которые выполняют исследования и работы на скважинах;
4. Организаций, которые создают новые методы, технологии и навыки для проведения исследований и работ на скважинах;
5. Организаций, разрабатывающих проектную и техническую документацию по геологическим исследованиям и использованию грунта недр;
6. Организаций, осуществляющих аудит запасов углеводородного сырья.

Однако он также не прошел проверку временем в условиях быстро развивающихся технологий исследований физико-химических характеристик. Высокотехнологичное оборудование (хроматографы, вискозиметры, плотномеры высокого давления и т.д.) и изменение методик исследования приводит к тому, что в последнем документе уже не отражены актуальные решения по исследованию.

На данный момент в современных лабораториях учитываются неточности стандарта (Р Газпром 086-2010), а именно:

1. С развитием добычи возросли диапазоны измерения физических величин, а совершенствование способов отбора проб позволило получать пробы с высоким газосодержанием и в состоянии, близком к критическому. Конкретная информация по исследованию такого рода систем в стандарте отсутствует;
2. Высокое газосодержание также характеризуется сложностью исследования давления насыщения, для которого стандартный объемный метод определения, разработанный еще в 80-х и применяемый для черной нефти, дает очень большие погрешности;
3. Имея залежь с газовой шапкой, давление в ней будет равно давлению насыщения (давление на ГНК), отбор проб в данных залежах будет заведомо осложнен. Пробы, полученные таким образом, имеют газосодержание меньше реального, что говорит о необходимости

донасыщения. Существуют методики, основанные на физических закономерностях равновесия между жидкостью и газом, позволяющие донасытить нефть газом в соответствии с давлением на ГНК, но данная погрешность не упоминается в рассматриваемом стандарте;

4. Последним серьезным недостатком данного стандарта является отсутствие критериев представительности проб. Представительной пробой, согласно документу, считаются пробы, в которых давление при температуре окружающей среды равно, однако в расчет не берутся условия, при которых эти пробы собираются, а именно давление при температуре отбора, присутствие газа в камере и его количество. Если установлено наличие, то необходимо дальнейшее исследование по фазовому состоянию флюида в пробе во время отбора.

Переходя к исследованиям свойств воды все более однозначно, так как они более просты в выполнении, при проведении работ как по вышеупомянутому ОСТ - 153-39.2-048-2003, так и по другим методикам затрагиваются минеральный состав (содержание и наличие солей) и необходимые физические свойства (вязкость, плотность, электропроводность, коэффициенты сжимаемости, расширения, газосодержание и некоторые другие). Существуют достаточно большое количество точных корреляционных зависимостей, связывающих состав с некоторыми свойствами, что также упрощает задачу при изучении свойств.

В рамках ПАО «Газпром» разработан корпоративный документ «Отбор и лабораторные исследования проб пластовых флюидов», утвержденный в 2015 году, который отражает все аспекты вышеперечисленных проблем от отбора проб до их лабораторных исследований и представления результатов. Данная информация является собственностью компании, поэтому повсеместно данный стандарт использоваться не может, и у недропользователей присутствует неопределенность в данном направлении [20]. Проведенная компанией нормативно-методическая стандартизация процессов существенно способствует решению задачи получения

представительных проб пластовых флюидов и корректного применения результатов лабораторных исследований.

В силу высказанной проблемы исследования ведутся обычно не в точности по ОСТ - 153-39.2-048-2003, а следуя его основным принципам. Рациональней всего и проводить полный комплекс исследований нефти на этапе поисково-оценочных работ с бурением первых разведочных скважин (Комплекс В) и далее несколько сужать спектр исследований по мере получения достоверной необходимой информации (Комплекс Б). Так по мере бурения все новых разведочных скважин уже могут не повторяться эксперименты по контактному разгазированию, определению вязкости пластовой нефти на всем диапазоне температур от пластовой до 20°C, ступенчатая сепарация с различным числом ступеней, а также дифференциальное разгазирование на всем спектре температур, кроме пластовой. При этом в документе указан минимальный набор исследований свойств нефти по добывающим скважинам (Комплекс А): определение давления насыщения нефти газом при пластовой температуре, коэффициент сжимаемости нефти при пластовой температуре, газосодержание, а также объемный коэффициент и вязкость нефти при условии пластового давления и температуры. Документ допускает выполнение некоторых дополнительных исследований нефти добывающих скважин при необходимости. При этом не запрещается расширять комплексы А и Б дополнительными исследованиями, если это необходимо для уточнения или получения новой информации, но причины должны быть обоснованы и документально оформлены.

Стоимость проведения описанных исследований зачастую бывает высокой, и недропользователь может пойти на компромисс, проводя оценочные расчеты с минимумом данных, можно использовать их результаты для малоизученных объектов. Для этого обычно применяются методы для определения компонентного состава (лабораторные исследования с возможным использованием корреляций) и после этого строятся модели PVT свойств пластовой нефти [21].

В настоящее время также может применяться другой способ получения информации о флюидах, который иногда является единственным оперативным и

выгодным в условиях проведения работ [22] – экспресс метод исследования пластовых нефтей с применением пентометра. Данный метод является ускоренным методом получения информации о пластовых флюидах, разработан АО «ВНИИнефть», и заключается в получении информации, не отходя от места забора проб. Такой способ сам по себе не исключает лабораторные исследования различными методами, а скорее дополняет их полученной заранее информацией. Суть состоит в получении набора свойств нефти при исследовании глубинных проб с использованием специального прибора. Не вдаваясь в технологию получения проб и процесс самого исследования, основное ограничение метода состоит в ограниченном числе получаемых данных, может быть определено газосодержание, объемный коэффициент, плотность сепарированной и пластовой нефти, а также плотность газа. Как видим, параметры, касающиеся состава сепарированного газа и самой нефти в пластовых и стандартных условиях, вязкости и давление насыщения определены быть не могут, однако, если получаемых при этом параметров достаточно для решения задач, такой метод достаточно эффективен при исследовании свойств флюидов добывающих скважин.

2 ВЛИЯНИЕ МЕТОДОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ИЗМЕНЕНИЯ СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

Свойства пластовых флюидов, как и их изменения при добыче, определяют возможность движения нефти к добывающим скважинам, а изменение свойств как пластовых флюидов, так и как следствие добываемой продукции, могут быть следствием многих факторов.

Данное явление со стороны применяемых технологий, во-первых, изменения свойств добываемого флюида, как правило, могут происходить на поздних стадиях разработки месторождений при применении как методов увеличения нефтеотдачи (МУН), так и методов по интенсификации притока, когда необходимо мобилизовать остаточную нефть, свойства которой могут отличаться от добываемой ранее, или же нужно улучшить свойства призабойной зоны пласта (ПЗП). Во-вторых, изменения свойств пластовых флюидов могут быть следствием выбора определенного метода разработки. Так, в случае применения заводнения, из нефти происходит унос легких фракций и постепенная иммобилизация нефти с увеличением вязкости и плотности в следствии ряда факторов, также может происходить изменение температуры нефти, что может вызвать выпадение парафинов в ПЗП. Следующим примером может послужить применение нетрадиционных методов разработки в случае высоковязкой нефти, когда при закачке теплоносителя или газа изменяются свойства нефти (тепловые или газовые МУН), за счет чего и происходит добыча нефти.

Остаточную нефть в пласте можно условно разделить на четыре типа:

1. Нефть граничных слоев (в пленочном виде на стенках породы);
2. Капиллярно удержанная нефть (не вытесняемую по причине влияния сил капиллярного давления);
3. Нефть из незадействованных вытеснением пластов (менее проницаемые части разрабатываемых участков пласта);
4. Нефть нескрытых интервалов (недоразведанные или невовлеченные в разработку интервалы).

Методы увеличения нефтеотдачи в зависимости от принципа действия работают на увеличение добычи за счет вовлечения в разработку первых трех типов остаточной нефти. В зависимости от этого МУН можно подразделить на методы, направленные на увеличение коэффициента охвата залежи воздействием, когда происходит вовлечение в разработку нефти из незадействованных вытеснением пластов и методы, увеличивающие коэффициент вытеснения (первые два типа остаточной нефти).

С применением одного из самых распространенных методов интенсификации притока могут также возникать осложнения. После проведения кислотных обработок в случае некоторых нефти образуются осложнения в виде выпадения асфальтенов в ПЗП или образования стойких эмульсий. Далее проведем рассмотрение перечисленных методов и оценку их влияния на свойства пластовых систем.

2.1 Влияние метода заводнения нефтяных пластов

Как было упомянуто в первой главе, по мере разработки месторождений с применением данного метода наблюдаются изменения состава и свойств извлекаемой продукции: у стабилизированной нефти возрастает плотность, вязкость, содержание смол и асфальтенов, температура кипения, снижается выход светлых фракций и т.д. Такое явление может быть как следствием изменения распределения состава и свойств в залежи, так и прямым следствием применения заводнения.

Закономерность распределения состава и свойств нефти в объеме залежи, имеющая место в начале разработки, с течением времени нарушается. Это обусловлено перемещением нефти к добывающим скважинам под действием контурных и нагнетаемых вод, разной интенсивностью выработки сопряженных элементов пласта, а также опережающими темпами миграции и отбора легких углеводородных компонентов.

В ходе эксплуатации месторождения с применением методов, так или иначе связанных с закачкой воды, нефть вытесняется и замещается пластовой или закачиваемой водой. Как следствие увеличивается площадь контакта флюидов, как следствие увеличивается и массообмен.

Заметные изменения состава остаточной нефти за счет ее растворения в воде происходят только в хорошо дренируемых участках пласта при длительной эксплуатации с высоким водонефтяным фактором. При разработке на режиме истощения или добыче малообводненной нефти эффект растворения незначителен вследствие малого объема контактирующей с нефтью воды. При этом вместе с уносом газов в воде растворяются лишь немногие высокомолекулярные соединения: фенолы, азотистые основания, карбоновые кислоты, меркаптаны и растворимые в воде сульфиды. Вследствие этого нефть теряет подвижность, увеличивается вязкость, плотность, уменьшается газосодержание и меняется структура остаточной нефти. Также принесенный с закачиваемой водой кислород окисляет некоторые нефтяные компоненты, вследствие чего резко увеличивается их полярности и способность к адсорбции. Эффект окисления будет зависеть от состава нефти, наличия в ней природных антиокисляющих, стабилизирующих факторов и количества кислорода, поступающего в пласт с нагнетаемой водой. При дегазировании закачиваемой воды ее окисляющие свойства ослабляются [9].

В случае бактериального влияния наблюдается снижение доли легких УВ в нефти, УВ алканового ряда, увеличивается доля органических соединений гетероатомного строения, смол, асфальтенов, увеличивается вязкость. Ухудшение свойств нефти за счет бактериального заражения происходит в границах ВНК, что, как было сказано, приводит к окислению нефти в этой зоне. Эффект заражения может проявляться если выполняются несколько условий. Для существования бактерий должны соблюдаться оптимальные термодинамические условия, невысокая минерализация, а также в воде необходимо присутствие фосфора (обычно в виде фосфатов) и азота (нитраты). Самым простым индикатором биоценоза нефтяного пласта может выступить повышение содержания сероводорода в добываемой продукции. На более поздних стадиях разработки при большей аэризации пласта условия подходят и для развития углеродоокисляющих бактерий (сульфоредацирующие бактерии не используют кислород для окисления нефти), что вызывает резкое изменение состава добываемой продукции, сказывающееся на добыче.

Очевидная разница в физико-химических свойствах и составе нефти может наблюдаться уже в начальный период разработки месторождения (от полугода до полутора лет), но наибольшая отличие наблюдается в свойствах остаточной и извлекаемой нефти. В связи с чем при проектировании мероприятий по доработке месторождений и увеличения КИН необходимо использовать данные именно по остаточной нефти для наибольшей их эффективности.

Кислотные обработки в случае применения на пластах, содержащих высоковязкую тяжелую нефть за счет повышения кислотности среды, влияют как на структурообразование в нефти, может происходить увеличение вязкости и выпадение осадков, так и на формирование устойчивых эмульсий в ПЗП.

2.1.1 Влияние тепловых и газовых методов

Тепловые методы представляют собой методы, направленные на увеличение пластовой температуры, что направлено на снижение вязкости нефти во много раз до значений, которые необходимы для продвижения нефти к добывающим скважинам. Методы теплового воздействия можно разделить на следующие группы:

1. Технологии с закачкой теплоносителей (пар, горячая вода, смесь пара с углеводородами и др.);
2. Технологии с закачкой окислителей (кислород или воздух);
3. Технологии, сочетающие в себе как тепловые, так и физико-химические МУН (комбинированные методы).

Наиболее часто встречаются методы, связанные с циклической или площадной закачкой теплоносителя, их рассмотрим в первую очередь. Суть циклической обработки состоит в том, что в отличии от площадного воздействия в данном случае закачка теплоносителя и добыча происходит из одной и той же скважины. Происходит это в три этапа: сначала происходит нагнетание вещества, потом выделяется время на нагрев добываемой продукции и далее происходит добыча.

В результате паро-циклической обработки скважины (ПЦО) её дебит по нефти увеличивается, как правило, в 3-5 и более раз, а продолжительность работы с повышенным дебитом может достигать 6-12 месяцев. После снижения дебита скважины

по нефти до первоначального уровня, предшествующего ПЦО, проводят второй цикл. От цикла к циклу эффективность снижается, а общее количество эффективных циклов может достигать 3-4 [23]. Эффективность возрастает с увеличением пластового давления и толщины пласта. В пластах, истощённых при разработке на естественном режиме, и маломощных пластах (с ограниченным гравитационным потенциалом), как правило, такой метод малоэффективен. ПЦО скважин используются не только для интенсификации добычи нефти, но и для повышения нефтеотдачи пласта, а также для регулирования процесса теплового воздействия на пласт. Традиционные технологии теплового воздействия на пласт реализуются в две стадии: на первой стадии проводится обработка добывающих скважин, после чего, для вовлечения в процесс теплового воздействия всего пласта, переходят к площадной закачке пара в нагнетательные скважины и одновременному отбору нефти из окружающих добывающих скважин. При площадной закачке пара применяются такие же площадные системы, как при заводнении: пятиточечные, семиточечные, девятиточечные и линейные.

На залежах с аномально вязкой нефтью до перехода к площадной закачке пара проводят 1-2 ПЦО по нагнетательным скважинам с целью увеличения их приёмистости. Перспективными направлениями повышения эффективности являются также добавление порции газа к закачиваемому пару и использование химических реагентов. Если используются ПАВ, то они образуют пену, блокирующую проницаемые пропластки в больших масштабах паровые пены применяются на месторождении Мидуэй-Сансет (Калифорния), содержащем высоковязкую нефть. Для образования паровых пен используется ПАВ – оксиалкилированная замещённая фенолоальдегидная смола с коммерческим названием Thermoflood. При ПЦО скважин с ПАВ в среднем добывается в 2,2 раза больше нефти за цикл, чем без ПАВ.

При площадном воздействии закачка теплоносителя и добыча происходит из разных скважин. На рисунке 12 показано распределение температур в пласте.

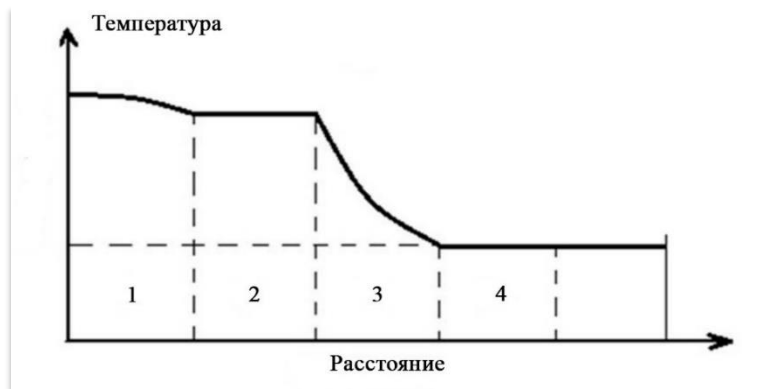


Рисунок 12 – Распределение температурных зон при закачке пара

В первой зоне можно заметить снижение температуры, что говорит об охлаждении перегретого пара до того момента, когда его температура достигает значения для насыщенного пара. Далее идет интервал 2 с постоянной температурой, происходит превращение пара из влажного в сухой. В третьей зоне происходит уменьшение температуры и после следует зона холодного фронта воды. Эти зоны обуславливают и остаточную нефтенасыщенность в пласте, которая в первой зоне наименьшая и может достигать значений 10-15 %.

Основными изменениями в пластовых системах при добыче нефти с закачкой пара выступают: снижение вязкости нефти в сотни раз, упругое расширение пластовых флюидов с понижением плотности, снижение коэффициента растворимости газа в нефти, как следствие выделение газа и активизация режима растворённого газа, который в ряде случаев становится основным фактором повышения нефтеотдачи, а также дистилляция нефти паром и смешивающееся вытеснение [23].

Рассмотрим технологию внутрипластового горения. Суть состоит в создании высокотемпературной зоны (фронта), в котором энергия выделяется за счет происходящего окисления части внутрипластового флюида при нагнетании в пласт кислородосодержащего газа.

Принципиально различия появляются в способе закачки окислителя и последующего поджигания. Если закачка газа и поджигание флюида происходят в одной нагнетательной скважине, то горение называется прямоточным.

В другом варианте движение окислителя происходит от нагнетательной скважины к добывающей, но при этом поджигание осуществляется в добывающей. За счет сложности контроля и регулирования выбирают обычно первый метод. Важной характеристикой пласта при реализации процесса ВГ является содержание тяжёлых фракций (топлива), которое определяется в лабораторных условиях. Оптимальная концентрация топлива должна быть такой, чтобы поддерживать температуру фронта горения выше температуры воспламенения нефти. При увеличении количества тяжёлых фракций в нефти выше оптимального значения возрастает расход воздуха на выжигание нефти и повышаются затраты на проведение процесса. Основным показателем, который характеризует экономическую эффективность внутрипластового горения – соотношение объёмов закачки воздуха и дополнительно добытой нефти. В успешных проектах воздушно-нефтяное отношение не превышает 3600 м³ воздуха на 1 м³ нефти.

Внутрипластовое горение осуществляется в трёх разновидностях: сухое, влажное и сверхвлажное. Разновидность внутрипластового горения определяется величиной водовоздушного фактора, т. е. отношением объёма закачиваемой в пласт воды к объёму закачиваемого воздуха. Соотношение закачиваемых в пласт объёмов воды и воздуха составляет в среднем 1-5 м³ воды на 1000 м³ воздуха. При сверхвлажном горении водовоздушное отношение может изменяться от 2 до 10 м³ воды на 1000 м³ воздуха.

Существует два типа реакций окисления углеводородов: высокотемпературное окисление и жидкофазное окисление. Низкотемпературное жидкофазное окисление происходит при температуре 200-250°С и ниже. При сверхвлажном горении температура на фронте горения, как правило, не превышает 250°С.

Процесс влажного и сверхвлажного горения происходит одновременно с образованием большой зоны насыщенного пара перед фронтом горения, что способствует более эффективному вытеснению нефти. Эти технологии являются более перспективными разновидностями горения, так как позволяют более эффективно использовать тепло, которое при сухом горении остаётся за фронтом горения и не используется. Увеличение водовоздушного фактора также способствует росту скорости

продвижения теплового фронта по пласту и уменьшению расхода воздуха на добычу нефти. При сухом горении скорость перемещения фронта горения 0,13-0,15 м/ч, при влажном горении – 0,22 м/ч, а при сверхвлажном – 0,36 м/ч в среднем [23].

Перейдем к рассмотрению газовых методов. Эта группа методов в отличие от тепловых подходит не так походит для вытеснения сверхвязкой нефти, однако при вязкости ниже 200 мПа·с данные методы могут применяться успешно, причина заключается в более высокой подвижности газа. Основой данных методов служит закачка углеводородных газов, азота или углекислого газа с целью уменьшения вязкости нефти и увеличения коэффициента нефтеотдачи.

Закачка углекислого газа является достаточно перспективной несмотря на свою относительно высокую стоимость и недостатки. Начнем с рассмотрения растворимости, углекислый газ по сравнению с легкими УВ хорошо растворяется в воде с увеличением вязкости, но его растворимость в нефти в разы выше, что способствует переходу. Положительным явлением выступает снижение межфазного натяжения на границе, что способствует вытеснению, улучшает способность воды вытеснять нефть граничных слоев и способность воды смачивать горную породу. При растворении в нефти CO_2 её вязкость уменьшается, плотность повышается. Увеличение объема нефти в 1,5–1,7 раза при растворении в ней CO_2 вносит особенно большой вклад в повышение нефтеотдачи пластов при разработке месторождений, содержащих маловязкие нефти.

При вытеснении высоковязкой нефти основной фактор, увеличивающий коэффициент вытеснения – уменьшение вязкости нефти при растворении в ней CO_2 , вязкость нефти снижается тем сильнее, чем больше ее начальное значение.

В процессе закачки азота и углеводородных газов происходит аналогичный процесс разжижения нефти, из положительных эффектов стоит отметить отсутствие коррозии, однако, по отдельности процессы менее эффективны и часто происходит совмещение закачки жирного газа и дозакачки азота для большего коэффициента вытеснения [24].

2.2 Методики определения фазового состояния и свойств пластовых нефтей

2.2.1 Экспериментальные методики исследования пластовой нефти

Экспериментальные исследования образцов пластовой нефти используются для определения исходных данных для проектирования и разработки пласта. Полученные данные можно разделить на два типа:

- данные, полученные в ходе изучения свойств образцов нефти в пластовых условиях и их изменения в зависимости от давления и температуры;
- данные, полученные при анализе свойств нефти и газа в процессе разгазирования пласта.

К таким свойствам относятся давление насыщения, вязкость, плотность, объемный коэффициент, коэффициент сжимаемости и газосодержание.

Систематические исследования пластовых нефтей начались в середине пятидесятих годов прошлого века. Вскоре был рассмотрен вопрос о создании стационарной лаборатории со специальным оборудованием для изучения пластовой нефти. Были созданы серийные приборы (УПН-2М, АСМ-300 и АСМ-600), которые используются до сих пор. Кроме того, установки РVT-12 разработки «Гипровосток» нефти, установки УПН разработки «БашНИПИнефть», установки УПН разработки «ТатНИПИнефть» и их модификации проектировались, изготавливались и заказывались отдельно специалистами различных институтов. В настоящее время существуют зарубежные и российские аналоги с одинаковым принципом действия, разработаны методы компенсации различных ошибок [25], возникающих при работе на этих установках.

Приборы для исследования свойств пластовых нефтей

Наиболее достоверные данные о свойствах пластовых флюидов в подповерхностных условиях получают путем лабораторных исследований проб, отобранных из скважин при поддержании пластового давления. Для этой цели также используются специальные методы определения свойств пластовой нефти путем прямых измерений в забое скважины. Приблизительные параметры пластовой нефти могут быть определены расчетным путем [13].

Нефть с пластовыми свойствами поднимается с забоя скважины с помощью проходных, непроходных, комбинированных, однокамерных или многокамерных пробоотборников. Проточные пробоотборники спускаются в ствол скважины с открытыми клапанами, и их полости постоянно промываются восходящим потоком по мере продвижения к забою скважины.

Когда вязкость нефти высокая, а дебит низкий, трудно заменить предварительно отобранную смесь в пробоотборнике на скважинную пробу. Поэтому данный тип пробоотборника подходит для отбора проб нефти из высокодебитных скважин, где вязкость нефти низкая.

Непроточные пробоотборники спускаются на забой скважины с закрытым клапаном, а на забое клапан открывается, что позволяет отобрать истинную забойную пробу нефти [10].

На рисунке 13 приведена схема простейшего промывного пробоотборника ПД-ЗМ (с открытыми клапанами) с объемом приемной камеры 800 см³.

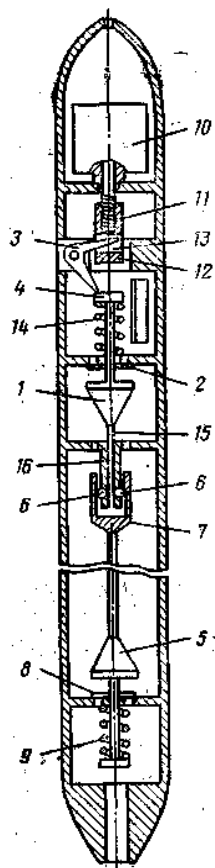


Рисунок 13 - Схема пробоотборника ПД-ЗМ: 1- верхний клапан; 2 - седло верхнего клапана; 3 - рычаг спускного, механизма; 4 - шток верхнего клапана; 5 — нижний клапан; 6 - шарики замка; 7 - муфта замка; 8 - седло нижнего клапана; 9 — пружина; 10 — часовой механизм; 11 — валик; 12 — ходовая гайка; 13 — штифт; 14 — пружина; 15 — игла верхнего клапана; 16 — втулка замка.

При подготовке к спуску нижний клапан открывают деревянным штоком, вводимым в отверстие пробоотборника снизу, а верхний клапан отжимают в нижнее положение через специальное отверстие, имеющееся в теле пробоотборника. При этом игла 15 верхнего клапана 1 раздвигает шарики 6, муфта 7 упирается в них внутренними выступами и нижний клапан 5 остается открытым. Верхний клапан удерживается в открытом положении рычагом 3, упирающимся в шток 4 верхнего клапана. При спуске в скважину полость пробоотборника промывается нефтью. Часовой механизм 10 вращает через валик 11 ходовую гайку 12, соединенную с рычагом 3, который, поворачиваясь вокруг оси, соскальзывает со штока 4, и верхний клапан под действием пружины 14 закрывается. В связи с ненадежной работой часового механизма используются различные реле времени (гидравлические, термометрические, силовые механизмы). При этом игла 15 выходит из шарикового замка, муфта 7 освобождается и нижний -клапан 5 закрывается. Для установки необходимой выдержки времени валик привода ходовой гайки 12 вращают за фрикцион, отсчитывая угол поворота по стрелке и шкале времени, в течение которого рычаг 3 соскальзывает со штока 4.

Пробоотборник следует оставить с открытым клапаном на 10-20 минут, чтобы нефть внутри соответствовала пластовой нефти.

Для непроточных пробоотборников имеется разработанное ВНИИ коммерческое устройство (ВПП-300).

Для повышения точности определения свойств пластовой нефти целесообразно брать несколько проб из одной и той же скважины. Поэтому для ускорения трудоемкого процесса отбора проб можно использовать многокамерный пробоотборник, который может отбирать несколько проб одновременно. Также были предложены

многообъемные пробоотборники, которые могут отбирать несколько проб с разной глубины [8].

Разработаны конструкции пробоотборников, которые могут отбирать пробы нефти из скважин, эксплуатируемых скважинными насосами по системе "труба в трубе". Глубинные пробы должны отбираться на ранних стадиях разработки нефтяных месторождений.

Методы отбора проб зависят от пластовых условий. Если пластовое давление значительно выше давления насыщения, то взять хорошую пробу не составит труда. При забойном давлении ниже давления насыщения газ выделяется из нефти только в призабойной зоне (область воронки истощения), поэтому перед отбором проб необходимо изменить режим работы скважины так, чтобы забойное давление на новом режиме превышало начальное давление насыщения. Нефть, отобранная пробоотборником, с помощью специализированного пресса или устройства переносится в емкость и доставляется в лабораторию [19].

Когда пластовое давление падает ниже давления насыщения, искусственно готовится проба нефти, соответствующая начальным условиям в пласте, путем смешивания нефти и газа в необходимых пропорциях.

Поскольку свойства нефти в пласте значительно различаются, для более точной оценки средних свойств пласта необходимо отбирать пробы из скважин, расположенных на равном расстоянии друг от друга. Оптимальное количество проб определяется с помощью математической статистики, основанной на изменчивости параметров нефти в пределах пласта и точности используемого анализатора.

Установка АСМ-300М для исследования пластовых нефтей

Комплект оборудования АСМ-300М (рисунок 14) используется для проведения экспериментов по дегазации нефти, определения соотношения давления и объема (P-, V- и T-отношения) газонефтяных смесей при различных температурах, определения вязкости пластовых нефтей и изучения температуры начала кристаллизации парафина.

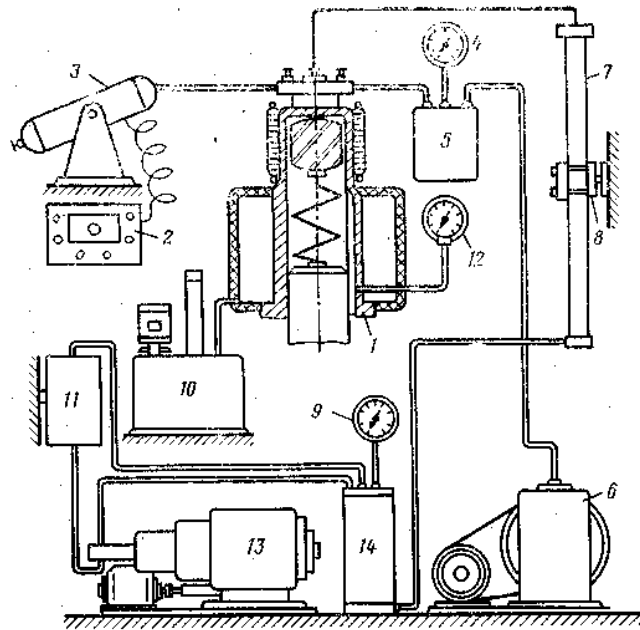


Рисунок 14 - Схема установки АСМ-300М для исследования пластовых нефтей 1 - измерительный пресс; 2 - усилитель (к вискозиметру ВВДУ); 3- вискозиметр ВВДУ; 4 - вакуумметр; 5 - вакуумловушка; 6 - вакуумнасос; 7 - пробоотборник; 8 - качалка для раскачивания пробоотборника; 9 и 12 — манометры; 10 — термостат; 11 — напорный бачок; 13 — насос жидкостный; 14 — промежуточная емкость

Эти эксперименты могут быть использованы для расчета давления насыщения и коэффициента сжатия, определения содержания газа, плотности, объемного коэффициента, коэффициента усадки и коэффициента растворимости газа в нефти [21].

Опыты, связанные с изменением объема нефти и нефтегазовой смеси, проводятся при помощи прессы 1, представляющего собой толстостенный цилиндр, в котором передвигается поршень. Проба нефти в пресс переводится из пробоотборника 7 или специального контейнера при помощи приборов блока перевода пробы, состоящего из жидкостного насоса 13, промежуточной емкости 14 и бачка 11. Насос нагнетает масло из бачка 11 в верхнюю часть промежуточной емкости, заполненную соленой водой, которая через вентиль нижней переходной головки поступает в пробоотборник. Проба нефти через вентиль верхней переводной головки поступает в трубопровод и через манифольд в пресс. Верхний клапан пробоотборника при этом поддерживается в открытом состоянии при помощи специального штока. Плунжер прессы выдвигается с такой же скоростью, с какой насос вытесняет нефть из

пробоотборника. Плунжер передвигается электродвигателем через червячный редуктор или ручным приводом. Аналогичным способом пробу нефти можно вытеснить в вискозиметр 3. Полезная емкость пресса 200 см^3 , максимальное давление 30 МПа. Объем газонефтяной смеси, находящейся внутри пресса, измеряют по линейной неподвижной шкале с точностью до 1 см^3 и по вращающемуся лимбу с точностью до $0,02 \text{ см}^3$. Рабочая температура (максимальная) $100 \text{ }^\circ\text{C}$ [21].

Оборудование оснащено блоком автоматики и управления, т.е. набором управляющих устройств (реле, магнитные пускатели, вариаторы, предохранители), для контроля и автоматического регулирования процесса исследования. Блок управления установлен на специальном щите, который представляет собой панель с приборами (кнопки управления, переключатели) и сигнальными устройствами. Испытуемый образец перемешивается складной мешалкой. Напряжение на статор, приводимый в движение мешалкой, подается через вариатор (автотрансформатор ЛАТР), ручка управления которым выведена на лицевую сторону блока автоматики.

Объем газа, выделившегося из нефти при различных давлениях, измеряется специальной бюреткой, куда газ выдавливается из пресса через манифольд при ходе плунжера вверх. Все трубопроводы и приборы до заполнения пробой нефти освобождаются от воздуха с помощью вакуум-насоса 6.

Определение физических свойств нефти. Рассмотрим для примера методику определения некоторых параметров пластовых нефтей: вязкости, давления насыщения, коэффициента сжимаемости нефти [26].

Вязкость определяется с помощью вискозиметра (рис. 15) высокого давления (ВВДУ) по времени качения шарика внутри немагнитной трубки 6, заполненной исследуемой нефтью или пластовой водой.

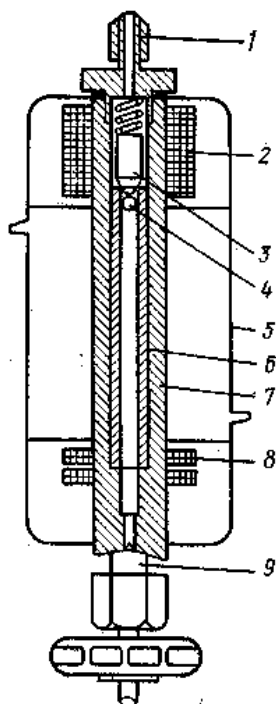


Рисунок 15 - Схема устройства вискозиметра высокого давления 1 — проходной штуцер; 2 — соленоидная катушка; 3 — железный сердечник; 4 — стальной шарик; 5 — рубашка термостата; 6 — калиброванная трубка; 7 — толстостенный цилиндр; 8 — индуктивные катушки; 9 — проходной вентиль

В верхнем положении шарик удерживается соленоидной катушкой 2, образующей с сердечником 3 электромагнит. В нижней части цилиндра установлены индуктивные катушки 8, соединенные с усилителем и электрическим секундомером. При включении секундомера автоматически отключается электромагнит и шарик начинает падать в исследуемой жидкости. Дойдя до нижней части трубки, он попадает в поле индуктивных катушек 8 и создает дополнительную электродвижущую силу, под действием которой срабатывают реле, разрывающие электрическую цепь секундомера. При повторном опыте шарик возвращают в верхнее положение поворотом вискозиметра.

Соотношение между давлением и объемом нефти определяет давление насыщения, степень сжатия и т.д. Испытание проводится путем расширения образца нефти в полости пресса. Давление снижается ступенчато до тех пор, пока из масла не выделится определенное количество газа. Скорость падения давления замедляется с момента начала выделения газа. Давление насыщения определяется путем построения графика зависимости приращения объема системы от давления (рисунок 16) [5].

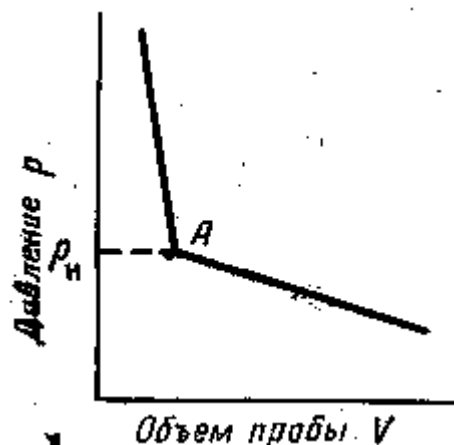


Рисунок 16 - Схематический график зависимости приращения объема системы от степени понижения давления

Помимо АСМ-300М и АСМ-600, для исследования физических свойств нефти и их изменения в зависимости от условий пласта используются различные другие приборы, разработанные научно-исследовательскими институтами и исследовательскими центрами. Физические свойства нефти тесно связаны с электрическими, акустическими и другими параметрами. Принцип действия оборудования, используемого для оценки физических свойств нефти, основан на измерении этих свойств. Например, в момент, когда из нефти начинает выходить газ, давление в образце снижается, а проводимость ультразвуковой среды быстро уменьшается. Давление, соответствующее точке излома кривой "интенсивность ультразвука-давление", будет соответствовать давлению насыщения нефти газом. Существует широкий ассортимент небольших пробоотборников, портативных пробоотборников нефти и установок для анализа свойств месторождений.

Для ускорения работ по анализу свойств пластовой нефти была создана мобильная лаборатория (ПЛИН-1) для сбора и анализа пластовых и поверхностных свойств нефти и газа непосредственно на месторождении. Оборудование лаборатории, смонтированное на кузове автомобиля повышенной проходимости, состоит из нескольких установок для сбора проб нефти и газа, определения физических свойств нефти, измерения газосодержания и плотности газа в нефти и их хроматографического анализа [22].

Создан комплекс приборов для исследования свойств пластовых нефтей непосредственно на забое скважины. В качестве примера на рисунке 17 приведена схема устройства глубинного капиллярного вискозиметра ВНИИ.

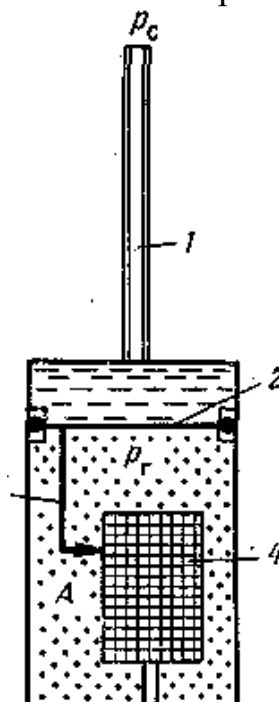


Рисунок 17 - Схема строения глубинного вискозиметра

Принцип его действия основан на измерении времени втекания известного объема нефти из скважины в емкость А через капилляр 1 при заданном перепаде давления на концах капилляра. Емкость А перед спуском заполняется газом под давлением p_r несколько меньшим, чем давление p_c в скважине на глубине измерения вязкости нефти. Под давлением нефти плавающий разделитель 2 и шток 3 вместе с пером движутся вниз. При этом перо записывает диаграмму на бланке барабана 4, который вращается часовым механизмом с постоянной скоростью. Вид диаграммы приведен на рисунке 18 — по оси ординат регистрируется перемещение разделителя 2, которое соответствует объему вошедшей в емкость А через капилляр нефти, а по оси абсцисс — время.

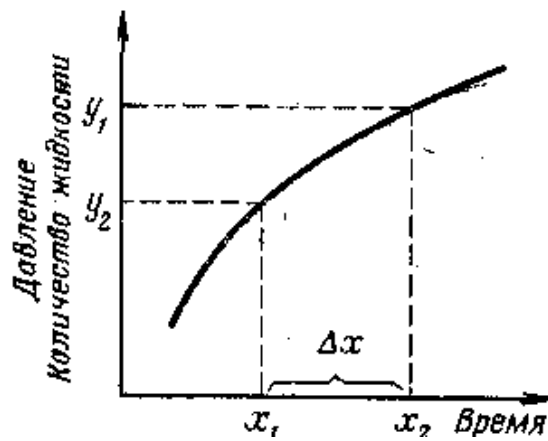


Рисунок 18 - Диаграмма записи глубинного вискозиметра ВНИИ

Вискозиметр рассчитан на работу при давлении до 30 МПа и температуре до 100°С при объеме пласта 100 см³.

В комплект оборудования также входят глубинный расширитель (для измерения коэффициента сжимаемости), глубинный насытитель (для измерения давления насыщения нефти газом) и триометр для измерения плотности нефти, газосодержания и объемного коэффициента.

Экспериментальные методы определения свойств нефтяных пластов требуют специального оборудования высокого давления и трудоемки. Поэтому для их оценки используются также методы расчета и графического анализа, основанные на результатах обработки большого количества экспериментальных данных [5].

Стандартный набор параметров пластовой нефти, определяемых с помощью исследовательских приборов, установлен правилами, регламентирующими требования к подсчету запасов, проектированию и контролю разработки нефтяных месторождений [20] и изложен в руководящем документе ОСТ-153-39.2-048-2003 [9]. К ним относятся основные принципы методической демонстрации и проведения исследований были разработаны одновременно с организацией серийного производства безртутных средств измерений в стране [7] и практически не изменились с течением времени [11]. Все чаще для разработки нефтяных месторождений требуются дополнительные данные. Комплекс нестандартных исследований включает, во-первых, определение относительных количеств, составов и свойств фаз при многоступенчатом разгазировании. Получение этих данных, имеющих отношение к изучению фазовых равновесий в природных углеводородных системах, обычно проводится в исследовательских центрах. Для проведения таких работ стандартное оборудование

непрерывного действия необходимо дооснастить рядом дополнительных приборов и устройств. Следует отметить, что в последнее время, в силу особенностей рыночных отношений, появилась возможность приобретения специального оборудования с заданными параметрами, как отечественного производства, так и импортного.

В целом, экспериментальные исследования пластовой нефти состоят из следующей последовательности задач:

- подготовка скважин к отбору проб и отбор глубинных проб;
- отбор пластовой нефти с помощью различных типов специализированных глубинных пробоотборников (ПД-3М, ВПП-300, ПВП-1 и т.д.);
- транспортировка отобранных проб в стационарную лабораторию;
- предварительная оценка качества пробы по давлению открытия клапана;
- перенос пробы на установку ПНП и ее термостабилизация;
- определение коэффициента сжимаемости и давления насыщения нефти газом с помощью объемного метода (в зависимости от изменения сжимаемости системы);
- проведение одного испытания на дегазацию и определение содержания газа, вязкости и объемного коэффициента дегазированной и хранящейся нефти;
- проведение одного испытания на дегазацию и определение содержания газа, вязкости и объемного коэффициента дегазированной нефти;
- определение молекулярной массы и физико-химических свойств дегазированной нефти;
- хроматографический анализ дегазированной нефти и выделенных газов;
- расчет состава компонентов пластовой нефти;
- определение индивидуальных параметров пластовой нефти с использованием специального оборудования (шариковый вискозиметр ВВДУ, пикнометр высокого давления);
- обобщение и оформление результатов исследования;
- построение графических зависимостей.

В процессе обобщения результатов отбраковываются образцы низкого качества. В случае многоступенчатого разделения рабочий процесс повторяется в соответствии с

количеством ступеней дегазации. Порядок и количество указанных операций остаются практически неизменными при использовании мобильного лабораторного оборудования или детального оборудования, способного измерять только определенные параметры [13]. Анализ существующих методов экспериментальных исследований пластовой нефти, проведенный на основе материалов, опубликованных в технической литературе в этой области, позволяет сделать следующие выводы.

Существующие методы исследования пластовой нефти позволяют с удовлетворительной точностью получить данные о свойствах необходимых количеств нефти для подсчета запасов нефти, проектирования разработки и размещения нефтяных месторождений.

В экспериментальных исследованиях используются специальное оборудование и приборы, которые выпускаются промышленностью в ограниченном или штучном количестве в зависимости от требований заказчика. Стандартные установки используются редко из-за низкой производительности и невозможности изучения фазовых изменений в пластовых газожидкостных системах в широком диапазоне температур и давлений.

Для расширения и уточнения информации о свойствах нефти и газа, полученной при разработке пласта, необходимы дополнительные исследования и связанный с ними повторный отбор скважинных проб, что часто затруднено в связи с переходом на механизированную добычу скважинным хранением (после завершения разведки) и увеличением объемов добываемой воды.

Основным недостатком экспериментальных исследований является их высокая трудоемкость. В частности, для получения качественной информации о свойствах пластовой нефти в одной скважине и характеристиках изменений при разгазировании требуется около 120 человеко-часов работы квалифицированных специалистов. В абсолютном выражении это означает, что за год командой из 10 специалистов может быть исследовано менее 35 скважин (если процесс дифференциального разгазирования ограничен). При наличии тысяч скважин в эксплуатации и постоянной необходимости координации технологических схем разработки и подсчета извлекаемых запасов,

практически невозможно получить исчерпывающую информацию путем увеличения числа исследовательских групп с помощью обычных эмпирических методов.

Одним из путей снижения трудоемкости экспериментальных исследований и упрощения информационного обеспечения проектных работ является разработка и внедрение расчетных методов определения свойств газонефтяных систем и элементов теории фазовых превращений для многокомпонентных углеводородных смесей.

Методика исследования фильтрации и оценки параметров реологических свойств аномально-вязких нефтей

В исследованиях реологических свойств и аномальной фильтрации нефти перепад давления на конце капилляра или образца породы определяется последовательным увеличением и уменьшением объемного расхода жидкости. В лаборатории эксперименты проводятся в условиях постоянного объемного расхода и изменяющегося перепада давления. Перепад давления при каждом фиксированном расходе измеряется при установившемся потоке исследуемой жидкости через капилляр или образец породы [31].

Исследования аномальных свойств при восстановлении структуры в нефти

При проведении исследований убедитесь в том, что структурированные нефти являются тиксотропными системами. Оставление нефти в покое сопровождается изменением её структурно-механических свойств. Поэтому для получения эквивалентных свойств необходимо проводить исследования при одинаковой степени разрушения структуры. В практическом плане это достигалось путем пропускания соответствующей жидкости через капилляр или образец породы при перепаде давления, превышающем давление, необходимое для разрушения объемной структуры сетки перед проведением каждого эксперимента. Величина перепада давления, необходимого для разрушения, определялась экспериментально. Таким образом, могут быть получены реологические и фильтрационные свойства, пригодные для практического использования в условиях непрерывной фильтрации аномальной нефти в пласте.

Методика исследования фильтрации аномальной нефти в неоднородных пористых средах

Модель неоднородной пористой среды состоит из двух или трех образцов породы с различной проницаемостью. Породы, размещенные в каждом образце керна, считаются макрооднородными.

Для изучения фильтрации сначала получают реологические линии отдельно по каждой породе. Затем кернодержатели и образцы пород соответствующим образом соединяются для создания модели зонально неоднородной пористой среды.

Можно предложить процедуру для изучения реологических свойств и фильтрации в пористых средах аномальной нефти. Реологические линии хранимой нефти должны быть получены при следующих условиях:

- постепенное увеличение, а затем уменьшение объемного расхода. Перед экспериментом нефть интенсивно перемешивают. Эксперимент проводят, непрерывно снижая температуру нефти от 30°C до температуры резервуара, а затем до температуры, при которой нефть насыщается парафином;

- эксперименты проводятся при различных статических давлениях выше давления насыщения пластовой нефти;

- постепенное увеличение и уменьшение потока нефти (при пластовой температуре после от 1 до 24 часов покоя);

- постепенное увеличение и постепенное уменьшение потока нефти в неоднородных моделях пласта (при температуре пласта);

- постепенное увеличение и постепенное уменьшение потока нефти (при температуре пласта);

- вышеуказанные эксперименты повторяются с частично дегазированной нефтью после процесса дегазации и, при необходимости, с пластовой нефтью при температуре ниже температуры насыщения парафином;

При полной дегазации нефть выпускается в установку и подвергается термической обработке при температуре 50°C и атмосферном давлении в течение 2 часов.

2.2.2 Расчётные методики определения фазовых превращений пластовой нефти

Вычислительный метод определения фазового перехода многокомпонентных систем основан на уравнении обогащения фаз, которое является фундаментальным уравнением прикладной термодинамики [14]:

$$x_i = \frac{z_i}{V \cdot (K_i - 1) + 1}, \quad (12)$$

$$y_i = \frac{z_i \cdot K_i}{V \cdot (K_i - 1) + 1}, \quad (13)$$

где z_i - молярная концентрация i -го компонента в исходной нефтегазовой смеси;

z_i , x_i - молярная концентрация i -го компонента соответственно в газовой и жидкой фазах;

V , L - мольные доли газовой и жидкой фаз в двухфазной системе;

K_i - константа фазового равновесия i -го компонента смеси.

Константа фазового равновесия описывает, как i -й компонент смеси распределяется между газовой и жидкой фазами при постоянных значениях температуры и давления:

$$K_i = \frac{y_i}{x_i}, \quad (14)$$

Замыкающие соотношения для составов нефтегазовой смеси, газовой и жидкой фаз имеют вид:

$$\sum_{i=1}^n x_i = 1; \sum_{i=1}^n z_i = 1; \sum_{i=1}^n y_i = 1, \quad (15)$$

где n – число компонентов смеси.

При пересчете на один моль смеси уравнение для мольных долей будет иметь вид:

$$V + L = 1 \quad (16)$$

Из уравнений фазовой концентрации для нефтегазовых смесей известного состава видно, что решение сводится к рациональному выбору констант фазового равновесия при заданных термодинамических условиях.

Известны две основные группы аналитических определений констант фазового равновесия:

-методы, основанные на уравнении состояния реальной углеводородной смеси, и методы, основанные на сочетании уравнения состояния и теории растворов жидкой смеси;

-эмпирические методы, которые отражают результаты многих экспериментальных исследований фазовых равновесий многокомпонентных систем различного состава.

Кроме этих двух групп, еще одним возможным подходом является определение констант фазового равновесия с помощью современных методов расчета [29], которые выполняются на персональном компьютере с использованием различных программных пакетов.

В первой группе методов чаще всего используются двухпараметрические уравнения Пенга-Робинсона (1976) и Редлиха-Квонга-Соаве (1949, 1972) [12]. Эмпирические константы в этих уравнениях состояния могут быть определены из критических параметров материала. Были разработаны уравнения состояния третьего порядка, включающие более трех эмпирических констант, чтобы расширить диапазон систем, описываемых уравнением состояния, набор рассматриваемых свойств и диапазон температуры и давления. Важным преимуществом трехмерного уравнения состояния является его простота, развитие и последовательные результаты методов этой группы до середины 1990-х годов описаны в работе [11]. Дальнейшие разработки и достижения, основанные на методах этой группы, представлены в работе [21]. Как российские, так и зарубежные ученые обратили внимание на методы, основанные на оптимальном уравнении состояния. Большая работа проделана и зарубежными учеными [15]. В принципе, все аналитические методы ориентированы на расчет равновесия индивидуальных углеводородных смесей и газоконденсатных смесей, в то время как для прогнозирования фазовых изменений в газонефтяных системах необходимы подробные экспериментальные данные о фракционной перегонке тяжелых остатков и свойствах фракций, включая их критические параметры [22].

Наиболее известные аналитические методы определения фазовых равновесий сложных углеводородных смесей были проанализированы с использованием

экспериментальных данных о фазовом равновесии, что указывает на предпочтительность применения уравнения состояния Пенга-Робинсона в практике проектирования [26].

Вторая группа методов, использующих экспериментально установленные закономерности в фазовом поведении газожидкостных систем, является наиболее распространенной в инженерной практике, как ближнего и дальнего зарубежья, так и в нашей стране.

В эту группу входят методы, основанные на так называемом принципе «давления схождения», предложенном Хенсоном и Брауном в 1945 году [18], и методы, использующие данные непосредственно экспериментальных исследований газонефтяных систем в виде многопараметрических корреляционных уравнений. Метод определения давления схождения, предложенный Степановой Г.С., который позволяет учесть влияние исходного состава смеси на константу фазового равновесия, широко используется в промышленности [6]. Несмотря на некоторые недостатки, принцип конвергентного давления наиболее часто используется исследователями.

Константы равновесия компонентов газонефтяной смеси для заданных значений давления, температуры и конвергентного давления можно определить по номограммам Вина, Нейра и других авторов в справочниках [10] и по атласам NGAA и NGPA.

В первые годы развития вычислительной техники в нашей стране (начало 80-х годов) был опубликован ряд работ [9,13], в которых предлагалось рассчитывать данные, полученные по графикам NGPA, с помощью различных типов интерполирующих полиномов. Кроме дополнительной ошибки, связанной с аппроксимацией графика для построения этих полиномов, константы фазового равновесия, полученные этим методом, ничем не отличаются от зависимости графика.

Другая подгруппа методов использует обработанные результаты экспериментального определения констант фазового равновесия газонефтяных смесей путем введения в формулы эмпирических коэффициентов [7,14]. Как правило, такие методы направлены на оценку фазовых состояний в диапазоне низких давлений (до 7-

10 МПа), где влияние состава системы на величину константы равновесия не имеет большого значения.

Основным недостатком, общим для всех расчетных методов определения фазового перехода, который препятствует или ограничивает их широкое применение в инженерной практике, является неопределенность в выборе констант фазового равновесия для более тяжелых частей нефти (C_{6+} или C_{7+} остатков под условными обозначениями) и наиболее нестабильных углеводородных компонентов (метан, этан). Проверенные методы расчетов характеристик остатков [27] основаны либо на данных глубоких экспериментальных исследований фракционного состава и параметров фракционирования нефтей (часто отсутствующих в технических расчетах), либо на отождествлении с тяжелыми углеводородами парафинового ряда без достаточного обоснования. В методах, основанных на уравнении состояния, влияние состава смеси на константы равновесия самых легких углеводородов учитывается с помощью коэффициентов бинарного взаимодействия [13]. В эмпирических методах такие соображения менее развиты и сводятся в основном к использованию различных типов номограмм [25] и дополнительных уравнений для растворимости газов в жидких растворах под давлением. Во многих работах, описывающих константы равновесия интерполяционными полиномами или приближенными аналитическими зависимостями [28], влияние состава не учитывается.

2.2.3 Расчётные методики определения свойств пластовой нефти

В настоящее время существует несоответствие между наличием данных и потребностью в них для поддержания темпов развития нефтяной промышленности и достижений в области проектирования, разработки и технологии строительства нефтяных месторождений. Чтобы хоть как-то компенсировать это несоответствие, ученые-исследователи стремились разработать вычислительные методы для определения физических и химических свойств природных углеводородных смесей в широком диапазоне давлений, температур и составов смесей.

В восьмидесятых годах прошлого века появились фундаментальные работы [29], в которых обобщен мировой опыт построения аналитических методов прогнозирования

физико-химических свойств индивидуальных углеводородов и их смесей. Эти работы актуальны и сегодня. Характеристика методов расчета петрофизических свойств пластов по журнальным публикациям за последнее десятилетие приведена в таблице 3, которая охватывает практически все виды расчетов, причем они эволюционировали.

Как показывает практика, с точки зрения принципов, лежащих в основе методов расчета, можно выделить два основных направления перспективного развития методов расчета.

Первое направление - это определение неизвестных свойств нефтегазовых смесей на основе известных данных о составе компонентов. Наиболее распространенным применением в этом направлении является использование определенных уравнений состояния, полученных на основе известного уравнения Ван-дер-Ваальса. В настоящее время в нефтегазовой промышленности детально разработаны два уравнения:

- уравнение Редлиха-Квонга (1949);
- уравнение Пенга-Робинсона (1976).

Второе направление вытекает из эмпирической зависимости неизвестных свойств пластовой углеводородной смеси от параметров дегазированной нефти и нефтяного газа, возвращенных в стандартные условия (температура 20°C, давление 0,101325 МПа).

Все больше ученых разрабатывают методы определения неизвестных параметров пластовых жидкостей на основе сочетания двух вышеуказанных направлений, т.е. используя как теоретическую базу, так и зависимости, полученные опытным путем.

Рассмотрим некоторые из основных достижений в разработке и применении вычислительных методов определения свойств пластовой нефти.

Давление насыщения нефти газом является ключевым физическим свойством, определяющим состояние газонефтяной смеси в пластовых условиях. В широком диапазоне условий забойной фильтрации давление насыщения является ключевым параметром для поддержания высокой продуктивности ствола скважины. Знание

давления насыщения с достаточной точностью позволяет правильно выбрать режим разработки нефтяного месторождения.

Давление насыщения может быть определено экспериментально только при условии тщательной регистрации всех термодинамических параметров, изменяющихся при снижении давления насыщения системы. Одна из разновидностей метода расчета давления насыщения основана на теории фазового равновесия.

От давления насыщения и выше нефтегазовая смесь представлена только одной жидкой фазой ($L=1$; $z_i=x_i$). При линии давления насыщения объемом газовой фазы также можно пренебречь и уравнения (12) и (13) могут быть преобразованы в следующий вид:

$$\sum_{i=1}^n x_i \cdot K_i = 1, \quad (17)$$

Решение этого уравнения заключается в нахождении значения давления, при котором условие (1.6) выполняется, если температура постоянна.

Константа равновесия этого уравнения зависит от давления, температуры и состава компонентов смеси и может быть рассчитана с помощью уравнения состояния или выбрана по давлению сближения согласно графику NGPA [30]. Сложность обоих методов заключается в необходимости знать критические параметры тяжелого остатка (тяжелой части смеси). Результаты определения давления насыщения расчетным методом имеют высокую сходимость с экспериментальными данными. Средняя ошибка, указанная авторами работ [13,14] по минимальному количеству достоверных экспериментальных данных, не превышает 8,5 % (табл. 3). Точность расчетов возрастает с увеличением надежности параметров, характеризующих тяжелые остатки. Как показывает практика, наиболее точным является метод Пенга-Робинсона, в котором температура кипения тяжелого остатка рассчитывается путем подбора значения при определенном значении плотности; в случае метода Редлиха-Квонга тяжелая часть смеси делится на псевдокомпоненты с разными молекулярными массами; в случае метода Пенга-Робинсона тяжелая часть смеси делится на псевдокомпоненты с разными молекулярными массами. Время показало, что метод Стендинга (1948), основанный на косвенном измерении давления насыщения, является наиболее гибким. Первоначально

метод был представлен в виде номограммы, но позже был опубликован в аналитической форме.

Так, например, метод Стендинга, реализованный в метрической системе единиц [11], имеет вид:

$$P_s = f \left[14,755 \cdot \left(\frac{\Gamma}{\gamma_\Gamma} \right)^{0,89} \cdot 10^{0,0015 - \frac{2463}{\rho_H}} \right], \quad (18)$$

где P_s - давление насыщения, МПа;

Γ - газосодержание, м³/м³;

γ_Γ - относительная плотность газа по воздуху;

ρ_H - плотность разгазированной нефти, кг/м³.

В зависимости от типа нефти на основе эмпирических данных определяются различные типы функциональных зависимостей между давлением насыщения и уравнением в квадратных скобках. Как показывает анализ научных работ, наиболее распространенным методом расчета давления насыщения является уравнение, полученное методом корреляционного анализа. Следует отметить, что уравнение стояния является частным случаем типа корреляции с высокой степенью обобщения.

Исходными данными, наиболее часто используемыми при выведении корреляций, являются газосодержание, плотность дегазированной нефти и растворенный газ.

Характерным примером этой группы эмпирических формул является расчетная зависимость Ф.И.Самедовой [16] для нефтей Азербайджана (см. таблицу 4):

$$P_s = 0,0969 \left[\frac{8,9 \cdot 10^{-3} - 6,521}{\rho_\Gamma} \cdot \Gamma^{1,009} \cdot \left(\frac{\rho_H}{1000} \right)^{-0,0024} \right] + 0,48 \cdot (t - 70), \quad (19)$$

где ρ_Γ - плотность нефтяного газа, кг/м³ ;

t - температура, °С (остальные обозначения приведены выше).

Таблица 4 – Характеристика расчётных методов определения свойств пластовой нефти. Обзор публикаций 1996 – 2006 гг.

Определяемые параметры пластовой нефти	Методика получения (обоснования) расчётных выражений	Нефтегазодобывающий район, для которого получена зависимость	Необходимые исходные данные	Среднеарифметическая погрешность расчёта, %	Источник (литература)
1	2	3	4	5	6
Давление насыщения нефти газом	Уравнение состояния Редлиха-Квонга	США (газонефтяные системы в целом)	Состав и термодинамические параметры остатка C_{7+}	8,5	22

	Уравнение состояния Пенга-Робинсона	США (газонефтяные системы в целом)	Состав и термодинамические параметры остатка C_{11+}	0,3	30
	Модификация метода Стендинга	РФ (газонефтяные системы в целом)	Газосодержание, плотность газа, плотность нефти	5,0-15,0	25; 16; 18
		Западная Сибирь	Газосодержание, плотность газа, плотность нефти	11,0	21
		Вьетнам	Газосодержание, плотность газа, плотность нефти	15,0	16

	Эмпирические корреляции на основе опытных данных	РФ, РТ, РБ, Якутия, Таджикистан, Азербайджан, Франция, Монголия, КНР, Кувейт, Оман	Газосодержание, плотность газа, плотность нефти	2,5-14,0	11; 30; 26; 18; 10; 13; 26; 19; 29; 9; 10; 6; 17
Газосодержание	Расчёт фазовых равновесий	РБ, РФ, Оман	Компонентный состав до C_{7+} ; константы равновесия NGPA	4,8	11; 21; 10
	Эмпирические корреляции на	РФ	Данные спектроскопии,	5,2	28; 11

Продолжение таблицы 4

	основе опытных данных		состав нефти, плотность газа		
		РФ, Якутия, Кувейт	Плотность нефти, плотность газа, температура пласта	5,1	30; 10; 9; 19
		Оман	Параметры пласта	10,5	14
		ОАЭ	Молекулярная масса пластовой нефти	14,0	17
		РБ, Сибирь, Азербайджан	Давление и температура пласта, глубина залегания	2,0-18,0	26; 17; 18; 11
Объёмный коэффициент	Эмпирические корреляции на основе опытных данных	Франция, Кувейт	Газосодержание, плотность нефти, плотность газа	0,4-2,5	19; 17
		Монголия	Газосодержание, плотность нефти, плотность газа	0,4	29
		РФ	Давление и температура пласта	2,0	28
		РФ, ОАЭ	Молекулярная масса пластовой нефти	3,2-7,0	18; 17

Продолжение таблицы 4

		РФ	Газосодержание, плотность нефти, плотность газа	1,6-3,0	27; 28; 30; 17
		Оман	Газосодержание, плотность нефти, плотность газа (условия залегания)	0,6-2,0	30
Плотность пластовой нефти	Уравнение состояния Редлиха-Квонга	РФ (смеси углеводородов)	Состав и термодинамические параметры остатка C ₇₊	0,8	10
	Уравнение состояния Пенга-Робинсона	РФ	Состав и термодинамические параметры остатка C ₁₁₊	7,0	21
	Метод Стендинга-Катца	РФ, Франция (смеси жидких углеводородов)	Состав и термодинамические параметры остатка C ₆₊	0,8-1,2	28; 13
	Эмпирические корреляции на основе опытных данных	РФ, ОАЭ, Монголия	Молекулярная масса пластовой нефти	2,5-3,4	18, 19; 17
		Азербайджан, Кувейт	Газосодержание, плотность разгазированной нефти, плотность газа	0,4-2,1	26; 29
		РФ, РБ	Газосодержание, плотность разгазированной нефти, плотность газа	0,8-3,5	17; 19
	Коэффициент сжимаемости	Эмпирические корреляции на основе опытных данных	ОАЭ, Оман	Молекулярная масса пластовой нефти	11,0-12,3
РФ, Кувейт			Плотность нефти, газосодержание	4,5-4,8	11; 26
Вязкость пластовой нефти	Закон смесей Аррениуса, уравнение Андраде	РФ (смеси углеводородных жидкостей)	Состав и термодинамические параметры остатка C ₁₈₊	13,0	16: 28; 14
		РБ	Электронный спектр	6,0-8,0	11; 15

Средняя относительная ошибка при определении давления насыщения азербайджанских нефтяных месторождений составляет $\pm 3,0\%$.

Значения плотности газа могут быть заменены на содержание метана и азота, но природа эмпирической корреляции остается прежней и существенно не повышает точность расчета (средняя относительная ошибка составляет $11,2\%$).

Методы расчета давления насыщения, приведенные в таблице 4, являются статистической обработкой результатов изучения пластов в конкретных нефтегазодобывающих районах и не рекомендуется проводить расчеты для других стратиграфических категорий из-за снижения точности расчетов.

Газосодержание пластовой нефти - параметр, характеризующий газонефтяную смесь, и его значение чаще всего включается в эмпирическое правило, означающее количество нефтяного газа, выделенного из пластовой нефти на единицу объема или единицу массы дегазированной нефти при контактной дегазации в стандартных условиях (температура 20°C , давление $0,101325\text{ МПа}$).

Расчет фазового равновесия очень прост для определения газосодержания нефти известного состава [11]. Это связано с тем, что в области низких давлений константа равновесия слабо зависит от состава компонентов и можно использовать произвольные давления сближения вплоть до $35,0\text{ МПа}$. Однако следует отметить, что выбор констант равновесия без достаточных оснований может привести к большим ошибкам при расчете газосодержания, что в свою очередь увеличивает ошибки при расчете других физических свойств нефти и газа.

Эмпирические корреляции, связывающие газосодержание с условиями залегания нефти в пласте, принципиально не находят широкого применения, так как экспериментальное определение этой величины достаточно просто, а полученные зависимости являются "региональными".

Объемный коэффициент характеризует степень уменьшения объема пластовой нефти при изменении условий от пластовых до атмосферных и выражается следующей зависимостью:

$$b = \frac{V_{\text{пн}}}{V_{\text{н}}}, \quad (20)$$

где b - объемный коэффициент;

$V_{\text{ПН}}$ - объем нефти в пластовых условиях, м^3 ;

$V_{\text{Н}}$ - объем нефти при стандартных условиях (температура 20°C и давление $0,101325 \text{ МПа}$).

С величиной объемного коэффициента связана усадка нефти, показывающая, на сколько процентов уменьшается объем пластовой нефти при извлечении её на поверхность и выражается соотношением:

$$U = \frac{b-1}{b} \cdot 100\%, \quad (21)$$

где U - усадка нефти, %.

Большинство расчетных методов определения объемного коэффициента основаны на очевидной взаимосвязи этого параметра с газосодержанием, плотностью нефти и плотностью газа. Наиболее известна корреляция Стендинга (1947 г.) (в графической и аналитической формах), полученная для калифорнийских нефтей [4], и впоследствии многократно модифицированная для других нефтегазодобывающих районов (Франция, Кувейт):

$$b = f \left[G \cdot \left(\frac{\rho_{\text{Г}}}{\rho_{\text{Н}}} \right)^a + C_b \cdot t \right], \quad (22)$$

где a и C_b - численные коэффициенты;

G - газосодержание, $\text{м}^3/\text{т}$.

Как очевидно следует из формулы (1.10), объемный коэффициент может быть выражен зависимостью:

$$b = \frac{\rho_{\text{Н}} \cdot (1 + G \cdot \rho_{\text{Г}} \cdot 10^{-3})}{\rho_{\text{Г}}}, \quad (23)$$

где $\rho_{\text{ГН}}$ - плотность газонасыщенной нефти в пластовых условиях (остальные обозначения приведены выше).

Таким образом, целью изучения эмпирических корреляций является попытка заменить экспериментально трудно определяемые значения плотности пластовой нефти набором доступных параметров.

Общая форма функциональной зависимости, обозначенная квадратными скобками, содержащими числовые коэффициенты, определяется на основе

регрессионного анализа экспериментальных данных исследований пластовой нефти в конкретных нефтегазодобывающих регионах. Точность этого метода сильно зависит от точности используемых эмпирических данных и степени превышения пластового давления над давлением насыщения. Как правило, результаты этого объемного метода имеют среднюю относительную ошибку в 2%.

Функциональная зависимость [10], которая связывает значение объемного коэффициента с молекулярным весом пластовой нефти, в конечном итоге приводит к высоким погрешностям расчета (до 7%), поскольку не учитывает термодинамические условия пласта. Кроме того, определение молекулярного веса пластовой нефти обычно связано с проведением стандартной серии исследований, когда объемный коэффициент может быть известен из экспериментов.

Ряд исследований, проведенных И.И. Дунюшкиным [26], позволил ему получить формулу, основанную на использовании стандартных данных по разгазированию пластовой нефти, коэффициенту сжимаемости и коэффициенту объемного расширения. Наличие объемных коэффициентов в исходных данных приводит к большим погрешностям расчета (около 5%), особенно для нефти с высокой газонасыщенностью в глубоких пластах.

Другие методы расчета объемных коэффициентов, основанные на статистической обработке экспериментальных данных, полученные для нефтей из конкретных нефтедобывающих регионов, характеризуют индивидуальные свойства и состав нефтей в пределах этих регионов.

Плотность пластовой нефти зависит от состава, температуры и давления. Теория позволяет рассчитать плотность пластовой нефти через молярный объем для любого уравнения состояния.

Используя уравнение Редлиха-Квонга в примере бинарных смесей и чистых веществ [10], можно рассчитать плотность углеводородов со средней относительной ошибкой менее 0,8%. Однако на практике это уравнение не может быть использовано из-за отсутствия надежных данных по основным параметрам "тяжелых" остатков и сложности взаимодействия между компонентами реальной нефтегазовой смеси.

Использование уравнения Редлиха-Квонга оправдано только в случае легких нефтегазовых смесей, так как "тяжелый" остаток часто составляет более 90%, а приблизительная оценка его критических параметров неизбежно связана с громоздкими расчетами.

При использовании уравнения состояния Пенга-Робинсона относительная ошибка в определении плотности нефтегазовых смесей может достигать 7%, если ввести дополнительные поправки на параметры "тяжелого" остатка.

Существует также аналитический метод Алани-Кеннеди, согласно которому для расчета плотности нефтегазовой смеси возможно использование модифицированного уравнения состояния Ван-дер-Ваальса:

$$R \cdot (t+273,15) = \left(P + \frac{a_{см}}{V_M^2} \right) \cdot (V_M - b_{см}), \quad (24)$$

где R - универсальная газовая постоянная;

t — температура, °C;

P - давление, Па;

V_M - мольный объем смеси, м³/кмоль;

$a_{см}$, $b_{см}$ - численные коэффициенты.

Числовые коэффициенты определяются с учетом табличных значений каждого компонента и его молярной концентрации. Для тяжелых остатков численные коэффициенты рассчитываются как функция температуры, исходя из данных по плотности и молекулярной массе из корреляций, полученных Алани и Кеннеди.

Уравнение имеет три допустимых решения, наименьшее из которых предполагается верным.

Сравнительно проще и доступнее метод, предложенный Стендингом и Катцем (1942 г.) [4] и основанный на допущении аддитивности объемов индивидуальных компонентов:

$$\rho_{ГНСТ} = \frac{\sum_{i=1}^n X_i \cdot M_i}{\sum_{i=1}^n \frac{X_i \cdot M_i}{\rho_i}}, \quad (25)$$

где M_i - молекулярная масса i -го компонента нефтегазовой смеси;

$\rho_{ГН^{СТ}}$ - кажущаяся плотность нефтегазовой смеси в стандартных условиях, (20°С и 0,101325 МПа), кг/м³;

ρ_i -кажущаяся плотность i -го компонента смеси в стандартных условиях, кг/м³.

Добавив к заданной кажущейся плотности соответствующие поправки на температуру и давление, можно определить фактическое значение плотности газонефтяной системы.

Средняя ошибка в расчете плотности пластовой нефти оценивается в 0,8-1,2%.

Эмпирические корреляции, связывающие плотность пластовой нефти с ее молекулярным весом [18], не учитывают пластовое давление и температуру и поэтому считаются имеющими большие погрешности при оценке параметров для нефтегазовых коллекторов с высокой температурой и давлением.

Другие аналитические зависимости основаны на определении плотности пластовой нефти на основе обработки экспериментальных данных по газосодержанию, плотности газа и плотности дегазированной пластовой нефти и в основном ориентированы на расчеты для некоторых усредненных пластовых условий. При использовании графических аналитических зависимостей этот метод имеет погрешность до 9,7% [16, 22].

Коэффициент сжимаемости пластовой нефти - величина, характеризующая изменение единицы объема пластовой нефти при изменении давления на 1 атм. В общем случае коэффициент сжимаемости зависит от физико-химических свойств смеси нефти и газа, температуры и диапазона давления. В литературе до настоящего времени не было рассчитано зависимостей с достаточной наглядностью для определения коэффициента сжимаемости с учетом всех влияющих параметров.

Существующие эмпирические корреляции основаны исключительно на использовании данных о свойствах жидкости. Формулой с наименьшей погрешностью (4,5%) является формула В.А. Чеканцева [39], полученная для Малореченского нефтяного месторождения. Следует отметить, что для пластовых нефтей Западной

Сибири в 70-х годах было выведено И.М Амерхановым [2] расчетное уравнение для определения коэффициента сжимаемости:

$$\beta=10^{-4} \left[\frac{\rho_n}{1,4830 \cdot \rho_n - 1,0691 \cdot 10^{-3}} + \frac{10}{0,3482 - 0,00342 \cdot G} \right], \quad (26)$$

Данная формула имела погрешность 4,8%, но вследствие изменения физико-химических свойств нефтей в процессе разработки Ромашкинского месторождения на данный момент ошибка расчета в отдельных случаях превышает 15%. Применение расчетных зависимостей других стратиграфических регионов для нефтей Западной Сибири дает еще большую погрешность.

Гораздо лучшие результаты при расчете коэффициента сжимаемости дают корреляции, в которых в качестве определяющего параметра используется молекулярная масса пластовой нефти. В этом случае средняя погрешность (по оценке авторов работ [12,13]) мало зависит от индивидуальных свойств пластовых нефтей.

Вязкость пластовой нефти зависит от ее состава, температуры и давления и не может быть рассчитана с помощью методов, основанных на теоретически обоснованных предпосылках. Ни одна теория не приводит к простой зависимости, которая позволила бы рассчитать вязкость жидкости. Поэтому для расчета вязкости пластовой нефти необходимо использовать эмпирические расчетные методы, которые позволяют аппроксимировать некоторые неизвестные константы по составу или физическим свойствам.

Несмотря на многие предложенные корреляции наиболее широко используется уравнение, предложенное Андраде (1930 г.) [3]:

$$\mu_{ж}=A_{ж} \cdot \exp\left(\frac{B_{ж}}{t}\right), \quad (27)$$

где $A_{ж}$ и $B_{ж}$ - константы уравнения (рассчитываемые при постоянном давлении).

Существует также другая модификация выражения (27) с принципиальной возможностью использования в комбинации с законом Аррениуса (1887 г.) для оценки вязкости смеси углеводородных жидкостей [8]:

$$\mu_{ж}= A_{ж} \cdot \exp\left(\frac{B_{ж}}{t+C_{ж}}\right), \quad (28)$$

Литтл и Кеннеди обнаружили (1968 г.), что зависимость вязкости жидкости от температуры при постоянном давлении описывается уравнением, аналогичным уравнению (24). На основе статистической обработки экспериментальных данных были получены корреляционные зависимости для констант, и определение вязкости свелось к нахождению минимального корня уравнения:

$$\mu_H^3 - \mu_H^2 \left(B_{CM} + \frac{P}{t} \right) + \mu_H \left(\frac{A_{CM}}{t} \right) - \frac{A_{CM} \cdot B_{CM}}{t} = 0, \quad (29)$$

где A_{CM} и B_{CM} константы уравнения, определяемые в свою очередь многопараметрическими формулами по известным значениям плотности и молекулярной массы смеси и остатка C_{7+} .

Имеет место быть расчёт вязкость жидких фаз углеводородов в зависимости от компонентного состава, давления и температуры по приведенным параметрам жидкости и условной величине, названной остаточной вязкостью [20]. Но ввиду сложности определения критических параметров остатка и громоздкости расчетов, метод не нашел широкого распространения.

Вязкость газонасыщенной нефти при давлении насыщения и пластовой температуре возможно определить с помощью номограмм, которые в аналитической форме выражаются уравнением:

$$\mu_H^3 - \mu_H^2 \left(B_{CM} + \frac{P}{t} \right) + \mu_H \left(\frac{A_{CM}}{t} \right) - \frac{A_{CM} \cdot B_{CM}}{t} = 0, \quad (30)$$

где μ_s - вязкость пластовой нефти при давлении насыщения, МПа·с;

μ_t - вязкость разгазированной нефти при пластовой температуре и атмосферном давлении, МПа·с;

A_s, B_s - графические функции газосодержания.

Определить вязкость на основании данных электронных спектров углеводородных смесей возможно и проводя параллель между вязкостью и компонентным составом смеси.

Также для расчета вязкости рассматривается графоаналитический метод расчета вязкости газонасыщенных нефтей по их составу и известным значениям плотности и молекулярной массы остатка. Метод основан на использовании закона смесей

Аррениуса и номограмм, построенных по принципу Стендинга и Катца в способе определения плотности.

Существует метод, предложенный Бегтсом и Робинсоном (1975 г.), согласно которому [30] вязкость разгазированной нефти рассчитывается в зависимости от ее плотности и температуры, согласно уравнению:

$$\mu_t = 10^x - 1, \quad (31)$$

где $x = y \cdot (t + 273,15)^{-1,163}$

$$y = 10^z;$$

z - расчетный параметр, зависящий от плотности разгазированной нефти, кг/м³.

В развитии методов расчёта физических свойств нефтегазовых смесей можно выделить два основных направления:

- развитие расчетных методов, основанных на применении уравнения состояния;
- развитие расчетных методов, основанных на эмпирических корреляциях.

Также рассматриваются методы, объединяющие эти два направления, сочетающие теоретическое обоснование расчетных моделей с эмпирическими корреляциями.

2.2.4 Фотоколориметрия нефти

Физические свойства нефти и ее состав в одном и том же пласте не являются постоянными. Одним из методов исследования изменения свойств нефти по залежи является фотоколориметрия, которая основана на определении степени поглощения исследуемым раствором (интенсивности окраски его) с использованием фотоэлементов и гальванометра.

Колориметрические свойства нефти зависят от содержания битумных смол. При изменении содержания последней изменяется вязкость, плотность и другие свойства нефти. Поэтому изменение колориметрических свойств нефти может свидетельствовать и об изменении других параметров нефти.

Когда в кювету с раствором опускают световой поток, часть потока поглощается жидкостью, а другая часть проходит через кювету. П. Бугер и И. Ламберт установили закон, что слой материала одинаковой толщины при прочих равных условиях всегда поглощает одинаковую часть падающего с него потока. Это означает, что, например, при прохождении светового потока с начальной интенсивностью 100 единиц через несколько последовательных слоев раствора одинаковой толщины половина интенсивности - 50 единиц - теряется из первого слоя, 25 единиц - из второго и так далее. В результате зависимость между интенсивностью светового потока, проходящего через слой разной толщины, и размером этих слоев показана на рисунке 19 [20].

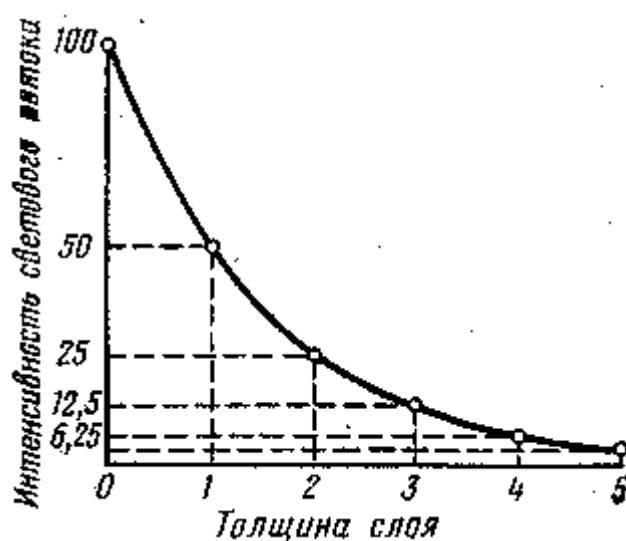


Рисунок 19 - Зависимость интенсивности прошедшего через раствор светового потока от толщины поглощающего слоя

Уравнение этой линии будет $I_t = I_0 e^{-KI}$, (32)

где I_t — интенсивность светового потока после прохождения через раствор;

I_0 — интенсивность падающего светового потока;

I — толщина слоя;

K — коэффициент поглощения.

Из (32) следует, что отношение интенсивности светового потока, прошедшего через слой раствора, не зависит от абсолютной интенсивности падающего светового потока.

По закону Бера коэффициент K пропорционален концентрации поглощающего вещества $K=K_{\text{СП}}C$, (33)

где $K_{\text{СП}}$ - коэффициент светопоглощения;

C - концентрация вещества.

С учетом формул (32) и (33) уравнение основного закона колориметрии — закона Бугера — Ламберта — Бера запишется в виде $I_t = I_0 e^{-K_{\text{СП}}Cl}$, (34)

Отношение интенсивности I_t прошедшего светового потока к интенсивности I_0 падающего потока характеризует прозрачность τ или светопропускание среды.

$$\tau = \frac{I_t}{I_0} = e^{-K_{\text{СП}}Cl}, \quad (35)$$

Величина τ , отнесенная к толщине слоя в 1 см, называется коэффициентом светопропускания [28].

Коэффициент светопоглощения - это параметр, который не зависит от толщины слоя раствора. Это постоянная величина, которая зависит от длины волны падающего света, природы растворяемого вещества и температуры раствора. $K_{\text{СП}}$ нефтей быстро уменьшается с увеличением длины волны света.

Коэффициент светопоглощения определяется при помощи фотоколориметра. На рисунке 20 приведена схема светокориметра ФЭК, принцип действия которого основан на уравнивании двух световых пучков при помощи переменной щелевой диафрагмы. Поток света от лампы Л, пройдя светофильтры C_1 и C_2 , кюветки A_1 и A_2 , попадает (отразившись от зеркал Z_1 и Z_2) на фотоэлементы Φ_1 и Φ_2 , включенные по дифференциальной схеме, «компенсирующей ток». При равенстве освещенностей обоих фотоэлементов токи от них в цепи гальванометра компенсируются и стрелка стоит на нуле. Для усиления или ослабления освещенности, фотоэлемента Φ_2 используется щелевая диафрагма Д, ширина которой меняется во время вращения, связанного с ней барабана, а для изменения освещенности фотоэлемента Φ_1 применяется фотометрический нейтральный клин К. С диафрагмой соединены два отсчетных барабана, имеющих по две шкалы — коэффициента светопропускания τ и оптической плотности D . При опытах измеряется оптическая плотность чистого растворителя и исследуемого раствора нефти в бензоле, толуоле, четыреххлористом

углероде или керосине. Практически для определения оптической плотности раствора измеряется интенсивность I_0 светового потока, прошедшего через кюветку длиной с чистым растворителем, и интенсивность I_e потока, прошедшего через кюветку той же длины с раствором нефти. Уравнивание фототоков осуществляется по показанию гальванометра Γ изменением ширины щели диафрагмы, соединенной с отсчетными барабанами, градуированными в единицах оптической плотности и процентах светопропускания.

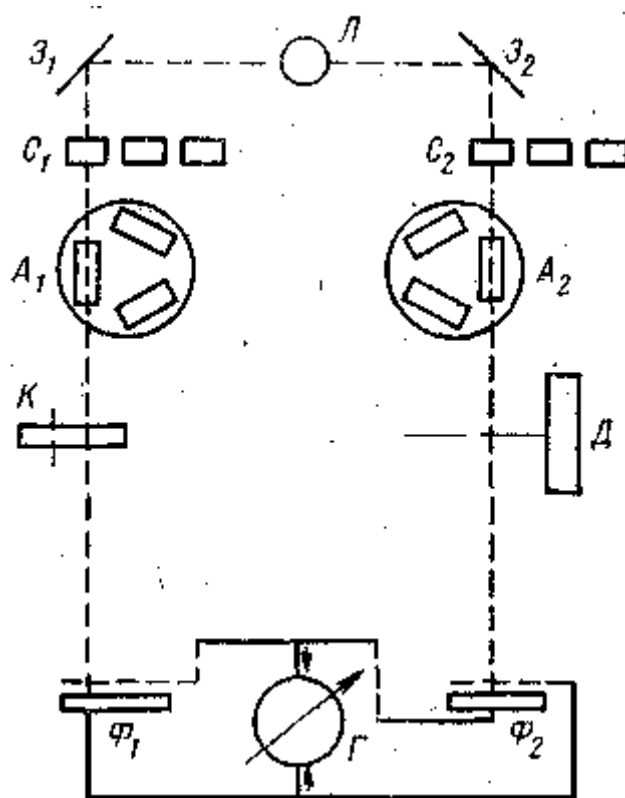


Рисунок 20 - Схема фотоколориметра ФЭК

Как уже упоминалось, коэффициент поглощения света зависит от содержания в масле асфальтенов и смолистых веществ. Иными словами, концентрация последних определяет такие свойства, как плотность и вязкость нефти. Коэффициент светопоглощения нефти, собранной из разных скважин, может быть использован для определения степени неоднородности свойств нефти в пласте [15].

Изменение K_{CP} во времени может дать данные о процессах, происходящих в пласте во время разработки залежи. Например, систематические результаты измерений K_{CP} могут быть использованы для решения геологических и производственных задач:

1. Определения направления и скорости миграции нефти в отложениях;
2. Оценки дебитов отдельных пластов в скважинах, где один фильтр вскрывает несколько пластов;
3. Определения пластов, в которых произошли трещины;
4. Управления эффектами заканчивания новых пластов и ремонта (изоляционных работ);
5. Проверки результатов ремонта (изоляционных работ);
6. Выявления изменений в работе отдельных пластов при изменении режима работы скважины.

Фотоколориметрия быстро развивается и совершенствуется.

Предложен способ измерения $K_{СП}$ неразбавленных пластовых нефтей. Для этой цели используется инфракрасная область спектра, так как известно, что чем больше длина волны, тем меньше оптическая плотность D .

3 ФАКТОРНЫЙ АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЯ СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

Свойства пластовой нефти определяется внешними и внутренними факторами, проявляющими себя до и после формирования залежи. Внутренние факторы, к которым относятся состав исходного материала, характер миграции, особенности нефтематеринской породы и самой залежи, перестают играть роль к началу разработки, формируя нефть определенного состава и свойств.

Распределение свойств в залежи определяется уже как ее строением, так и формой, чем больше перепады в глубинах залегания, например, когда углы падения достаточно высоки, тем больше будет наблюдаться дифференциация свойств в целом. вязкость, плотность, содержание смол и асфальтенов могут расти с глубиной. Давление насыщения, объемный коэффициент, содержание азота и легких углеводородов в свою очередь уменьшаются.

Во время добычи нефти из пласта происходит усиление или ослабевание межмолекулярных взаимодействий посредством закачки различных веществ или при изменении термобарических условий, то есть при физико-химическом воздействии на залежь происходят изменения как физико-химических свойств нефти, так и её состава. Перейдем к рассмотрению технологий воздействия на залежь, определяющих изменения свойств пластовых флюидов и добываемой нефти. Во-первых, изменения свойств нефти являются следствием выбора определенного метода разработки. В зависимости от соотношения подвижности нефти и воды может выбираться тот или иной метод. Для добычи нефти повышенной и высокой вязкости используют нетрадиционные методы, в случае если заводнение не даст желаемого результата. К таким методам обычно относят тепловые и газовые, когда воздействие происходит либо за счет передачи энергии от теплоносителя, либо за счет закачки газа. При добыче нефти с использованием заводнения, особенно на поздней стадии разработки, зачастую прибегают к методам МУН. Данная группа методов направлена на мобилизацию остаточной нефти, которая зачастую имеет свойства, отличные от добываемой ранее нефти. С применением методов интенсификации, направленных на очистку

призабойной зоны, также возникают осложнения в случае применения на пластах, содержащих высоковязкую тяжелую нефть.

Рассмотрим влияние применяемых технологий на свойства добываемого флюида. Для подведения итогов изложенный материал сгруппирован в виде блок-схемы (Приложение А). Заводнение является самым распространённым методом и применяется повсеместно. У стабилизированной нефти по мере разработки обычно возрастает плотность, вязкость, содержание смол и асфальтенов, температура кипения, снижается выход светлых фракций и т.д. Такое явление, во-первых, может быть следствием изменения распределения состава и свойств в залежи. Так при добыче нефти могут последовательно включаться интервалы с нефтью, имеющей различные свойства. Во-вторых, при длительном воздействии водой нефть постепенно вытесняется, увеличивается площадь контакта флюидов, как следствие увеличивается и массообмен. При разработке на режиме истощения или добыче малообводнённой нефти эффект растворения незначителен вследствие малого объёма контактирующей с нефтью воды, однако после начинается растворение легких углеводородов и их унос из нефти. При этом вместе с уносом газов в воде растворяются лишь немногие высокомолекулярные соединения, что приводит к тому, что нефть теряет мобильность. Параллельно с отмыванием нефти меняется и структура остаточных запасов. С применением заводнения может возникать ряд осложнений, некоторые из которых можно избежать. При эксплуатации залежи на давлениях близких к давлению насыщения необходимо учитывать риск снижения давления и увеличения влияния режима растворенного газа, нефть теряя газ будет терять мобильность, увеличится ее плотность. Подготовка воды также является важным аспектом перед закачкой, на практике встречались случаи, когда происходит закачка недоочищенной воды с повышенным содержанием кислорода, или происходит бактериальное заражение. Совместимость вод и учет возможного солеобразования также играют важную роль. Оба фактора приводят к ухудшению свойств нефти. Очевидная разница в физико-химических свойствах и составе нефти может наблюдаться уже в начальный период разработки месторождения (от полугода до полутора лет), но наибольшая отличия наблюдается в свойствах остаточной и

извлекаемой нефти. С применением тепловых методов изменение свойств является определяющим фактором при добыче. В ходе закачки теплоносителя происходят снижение вязкости нефти в сотни раз, упругое расширение пластовых флюидов с понижением плотности, снижение коэффициента растворимости газа в нефти, как следствие выделение газа и активизация режима растворённого газа, который в ряде случаев становится основным фактором повышения нефтеотдачи, а также дистилляция нефти и смешивающееся вытеснение при закачке пара.

Газовые методы основываются на явлении расширения и разжижения нефти при растворении в ней некоторых газов. Положительным явлением выступает снижение межфазного натяжения на границе вода-нефть в случае применения углекислого газа, что способствует вытеснению, улучшает способность воды вытеснять нефть граничных слоев и способность воды смачивать горную породу.

Применение МУН мобилизует остаточную нефть, притом методы охватывают разные ее типы. При применении закачки ПАВ улучшаются смачивающие свойства воды. Также происходит необходимое снижение поверхностного натяжения воды на границе с нефтью, в результате чего повышается коэффициент вытеснения нефти, мобилизуется остаточная нефть граничных слоев, а также капиллярно удержанная нефть, повышается коэффициент вытеснения. Закачка полимеров нейтрализует наиболее обводненные интервалы в результате чего происходит дренирование новых интервалов незадействованных заводнением, которые с большой вероятностью содержат нефть со свойствами, отличными от ранее добываемой, повышается коэффициент охвата.

3.1 Общая характеристика пластовых нефтей месторождений Западной Сибири

Физико-химические параметры пластовой нефти изменяются в широком диапазоне. Это связано с различными условиями формирования пласта, которые напрямую зависят от глубины генерации, давления и пластовой температуры.

Для обоснования рабочего диапазона метода расчета свойств нефтегазовых смесей в данном разделе представлены экспериментальные данные по Западно-

Сибирскому месторождению - результат систематизации, проведенной автором. Полученные выводы могут быть использованы для решения теоретических и практических задач, связанных с разведкой и разработкой нефтяных месторождений, оценкой запасов нефти и газа (включая вероятностную оценку недоказанных ресурсов), проектированием и эксплуатацией нефтепромысловых объектов.

В качестве исходной информации были использованы данные исследований ресурсов и свойств нефти и газа, проведенных институтом в период с 1996 по 2006 годы. Значения свойств нефти и газа получены по методике согласно ОСТ-153-39:2-048-2003 [17].

Для проведения исследований физико-химических характеристик пластовых нефтей, в частности, для создания пластовых условий, использовались фиксированные значения температуры и давления:

- для верхнего отдела каменноугольной системы ($t=23^{\circ}\text{C}$; $P=8$ МПа);
- для нижнего отдела каменно угольной системы ($t=25^{\circ}\text{C}$; $P=10$ МПа);
- для девонской системы ($t=35^{\circ}\text{C}$; $P=15$ МПа).

Для сравнительной характеристики параметров пластовой нефти можно использовать понятие "средняя нефть". Оно характеризует условные свойства нефти средней гипотетической залежи, где все параметры соответствуют среднему значению для определенного региона. В таблице 5 приведено сравнение параметров средней виртуальной залежи в целом по России (по данным, где систематизирован материал по 1200 залежам) с типичными средними значениями нефти Западной Сибири.

Таблица 5 – Сравнительная характеристика пластовой нефти

Параметр	Среднегипотетическая залежь		
	РФ	РТ	
		Карбонатные отложения	Девонские отложения
Давление насыщения, МПа	8,7	3,11	6,15
Газосодержание, м ³ /т	50	12,86	48,48
Вязкость пластовой нефти, кг/м ³	2,5	54,45	8,62
Плотность пластовой нефти, кг/м ³	800	887	827
Объёмный коэффициент	1,14	1,048	1,127

Как следует из представленных в таблице 5 средних значений нефти Западной Сибири, имеющие длительный период разработки, закономерно характеризуются пониженными величинами давления насыщения, газосодержания, объемного коэффициента и сравнительно высокими значениями плотности и вязкости. Эта тенденция, по-видимому, сохранится в связи с высокой степенью исследованности недр Западной Сибири.

Для разгазированных нефтей в пределах изученных залежей наиболее распространен следующий диапазон физико-химических характеристик (кроме параметров, приведенных выше): содержание серы (массовая доля, %) 1,363-6,3 и 0,821-5,7, содержание парафина (массовая доля, %) 0,02-7,6 и 0,42-5,4, содержание асфальтенов (массовая доля, %) 1,3-14,6 и 0,93-11,2.

3.1.2 Анализ свойств нефти и оценка степени их изменения в процессе эксплуатации Самотлорского месторождения

Для резервуаров и объектов на Самотлорском месторождении не обнаружено аномалий в распределении пластового давления и температуры. Увеличение пластового давления и температуры прослеживается по мере увеличения глубины залегания пластов и объектов. На рисунке 21 показана динамика пластового давления в процессе формирования отложений [17]. С 1969 по 1973 год пластовое давление в пластовой группе АВ оставалось на одном уровне, с небольшим снижением в пластовой группе БВ; после 1974 года пластовое давление в пластовой группе АВ начало снижаться (кроме АВ2-3), с наибольшим снижением в пластах АВ1-3 и АВ4-5 (среднегодовое 0,11-0,16 МПа); по группе пластов БВ: БВ8 уменьшается, а пласт БВ10 - увеличивается; по группе пластов ЮВ наблюдается такая картина: в общем пластовое давление в ЮВ1 после 1980 года уменьшилось с 26 МПа до 20 МПа в начале 2000 года (в среднем 0,3 МПа/год), а в ЮВ1-1 с 1976 по начало 2000 года пластовое давление, наоборот, увеличилось с 21 МПа до 24 МПа. Видимо, в группе водоохранилищ АВ и ЮВ1 отбор жидкости не полностью компенсируется закачкой воды на оборот, а в группе водоохранилищ БВ и ЮВ закачиваемая вода перераспределяется водоохранилищами в соответствии с их фильтрационной способностью, что свидетельствует о единстве

гидродинамической системы последних объектов. Это также является признаком единства гидродинамической системы последнего объекта [17].

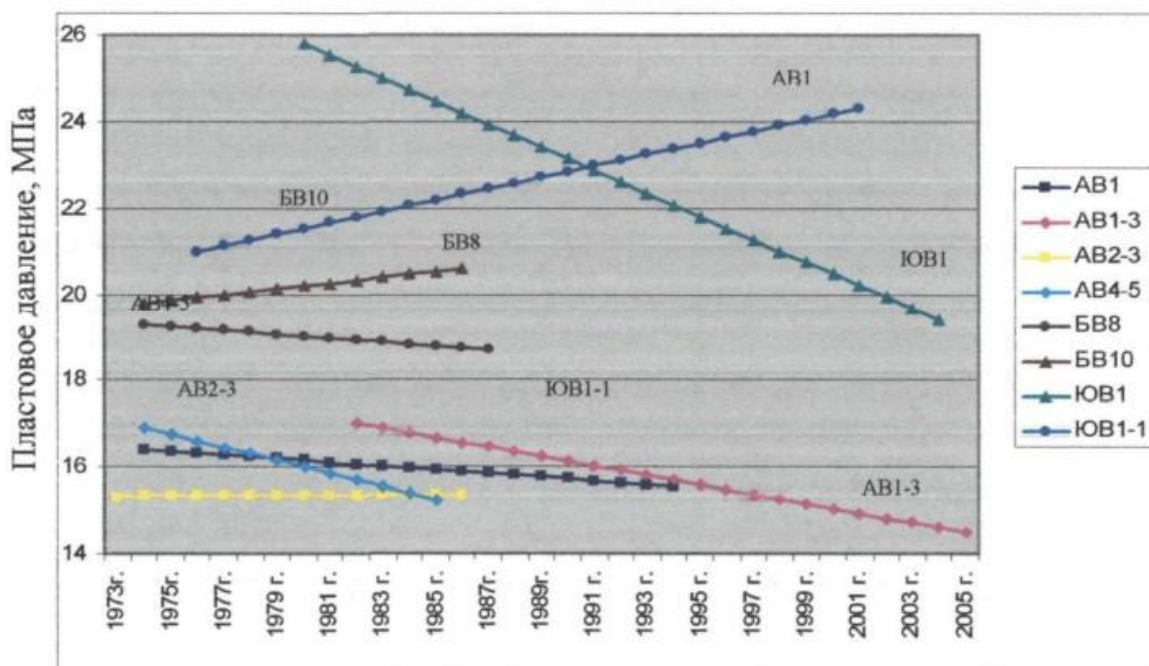


Рисунок 21 – Динамика пластового давления

Интересные выводы можно сделать, анализируя величины давления насыщения $P_{нас}$ (рисунок 22) и объемного газосодержания по пластам (рисунок 23). Первоначальное давление насыщения в пластах группы АВ изменялось в пределах 9,5... 14,6 МПа, а в пластах группы БВ 6,8... 11,2 МПа, что согласуется с высоким содержанием в нефтях пластов АВ легких углеводородов (преимущественно метана) по сравнению с пластами группы БВ. В процессе эксплуатации давление насыщения в пластах групп АВ, ЮВ и БВ10 месторождения падает, причем наибольшее снижение наблюдается для пластов АВ1, АВ1-3 и АВ2-3 (в среднем 0,2...0,3 МПа/год), что объясняется тем, что при разработке месторождения с использованием заводнения, если пластовое давление и давление в призабойной зоне выше $P_{нас}$ (при отсутствии свободной газовой фазы), из нефти извлекаются и переходят в водную фазу компоненты, которые обладают более высокой растворимостью в воде, чем другие газовые компоненты нефти, это в основном метан, азот и CO_2 . Давление насыщения в пласте БВ8 выросло с 10 в 1974 г. до 14 МПа в 1987

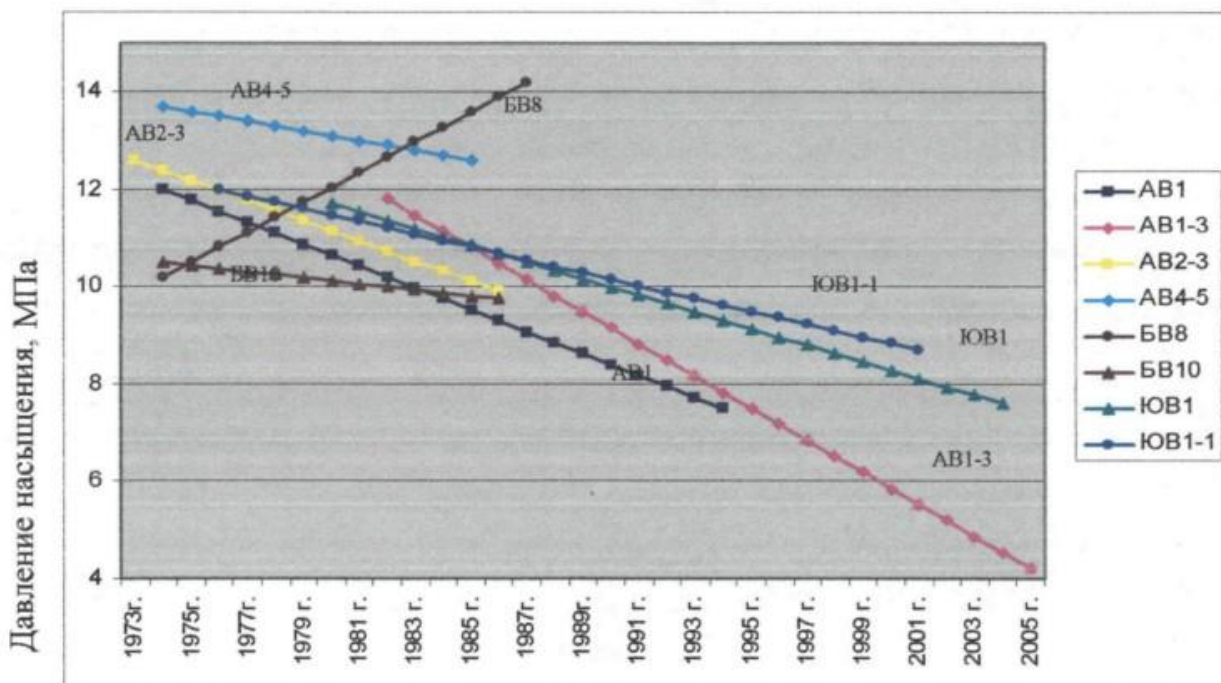


Рисунок 22 – Динамика давления насыщения

По газосодержанию для всех нефтей, кроме нефти пласта БВ8, характерно снижение их значений, причем наибольшее - для нефти пласта АВ1-3 с 85 до 20 м³/м³, для нефти пласта БВ8 газосодержание практически не изменяется и составляет в среднем 87 м³/м³. Меняются величины объемного коэффициента нефти по пластам, коэффициента объемной упругости и усадки нефти, понижаясь для всех нефтей, кроме нефти пласта БВ8, однако, наибольшие снижения значений наблюдаются для нефти пласта АВ1-3, для нефти пласта БВ8 эти показатели пластовой нефти относительно стабильны.

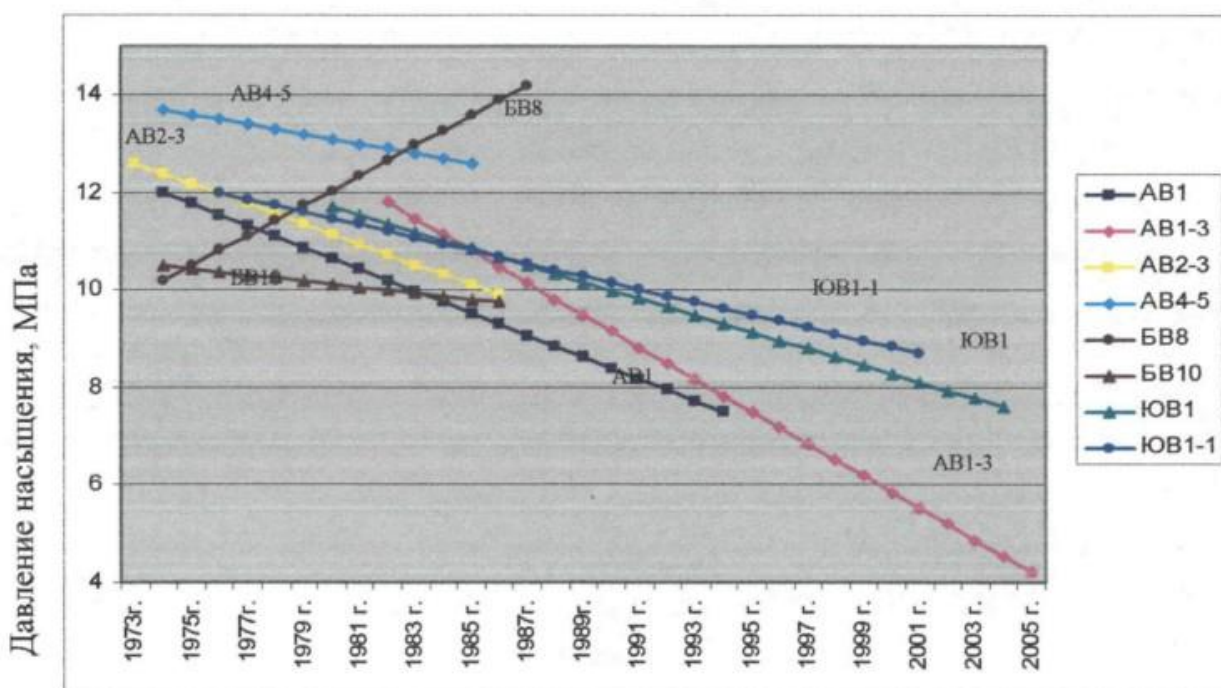


Рисунок 23 – Динамика газосодержания нефти

Понижение газосодержания нефти группы пластов АВ и БВ10 обуславливает также увеличение ее плотности в пластовых условиях, причем наибольшее - опять же для нефти пласта АВ1-3 в среднем на 50 кг/м³ (с 750 в 1982 г. до 800 кг/м³ в 2005 г.) (рисунок 24). Плотность нефти пласта БВ8 в пластовых условиях практически не меняется и составляет приблизительно 745...750 кг/м³, а плотность нефти пласта группы ЮВ снижается с 760 до 690...700 кг/м³. Плотность сепарированной нефти всех групп пластов в процессе их эксплуатации практически не изменилась, составляя в среднем 850...855 кг/м³ для нефти группы пластов АВ, 840...850 кг/м³ для нефти группы пластов БВ и 835... 840 кг/м³ для нефти группы пластов ЮВ, плотность нефти пласта АВ4-5, содержащей в своем составе повышенное количество смол и асфальтенов, - 875...880 кг/м³.

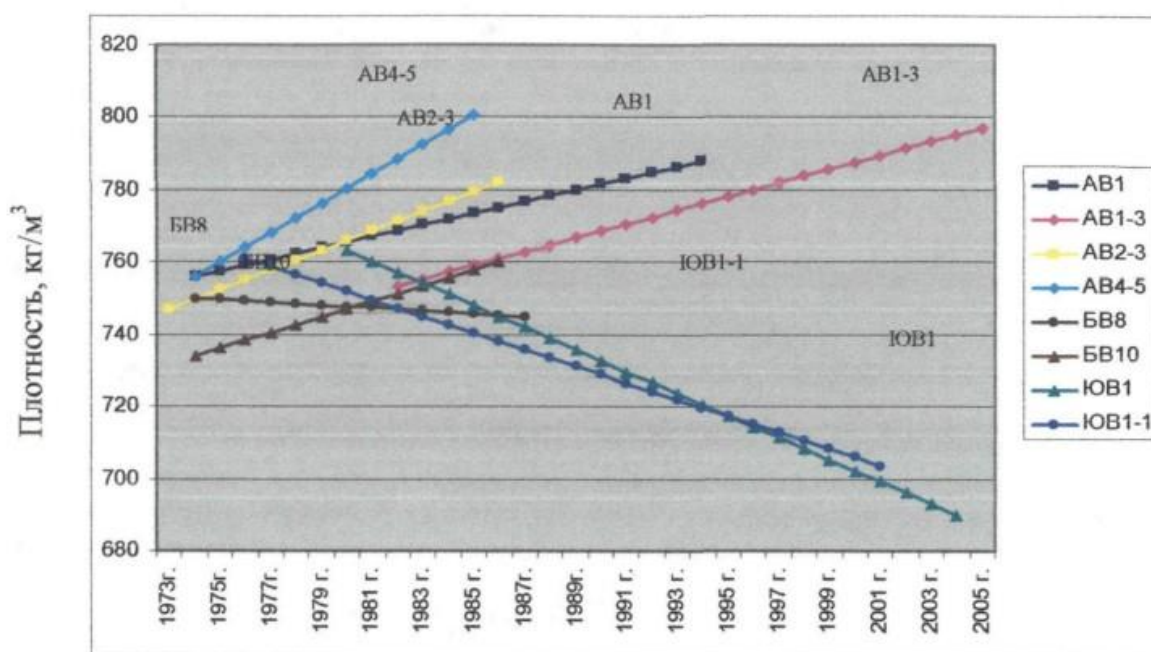


Рисунок 24 – Динамика плотности нефти в пластовых условиях

Вязкость нефти в пластовых условиях у многих исследуемых объектов изменилась незначительно, динамическая вязкость нефти пласта АВ4-5 составила в среднем 2,15 мПас, вязкость нефти пластов АВ1 и АВ2-3 - 1,3... 1,7 мПас (рисунок 25). Аналогично плотности для нефти пласта АВ1-3 характерно значительное увеличение ее вязкости в пластовых условиях с 1,2 в 1982 г. до 2,0 мПас в 2005 г., это объясняется

снижением газосодержания нефти. Вязкость нефтей группы ЮВ в пластовых условиях также повысилась на 0,4... 0,6 мПа·с. Вязкость сепарированной нефти исследуемых объектов в процессе их эксплуатации, как и плотность, почти не изменилась: вязкость нефти пласта АВ4-5 - 14,5... 15,0 мПа·с, вязкость нефти других пластов группы АВ - 8... 9 мПа·с, нефти пластов группы БВ - 5...7 мПа·с, пластов ЮВ - 4... 6 мПа·с.

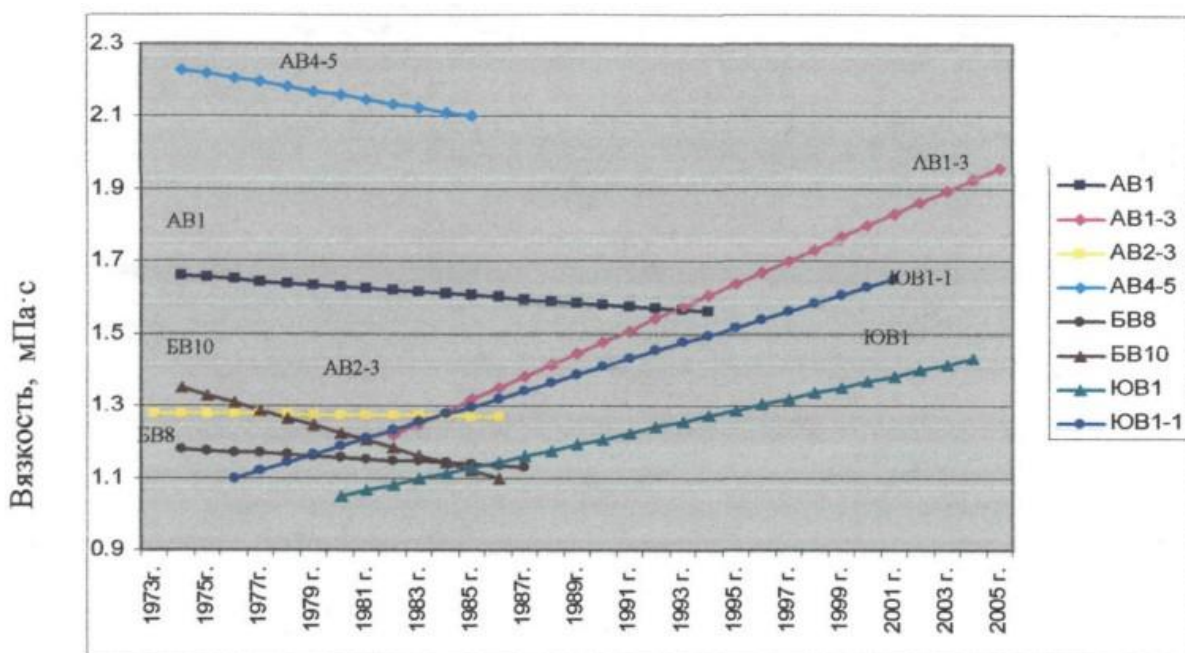


Рисунок 25 – Динамика вязкости нефти в пластовых условиях

Анализ динамики значений молекулярной массы сепарированной нефти группы пластов АВ, БВ и ЮВ в процессе их эксплуатации за указанный период свидетельствует об их небольших изменениях, как и плотности и вязкости сепарированной нефти. Так, молекулярная масса сепарированной нефти составляет в среднем 215...235 г/моль для группы пластов АВ и 200... 220 г/моль для нефти группы пластов БВ и ЮВ. Характер изменения главных параметров нефти по площади Самотлорского нефтяного месторождения исследован по пластам АВ1, АВ4-5 и БВ8. Давление насыщения по площади залежи возрастает в направлениях от периферии залежи к ее купольной части. Эти изменения составляют от 9,55 до 11,05 МПа, от 10,5 до 14,5 МПа и от 10,0 до 12,7 МПа соответственно в пластах АВ1, АВ4-5 и БВ8. Также величина газосодержания имеет большее значение в купольной части, чем на периферии залежи. В пласте АВ1

его значение растет в среднем с 76 м^3 до $90 \text{ м}^3/\text{т}$, в объекте АВ4-5 с 70 до $110 \text{ м}^3/\text{т}$ и с 84 до $110 \text{ м}^3/\text{т}$ в пласте БВ8. Однако, значительные колебания наблюдаются в пластах АВ1, АВ4-5. В пласте БВ8 эти изменения меньше.

Объемный коэффициент и скорость усадки нефти зависят от содержания газа нефти. Эти параметры максимальны в нейтральной части залежи и уменьшаются в направлении от купола к периферии.

Вязкость пластовой нефти в центральной части пластов АВ1, АВ4-5 и БВ8 несколько ниже, чем в периферийной части. Коэффициент газонефтяной растворимости и коэффициент сжимаемости нефти ниже, чем на периферии.

Коэффициент газонефтяной растворимости и коэффициент сжимаемости нефти уменьшаются в направлении от купола к крыльям складки [17].

Изменения в природе нефти должны учитываться в гидродинамических расчетах при определении метода последующей эксплуатации и повышения нефтеотдачи нефтяных месторождений.

Изменение свойств нефти следует учитывать при проведении гидродинамических расчетов, при определении методов доработки месторождений и повышения нефтеотдачи пластов, разработки мероприятий по воздействию на пласт.

Анализ эффективности применяемых методов

Самотлорское месторождение находится в зоне деятельности ОАО «ТНК-Нижневартовск» и ОАО «Самотлорнефтегаз» [11].

На Самотлорском месторождении в период 2009-2013 года проводились такие геолого-технологические мероприятия (ГТМ) как гидроразрыв пласта (ГРП), зарезка боковых стволов (ЗБС), оптимизация работы насосного оборудования, прострелочно-взрывные работы (ПВР), обработка призабойной зоны (ОПЗ), ремонтно-изоляционные работы (РИР), возвраты (переводы) на другие объекты и приобщения.

Всего на месторождении было проведено 14124 буровых работ; за пятилетний период скважины эксплуатировались как в одном, так и в разных пластах, причем многие скважины работали сразу в нескольких пластах. При анализе влияния ГРП в

общем показателе учитывались также скважины, которые были перемещены с других объектов ГРП.

Дополнительная добыча нефти в результате ГРП за исследуемый период составила 42,9 млн тонн нефти, или 3,0 тыс. тонн на одну эксплуатируемую скважину. Дополнительная добыча нефти составила 10,6 тонн/сут, а жидкости - 48,7 тонн/сут.

Кроме ГРП и ОПЗ, так же многочисленными видами ГТМ за 2009-2013 гг. являются оптимизация насосного оборудования (2636 мероприятия или 19 %), возвраты и переводы на другие объекты (2077 операции или 15 %).

Наибольший прирост дебита нефти (27,7 т/сут) и удельная добыча нефти на 1 скважину (4,4 тыс.т) получены при зарезке боковых стволов. Максимальный вклад в величину общей дополнительной добычи нефти за 2009-2013 гг. внесли мероприятия по гидроразрыву пласта и ЗБС: 16440 тыс.т и 12830 тыс.т нефти соответственно 39 % и 30 % и немного меньше было добыто нефти за счет возвратов и приобщений (5760 тыс.т 13 %).

Распределение объемов ГТМ и дополнительной добычи по видам ГТМ приведено на рисунках 26, 27.

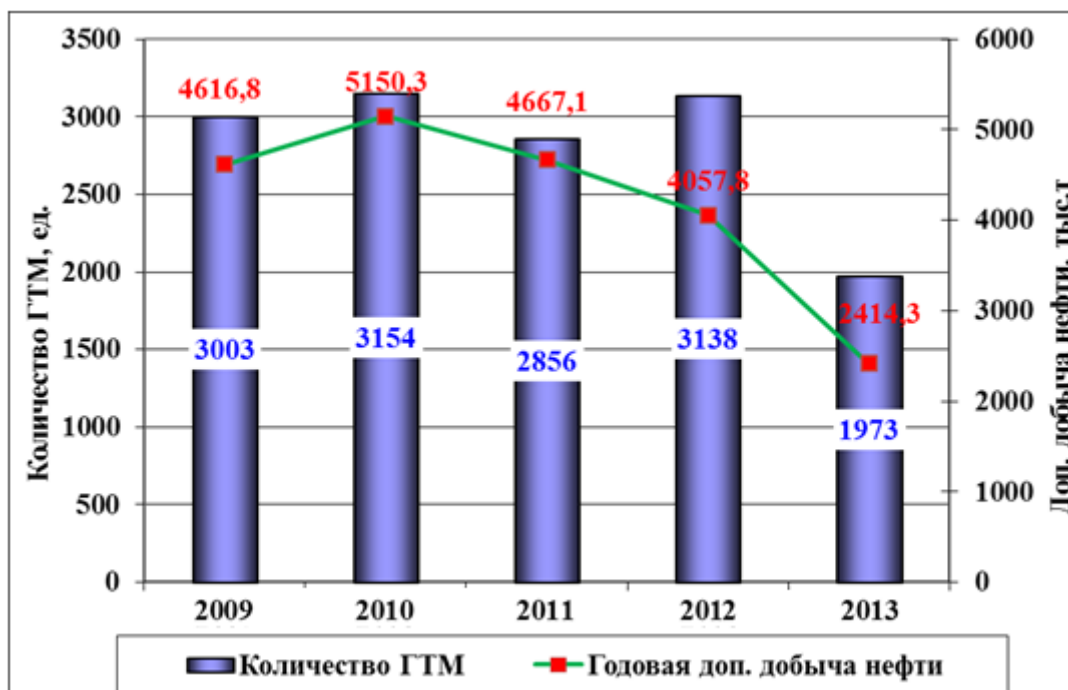


Рисунок 26 - Распределение объемов ГТМ по годам

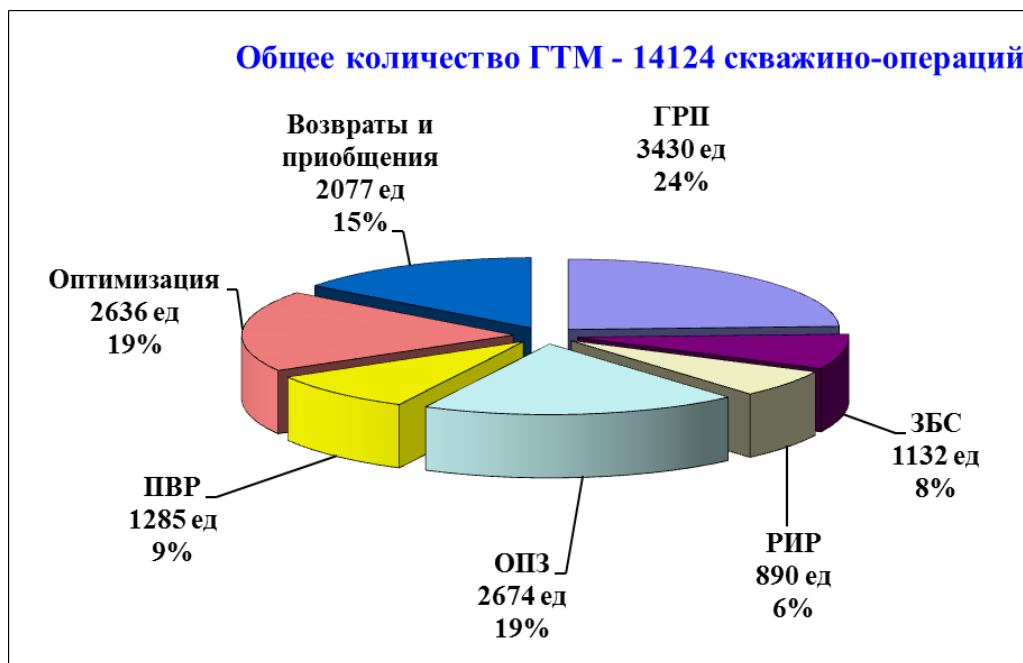


Рисунок 27 - Распределение объемов ГТМ по видам

Приросты дебитов нефти составили 14,1 т/сут. по ГРП и 27,7 т/сут по ЗБС, удельная добыча нефти на 1 скважину по ГРП составила 1,9 тыс.т и 4,4 тыс.т. по ЗБС (Рисунок 28 - 30). Самыми многочисленными мероприятиями за анализируемый период оказались: ГРП - 3430 операций (24 %), обработка призабойных зон (ОПЗ) - 2674 (19 %) и оптимизация насосного оборудования – 2636 (19 %).

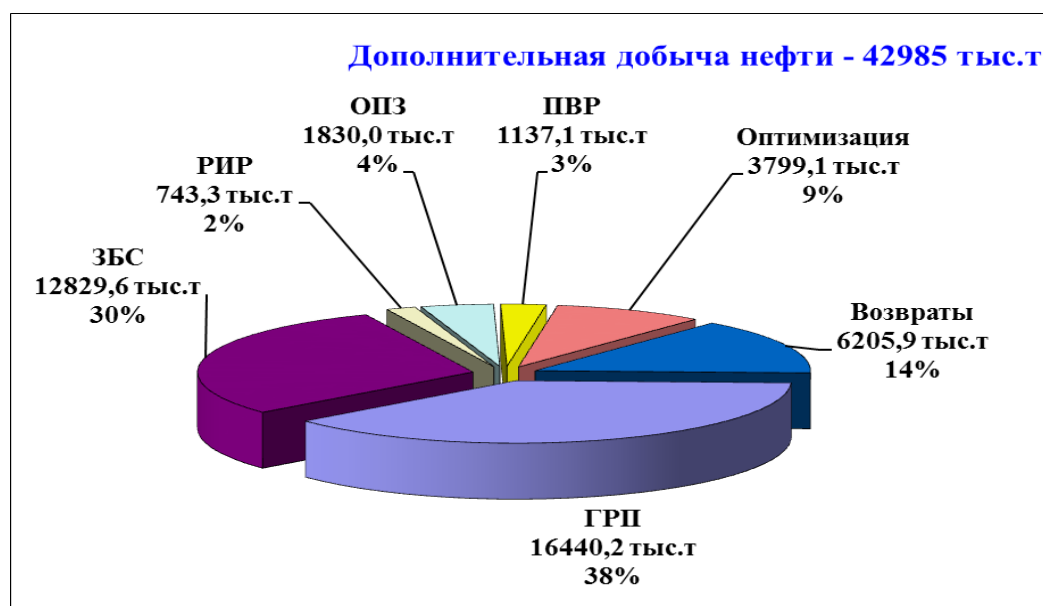


Рисунок 28 - Распределение дополнительной добычи по видам ГТМ

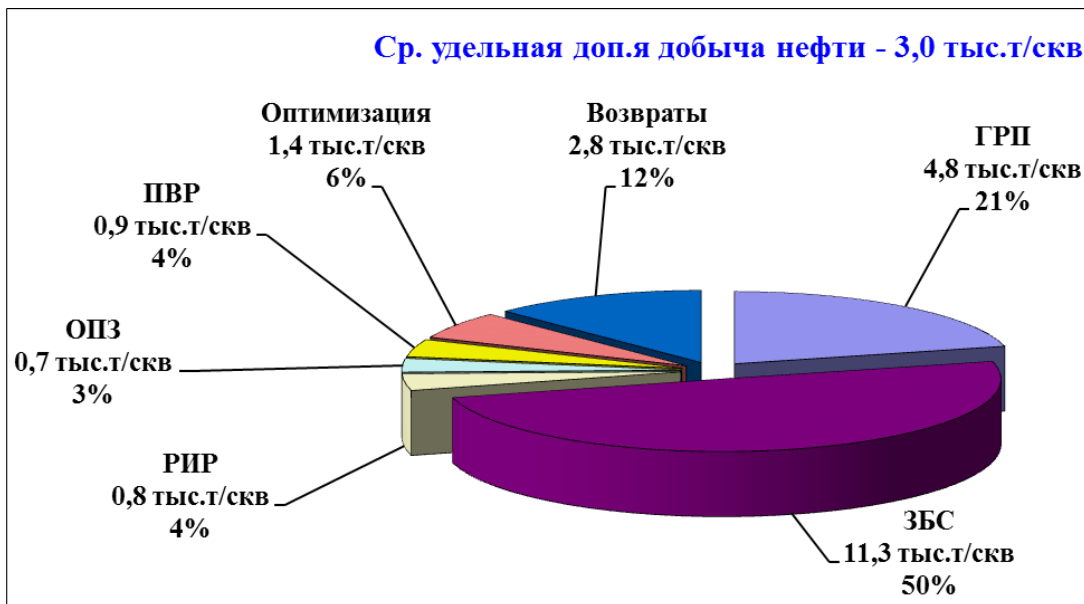


Рисунок 29 - Распределение удельной доп. добычи нефти по видам ГТМ

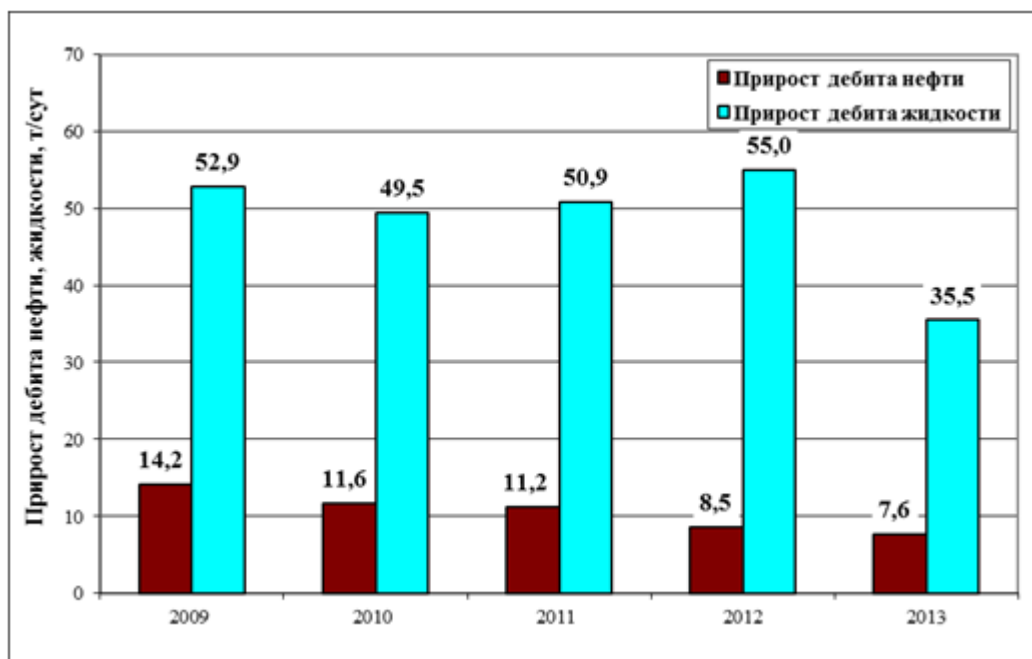


Рисунок 30 - Динамика изменения приростов дебита нефти и дебита жидкости по годам

3.1.3 Изучение основных закономерностей свойств нефти

Для многих коллекторов, содержащих нефть, характерны заметные изменения их свойств. Когда толщина пласта небольшая (до 40 м), а градиент температуры близок к нулю, что характерно для некоторых нефтяных месторождений Западной Сибири, эти изменения трудно объяснить гравитационной или тепловой диффузией. На свойства

нефти оказывают сильное влияние такие процессы, как окисление, биодegradация и влияние придонной воды вблизи ВНК [32].

На примере коллектора Среднеботубинского нефтяного месторождения можно проиллюстрировать подход к моделированию флюидов в системе, где плотность и вязкость нефти значительно варьируются. Сложность моделирования и оценки свойств нефти связана с необходимостью учитывать следующие факторы

- Насыщенность нефтью вблизи газонефтяного контакта (ГНК): пласт представляет собой нефть и газовый конденсат, а высота нефтяной оторочки не превышает 40 м;

- изменения свойств нефти: несмотря на небольшую толщину пласта, вязкость пластовой нефти изменяется от 6 до 22 мПа·с, а плотность дегазированной нефти - от 0,855 до 0,885 г/см³.

Пласт характеризуется необычно низким пластовым давлением 14,2 МПа и температурой 12°С. Нефть характеризуется тяжестью, низким содержанием газа, высокими смолистыми, сернистыми и парафиновыми свойствами и является высокоизученной в пределах одного центрального блока было отобрано более 120 глубинных и рекомбинационных проб. Однако отбор глубинных проб затруднен тем, что давление насыщения нефти близко к пластовому давлению. Даже незначительный дисбаланс в пласте вызывает разгазирование жидкости, что снижает качество отобранных проб. Для определения характеристик нефти и растворенных газов был проведен анализ кондиционности проб. Скважинные пробы считались кондиционными, если выполнялись следующие условия:

- давление отбора проб выше давления насыщения;
- давление насыщения ниже пластового давления;
- давление насыщения ниже пластового давления;
- при отборе глубинных проб тяжелой нефти на пробу подается только минимальное количество воды, так как вода, попадающая в пробоотборник, может образовать эмульсию и исказить значения плотности и вязкости нефти;
- воспроизводимость результатов при параллельном отборе проб;

-воспроизводимость результатов для проб, взятых параллельно.

Анализ результатов кондиционных проб показывает, что давление большинства проб высокое, некоторые пробы были взяты при давлении 13,5-13,81 МПа, а давление насыщения низкое (11,1-13,3 МПа) в большинстве качественных исследований. Газосодержание нефти колеблется в пределах 64-82,5 м³/м³ (однократная дегазация), а объемный коэффициент - 1,15-1,19. На рисунке 31 показано, что газосодержание изменяется закономерно в зависимости от давления насыщения [32].

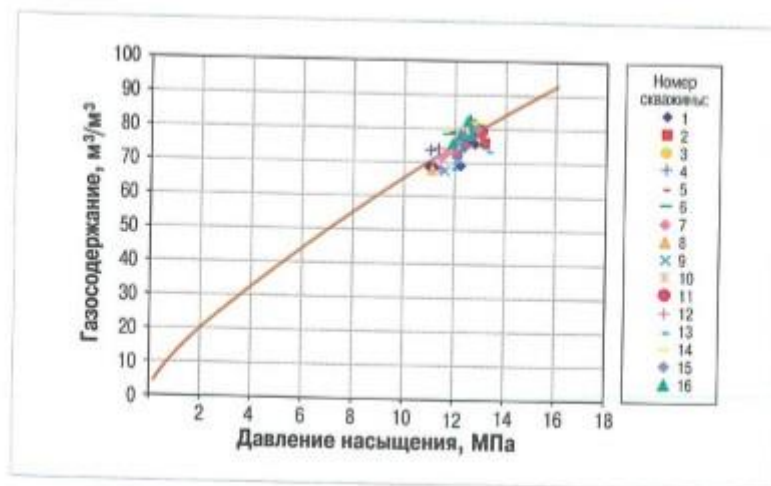


Рисунок 31 – Зависимость газосодержания нефти от давления насыщения по результатам однократного разгазирования проб, отобранных из разных скважин

Вариации параметров в начальной пробе характерны для нефти в насыщенных или близких к параллельным насыщенным коллекторам. На изменение параметров влияют:

- частичное разгазирование пластовой нефти во время отбора скважинных проб при наличии даже небольшого дисбаланса в пласте;
- разница в температуре (10-16°С) при проведении экспериментов;
- неточности в измерениях;
- изменение свойств нефти с глубиной; -изменение свойств нефти с глубиной.

Большой диапазон изменения вязкости пластовой нефти (6-34 мПа·с), вязкости дегазированной нефти (15-178 мПа·с) и плотности (0,865-0,898 г/см³). При этом зависимости вязкости пластовой нефти от содержания газа не наблюдается (рисунок 32а).

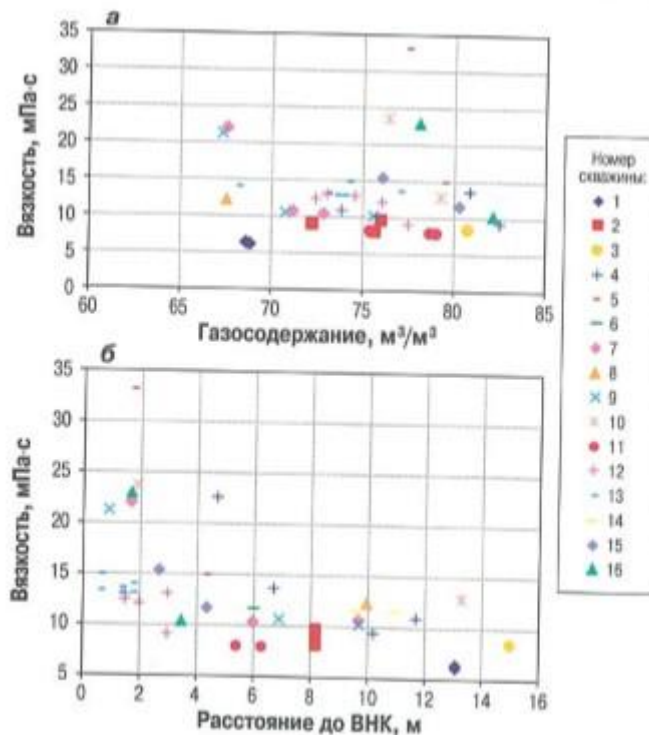


Рисунок 32 – Зависимость вязкости пластовой нефти от газосодержания (а) и расстояния до ВНК (б)

Описание нефтяных свойств пласта можно получить по результатам проб, отобранных во время испытаний в открытом стволе скважины с помощью модульного пост-тестового инструмента. В отличие от обычных скважинных проб, эти пробы берутся из нескольких интервалов, что позволяет определить изменение свойств флюидов по геологическим разрезам. Пробы показывают, что ближе к ВНК нефть тяжелее и более вязкая (рисунок 32б). Также видно, что подвижность флюида уменьшается в разрезах ближе к ВНК, где проницаемость аналогична. На рисунке 33 показано изменение свойств нефти с глубиной по данным оптического анализатора, одного из модулей для испытания пласта.

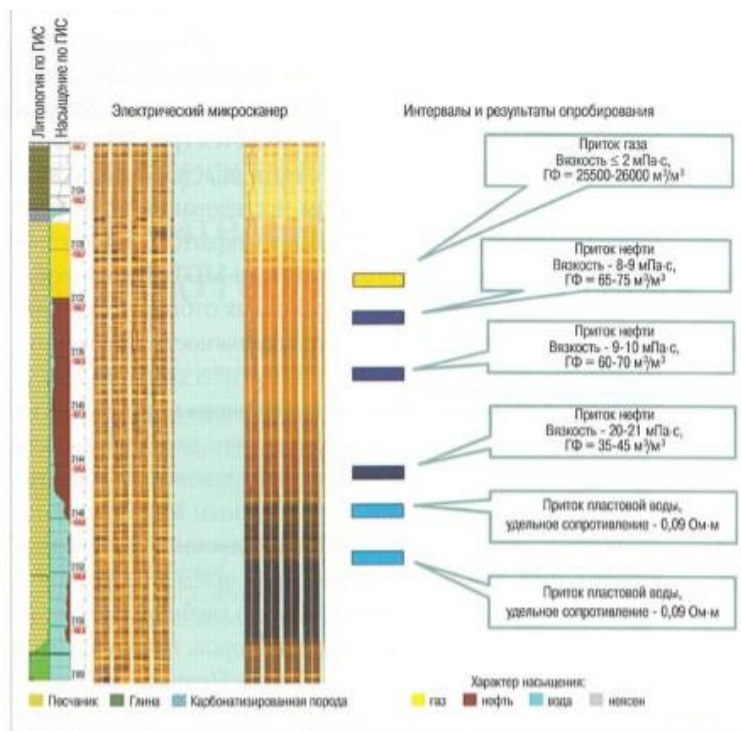


Рисунок 33 – Результаты определения гидродинамических свойств углеводородов по геологическому разрезу при исследовании пласта в открытом стволе скважины (ГФ – газовый фактор)

Физико-химический анализ проб дегазированной нефти подтверждает, что увеличение вязкости и плотности нефти в глубинном направлении связано с увеличением содержания в нефти битумной смолы.

3.1.4 Современные методы измерения свойств пластовых нефтей

Исследования скважин и пластов проводятся для получения информации о месте разработки, условиях и интенсивности притока жидкости в скважину и изменениях в пласте в процессе разработки.

Такая информация необходима для организации правильного и экономически обоснованного процесса добычи нефти, внедрения рационального метода разработки месторождения, обоснования способов добычи нефти, выбора оборудования для подъема жидкости из ствола скважины и установления наиболее экономичного режима работы этого оборудования при достижении наибольших коэффициентов извлечения нефти [33].

Изучение свойств пласта начинается сразу же после обнаружения залежи. Одной из основных целей первоначального исследования является получение информации, необходимой для подсчета запасов нефти и газа.

Для оценки извлекаемых запасов данной залежи, то есть количества запасов, которые могут быть извлечены из залежи при использовании современных технологий добычи нефти и газа, необходимо провести исследование для определения коэффициента извлечения нефти. Этот показатель имеет первостепенное значение при окончательном определении эффективности разработки месторождения. Далее необходимо оценить коммерческую ценность пласта. Для этого необходимо знать коммерческое качество нефти и газа, свойства пласта, определяющие продуктивность скважин, толщину и проницаемость пласта, вязкость жидкости в пластовых условиях.

После того, как установлены промышленные запасы нефти или газа и принято решение о вводе залежи в промышленную эксплуатацию, приступают к составлению технологической схемы или проекта разработки залежи. Для этой цели, кроме той информации, которая уже имеется и использована в подсчете запасов, необходим комплекс данных об изменении гидродинамических характеристик пласта по площади залежи и в законтурной области, о продуктивности пласта в целом и отдельных его интервалов в различных частях залежи, об эффективности применяемых способов вскрытия пласта и перфорации скважин, об условиях работы скважин [33].

В процессе промышленной эксплуатации скважины проводится исследование пласта с целью выявления гидродинамических свойств пласта, оценки фактической технической эффективности отдельных элементов, выбранных систем разработки (систем поддержания пластового давления, планов расположения скважин, выбранных методов бурения, методов эксплуатации скважин и т.д.) и оценки эффективности мероприятий, направленных на повышение или восстановление продуктивности добывающих скважин.

Изучение продуктивных пластов на всех этапах промышленной разведки и разработки залежей осуществляется в основном лабораторными, полевыми геофизическими и гидродинамическими методами.

Лабораторные методы

Лабораторные методы включают методы, основанные на прямых измерениях физико-химических, механических, электрических и других свойств образцов горных

пород и пластовых жидкостей (газа), собранных в процессе бурения и эксплуатации. Эти методы определяют такие параметры, как пористость породы, проницаемость, вязкость и плотность нефти. Эти методы используются для подсчета запасов нефти и разработки проектов разработки нефтяных и газовых месторождений.

Промыслово-геофизические методы

Геофизические методы основаны на исследовании электрических, радиометрических и других свойств породы с помощью оборудования, спускаемого в скважину на кабеле.

Результаты геофизических исследований могут быть использованы для определения толщины пласта, пористости, проницаемости и нефтенасыщенности. Для этого измерения сравниваются с лабораторными исследованиями образцов породы и проб пластовых жидкостей (газов). Таким образом, подобные методы исследования представляют собой косвенный способ изучения свойств продуктивных пластов.

Гидродинамические методы

К гидродинамическим методам относят методы, основанные на косвенном определении некоторых важных свойств продуктивных пластов по данным прямых измерений дебитов скважин и забойных давлений при установившихся и неустановившихся процессах фильтрации жидкостей и газов в пласте.

В основу этих методов положены формулы гидродинамики, описывающие связь между дебитами, давлениями и характеристиками продуктивных пластов (проницаемость, гидропроводность).

Гидродинамические исследования проводятся с использованием скважинных манометров и расходомеров, спускаемых в ствол скважины на кабеле (тросе), и оборудования, установленного на устье скважины.

В отличие от лабораторных и промысловых геофизических методов, гидродинамические исследования определяют средние значения продуктивных свойств пласта на значительных расстояниях от стенки ствола скважины и между скважинами.

В нефтепромысловой практике применяются следующие основные методы гидродинамических исследований:

- устойчивых отборов;
- восстановления давления;
- межскважинные взаимодействия (гидрозондирование);
- термодинамика.

Исследования газовых скважин проводятся также в установившемся (стационарном) и нестационарном режимах фильтрации газа. В последнем случае используются следующие методы:

- восстановление забойного давления после закрытия скважины;
- стабилизация забойного давления и дебита при запуске скважины.

Данные исследований газовых скважин используются для оценки изменения параметров пласта в процессе эксплуатации скважин.

3.1.5 Разработка системы комплексной количественной оценки качества проб пластовой нефти

Установлено, что системный подход к контролю качества скважинных проб основан на рассмотрении пробы пластового флюида как системы, состоящей из материала пластового флюида и тела пласта, в котором этот материал находится [34].

Эта система взаимодействует с внешней средой, которая изменяет свои свойства в ответ на определенные процессы, происходящие в каждый момент времени. Например, скважинные работы, процессы транспортировки и хранения образцов характеризуются различными уровнями и динамикой временных изменений температуры, давления, вибрационных нагрузок, коррозионной активности, сжимающих и растягивающих напряжений и т.д. Системный подход к контролю качества скважинных проб заключается в обеспечении и контроле условий консистентности и репрезентативности пробы с момента отбора до передачи пробы в лабораторную установку. Консистентность - критерий, комплексно описывающий реакцию системы на изменения условий окружающей среды, характеризующийся отсутствием неконтролируемых и нерегулируемых изменений давления, температуры и

объема пробы в пробоотборной камере. Репрезентативность - комплексный критерий, описывающий внутренние условия системы: с одной стороны, полная однофазность незагрязненной жидкости в забое и точках отбора проб, а с другой - отсутствие изменений в составе пробы в течение всего времени ее пребывания в пробоотборной камере. Условность является критерием качества как самой пробы, так и процесса отбора и транспортировки проб. Репрезентативность - важный показатель качества пробы, характеризующий ее пригодность для исследования и соответствие следующему уровню критериев - представительности. Представительность – критерий, характеризующий внутреннее соответствие и непротиворечивость комплекса накопленной исторической информации о свойствах исследуемого пластового флюида. К накопленной исторической информации относятся как результаты исследований конкретной пробы, так и результаты предыдущих лабораторных, промысловых исследований и моделирования на уровне как конкретного геологического объекта, так и региона нахождения геологического объекта [34].

В применении понятия представительности к пробе выделяют два подхода:

1. Детерминированный: проба представительна тогда, когда она соответствует критериям представительности;
2. Ценностный: проба представительна настолько, насколько она позволяет снять неопределенности знаний о свойствах пластового флюида.

У ценностного подхода к оценке представительности большое будущее, однако его применение сейчас объективно невозможно вследствие отсутствия единой методики оценки ценности и влияния на последующие взаимосвязанные процессы информации, получаемой при исследовании свойств флюидов (именно поэтому к понятию репрезентативности применен детерминированный подход). Необходимо отдельно отметить, что репрезентативность и представительность в наиболее общем смысле являются синонимами. Применение системного подхода к управлению качеством проб пластовой нефти ограничено периодом от поступления до удаления пробы из камеры пробоотборника, однако очевидно, что этим управление качеством информации о свойствах пластовых флюидов не ограничивается. Даже по самой качественной пробе

могут быть получены некачественные данные, что, в итоге, обесценит усилия всех этапов работ. Существует следующее видение общей системы управления качеством информации, получаемой в результате исследований проб (рисунок 34) (в схему включены лишь элементы, непосредственно касающиеся проб).



Рисунок 34 – Концепция системы управления качеством информации о свойствах пластовых флюидов

Создание такой системы включает в себя три системных подхода: управление качеством образцов (полевой и транспортный этап), управление качеством исследований (лабораторный этап) и анализ репрезентативности данных. 70% объема работы по цифровой трансформации бизнеса сосредоточено на управлении изменениями процессов. Поэтому разработка значимых механизмов внедрения и объективной оценки изменений должна рассматриваться руководителями проектов на ранних стадиях разработки программного обеспечения.

Сравнение данных, полученных расчетными методами, с экспериментальными данными показывает качественное согласие и, частично, количественное согласие. Это указывает на то, что для отдельных стратиграфических единиц применение экспериментальных корреляций, полученных непосредственно для этой единицы, часто дает лучшие результаты, чем методы, основанные на теории. Однако для нефтегазовой системы в целом наблюдается противоположная тенденция. С одной стороны, это

связано с особенностями состава и свойств нефти в определенных регионах, а с другой - с грубостью теоретических моделей, лежащих в основе расчетных методов.

При термодинамически рациональном решении задачи применение уравнения состояния сводится к расчету критических параметров или других свойств для каждого отдельного компонента нефтегазовой смеси. В частности, определяется характер взаимодействия этих компонентов.

В таких случаях эмпирические корреляции, как правило, остаются в узком диапазоне. Если учесть, что численные коэффициенты корреляции рассчитываются по ограниченному числу экспериментальных данных и сравниваются с расчетными значениями физических свойств, то становится ясно, что для определенного числа этих констант расчет и эксперимент находятся в почти идеальной согласии. Как правило, чисто эмпирические корреляции подходят для интерполяции, но не для экстраполяции. Учитывая разнообразие условий залегания, состава и свойств коллекторов нефтяных месторождений Западной Сибири, разработку и применение такого рода методов не следует считать перспективными.

Наиболее перспективными являются те методы, которые базируются на минимуме стандартизированных и достоверных данных и в той или иной степени основаны на теоретически обоснованных расчетных моделях. Количество теоретически бессмысленных констант также должно быть минимальным. Эти коэффициенты, полученные из экспериментального материала, в конечном итоге сведут метод расчета к эмпирической корреляции.

Свойства нефти в процессе разработки могут изменяться как по разрезу эксплуатационных объектов, так и по площади, поэтому их следует рассматривать с двух сторон, а именно: по разрезу пласта (возрастание или падение по вертикали) и по площади (сводовая часть или периферия).

Газовый фактор нефти (газосодержание) на поздней стадии разработки снижается из-за перехода летучих газовых компонентов CH_4 , N_2 и CO_2 в воду. Снижение газосодержания нефти приводит к возрастанию плотности и вязкости нефти в пластовых условиях, к снижению объемного коэффициента. При определении методов

доработки месторождений на поздней стадии и планировании мероприятий по воздействию на пласт необходимо учитывать изменения свойств и составов пластовых флюидов в процессе эксплуатации месторождения путем использования нетрадиционных физикохимических технологий и составов, которые сохраняют или восстанавливают коллекторские свойства пласта.

Несмотря на увеличение количества исследований и общее развитие в стране методов расчета физических свойств углеводородных систем, существующие методы расчета исходных данных для проектирования и эксплуатации систем разработки и обустройства нефтяных месторождений Западной Сибири не отвечают требованиям по точности данных.

Анализ экспериментальных данных показал, что спектр изменения параметров Западно-Сибирских отложений, каменноугольного и девонского коллекторов нефти, в целом существенно отличается от диапазона этих значений для всех месторождений на территории бывшего Советского Союза. Это связано с длительным периодом развития осадочных пород и наличием особенностей свойств нефтегазовой смеси, связанных с составом и условиями залегания в данном регионе.

Оптимальным решением проблемы информационного обеспечения разработки нефтяных месторождений и управления пластами является применение системы взаимосвязанных вычислительных методов. Такой расчетный метод может с достаточной точностью определять параметры нефтегазовых смесей на любой технологической стадии, исходя из условий существования смеси и разумного минимума исходных экспериментальных данных.

Наиболее перспективным является метод расчета, при котором свойства заданной нефтегазовой смеси зависят от концентрации компонентов системы и их свойств. Разумный минимум исходных данных включает состав компонентов, молекулярную массу смеси, плотность и вязкость дегазированной нефти при стандартных условиях. Это обеспечивает согласованность информации во всей системе методов расчета, включая расчет фазового перехода нефтегазовых смесей и расчет свойств газовой и жидкой фаз.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8Г1	Штейзель Алине Сергеевне

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»/ «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Представлены необходимые данные для расчета величин экономического эффекта.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы затрат на проведение кислотной обработки скважин определены по нормативным документам ООО «РН– Юганскнефтегаз».
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налог на прибыль 20 %; Налог на добычу полезных ископаемых(НДПИ).
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения новой техники или технологии выполнения работ
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Линейный график выполнения работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологи
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	03.04.2023
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН	Маланина Вероника Анатольевна	К.Э.Н		03.04.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Штейзель Алине Сергеевна		03.04.2023

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе был рассмотрен ряд технологий, потенциально вызывающих изменение свойств нефти, которые могут как позитивно, так и негативно сказываться на количествах добываемой продукции. Одной из технологий, вызывающей осложнения при добыче нефти, является кислотная обработка, в следствии применения в некоторых в случаях может происходить выпадение веществ призабойной зоны пласта (ПЗП) и закономерное снижение добычи. Однако, данное мероприятие при правильном подборе скважин-кандидатов и планировании изменения свойств нефти может выполняться успешно. Основным критерием подбора скважины под обработку кислотными составами является стабильное снижение дебита скважины при постоянной или увеличивающейся депрессии на пласт при выполнении условий проведения.

Применение кислотных обработок (КО) зачастую бывают самым распространенным методом воздействия на ПЗП и успешно применяются для восстановления проницаемости и достижения предполагаемых уровней добычи нефти. Далее будет приведен расчет экономической эффективности проведения кислотной обработки на скважине-кандидате.

Данные, необходимые для проведения расчёта экономической эффективности, представлены в таблице 6.

Объём внедрения КО (количество проведённых кислотных обработок), объём добычи нефти до проведения КО и объём добычи нефти после проведения взяты с производственных данных ООО «РН-Юганскнефтегаз» за 2020 год. В компании одним из основных приоритетов повышения прибыли предприятия и эффективности добычи нефти являются геолого-технические мероприятия (ГТМ), которые направлены на повышение производительности скважин. Наиболее часто применяемым видом ГТМ в компании является обработка призабойной зоны пласта кислотными композициями, такими как солянокислотная обработка (СКО) и глинокислотная обработка (ГКО).

Таблица 6 – Параметры для расчёта экономической эффективности от проведения кислотных обработок призабойной зоны пласта

Параметр	Обозначение	СКО	ГКО
Объём внедрения КО, ед. обработок	N	342	190
Стоимость нефти (товарная), руб./т	C_H	19870	19870
Общие затраты на проведение КО, тыс.руб.	$Z_{об}$	19304,19	11749,98
Условно-переменная часть расходов в себестоимости нефти, руб./т	УПР	8204,5	8204,5
Себестоимость нефти до проведения КО, руб./т	C_1	16182,7	16182,7
Себестоимость нефти после проведения КО, руб./т	C_2	16182,5	16182,5
Специальный норматив удельных приведенных затрат, руб./т	H	53	57
Объём добычи нефти до проведения КО, тыс. т	Q_{H1}	2964,011	1556,982
Объём добычи нефти после проведения КО, тыс. т	Q_{H2}	2967,773	1559,642

Товарная стоимость нефти (нефть марки Urals), а также себестоимость до и после проведения КО приведены в экономической сводке ООО «РН- Юганскнефтегаз».

Общие затраты на проведение КО, условно-переменная часть расходов в себестоимости нефти и специальный норматив удельных приведенных затрат учитывают множество трат (на транспорт; услуги подрядных организаций; материалы, оборудование, горюче-смазочные материалы; подготовительно- заключительные работы по скважинам; на исследование скважин до и после воздействия на призабойную зону скважин; на монтаж и демонтаж оборудования для проведения обработки; на осуществление закачки реагента; электроэнергия и другие), указанные в методических указаниях, которые основаны на данных с нормативных документов ООО «РН- Юганскнефтегаз» [29,30]. Эти затраты осуществляются в течение одного года и в полном объеме учитываются в эксплуатационных расходах. Кислотные обработки проводятся с применением существующего нефтепромыслового и геофизического

оборудования без дополнительных капитальных вложений. Остальные данные можно вычислить, основываясь также на методических указаниях ООО «РН-Юганскнефтегаз».

Затраты на проведение единичной КО рассчитываются по формуле:

$$Z = \frac{Z_{\text{общ}}}{N}, \quad (36)$$

где $Z_{\text{общ}}$ – общие затраты на проведение КО, тыс. руб.;

N – объём внедрения КО, ед. обработок

$$Z_{\text{СКО}} = \frac{19304,19}{342} = 56,445 \text{ тыс. руб./обработка,}$$

$$Z_{\text{ГКО}} = \frac{11749,98}{190} = 61,842 \text{ тыс. руб./обработка}$$

Объём дополнительной добычи нефти после проведения КО на всех скважинах рассчитывается следующим образом:

$$\Delta Q_{\text{H}} = Q_{\text{H2}} - Q_{\text{H1}}, \quad (37)$$

где Q_{H1} – объём добычи нефти до проведения КО, тыс. т;

Q_{H2} – объём добычи нефти после проведения КО, тыс. т.

$$\Delta Q_{\text{H СКО}} = 2967,773 - 2964,011 = 3,762 \text{ тыс. т,}$$

$$\Delta Q_{\text{H ГКО}} = 1559,642 - 1556,982 = 2,660 \text{ тыс. т.}$$

Объём дополнительной добычи нефти после проведения КО (на единичную скважину) можно рассчитать по формуле:

$$\Delta Q_{\text{H1 об}} = \frac{\Delta Q_{\text{H}}}{N}, \text{ тыс. т} \quad (38)$$

где ΔQ_{H} – объём дополнительной добычи нефти после проведения КО (на всех скважинах), тыс. т;

N – объём внедрения КО, ед. обработок.

$$\Delta Q_{\text{H1 об СКО}} = \frac{3,762}{342} = 0,011 \text{ тыс.т,}$$

$$\Delta Q_{\text{H1 об ГКО}} = \frac{2,660}{190} = 0,014 \text{ тыс.т.}$$

Расчет измерения эксплуатационных расходов и дополнительных единовременных затрат, вызванных внедрением мероприятия, производится по фактическим данным за расчетный год.

4.1 Расчёт экономической эффективности от проведения кислотных обработок

Экономический эффект от обработки одиночной скважины оценивается по формуле:

$$\mathcal{E}_{1\text{ об}} = C_{\text{н}} \cdot \Delta Q_{\text{н1 об}} - \text{УПР} \cdot \Delta Q_{\text{н1 об}} - \mathcal{Z}, \quad (39)$$

где $\Delta Q_{\text{н1 об}}$ – объём дополнительной добычи нефти после проведения КО (на одну скважину), тыс. т;

$C_{\text{н}}$ – стоимость нефти (товарная), руб./т;

УПР – условно–переменная часть расходов в себестоимости нефти, (51% от себестоимости нефти), руб./т;

\mathcal{Z} – затраты на проведение мероприятия, руб.

$$\mathcal{E}_{1\text{ об}} = 19870 \cdot 0,011 - 8204,5 \cdot 0,011 - 56,445 = 71,876 \text{ тыс. руб.},$$

$$\mathcal{E}_{1\text{ об}} = 19870 \cdot 0,014 - 8204,5 \cdot 0,014 - 61,842 = 101,475 \text{ тыс. руб.}.$$

Расчет годовой экономической эффективности после проведения кислотных обработок проводится по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{Г}} = C_2 \cdot Q_{\text{н2}} - C_1 \cdot Q_{\text{н1}} - H \cdot \Delta Q_{\text{н}}, \quad (40)$$

где $Q_{\text{н1}}$ и $Q_{\text{н2}}$ – объём добычи нефти до и после проведения, тыс. т;

$\Delta Q_{\text{н}}$ – дополнительная добыча нефти, тыс. т;

C_1 и C_2 – себестоимость добычи нефти до и после проведения мероприятия, руб./т;

H – специальный норматив удельных приведенных затрат на 1 т. дополнительной добычи нефти, руб./т.

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{\text{Г СКО}} &= 16182,5 \cdot 2967,773 - 16182,7 \cdot 2964,011 - 53 \cdot 3,762 \\ &= 60086,38 \text{ тыс. руб.}, \end{aligned}$$

$$\mathcal{E}_{\text{Г ГКО}} = 16182,5 \cdot 1559,642 - 16182,7 \cdot 1556,982 - 57 \cdot 2,660 = 42582,43 \text{ тыс.руб.}$$

4.2 Расчёт чистой прибыли предприятия

Расчет чистой прибыли ООО «РН-Юганскнефтегаз» от проведения обработки кислотными композициями основан на принципе расчета выручки от реализации товарной продукции (дополнительной добычи нефти), которая определяется следующим образом:

$$\text{ЧП} = \text{Э}_Г - \text{НДПИ} \cdot \text{Э}_Г - \text{N}_П - \text{З}_{об}, \quad (41)$$

где НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых (0% в соответствии подп. 21 п. 1 ст. 342 НК РФ), %;

$\text{N}_П$ – налог на прибыль (20% от экономической эффективности), %;

$\text{З}_{об}$ – общие затраты на проведение кислотных обработок, тыс. руб.

$$\text{ЧП}_{\text{СКО}} = 60086,38 - 0,2 \cdot 60086,38 - 19304,19 = 28764,91 \text{ тыс. руб.},$$

$$\text{ЧП}_{\text{ГКО}} = 42582,43 - 0,2 \cdot 60086,38 - 11749,98 = 22315,97 \text{ тыс. руб.}.$$

При условии, что нефть из конкретной залежи углеводородного сырья, отнесенная к баженовским продуктивным отложениям равен 0 (нефть добывается из скважин, работающих в соответствии с проектной документацией др. подп. 21 п. 1 ст. 342 НК РФ).

Заключение к разделу

В данном разделе была рассчитана экономическая эффективность и чистая прибыль предприятия от проведения солянокислотных и глинокислотных обработок призабойной зоны пласта. Удельный экономический эффект от солянокислотной обработки единичной скважины составил 71,876 тыс. руб., а от глинокислотной обработки 101,475 тыс. руб. Годовой экономический эффект после СКО вышел 60086,38 тыс. руб., что больше, чем после ГКО (42582,43 тыс. руб.) в силу разного количества операций. При использовании СКО на 342 скважинах чистая прибыль составила 28764,91 тыс. руб., а при ГКО на 190 скважинах – 22315,97 тыс. руб.

В результате представленных выше расчетов необходимо отметить, что применение данного вида ГТМ на месторождениях ООО «РН- Юганскнефтегаз» приносит существенный экономический эффект. Но необходимо учитывать различные факторы, в число которых входят и свойства флюида.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 3-2Б8Г1	ФИО Штейзель Алине Сергеевне
-------------------	---------------------------------

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»/ «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Тема ВКР:

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДИК ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ НЕФТЕЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: кустовые площадки месторождений, находящихся на последних стадиях разработки
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	-Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018); -ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования; -ГОСТ 21752-76. Система «человек-машина». Маховики управления и штурвалы. Общие эргономические требования; -ИПБОТ 137-2008 Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по химической обработке скважин.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Список вредных факторов: -загрязняющие вещества в воздухе; -отклонение показателей климата на открытом воздухе; -превышение уровня шума и вибрации. Список опасных факторов: -высокое давление; -механические опасности; -повышенное значение напряжения.
3. Экологическая безопасность:	-атмосфера: загрязнение воздуха; -гидросфера: загрязнение подземных и поверхностных вод; -литосфера: загрязнение почвенного и растительного покрова.

4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	-возникновение пожара -поломка оборудования -ожог кислотой
--	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	03.04.2023
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Гуляев Милий Всеволодович			03.04.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Штейзель Алина Сергеевна		03.04.2023

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

При рассмотрении нефтегазовой отрасли, производственная деятельность в ней всегда сопряжена воздействием на работающих вредных и опасных производственных факторов, как следствие обеспечение безопасных условий труда и обеспечение функционирования производственных объектов безвозникновения опасных ситуаций – одни из основополагающих целей, к которым должно стремиться руководство предприятия.

Для обеспечения проектных уровней добычи нефти на последних стадиях разработки месторождения распространено применение различных методов интенсификации притока, которые могут оказывать влияние на изменение свойств пластовых флюидов. К числу таких методов относят кислотные обработки. Это технологические мероприятия, проводимые на отобранных скважинах-кандидатах в сопровождении как бригады текущего и капитального ремонта скважин (ТКРС), так и операторов по добыче нефти и газа (ДНГ) и обуславливающиеся рядом вредных и опасных факторов.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Законодательством регулируются отношения между организацией и работникам, касающиеся оплаты труда, трудового распорядка, социальных отношений, особенности регулирования труда женщин, детей, людей с ограниченными способностями и др.

Работы по кислотным обработкам проводятся бригадами ТКРС в сопровождении операторов ДНГ, которые работают вахтовым методом. Данный вид работ регулируется Трудовым Кодексом РФ [35].

Вахтовый метод - особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания. Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха.

Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем. Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются надбавки и коэффициенты к заработной плате, а также социальные пакеты (пенсионный фонд, медицинская страховка, оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря и др.) [ТК РФ г. 47].

При закачке химреагентов, пара, горячей воды на нагнетательной линии у устья скважины должен быть установлен обратный клапан. Нагнетательная система после сборки до начала закачки должна быть отпрессована на полуторакратное ожидаемое рабочее давление в целях безопасности при проведении мероприятия. В ходе опрессовки и подготовки линий персонал работает стоя, рабочее место на насосных аппаратах ЦА-320 во время закачки должно быть организовано в соответствии с требованиями стандартов, технических условий и (или) методических указаний по безопасности труда согласно ГОСТ 12.2.033-78 [36]. Кресло водителя агрегата, регулирующего подачу рабочего агента должно обеспечивать длительное поддержание основной рабочей позы в процессе трудовой деятельности в соответствии с ГОСТ 21752-76 [37] по причине того, что закачка проходит несколько часов, а водитель должен постоянно контролировать процесс.

Остатки химических реагентов следует доставлять и собирать в специально отведённое место, оборудованное для уничтожения или утилизации. После завершения закачки кислотных растворов оборудование и трубопроводы необходимо промыть пресной водой. Сброс жидкости после промывки должен производиться в сборную емкость согласно ИПБОТ 137-2008 [38].

5.2 Производственная безопасность

Управление процессом закачки рабочего агента при кислотной обработке осуществляется бригадой ТКРС и оператором ДНГ, рабочим местом является скважина, совокупность оборудования и техники, участвующая в проведении мероприятия. При выполнении работ, согласно «ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Имеют место быть факторы, представленные в таблице 7.

Таблица 7 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Обслуживание	Изготовления	Эксплуатация	
1)Загрязняющие вещества в воздухе;	+	+	+	СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания [39]; ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [40]; ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [41].
2)Отклонение показателей климата на открытом воздухе;	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [42].
3)Превышение уровней шума;	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [43];

Продолжение таблицы 7

4)Высокое давление;	+	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [44].
5)Механические опасности;	+	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [45]. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные [46]
6)Повышенное значение напряжения;	+	+	+	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов [47].

Анализ потенциально вредных факторов:

1. Загрязняющие вещества в воздухе

В ходе проведения работ на месте операторов в воздух могут попасть пары агрессивных химических веществ, закачиваемых в скважину, среди которых в качестве основы всегда встречаются плавиковая и соляная кислота. Оксид углерода СО также (угарный газ) является опасным для воздуха на рабочих местах. Угарный газ СО образуется при неполном сгорании топлива и встречается в попутном газе, основа которого метан, который также токсичен. Плавиковая кислота содержит в себе фтор, который, при концентрации выше предельной допустимой концентрации (ПДК), вызывает отёк лёгких, острые отравления. Персонал, работающий с кислотами, должен быть обеспечен защитными очками, спецодеждой и рукавицами из суконной или другой кислотоупорной ткани, резиновыми сапогами и фартуками.

Также при работе на скважинах и на блочных установках замера продукции, с которыми при работе будут контактировать операторы, возможно повышение концентрации в воздухе легких углеводородов. Анализ воздушной среды в данном случае производится с помощью газоанализатора перед входом на кустовую площадку и проведением газоопасных работ. Для обеспечения безопасности рабочего персонала при работе в загазованных помещениях следует применять защитные средства (изолирующие респираторы, шланговые и фильтрующие противогазы). До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов. В случае необходимости проведения газоопасных работ у персонала необходимо наличие наряда-допуска.

Предельно-допустимые концентрации для приведённых веществ согласно ГОСТ 12.1.005-88 и СанПин 1.2.3685-21; оксид углерода – 20 мг/м³; плавиковая кислота, БФФА – 0,5 мг/м³; соляная кислота – 5 мг/м³; углеводороды предельные C₂-C₁₀ – 900 мг/м³; уксусная кислота – 5 мг/м³.

2. Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению

неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. Также при снижении температуры до определенного уровня работы не могут проводиться в соответствии с СанПиН 2.2.4.548-96 (таблица 8). При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года.

Таблица 8 – Погодные условия, в которых не разрешено работать

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
Безветренная погода	-40
Менее 5,0	-35
5,1 – 10,0	-25
10,1 – 15,0	-15

3. Превышение уровней шума

Шум агрегатов (насосных и кислотных) негативно воздействует на органы слуха. Внезапные шумы высокой интенсивности, даже кратковременные (взрывы, удары и т.п.), могут вызвать как острые эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки). Шум не должен превышать определённых значений напряженности (таблица 9).

Таблица 9 – Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряженности в дБА по ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ

Критерии напряженности трудового процесса	Категория тяжести трудового процесса				
	Легкая физическая нагрузка	Средняя физическая нагрузка	Тяжелый труд 1 степени	Тяжелый труд 2 степени	Тяжелый труд 3 степени
Напряженность легкой степени	80	80	75	75	75
Напряженность средней степени	70	70	65	65	65
Напряженный труд 1 степени	60	60	-	-	-

Напряженный труд 2 степени	50	50	-	-	-
----------------------------	----	----	---	---	---

Снижение шума в источнике осуществляется за счет улучшения конструкции машины или изменения технологического процесса. Необходимо использовать средства индивидуальной защиты, чтобы обезопасить рабочего от негативного влияния шума. Они включают в себя противозумные вкладыши (беруши), наушники, шлемы и каски, специальные костюмы.

Анализ опасных факторов:

1. Высокое давление

Любые сосуды, работающие под давлением, всегда представляют собой потенциальную опасность, которая при определенных условиях может повлечь тяжелые последствия. Для предупреждения подобных ситуаций разработаны Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утверждённые Приказом Ростехнадзора №116 от 25.03.2014 г.

Также большую опасность представляют собой нагнетательные линии высокого давления, предназначенные для закачки рабочего агента. Для обеспечения безопасности при работе вблизи них обязателен контроль сборки, опрессовка, а также обязательная расстановка оборудования в соответствии с технологической схемой и расположение персонала на безопасном расстоянии во время проведения обработки скважины.

2. Механические опасности

Механические травмы могут возникать при монтаже, демонтаже оборудования, при свинчивании-развинчивании разборных частей и работе с задвижками. При проведении работ используется автомобильный транспорт различного назначения, в связи с чем необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм. К числу которых относятся: проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановая и внеплановая

проверка пусковых и тормозных устройств, задвижек; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81, ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением. В качестве профилактических мер планируется систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

При проведении работ на скважине необходимо соблюдать технику безопасности. Основная опасность заключается в том, что, зацепившись телом или одеждой за свободный конец движущегося механизма можно получить травму вплоть до смертельного исхода. Основными мерами предосторожности являются: соблюдение всех требований правил техники безопасности при работе с инструментами; соблюдение формы одежды (все пуговицы на одежде должны быть застегнуты, полы одежды не должны болтаться); периодическая проверка технического состояния используемых инструментов, повышенное внимание на рабочем месте.

3. Повышенное значение напряжения

При нахождении на кустовой площадке оператор может быть поражён током, при взаимодействии со станцией управления, кабелем, и другими элементами, проводящими ток. При замыкании электрической цепи через организм человека ток оказывает термическое (ожоги), электролитическое (нарушение химического состава тканей и кожи), биологическое (судорожное сокращение мышц, в том числе сердца) и механическое воздействие (разрыв тканей, вывихи, переломы) (ГОСТ 12.1.038–82

ССБТ). В руководящем документе также приводятся возможные воздействия тока на организм человека (таблица 10).

Защитное заземление или зануление должно обеспечивать защиту людей от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции.

Таблица 10 – Воздействие тока на человека

Сила тока, мА	Воздействие
20-25	Паралич рук, затруднение дыхания
50-80	Паралич дыхания
90-100	Фибрилляция сердца
>300	Паралич сердца

5.3 Экологическая безопасность

В ходе проведения мероприятий по обработке кислотами происходит воздействие на атмосферу, гидросферу, литосферу. Все выбрасываемые и сбрасываемые вещества предложены в качестве нормативов предельно-допустимых выбросов (ПДВ) и сбросов (ПДС). По ориентировочным оценкам, большая часть углеводородного загрязнения приходится на атмосферу – 75 %, 20 % фиксируется в поверхностных и подземных водах и 5 % накапливается в почвах. Недра подлежат обязательной охране от истощения запасов полезных ископаемых и загрязнения. Необходимо также предупреждать вредное воздействие недр на окружающую природную среду при их освоении.

Защита атмосферы

Распыление и розлив нефти и нефтепродуктов, а также вторичные реакции и работа двигателей агрегатов сопровождается выделениями углекислого газа и метана в атмосферу. Потери при испарении легких фракций нефти во время хранения в резервуарах и производстве сливных и промывочных операций.

Основными мероприятиями по охране атмосферы являются: исключение случаев выбросов газа и разливов нефти путем своевременного осуществления сброса

нефти и газа в аварийные емкости; оперативный сбор разлитой нефти; постоянный строгий контроль за выбросами в атмосферу транспортными средствами; постоянное внедрение технологий и оборудования, ведущих к снижению норм ПДВ; проведение мероприятий по рекультивации земель в случае их загрязнения нефтепродуктами, химическими реагентами согласно утвержденным методам.

Защита гидросферы

В ходе работ по проведению обработки кислотами могут происходить различные воздействия на гидросферу. Например, загрязнение поверхностных и подземных вод промывочной жидкостью, засоление поверхностных водоемов, при самопроизвольной утечке кислот (щелочей) или других веществ (нефтепродуктов); утечка нефтепродуктов и химических реагентов из резервуаров и дозирующих установок.

Мероприятия по защите гидросферы: герметизация всего оборудования и трубопровода; полную утилизацию промышленной сточной воды путем ее закачки в продуктивные или поглощающие пласт; при необходимости, обработку закачиваемой в продуктивные пласты воды антисептиками, с целью предотвращения ее заражения сульфатвосстанавливающими бактериями, приводящими к образованию сероводорода в нефти и в воде; создание сети пунктов для наблюдения за составами поверхностных и подземных вод.

Защита литосферы

При проведении кислотной обработки происходят нарушения и загрязнения почвенного и растительного покрова утечками (проливами) кислот, щелочей, технических жидкостей и нефтепродуктов, а также плохое качество промывки скважины после работ. Чтобы избежать дополнительное загрязнение призабойной зоны пластов из-за некачественно проведенных операций, необходимо вести полный контроль за всеми процессами в течении всего времени проведения работ.

Мероприятия можно производить по замкнутой схеме с использованием герметизирующих сальниковых устройств; земляных амбаров, изолированных полиэтиленовой оболочкой; быстроръемных трубных соединений, которые

предотвращают попадание технологических жидкостей; циркуляционных систем и других веществ на почву. В случае её загрязнения нефтепродуктами, химическими реагентами необходимо провести мероприятия по рекультивации земель.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При проведении работ по кислотной обработке скважин, в большинстве случаев, возможные возникающие чрезвычайные ситуации техногенного характера. В частности, возможны следующие ситуации: поломка оборудования, негерметичность трубопровода, возникновение пожара.

При поломке оборудования, угрожающей безопасности работников специализированной бригады по химической обработке скважин, немедленно прекратить работу, доложить руководителю работ и действовать согласно полученным указаниям, а в случае порыва трубопроводов нагнетания немедленно одеть средств защиты, выключить подачу химических реагентов и принять меры по недопущению разлива на территории ремонтируемой скважины.

В случае возникновения пожара необходимо: прекратить все технологические операции; сообщить о пожаре; отключить электроэнергию; принять меры к удалению людей из опасной зоны; умело и быстро выполнить обязанности, изложенные в плане ликвидации аварий; изолировать очаг пожара от окружающего воздуха; горящие объемы заполнить негорючими газами или паром; принять меры по искусственному снижению температуры горящего вещества.

При ожогах кислотой необходимо оказать первую помощь согласно рецептуре в зависимости от вида химического реагента. В большинстве случаев горение ликвидируется одновременным применением нескольких методов.

Заключение к разделу

В данном разделе были рассмотрены и проанализированы вредные и опасные факторы, влияющие на безопасность работников и обоснованы мероприятия по их устранению, рассмотрены правовые вопросы обеспечения безопасности для лиц, работающих при выполнении мероприятий по кислотной обработке, приведены организационные мероприятия при ее проведении, изучены вопросы, касающиеся влиянию работ на экологическую безопасность и безопасность в чрезвычайных ситуациях. Выполнение всех требований мер безопасности при выполнении работ, связанных с обслуживанием скважин, позволяет избежать воздействия вредных и опасных факторов или снизить вероятный причиняемый ущерб здоровью и жизни до минимального уровня.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе произведён обзор существующих расчетных методов определения свойств нефтегазовых смесей и анализ результатов расчета по отношению к пластовым нефтям Западной Сибири. Наиболее перспективными признаны методы, основанные на данных о компонентном составе смеси и минимальном количестве стандартно определяемых параметров (плотность и вязкость разгазированной нефти). Для нефтяных месторождений Западной Сибири выполнено общее количественное описание основных характеристик пластовой нефти. Выявлен интервал и частота распределения условий залегания и свойств нефти, разрабатываемой и подготавливаемой к вводу в разработку залежей для общих вероятностных оценок параметров углеводородного сырья при поиске и эксплуатации нефтяных месторождений.

Произведены экспериментальные исследования фазовых равновесий природных нефтегазовых смесей. С использованием закономерностей, выявленных при анализе результатов, разработана методика расчета констант фазового равновесия компонентов нефтегазовой смеси (включая тяжелый остаток C_{6+}).

Проанализированы свойства пластовых флюидов и технологии, определяющие их изменения в ходе разработки, проведен факторный анализ изменения свойств пластовых флюидов. Изменение свойств нефти во многом определяют эффективность разработки с применением нетрадиционных методов, таких как тепловые или газовые, фотоколориметрия, а при использовании заводнения изменения параметров пластовых флюидов во многом носят негативный характер и требуют учета при проектировании технологических мероприятий, в том числе по доработке в силу изменения структуры остаточных запасов. С осторожностью необходимо применять и методы интенсификации притока с учетом возможной реакции пластовой системы, с применением кислотных обработок в случаях высоковязкой нефти наблюдается влияние на фильтрацию в призабойной зоне.

Также в работе проведен расчёт экономической эффективности от проведения кислотных обработок призабойной зоны пласта, рассмотрены два варианта проведения

мероприятия – солянокислотная обработка и глинокислотная обработка, проведение которых влияют на свойства нефти. В первом случае при использовании на 342 скважинах чистая прибыль составила 28764,91 тыс. руб., а во втором на 190 скважинах – 22315,97 тыс. руб. Представлены меры производственной безопасности при проведении кислотных обработок скважин, возникающие вредные и опасные факторы, а также правовые вопросы обеспечения безопасности работников.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. РД 153-39.0-110-01 Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений.
2. Шейх-Али Д.М. Изменение свойств пластовой нефти и газового фактора в процессе эксплуатации нефтяных месторождений / Д. М. Шейх-Али. Уфа: БашНИПИнефть, 2001. – 140 с.
3. Закиров Д. Р. Выбор оптимальных условий для рекомбинирования проб пластовых флюидов / Д. Р. Закиров, Е.Н. Чернов, П.В. Павлов, С.В. Торин // Нефтепромысловое дело. – 2021. – №1. – С. 41-45.
4. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия.
5. Хазнаферов А. И. Исследование пластовых нефтей / А. И. Хазнаферов. – М.: Недра, 1987. – 116 с.
6. Bahadori A. Fluid Phase Behavior for Conventional and Unconventional Oil and Gas Reservoirs / A. Bahadori – Gulf Professional Publishing, 2017 – 533 p.
7. Чоловский И.П. Нефтегазопромысловая геология залежей углеводородов / И.П. Чоловский, М.М. Иванова, Ю.И. Брагин – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. – 680 с.
8. Анализ причин роста газового фактора на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений / М. К. Баймухаметов [и др.] // Известия Томского политехнического университета [Известия ТПУ]. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329, № 8. – С. 104-111.
9. Канзафаров Ф. Я. Изменение свойств нефти в процессе эксплуатации Самотлорского месторождения / Ф. Я. Канзафаров, Р.Г. Джабарова // Нефтепромысловое дело. – 2010. – №4. – С. 4-9.
10. Ольховская В. А. Корреляция свойств извлекаемой нефти с особенностями поведения пластовых систем / В.А. Ольховская, Л. Н.

Баландин, Ю. П. Борисевич, Г. З. Краснова // Нефтепромысловое дело. – 2008. – №9. – С. 21-29.

11. Титов В. И. Изменение состава пластовых нефтей при разработке месторождений (Обзор) / В. М. Березин, В. В. Гизатуллина, В. С. Ярыгина // Тектоника и нефтегазоносность Башкирии. – Уфа: УфНИИ, 1983. – С. 43-50.
12. Тульбович Б.И. Методы изучения коллекторов нефти и газа / Б.И. Тульбович. – М.: Недра, 1979. – 199 с.
13. Злобин А.А. О механизме гидрофобизации поверхности пород-коллекторов нефти и газа / А.А. Злобин, И.Р. Юшков // Вестник Пермского Университета. – 2014. – №3. – С. 68-79.
14. Fundamentals of Wettability / Wael Abdallah [et al.] // Oilfield Review – 2007. – vol. 19. – №2 – p. 44-61.
15. Rashid S.H. Al-Maamari Asphaltene Precipitation and Alteration of Wetting: The Potential for Wettability Changes During Oil Production. / S.H. Rashid Al-Maamari, Jill S.B. // SPE Reservoir Evaluation & Engineering – 2003. – vol. 16. – №4 – p. 210-214.
16. Эбзеева О.Р. Анализ свойств граничных слоев нефти после заводнения пластов / О.Р Эбзеева, А.А. Злобин // Вестник Пермского Университета. – 2012. – №2. – С. 87-94.
17. Канзафаров Ф.Я. Повышение эффективности эксплуатации нефтяных месторождений с учетом изменения свойств пластовых систем: дис. канд.техн.наук. – Нижневартовск, 2014 г.
18. ОСТ-153-39.2-048-2003 Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей/ ВНИИнефть. М., 2003.
19. Гужиков П.А. Проблемы и недостатки нормативно-методической базы экспериментальных исследований пластовых флюидов / П.А. Гужиков // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 12. – С.124–128.

20. Брусиловский А.И. Проблемы отсутствия единой нормативно-методической базы при обосновании свойств пластовых флюидов и опыт компании ПАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» в их решении / А.И. Брусиловский, И.О. Промзелев, С.А. Федоровский // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2017– № 3(5) сентябрь. – С. 65-70
21. Брусиловский А.И. Научно обоснованный инженерный метод определения компонентного состава и PVT свойств пластовых углеводородных смесей при неполной исходной информации / А.И. Брусиловский, Т.С. Ющенко // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2016 - № 1(1) октябрь. – С. 38-43
22. Ашмян К.Д. Экспресс-метод исследования пластовых нефтей / К.Д. Ашмян, С.Г. Вольпин, А.К. Пономарев, О.В. Ковалева // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 10. – С. 95-97.
23. Рузин Л.М. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика) / Л. М. Рузин, О. А. Морозюк. – Ухта: УГТУ, 2014. – 127 с.
24. Подбор состава вытесняющего газа для условий нефтяного месторождения Центрально-Хорейверского поднятия / А.А. Медведев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 9. – С. 94-97.
25. Слюсарев Н.И. Технология и техника повышения нефтеотдачи пластов / Н.И. Слюсарев – М.: Изд-во СПГИ, 2003. – 78 с.
26. Таирова С.В. Гелеобразующие составы как метод повышения нефтеотдачи пластов / С.В. Таирова // Вестник недропользователя. – 2002. – №8. – URL: <http://www.oilnews.ru/8-8/geleobrazuyushhie-sostavy-kak-metod-povysheniyanefteotdachi-plastov>
27. Изменение состава и свойств нефти в результате применения методов увеличения нефтеотдачи / А.А. Нафиков [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 9. – С. 100-103.
28. Давлетшина Л.Ф. О необходимости изучения особенностей поведения углеводородов для повышения эффективности кислотных

- обработок скважин / Л.Ф. Давлетшина, Л.И. Толстых, П.С. Михайлова // Территория Нефтегаз. – 2016. – №4. – С.90-96.
29. Химическая обработка призабойных зон пласта добывающих скважин / ООО «РН-Юганскнефтегаз». – Нефтеюганск, 2011. – 46 с.
30. Обработка призабойной зоны пласта добывающих скважин кислотными композициями / ООО «РН-Юганскнефтегаз». – Нефтеюганск, 2007. – 44 с.
31. РД 39-11-02-77 Методическое руководство «Аппаратура и методика исследований реологических свойств аномально-вязких пластовых нефтей». - Уфимский нефтяной институт, 1977. - 28 с.
32. Рейтблат Е.А. Моделирование свойств углеводородов в залежи со значительной дифференциацией вязкости и плотности нефти по геологическому разрезу/ ООО «Тюменский нефтяной научный центр»/ ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», 2022. - 4 с.
33. Сорайя Бетанкур Современные методы измерения свойств пластовых флюидов.-США, 2007.-18 с.
34. Лобанов А.А. Разработка системы комплексной количественной оценки качества проб пластовых нефтей/ ООО «Газпромнефть НТЦ»/ Казанский (Приволжский) федеральный университет, 2020.-15 с.
35. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018).
36. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.
37. ГОСТ 21752-76. Система «человек-машина». Маховики управления и штурвалы. Общие эргономические требования.
38. ИПБОТ 137-2008 Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по химической обработке скважин.

- 39.СП 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания.
- 40.ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- 41.ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
- 42.СП 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
- 43.ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
- 44.ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
- 45.ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
- 46.ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
- 47.ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы.

ПРИЛОЖЕНИЕ А



Рисунок 35 - Факторный анализ изменения свойств пластовых флюидов