

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа : Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки : 21.04.01 нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) : Нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ИНДИКАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ ОЦЕНКИ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ ПЛАСТОВ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.276-026.564.3

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Кваблах Эрик Квей		07.06.2021 Г

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		07.06.2021 Г

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший Преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			07.06.2021

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н		07.06.2021

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сечин Александр Иванович	д.т.н.		07.06.2021

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		07.06.2021

Томск – 2021 г

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) П.Н.Зятиков
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ93	Кваблах Эрик Квей

Тема работы:

Совершенствование технологии индикаторных исследований для оценки фильтрационной неоднородности пластов в процессе разработки нефтяных месторождений	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	97 – 3 / с 07.04.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	07.06.2021 г
------------------------------------------	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Технологическая схема разработки Среднем Поволжье месторождения, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Анализ основных типов неоднородностей месторождений нефти и газа геолого - физические характеристики пласта; Модели нефтяных и газовых коллекторов. Особенности технологии трассирующего метода исследования для определения неоднородности нефти и газа. Технологические аспекты трассирующих исследований нефтяных пластов. Особенности анализа эффективности системы заводнения карбонатных коллекторов на примере Даниловского месторождения.

	<p>Особенности анализа эффективности системы заводнения терригенных коллекторов на примере Приобского месторождения.</p> <p>Рассмотрены основные пути повышения эффективности системы заводнения.</p> <p>Формирование рекомендаций по улучшению анализа результатов трассирующих исследований, ведущих к улучшению характеристик запасов нефти и газа</p>
--	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.э.н., Романюк Вера Борисовна
«Социальная ответственность»	Сечин Александр Иванович, профессор ТПУ
Консультант – лингвист Отделения иностранных языков ШПИБ	Уткина Анна Николаевна к. филос. н.

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Improving the technology of indicator studies for assessing the filtration heterogeneity of reservoirs in the process of oil field development.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.03.2021
------------------------------------------------------------------------------------------	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		15.03.2021

Консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			15.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Кваблах Квей Эрик		15.03.2021

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ93	Кваблах Квей Эрик

Школа	Природных ресурсов	Отделение	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): «Расчет стоимости внедрения в систему разработки месторождения концентрических лифтовых колонн»</i>	<i>Стоимость флуоресцеина натрия и эритрозина от разных поставщиков в России. Стоимость транспортировки флуоресцеина натрия и эритрозина на средне-волжское нефтяное месторождение Россия.</i>
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Исходя из данных ООО «Газпром добыча Уренгой»</i>
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>С Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Определение эффективности применения флуоресцентный натрий и эритрозин</i>
<i>2. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии</i>

Перечень графического материала

<i>Таблицы: - Стоимость фторсеина натрия и эритрозина в России - Стоимость транспортировки Транспортировка флуоресцеина натрия и эритрозина по России. - Общая стоимость флуоресцеина натрия и эртрозина в России</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Кваблах Квей Эрик		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ93	Кваблах Квей Эрик

ШКОЛА	ИНПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Тема дипломной работы:

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ИНДИКАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ
ДЛЯ ОЦЕНКИ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ ПЛАСТОВ В
ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

- специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;
- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Приводится перечень НТД, используемой в данном разделе.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность

Анализ показателей шума и вибрации

- установление соответствие показателей нормативному требованию;

Анализ показателей микроклимата

- показатели температурные, скорости движения воздуха, запыленности.

Анализ освещенности рабочей зоны

- типы ламп, их количество, соответствие нормативному требованию освещенности;
- при расчете освещения указать схему размещения светильников на потолке согласно проведенному расчету.

Анализ электробезопасности

- наличие электроисточников, характер их опасности;
- установление класса электроопасности помещения, а также безопасные номиналы тока, напряжения, сопротивления заземления.
- при расчете заземления указать схему размещения заземлителя согласно проведенному расчету.

Для всех случаев вредных и опасных факторов на рабочем месте указать ПДУ, ПДД, допустимые диапазоны существования, в случае превышения этих значений:

- перечислить средства коллективной и индивидуальной защиты;
- привести классы электроопасности помещений, а также безопасные номиналы тока, напряжения, сопротивления заземления,
- категорию пожароопасности помещения,
- марки огнетушителей, их назначение.

При отклонении показателя предложить мероприятия.

<p align="center">Анализ пожарной безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> • присутствие горючих материалов, тем самым, присутствие повышенной степени пожароопасности. • категории пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение. • Разработать схему эвакуации при пожаре. 	
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> • защита селитебной зоны • анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); • анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); • анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); • разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Наличие отходов (металлическая стружка, абразивная пыль, черновики бумаги, отработанные картриджи принтера, обрезки электромонтажных проводов) потребовали разработки методов (способов) утилизации перечисленных отходов.</p> <p>Наличие радиоактивных отходов также требует разработки их утилизации.</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> • перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; • выбор наиболее типичной ЧС; • разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; • разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>Рассматриваются 2 ситуации ЧС:</p> <p>1) природная – сильные морозы зимой;</p> <p>2) техногенная – исключить несанкционированное проникновение посторонних на рабочее место (большая вероятность проведения диверсии).</p> <p>Предусмотреть мероприятия по обеспечению устойчивой работы производства в том и другом случае.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <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. 	<p>Приведены:</p> <ul style="list-style-type: none"> • перечень НТД, используемых в данном разделе, • схема эвакуации при пожаре, • схема размещения светильников на потолке согласно проведенному расчету.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	26.02.20 г.
-------------------------------------------------------------	-------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ТПУ	Сечин Александр Иванович	Д.т.н.		10.06.2021 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Квабла Квей Эрик		10.06.2021 г.

Результаты освоения образовательной программы
Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(У)-1. Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, выработать стратегию действий	И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними
		И. УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению
		И.УК(У)-1.3. Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания
		И.УК(У)-1.4. Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления
		И.УК(У)-2.2. Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения
		И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способность организовывать и руководить работой команды, выработывая командную стратегию для достижения поставленной цели	И. УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует
		И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды
		И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды
Коммуникация	УК(У)-4. Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег
		И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)
		И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные
		И.УК(У)-4.4. Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	И.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровье сбережение)	УК(У)-6. Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	И.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов
		И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами
		И. УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда

Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	И.ОПК(У)-1.1. Демонстрирует навыки физического и программного моделирования отдельных фрагментов процесса выбора оптимального варианта для конкретных условий И.ОПК(У)-1.2. Использует фундаментальные знания профессиональной деятельности для решения конкретных задач нефтегазового производства И.ОПК(У)-1.3. Анализирует причины снижения качества технологических процессов и предлагает эффективные способы повышения качества производства работ при выполнении различных технологических операций
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	И.ОПК(У)-2.1. Использует знание алгоритма организации выполнения работ в процессе проектирования объектов нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-2.2. Формулирует цели выполнения работ и предлагает пути их достижения И.ОПК(У)-2.3. Выбирает соответствующие программные продукты или их части для решения конкретных профессиональных задач
	ОПК(У)-3. Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	И.ОПК(У)-3.1. Анализирует информацию и составляет обзоры, отчеты И.ОПК(У)-3.2. Владеет навыками аналитического обзора при подготовке рефератов, публикаций и не менее 50 источников при подготовке магистерской диссертации
Работа с информацией	ОПК(У)-4. Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности	И.ОПК(У)-4.1. Определяет основные направления развития инновационных технологий в нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской, практической технической деятельности, используя имеющееся оборудование, приборы и материалы
Исследование	ОПК(У)-5. Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях	И.ОПК(У)-5.1. Определяет на профессиональном уровне особенности работы различных типов оборудования и выявление недостатков в его работе И.ОПК(У)-5.3. Интерпретирует результаты лабораторных и технологических исследований применительно к конкретным условиям
Интеграция науки и образования	ОПК(У)-6. Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания основ педагогики и психологии

	профессиональные знания	И.ОПК(У)-6.2. Демонстрирует умение общаться с аудиторией, заинтересовать слушателей
--	-------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Тип задач профессиональной деятельности: педагогический				
1 «Образование и наука» (в сфере научных исследований)	1. Разработка методических материалов, обеспечения подготовки аттестации специалистов для и	01.004 Профессиональный стандарт «Педагог профессионального обучения, профессионального образования и дополнительного профессионального образования», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 8 сентября 2015 г. № 608н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2015 г., регистрационный № 38993) ОТФ G Научно-методическое и учебно-методическое обеспечение реализации программ профессионального обучения	ПК(У) -1. Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области добычи углеводородного сырья	И.ПК(У) -1. Участвует в разработке методических документов по вопросам проведения геолого-промысловых работ, проектирования, отчетности, подготовки и аттестации в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах в процессах добычи углеводородного сырья

Тип задач профессиональной деятельности: технологический				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Организация и руководство работ по добыче углеводородного сырья. 2. Обеспечение оперативного инженерного руководства технологическим процессом добычи нефти, газа и газового конденсата.	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ D «Организация работ по добыче углеводородного сырья»	ПК(У) -2. Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами добычи углеводородного сырья	И.ПК(У) -2.1. Руководит организационно-техническим сопровождением работ по восстановлению работоспособности нефтегазопромыслового оборудования при эксплуатации объектов добычи нефти и газа

	<p>3.Контроль и сопровождение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования по добыче углеводородного сырья.</p> <p>4.Организация и контроль за проведением геолого-промысловых работ</p>	<p>и</p> <p>и</p> <p>и</p> <p>и</p>	<p>ОТФ Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья»</p> <p>19.021</p> <p>Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н);</p>	<p>ПК(У) -3. Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья</p>	<p>И.ПК(У) -3.1. Оценивает повышение эффективности добычи углеводородного сырья и проведения геолого-промысловых работ в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений</p>
			<p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p>	<p>ПК(У)-4. Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли</p>	<p>И.ПК(У) -4.1. Обеспечивает эффективную эксплуатацию технологического оборудования, конструкций, объектов, агрегатов, механизмов в процессе добычи углеводородного сырья в соответствии с требованиями нормативной документации</p>

Тип задач профессиональной деятельности:
научно-исследовательский

<p>19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа</p>	<p>1.Составление текущих и перспективных планов по проведению геолого-промысловых работ</p> <p>2.Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ (НИР)</p>	<p>и</p> <p>и</p> <p>и</p>	<p>19.007</p> <p>Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья»</p>	<p>ПК(У)-6. Способен применять полученные знания для разработки и реализации проектов и научно-исследовательских работ различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов</p>	<p>И.ПК(У) -6.1. Разрабатывает текущее и перспективные планы по эффективному проведению геолого-промысловых работ и добыче углеводородного сырья на основе методик и требований проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов</p>
-------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

	<p>3.Разработка плановой, проектной и методической документации для геолого-промысловых работ</p>	<p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н);</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p> <p>ОТФ С «Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ»</p>	<p>ПК(У)-7. Способен применять современные программные комплексы для научно-исследовательских работ и проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>И.ПК(У)-7.1. Разрабатывает плановую, проектную, научно-исследовательскую и методическую документацию для геолого-промысловых работ и работ по добыче углеводородного сырья с применением современных программных комплексов для проектирования технологических процессов, перевооружений, технических устройств, аппаратов и механизмов в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений</p>
--	---------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Обозначения, определения и сокращения

ППД – поддержание пластового давления;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

(ИМ) – индикаторный метод

ВФ – водяная фаза

ГДИС – гидродинамические исследования скважин;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

ВПП – выравнивание профиля приёмистости;

ВНК – ВОДОНЕФТЯНОЙ КОНТАКТ

РИР – ремонтно-изоляционные работы;

ОПЗ – обработка призабойной зоны;

ЦЗ – циклическое заводнение;

ХОС – химическая обработка скважин;

ЦППД – цех поддержания пластового давления;

УЗО – устройство защитного отключения;

КРС – капитальный ремонт скважин;

ГСМ – горюче-смазочные материалы.

РЕФЕРАТ

Работа состоит из 147 страниц, 9 таблиц и 39 рисунков. Список литературы включает 38 источника информации.

Ключевые слова: нефть, газ, месторождение, пласт, коэффициент извлечения нефти, эффективность, нагнетательная скважина, Неоднородное нефтяное месторождение нефтеотдача, интенсификация, объектом исследования является добыча нефти в среднем Поволжье. Предметом исследования является практическое применение результатов индикатора при изучении фильтрационной неоднородности нефтяного месторождения

Целью данной работы является анализ фильтрационных свойств коллекторов, изучение геологического строения пластов, определение гидродинамических связей, направления трещин и выявление непродуктивных путем анализа результатов индикаторных исследований, применяемых на нефтяном месторождении.

В первой главе рассматривается применение исследований, первый раз, когда оно было применено, кто предпринял такое применение и когда и где оно было применено. Существует также дискуссия о том, как технология постепенно развивалась, формировалась и изменялась, чтобы стать очень важным исследовательским средством получения информации о нефти и газе. Кроме того, существует описание типов физических моделей резервуаров а также обсуждались различные типы неоднородных месторождений нефти и газа

Во второй главе была подробно рассмотрена технология трассировочных исследований, пошаговый процесс при проведении трассировочных исследований, типы формул трассировщиков для расчета концентрации и необходимой массы трассировщика и, прежде всего, был объяснен способ анализа трассировщиков для описания нефтяного пласта.

В третьей главе было проведено практическое применение индикаторных исследований в Среднем Поволжье и анализ результатов, а также показано, как неоднородность пласта влияет на добычу нефти для семи различных скважин

Результаты данной работы показывают, что исследование трассера оказалось жизнеспособным инструментом или средством для изучения характеристик нефтяных скважин, и были даны предложения по совершенствованию этого метода при изучении неоднородности фильтрации в процессе разработки нефтяных и газовых скважин.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	19
1. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ НЕОДНОРОДНОСТЬ ПЛАСТОВ В ПРАКТИКЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	23
1.1. Описание физических моделей пластов	28
1.1.1. Модели поровых пластов	28
1.1.2. Модели трещиновато-пористого пласта	29
1.2. Особенности вытеснения нефти и газа в разных моделях продуктивного пласта месторождений.....	33
1.3. Типы неоднородности нефтегазоносных пластов	35
1.4. Опыт разработки месторождений с высокой неоднородностью	56
1.5. Влияние неоднородности пласта на эффективность разработки месторождений.....	62
2. МЕТОД ТРАССИРУЮЩЕГО ТЕСТОВОГО АНАЛИЗА ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ПЛАСТОВ.....	67
2.1. Особенности трассировочного анализа	67
2.2. Выбор участка для трассерных исследований, контрольных скважин, определение целей и постановка задач исследования.....	70
2.3. Фоновый отбор проб и их лабораторный анализ.....	71
2.4 . Расчёт необходимого количества трассерных веществ и закачка меченной жидкости в пласт.....	74
3. ПРИМЕНЕНИЕ ТРАССИРУЮЩИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КАЧЕСТВА ДОБЫЧИ НЕФТИ И НЕОДНОРОДНОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИЗ ПЛАСТА В СРЕДНЕМ ПОВОЛЖЬЕ	83

3.1. Фоновый отбор проб и их лабораторный анализ.....	83
3.2. Результаты интерпретации трассерных исследований для пары скважин...	86
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	106
4.1. Определение стоимости трассеров и стоимости транспортировки.....	106
4.2. Определение общей стоимости флуоресцентных индикаторов.....	108
4.3. Экономическая эффективность использования Трассеров.....	106
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	116
5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	117
5.2. Производственная безопасность.....	119
5.3. Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего).....	121
5.4. Экологическая безопасность.....	122
5.5. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду.....	123
5.6. Анализ влияния процесса эксплуатации объекта на окружающую среду..	125
5.7. Обоснование мероприятий по охране окружающей среды.....	126
5.8. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	127
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	129
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ:.....	131
Приложение 1.....	136
Приложение 2.....	137

ВВЕДЕНИЕ

Индикаторный метод (ИМ) исследования межскважинного пространства занимает отдельное место среди известных и традиционных методов контроля за разработкой нефтяных месторождений.

Однако до сих пор этот способ не включен ни в списки геофизических, ни в перечень гидродинамических методов исследований. Более того, несмотря на популярность индикаторного метода среди промысловых геологов, на практике масштабного применения данный способ исследований также не получил, прежде всего, по причине длительного ожидания результатов. И на сегодняшний день это основной сдерживающий фактор его использования.

Вместе с тем информативность данных, получаемых при индикаторных исследованиях, очень велика.

По результатам исследований межскважинного пространства таким методом опытный специалист способен определить особенности геологического строения залежи, коллекторских свойств пласта, режимов работы скважин или последствий воздействия на пласт. Одна из главных задач, решаемая любой нефтедобывающей компанией повышение эффективности выработки нефтяных пластов и увеличение нефтеотдачи. Для ее решения важную роль играет получение качественных и точных оценочных характеристик самого разрабатываемого пласта на всех этапах.

Пополнения знаний об исследуемом объекте: подготовка, сбор, обработка, анализ, интерпретация данных. Трассерный метод исследования является эффективным способом получения информации о межскважинном строении пласта, определения скорости фильтрации флюидов в коллекторе, выявления зон нарушения гидродинамической связи между отдельными участками, оценки коэффициента охвата пласта процессом вытеснения, установления контроля над распределением потоков в залежи .

Трассерный метод основан на введении в контрольную нагнетательную скважину заданного объема меченой жидкости, которая оттесняется к

контрольным добывающим скважинам вытесняющим агентом путем последующей (после закачки меченого вещества) непрерывной подаче воды в контрольную нагнетательную скважину. Одновременно из устья добывающих скважин начинают производить отбор проб.

Отобранные пробы анализируются в лабораторных условиях для определения наличия трассера и его количественной оценки. По результатам анализа строятся кривые зависимости изменения концентрации трассера в пробах от времени, прошедшего с начала закачки трассера для каждой контрольной добывающей скважины. Вид этих кривых характеризует фильтрационную неоднородность каждого выделенного

Цель работы

Формирование комплекса методических рекомендаций по интерпретации результатов индикаторных исследований в процессе разработки нефтяных месторождений.

Объект исследования: фильтрационно-емкостные свойства пластов нефтяных месторождений

Задачи исследования

1. Выбор и анализ параметров индикаторных исследований, позволяющей рассчитывать начальную концентрацию и необходимое количество меченого вещества, частоту отбора проб и продолжительность исследований

2. Обоснование методологии количественной интерпретации данных индикаторных исследований нефтяных пластов в рамках слоисто-гетерогенной модели, позволяющей комплексно оценить объем проницаемых прослоек для исследовательских участков и коллекторов в целом.

Научная новизна

1. С использованием программного обеспечения выбраны и проанализированы модельные исследования фильтрации меченой жидкости для слоисто-неоднородных поровых, зонально-неоднородных поровых и трещиновато-поровых пластовых образований, представлена качественная и

количественная степень зависимости кривых «концентрация - время индикатора» неоднородности пласта.

2. Обоснованы принципы процесса выбора параметров для индикаторных исследований фильтрационных потоков (начальная концентрация и необходимое количество меченого вещества, частота отбора проб и продолжительность исследований).

3. Показана возможность уточнения постоянных геолого-технологических моделей нефтяной залежи по результатам индикаторных исследований

Защищаемых положений

1. Кривая «Концентрация - время индикатора» может быть использована для определения любого типа неоднородности коллектора. При определении характера неоднородности нефтяных пластов требуются дополнительные геолого - геофизические исследования. По характеру критерия «концентрация показателя – время» в полевых исследованиях можно выделить несколько независимых слоев только в том случае, если значения параметров фильтрации межскважинного пространства отличаются более чем на 20-25%

2. Выбранная технология индикаторных исследований для оценки фильтрационной неоднородности межскважинного пространства нефтяных пластов обеспечивает улучшение интерпретации данных, а также минимизирует ошибки обработки данных в процессе разработки нефтяных месторождений.

Практической значимости

1. Описанная в работе технология индикаторных исследований для оценки фильтрационной неоднородности межскважинного пространства нефтяных пластов имеет успешное использования на месторождениях Западной Сибири и Среднем Поволжье.

2. Показана возможность одновременной закачки 5 различных меченых веществ в 12 нагнетательных скважин и комплексной интерпретации полученных результатов индикаторных исследований, что позволяет оценить фильтрационную неоднородность по пласту в целом.

1. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ НЕОДНОРОДНОСТЬ ПЛАСТОВ В ПРАКТИКЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Использование трассеров в геологической и нефтепромысловой практике в СССР началось в конце 1950-х годов и к началу 1960-х годов получило широкое распространение. Под руководством академика ГЛ. Флёрова сотрудниками Института нефти АН СССР и ГрозНИИ (СевКавНИПИнефти) выявлена возможность использования изотопа водорода трития в качестве эффективного трассера фильтрационного потока для решения геологических и нефтепромысловых задач.

В 1956 г. на Октябрьском месторождении Чечено-Ингушской АССР впервые был применен тритий.

На протяжении всей истории развития индикаторных методов большой вклад в создание теоретических и технологических основ изучения межскважинного пространства мечеными веществами внесли ведущие отечественные учёные, среди которых: Антонов Г.П., Байков У.М., Букин И.И., Веселов М.В., Герасименко Ю.В., Зайцев В.И., Звягин Г.А., Иванкин В.П., Иванов В.С., Ильяев В.В., Киляков В.Н., Кошечев И.Г., Кузьмина Г.И., Кузьмин Ю.А., Макаров М.С., Михайлов Н.Н., Мурадян А.В., Овцын О.П., Пинкензон Д.Б., Полищук А.М., Сеночкин П.Д., Сойфер В.Н., Соколовский Э.В., Соловьёв Г.Б., Султанов С.А., Суркова Л.М., Тренчиков Ю.И., Трофимов А.С., Филиппов В.П., Финкельштейн Я.Б., Хозяинов М.С., Хромов А.П., Челокьян Р.С., Чернорубашкин А.И., Чижев С.И., Шимелевич Ю.С., Юдин В.А. [2, 3, 7, 8, 13, 17, 26, 27, 34, 35, 46, 50, 52-59, 64, 80, 81, 82, 88, 90, 94] и др.

Из зарубежных учёных вопросами индикаторных исследований межскважинного пространства занимались: Archer J.S., Bischoff K.B., Baldwin D.E., Brigham W.E., Daltaban T.S., Dovan H.T., Ellington R.T., Hutchins R.D., Landau L., Sandiford B.B., Sato K., Wheellet V.J. и др.

В 1963 году на ежегодно проводимых конференциях общества инженеров-нефтяников (SPE) с докладом: «Theory of tracer flow» от Техасского университета выступил КЗ. Bischoff [97]. В докладе подробно описаны основы течения

трассера в двухфазном потоке (вода, нефть) как компонента воды, обоснована возможность применения классических законов гидромеханики для описания фильтрации трассера.

В 1965 и 1966 годах на конференциях общества инженеров-нефтяников (SPE) с докладами выступали соответственно W.E. Brigham и D.E. Baldwin. Обе работы были посвящены в основном попыткам теоретического обоснования поведения закачиваемого трассера в пятиточечной схеме расположения скважин (1 нагнетательная и 4 добывающих скважины). И D.E. Baldwin и W.E. Brigham на тот момент были членами Американского института инженеров горной промышленности (AIME), поэтому вторая работа явилась теоретическим следствием первой.

В 70-е годы творческим коллективам советских учёных самых различных научно-исследовательских и производственных институтов: ВНИИЯГГ (Шимелевич Ю.С., Хозяинов М.С., Веселов М.В., Мурадян А.В. и др.), ТатНИПИнефть (Зайцев В.И., Антонов Г.П. и др.), ЗапСибнефтегеофизика (Кузьмин Ю.А и др.), Татнефть (Сеночкин П.Д. и др.), ВНИИнефть (Полищук А.М., Суркова Л.М. и др.), НВНИИГТ (Иванкин В.П., Хромов А.П. и др.), Киевское ОКБ (Челохьян Р.С. и др.), ГрозНИИ (Соколовский Э.В., Соловьев Г.Б., Тренчиков Ю.И. и др.) удалось создать и внедрить в основных нефтедобывающих районах страны технологию изучения фильтрационной неоднородности нефтяного пласта с помощью тритиевого трассера. В эти же года начато активное использование трития для контроля за разработкой нефтяных месторождений.

В начале 70-х установлена возможность применения йода-131 для кратковременных индикаторных исследований.

Вплоть до середины 80-х годов для трассерных исследований в основном применялся радиоактивный изотоп водорода тритий, как наиболее пригодный (на то время) по технологическим и экономическим соображениям по сравнению с другими трассерами (строгое движение с гидродинамическим носителем, практически не сорбируется горными породами и т.д.).

Существенным недостатком радиоактивных изотопов являлась их биологическая опасность, поэтому параллельно с применением трития и в дальнейших научных исследованиях и практических работах велись поиски нерадиоактивных индикаторов (стабильных веществ). Широкое применение нашли высокодисперсные суспензии ярко флюоресцирующих материалов (флуоресцеин, уранин, роданит и т.д.). К преимуществам подобных индикаторов относится их нерастворимость в исследуемой среде; нетоксичность; устойчивость к действию физических, химических и биологических факторов; санитарно-экологическая безопасность и способность определяться в любых средах, тем более что исследования (закачка индикатора и отбор проб) могли (и могут) проводится силами не только научно-исследовательских, но и буровых, геологоразведочных, нефтедобывающих предприятий.

За период широкого применения трития в индикаторных исследованиях и проводимой научно-исследовательской работы были выделены два этапа развития индикаторных методов. Ранние работы, связанные с фильтрацией меченой «жидкости в пласте, были в основном направлены на получение качественной информации о пластах, геологических разрезах, залежах и протекающих в них явлениях при извлечении нефти. Их (траеерных исследований) эффективность и значимость существенно повысилась с появлением обоснованных теорий, методических рекомендаций и бурном развитии персональной компьютерной техники. Но и возник ряд вопросов и проблем, связанный с количественной интерпретацией траеерных исследований фильтрационных потоков: выполненные теоретические исследования показали, что точные аналитические решения изменения концентрации индикатора во времени на устье добывающих скважин, на которых базируются все интерпретации полученных данных полевых геофизических методов и геофизических исследований скважин, возможны лишь для простейших случаев. Трудности решения этого вопроса были связаны с неоднородностью пластов и исследованиями для многоскважинных систем.

Одним из первых больших научных трудов, с доказательной базой и обоснованием приемов получения фильтрационных параметров методом мечения нагнетаемой воды послужила работа [59], выполненная Э.В. Соколовским, Г.Б. Соловьевым, Ю.И. Тренчиковым в 1986 г. В работе приведены выполненные авторами теоретические, экспериментальные и методические исследования по выбору трассеров, созданию новых и усовершенствованию существующих методов меченой жидкости, а также обширный материал практического применения трассеров на нефтяных месторождениях Северного Кавказа, Белоруссии, Мангышлака, Татарии и др. При этом основное внимание уделено методике и технологии именно практического применения трассерных методов на разведочных площадях нефтяных и газовых месторождений с целью определения емкостных и фильтрационных параметров трещиноватых и пористых пластов. Определены количественные и качественные показатели неоднородности пластов, с выявлением гидродинамической связи по разрезу отложений, проведения контроля и регулирования процессов разработки залежей и оценки эффективности вытеснения нефти водой. Ими же была выделена группа новых несорбирующихся, легкодоступных, достаточно просто фиксируемых с высокой точностью в минерализованных водах стабильных трассеров — аммиачной селитры, карбамида, тиомочевины, а также обоснованы возможности применения единых методологических подходов при интерпретации результатов исследований как при закачке радиоактивных, так и стабильных веществ.

В 1987 году на конференции общества инженеров-нефтяников (SPE) от стэнфордского университета выступил с докладом W.E. Brigham. В докладе описывается возможность получения количественной оценки параметров пласта по результатам трассерных исследований. Даются общие понятия основ трассерных исследований и аналитических методов, используемых для получения количественных результатов и интерпретации этих результатов для определения основных фильтрационных параметров многослойного пласта-коллектора.

В 1988 году во ВНИИгеоинформсистем (ВНИИгеосистем) под руководством М.С. Хозяинова, в результате проведенной научно-исследовательской работы, были разработаны методические рекомендации для определения фильтрационных параметров межскважинного пространства нефтяных залежей, основанные на результатах интерпретации исследований, проводимых с меченой тритием водой. Также была написана программа «TRITIY» для компьютерного моделирования процесса квазиодномерной двухфазной фильтрации воды, нефти и оторочки меченой жидкости для слоисто-неоднородных пластов-коллекторов. В работе предложено уточнение слоистой неоднородности пласта путем решения обратной задачи: по измеряемой в эксплуатационных скважинах кривой концентрации меченой воды построить слоистую модель пласта. Разработан итерационный подход построения слоисто-неоднородной модели участка пласта для пары (нагнетательной и добывающей) скважин путем сравнения расчетной (строится при моделировании фильтрации воды, нефти и оторочки меченой тритием воды) и экспериментальной зависимостей кривых «концентрация индикатора время».

Годом позже (в 1989 г.) создается руководящий документ: Методическое руководство по технологии проведения трассерных исследований и интерпретации их результатов для регулирования и контроля процесса заводнения нефтяных залежей.

Это методическое руководство явилось неким комплексированием накопленных знаний в области индикаторных исследований учёных практически со всей страны.

С начала 90-х годов и до сегодняшнего дня в нашей стране не создавалось более никаких рекомендаций и не проводились новые теоретические поиски в области индикаторных исследований фильтрационных потоков в межскважинном пространстве нефтяных месторождений. На сегодняшний момент практически все результаты интерпретации трассерных исследований, проводимые различными, научно-исследовательскими и проектными институтами, сервисными и нефтяными компаниями основаны на работах.

В общем-то существует и ряд недостатков наиболее приемлемых для нефтепромысловой практики индикаторов: невозможность их регистрации непосредственно в потоке, что делает необходимым производить отбор и транспортировку проб и затрудняет широкое внедрение трассерных исследований на нефтяных месторождениях.

Успешное решение этого вопроса позволит расширить возможности применения индикаторных исследований и ввести их в разряд стандартных методов при, поисковых и разведочных работах, при изучении, регулировании и контроле разработки нефтяных месторождений.

1.1. Описание физических моделей пластов

1.1.1. Модели поровых пластов

Модели пластов делятся на детерминированные (адресные) и статистические

Детерминированная модель: Накопленные данные о геологическом строении, о ФЕС залежи, нефтенасыщенных толщинах и другие используются для более точного отражения фактического строения и свойств пласта. Пласт разбивают на участки с одинаковыми или близкими по величинам основных физических параметров. Дифференциальные уравнения, описывающие процессы фильтрации нефти и вытеснения реагентами, заменяются конечно-разностными, алгебраическими уравнениями. Решение системы алгебраических уравнений позволяет определить текущие показатели разработки.

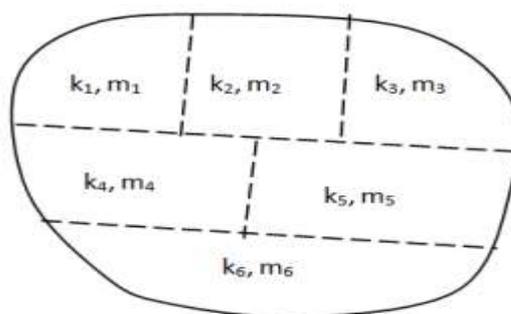


Рисунок 1 - Схема детерминированной модели пласта [26]

Практическое применение адресной модели стало возможным благодаря развитию математических методов обработки больших объемов информации с применением современных возможностей вычислительной техники

Вероятностно-статистическая модель: В этом случае реальному пласту ставят в соответствие некоторый гипотетический пласт, имеющий такие же характеристики, как и реальный. К таким моделям относятся:

а) модель однородного пласта основные характеристики пласта пористость и проницаемость усредняются;

б) модель однородно-анизотропного пласта – проницаемость по вертикали и вдоль напластования различны.

Применение вероятно-статистических моделей стало возможным благодаря развитию методов подземной гидромеханики, которые позволили понять и объяснить процессы движения флюидов при различных пластовых условиях

1.1.2. Модели трещиновато-пористого пласта

Модель с двойной пористостью и проницаемостью: Эта модель, разработанная Г. И. Баренблаттом и Ю. П. Желтовым представляет трещиновато-пористый коллектор в виде двух сплошных сред, вложенных друг в друга и обладающих различными емкостными и фильтрационными свойствами (пористостью и проницаемостью). Среды связаны между собой функцией перетока. Одна среда учитывает фильтрацию в пористой среде, вторая в трещинах.

Модель Уоррена Рута: Трещиновато-пористые среды представлены в виде блоков прямоугольных параллелепипедов и системы трещин. По трещинам приток флюида перемещается к забою скважины, из блоков в силу разности давлений нефть перетекает в трещины

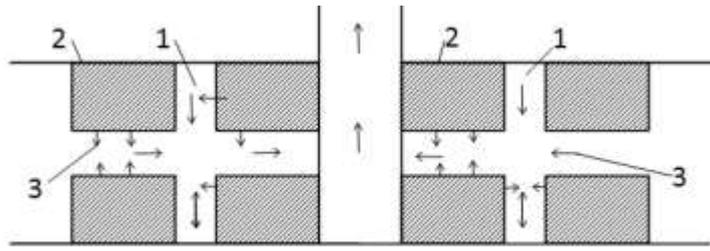


Рисунок 2 – Модель Уоренна – Рута.

1,3 – трещины, 2 – блоки [26]

Модель Каземи: Трещиновато-пористый пласт представляется в виде двух пропластков: 1-й высокопроницаемый пропласток (прослой) (ВП) соответствует трещинам, 2-й низкопроницаемый пропласток (НП). Приток флюида в скважину происходит по ВП. Флюид из НП перетекает в ВП. Фильтрация флюида из НП в ВП описывается функцией перетока.

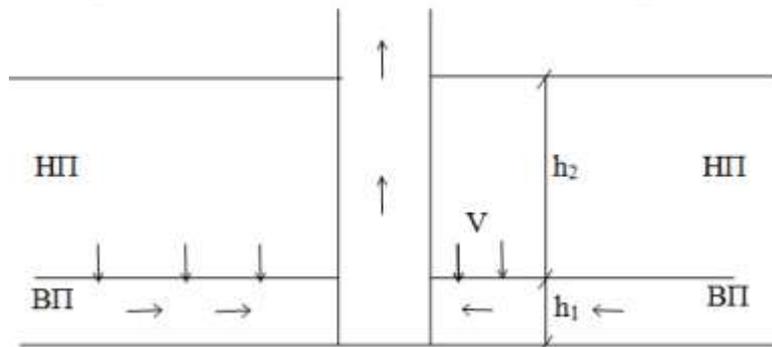


Рисунок 3– Модель Каземи.

V – функция перетока из НП в ВП, h_1 , h_2 толщины высокопроницаемого и низкопроницаемого пропластков [26]

Существуют многослойные модели пластов, в которых выделяют несколько прослоев с разными фильтрационно-емкостными свойствами, которые могут быть гидродинамически связанными или разделены глинистыми прослоями.

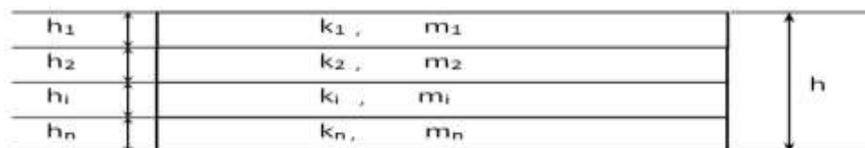


Рисунок 4– Модель слоистого пласта, состоящего из пропластков (прослоев) разной толщины проницаемости и пористости [26]

Модель Полларда: Трещиновато пористый пласт представляется в виде трех областей. Первая характеризует систему трещин в ПЗП, вторая область система трещин и поровых каналов вдали от забоя скважины, третья область соответствует матрице, блокам, пористой среде. Между областями происходит переток жидкости. Общее падение давления в пласте равно сумме падений давлений в каждой области и происходит за счет объемной сжимаемости соответствующих областей. Параметры системы определяются интерпретацией результатов кривых восстановления давления

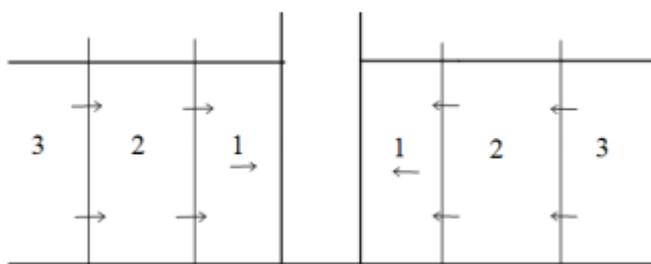


Рисунок 5– Модель Полларда. 1– область трещин в ПЗП., 2– область трещиновато-пористого коллектора, 3– матрица, поровый коллектор [26]

Особенности применения моделей сложнопостроенных коллекторов: Модель Полларда. При первичном вскрытии пласта в ПЗП образуются техногенные трещины, по которым после освоения скважины осуществляется приток флюида. По мере удаления от забоя доля трещин в объеме пласта уменьшается, пласт соответствует своему не нарушенному, естественному состоянию.

Размеры каждой из этих трех областей зависят от литологического состава и свойств коллектора. Представление коллектора в виде послойного разделения пласта на высокопроницаемые пропластки и низкопроницаемые пропластки или на трещины с горизонтальным разделением блоками основывается на лабораторных, геофизических и гидродинамических методах исследования скважин.

Расстояния между скважинами в зависимости от плотности сетки скважин достигает сотни метров. Наличие или отсутствие гидродинамической связи

между трещинами и матрицей, высокопроницаемыми и низкопроницаемыми прослоями может нарушаться. Где и насколько установить практически невозможно, поэтому для распределения изменения ФЕС используют методы интерполяции и методы теории вероятности. Поэтому при проектировании и прогнозировании показателей разработки неизбежно возникнут несоответствия с фактическими показателями.

Модель Уоррена – Рута. В этой модели должны быть известны размеры пористых блоков, содержащих основные запасы нефти. Есть работы, определения геометрических размеров блоков по полевым геофизическим исследованиям.

Модель Баренблатта – Желтова. Модель двойных сред привлекательна математическим описанием. Но, к сожалению, трудно воспринимается и не согласуется с конкретным геологическим строением залежи. Во всех рассмотренных моделях с двойной фильтрационно-емкостной системой есть общее: а именно, трещины, высокопроницаемые пропластки обладают большей проницаемостью.

Блоки, матрицы, низкопроницаемые прослои обладают большей емкостной способностью (пористостью), в которой содержится основная, большая доля извлекаемых углеводородов. При извлечении нефти приток флюида к забоям добывающих скважин происходит по трещинам, высокопроницаемым пропластками. Матрица, блоки, низкопроницаемые пропластки подпитывают объекты, среду с большей проницаемостью в результате перетока, содержащихся в них флюидов.

Правильный подбор модели пласта существенно влияет на разработку эксплуатационного объекта в целом, и на выбор режима эксплуатации добывающих скважин. Если фактические и расчетные по выбранной модели показатели разработки различаются, то это свидетельствует о несоответствии выбранной модели геологическому строению пласта. С другой стороны, правильно подобранная модель позволяет прогнозировать накопленную и текущую добычи, дебиты и приемистость скважин, обводненность и т.д.

Заметим, что в пределах одного эксплуатационного объекта могут реализовываться разные модели.

1.2. Особенности вытеснения нефти и газа в разных моделях продуктивного пласта месторождений

С физической точки зрения каждый пласт конкретного геологического строения реализует два варианта вытеснения нефти. Первый-это поршневое вытеснение масла водой или другим реагентом, второй-непоршневое вытеснение.

Поршневое вытеснение: Рассмотрим поршневое вытеснение нефти водой на простом примере – линейное вытеснение или прямолинейно – параллельную фильтрацию,

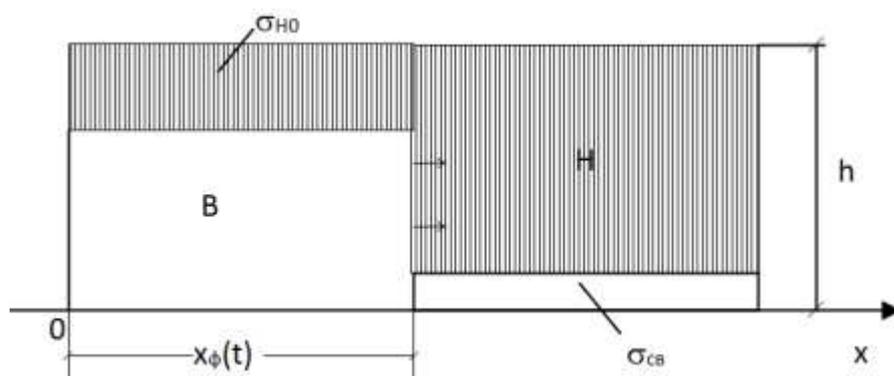


Рисунок 6–Поршневое вытеснение нефти водой, $x_f(t)$ – фронт вытеснения нефти водой, $\sigma_{св}$ – коэффициент связанной остаточной воды, $\sigma_{но}$ – коэффициент остаточной нефти, h толщина пласта, $\sigma_{но}=1-\sigma^*$, σ^* предельное значение коэффициента водонасыщенности, при котором фильтрация нефти прекращается [26]

Фронт вытеснения перемещается от нагнетательных скважин к добывающим скважинам, вытесняя нефть. За фронтом вытеснения движется только вода, нефть не движется, ее количество определяется коэффициентом $\sigma_{он}=1-\sigma$. Перед фронтом вытеснения движется только нефть, количество неподвижной связанной воды характеризуется параметром $\sigma_{св}$.

Водонасыщенность на фронте вытеснения и за ним постоянна и равна σ^* . Когда фронт вытеснения достигнет галереи добывающих скважин, продукция полностью обводняется. Действительно, таким образом, обводненность равна 1, а водонасыщенность меньше 1. Поршневое вытеснение может иметь место только в однородных высокопроницаемых коллекторах или в высокопроницаемых пропластках пластов. Используется для приближенного расчета показателей разработки.

Непоршневое вытеснение: Как и в предыдущем параграфе рассмотрим линейное вытеснение нефти водой. При непоршневом вытеснении за фронтом вытеснения образуется зона двухфазной фильтрации нефть

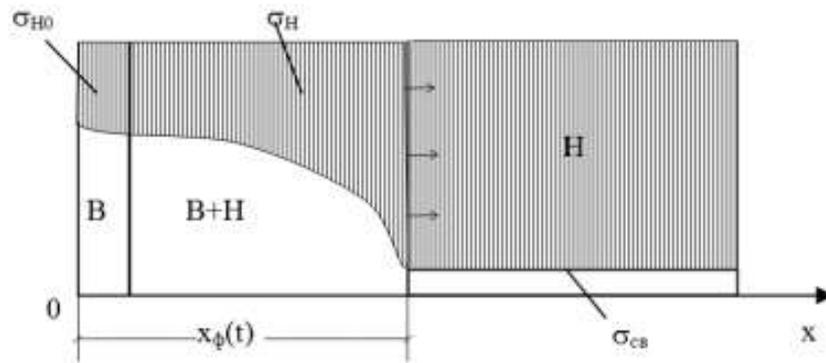


Рисунок 7– Схема непоршневого вытеснения нефти, σ_H – коэффициент нефтенасыщенности в зоне совместной фильтрации[26]

В отличие от поршневого вытеснения за фронтом вытеснения возникает совместная фильтрация двух фаз нефти и воды $B+N$. Причем в силу неоднородности коллектора и хаотичного распределения в пространстве поровых каналов разных радиусов проявляется эффект Жамена. Столбики, частицы нефти вытесняются водой, и столбики воды вытесняются нефтью. На границе фаз взаимодействия частиц менисках и стенками порового канала возникают дополнительные сопротивления капиллярные давления, которые необходимо преодолевать внешним давлением закачиваемой в пласт воды.

При достижении фронта вытеснения галереи добывающих скважин продукция начинает обводняться постепенно и в отличие от поршневого

вытеснения эксплуатация скважин продолжается, поскольку нефтенасыщенность при непоршневом вытеснении на фронте вытеснения меньше предельной σ^* . Размеры зон двухфазной фильтрации могут быть довольно значительными, а время совместной добычи нефти и воды достигает десятки лет. Доля воды в добываемой продукции возрастает, если не применять методов по ее ограничению, например, изменения профилей приемистости нагнетательных скважин, изоляцию, отключение высокопроницаемых пропластков на забоях добывающих скважин

1.3. Типы неоднородности нефтегазоносных пластов

Геологическая неоднородность – одна из важнейших характеристик пород–коллекторов. Ее изучение позволяет уточнить геологическую модель залежи или объекта разработки. Необходимость введения понятия геологической неоднородности возникла в начале 60х годов прошлого века ввиду того, что проектные показатели разработки, полученные с помощью гидродинамических моделей, отличались от фактических.

Геологическая неоднородность геологических тел толщ, горизонтов, пластов, пород–коллекторов одна из важнейших природных особенностей. Под геологической неоднородностью геологических тел понимают изменчивость природных характеристик минералогический, вещественный состав, физико-химические свойства, структурные и текстурные характеристики и т.д.

Под геологической неоднородностью продуктивных пород понимают изменчивость природных характеристик нефтегазонасыщенных пород в пределах залежи (литологопетрографические, коллекторские, особенности строения пласта, чередование нефтенасыщенных пропластков и непроницаемых пород и т.д.). Геологическая неоднородность оказывает огромное влияние на выбор систем разработки и на эффективность извлечения нефти из недр на степень вовлечения объема залежи в процессе дренирования.

При проектировании рациональной системы разработки нефтяных месторождений одной из наиболее важных проблем является проблема изучения

и качественного отображения неоднородности природной геологической системы, а также учет влияния неоднородности на динамику основных показателей разработки. Любой природный резервуар обладает сложнейшим строением и представляет из себя целостную геологическую систему, состоящую из структурно–иерархических уровней.

Определенный тип неоднородности соответствует определенному иерархическому уровню. Следует отметить, что в специальной литературе часто разделяют геологическую неоднородность на микронеоднородность и макронеоднородность. При этом характеристики микронеоднородности соответствуют первому иерархическому уровню, а макронеоднородность остальным трем структурным уровням.

Иерархическая структура терригенных нефтяных пластов состоит из четырех структурных уровней.

I – уровень элементарного объема породы с оценкой минерального состава скелета и количества цементирующего вещества;

II – уровень геологических тел, сложенных единым литологическим типом пород, в данном случае уровень песчаных пропластков;

III – уровень геологических тел, представляющих систему гидродинамически связанных пропластков;

IV – уровень геологических тел, представляющих систему гидродинамически несвязанных пластов, каждый из которых в общем случае представляет систему гидродинамически связанных пропластков.

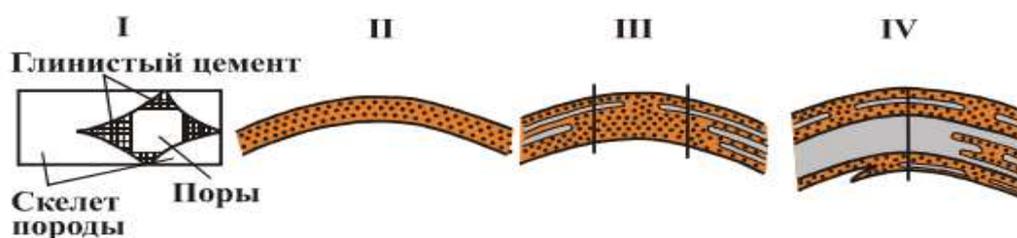


Рисунок 8 – Схема выделения структурных уровней геологической неоднородности [33]

Ультрамикронеоднородность

Это изучаемое по отдельному образцу свойство породы, структуру которой геометрически, очевидно, показать невозможно, т. к. невозможно определить и зафиксировать положение в пространстве каждого элемента этого уровня, т.е. каждого минерального зерна.

Имеется возможность только количественного описания структуры. На образце породы в лабораторных условиях исследуют минеральный состав породы— коллектора, состав и структуру цемента, распределение диаметра поровых каналов. Для большинства нефтесодержащих пород размеры частиц колеблются в пределах 0,001–1 мм. Наряду с обычными зернистыми минералами в породе также содержатся глинистые и коллоидно—дисперсные частицы с размерами меньше 0,001 мм. Гранулометрический состав пород изображают в виде таблиц, гистограмм или кривых суммарного состава, распределения зерен породы по размерам.

Результаты изучения ультрамикронеоднородности используются при подборе фильтров для нефтяных скважин: размеры отверстий фильтра, устанавливаемого для предотвращения поступления песка в скважину, должны соответствовать диаметрам частиц пород.

Информация об ультрамикронеоднородности учитывается при исследовании процессов вытеснения нефти водой или другим вытесняющим агентом: от ультрамикронеоднородности зависит количество нефти, остающейся в пласте после окончания его эксплуатации в виде пленок, покрывающих поверхность зерен.

Микронеоднородность

Под микронеоднородностью понимают изменчивость в пределах залежей фильтрационно—емкостных свойств пород—коллекторов, насыщенных углеводородами проницаемости, пористости, нефтенасыщенности. Микронеоднородность характерна и для терригенных, и еще более для карбонатных коллекторов.

Интенсивность микронеоднородности по проницаемости тесно связана с условиями формирования коллекторов, с вторичными процессами в карбонатных породах, с литологическим и гранулометрическим составом, со степенью цементации и глинистости, структурой пустотного пространства. При эксплуатации скважин и нефтяных залежей в целом большое значение имеет микронеоднородность по толщине пластов, которая выражается в переслаивании прослоев–коллекторов разной проницаемости.

Микронеоднородность по толщине продуктивных терригенных пластов, в которых преобладают высокопроницаемые прослои в условиях вытеснения нефти водой, на начальных этапах разработки решающего влияния на показатели эксплуатации не оказывает.

В поздних стадиях разработки проявляется рост обводненности продукции за счет опережающего заводнения высокопроницаемых слоев при сохранении нефтенасыщенности малопроницаемых. Это обуславливает необходимость увеличения отборов жидкости (и, соответственно, попутной воды) для приобщения малопроницаемых прослоев в процесс дренирования. При пониженной проницаемости терригенных пород в целом значимость в разрезе пластов малопроницаемых прослоев возрастает процесс обводнения скважин начинается раньше и протекает интенсивнее.

При традиционном заводнении достижение проектного нефтеизвлечения требует более раннего наращивания отборов жидкости, удлинения продолжительности водной стадии разработки, соответствующего увеличению объемов нагнетаемой воды. Микронеоднородность резко ухудшает процесс вытеснения обычной водой нефти повышенной вязкости (5–30 мПа*с), при которой применяют обычное заводнение.

За счет ускоренного перемещения воды по наиболее высокопроницаемым прослоям практически все скважины начинают обводняться уже с самого начала разработки. В течение всего периода разработки необходимо наращивать отборы жидкости. Продолжительность разработки залежей резко возрастает. Все это обеспечивает достижение коэффициента извлечения нефти (КИН) не более 0,4.

Карбонатные коллекторы, обладающие обычно умеренной проницаемостью, всегда весьма микронеоднородны, причем послойной микронеоднородности сопутствует микротрещиноватость.

Пластам присуща микронеоднородность как по толщине, так и по горизонтали, выражающаяся в наличии участков с низкой проницаемостью среди более проницаемых пород. Графически микронеоднородность отображают на детальном профиле и картах, характеризующих и макронеоднородность. На рис. 3 показано распределение проницаемости по толщине и по линии профиля. В границах залегания пород-коллекторов выделены пять интервалов зон с разной проницаемостью. Видно большое несоответствие зон с различной проницаемостью пластов в плане, что создает сложности для извлечения запасов из всех пластов горизонта при осуществляемой совместной их разработке одной сеткой скважин

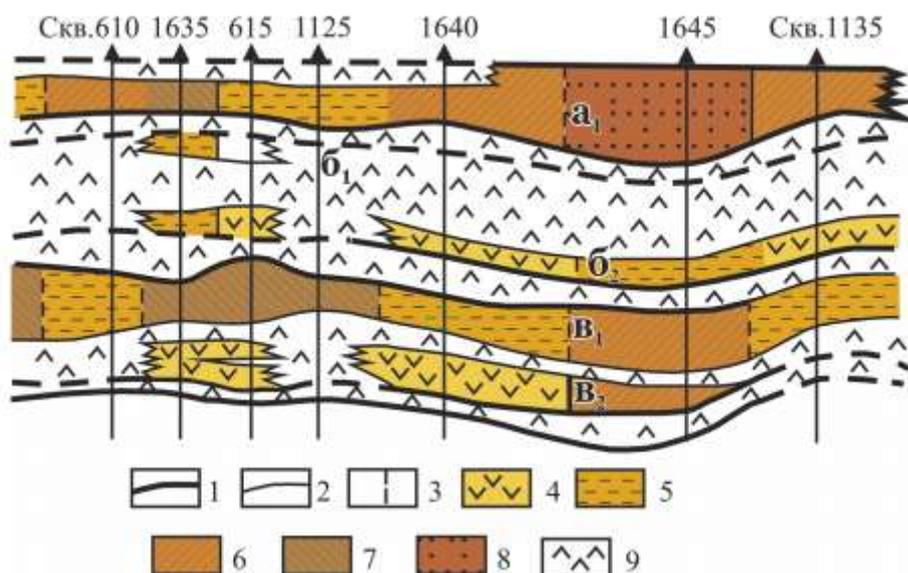


Рисунок 9 – Отображение макро- и микронеоднородности на геологическом профиле. Кровля и подошва: 1 – пласта; 2 – прослоя; 3 – условные границы между частями пласта с различной проницаемостью; проницаемость, мкм 2 :4 – < 0,01; 5 – 0,01 – 0,05, 6 – 0,05 – 0,1; 7 – 0,1 – 0,4; 8 – > 0,04; 9 – непроницаемые породы; а – в – индексы пластов[34]

Поскольку геологический профиль не дает представления об изменении свойств пластов по площади, для каждого из них строят специальную карту. На

карту наносят граничные значения изучаемого свойства (проницаемость, пористость и др.) или изолинии значений изучаемого параметра, что позволяет показать их изменение по площади залежи.

На рисунок 10 приведен фрагмент карты для одного из пластов, на которой показано распространение коллекторов с разной продуктивностью. Из карты следует, что по периферии залежи пласт в основном сложен среднепродуктивными породами, в центре располагается зона высокопродуктивных коллекторов, а по большей части площади залежи без четко выраженной закономерности фиксируются сравнительно небольшие участки с низкопродуктивными или непродуктивными коллекторами и зоны отсутствия коллекторов.

Серия таких карт, построенных для всех пластов продуктивного горизонта, дает объемное представление о характере изменения свойств пластов в пределах залежи. Интенсивность микронеоднородности влияет на выбор системы разработки. При малой микронеоднородности и сопутствующих других. Отображение макро- и микронеоднородности на геологическом профиле. Кровля и подошва: 1 – пласта; 2 – прослая; 3 – условные границы между частями пласта с различной проницаемостью; проницаемость, мкм 2 :4 – $< 0,01$; 5 – $0,01 - 0,05$, 6 – $0,05 - 0,1$; 7 – $0,1 - 0,4$; 8 – $> 0,04$; 9 – непроницаемые породы; а – в – индексы пластов 13 благоприятных геолого–физических факторах могут реализовываться системы разработки с менее активными видами заводнения, разреженными сетками основного фонда скважин и с применением необходимых гидродинамических мероприятий по регулированию из числа тех, что требуются и при макронеоднородном строении пластов. При более выраженном влиянии микронеоднородности широкое применение нашел метод нестационарного заводнения

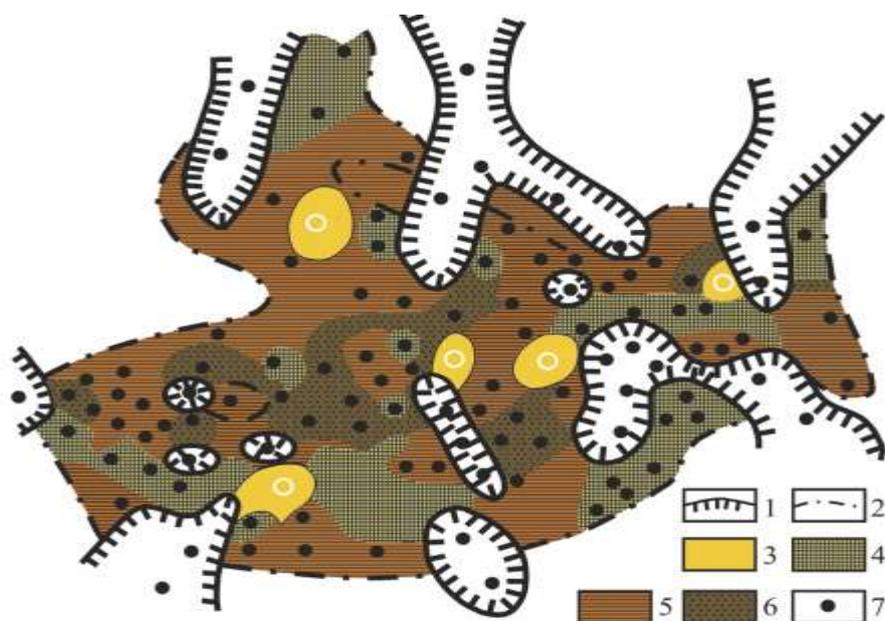


Рисунок 10—Фрагмент карты распространения коллекторов разной продуктивности: 1—граница зоны распространения коллекторов (засечки направлены в сторону размещения неколлектора); 2 — внешний контур нефтеносности; коллекторы: 3—непродуктивные 4 — низкопродуктивные; 5 — среднепродуктивные; 6—высокопродуктивные; 7 — скважин [34]

Циклическое заводнение изменяет направление внутрипластовых перемещений флюидов. Цикличность создается путем организации чередующейся работы нагнетательных и добывающих скважин, поочередного включения в работу различных участков рядов нагнетательных скважин, изменения режима работы нагнетательных и добывающих скважин.

Масштабы, последовательность и продолжительность циклов следует обосновывать для каждой залежи с учетом ее геолого—физических особенностей и этапа разработки. При этом за каждый цикл, в пласт необходимо нагнетать объемы воды, строго соответствующие объему отбираемой жидкости. Циклическое заводнение в последние годы широко применяется во всех нефтедобывающих районах: в Татарстане, Западной Сибири, Башкортостане, Самарской области, Удмуртии и др. Оно приносит большой технологический и экономический эффект, обеспечивая включение в процесс дренирования малопроницаемых частей залежей, мелких пор, целиков нефти между

скважинами, сокращение отборов воды, увеличение КИН при сокращении сроков разработки.

При разработке залежей с заводнением наряду с применением всевозможных гидродинамических методов для снижения отрицательного влияния неоднородности целесообразно применять и физико–химические методы. В поздней стадии разработки возможно закачивать в пласты оторочки мицеллярных растворов, двуокиси углерода для улучшения извлечения остаточных запасов нефти.

В завершающей стадии разработки с обычным заводнением пластов при достижении обводненности продукции до 70 – 80 % следует переходить к применению физико–химических методов для изоляции обводненных высокопроницаемых нефтяных прослоев и вытеснения нефти из низкопроницаемых прослоев. На этом этапе основное значение приобретает применение полимердисперсных и гелевых систем, множество разновидностей которых в последние годы испытывается при разных геолого–физических характеристиках пластов (потокоотклоняющие технологии)

Изучение микронеоднородности позволяет решать ряд практических задач разведки и разработки нефтяных месторождений:

- оценить погрешность определения средних значений геолого–физических свойств и, следовательно, степень разведанности залежи по уровню изученности свойств пород в процессе разведки месторождения;
- оценить процент выноса керна при его выбуривании;
- определять кондиционные пределы параметров продуктивных пород;
- прогнозировать при проектировании разработки характер и темп включения в работу различных частей залежи и соответственно процесс обводнения скважин и добываемой продукции из залежи в целом;
- оценивать охват пластов воздействием, выявлять участки, не вовлеченные в разработку, и обосновывать мероприятия по улучшению использования недр.

Макронеоднородность

Если каждый прослой коллектора рассматривать как единое нерасчленимое целое, т.е. выделять в разрезах скважин только коллекторы и неколлекторы и проследивать распространение тех и других по площади залежи, то можно изучить макроструктуру нефтегазоносного пласта (горизонта) и его макронеоднородность.

Макронеоднородность отражает морфологию залегания пород–коллекторов в объеме залежи углеводородов, т.е. характеризует взаимное распределение в ней коллекторов и неколлекторов. Макронеоднородным считают единичный пласт (горизонт) монолитного строения, залегающий в пределах залежи повсеместно и имеющий относительно постоянную мощность.

Такие залежи встречаются редко. Для изучения макронеоднородности используются материалы ГИС по всем пробуренным скважинам. Надежную оценку макронеоднородности можно получить только при наличии детальной корреляции продуктивной части разрезов скважин. Особую важность детальная корреляция и изучение макронеоднородности приобретают при расчлененности продуктивных горизонтов непроницаемыми прослоями. Макронеоднородность изучают по вертикали (по толщине горизонта) и по простиранию пластов (по площади).

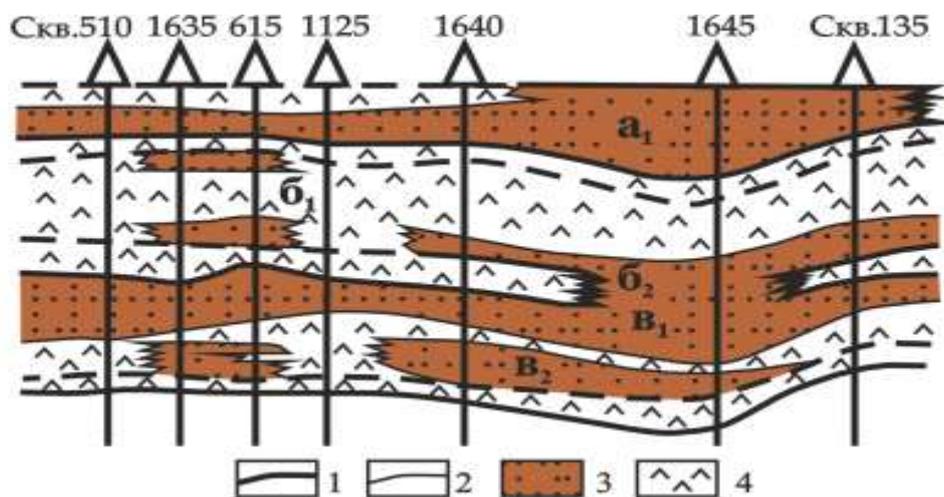


Рисунок 11 – Отображение макронеоднородности на фрагменте геологического профиля горизонта. Кровля и подошва: 1 – пласта, 2 – прослоя; 3 – коллектор; 4 – неколлектор; а–в – индексы пластов-коллекторов [33]

По толщине макронеоднородность проявляется в присутствии в разрезе горизонта нескольких продуктивных пластов и прослоев коллекторов (обычно в разном количестве на различных участках залежей) вследствие наличия мест их слияния, отсутствия в разрезе некоторых пластов, уменьшения нефтенасыщенной толщины в водонефтяной (газовой) части залежи за счет неучета водоносных нижних пластов и др.

По простиранию макронеоднородность изучается по каждому из выделенных в разрезе горизонта пластов коллекторов. Она проявляется в изменчивости их толщин вплоть до нуля, т.е. наличии зон отсутствия коллекторов (литологического замещения или выклинивания).

Графически макронеоднородность по вертикали (по толщине объекта) отображается с помощью профилей (рис. 11) и схем детальной корреляции. В плане (по площади) она отображается с помощью карт распространения коллекторов каждого пласта (рис. 12), на которых показываются границы площадей распространения коллектора и неколлектора, а также участки, на которых происходит слияние пластов (для горизонта) или пропластков (для пласта) с ниже– или вышележащими пластами или пропластками.

При однопластовом строении залежи, когда пласт пород– коллекторов относительно однороден по составу, но толщина его изменчива, коллекторы залегают на площади неповсеместно, прерывисто, пласт является зонально макронеоднородным. Его строение иллюстрируется картой распространения коллекторов по площади. На карте показываются границы сплошного распространения коллекторов, также полулинз, линз, тупиковых зон, которые при стационарном заводнении и расположении скважин по основной равномерной сетке частично или полностью не включаются в процесс дренирования

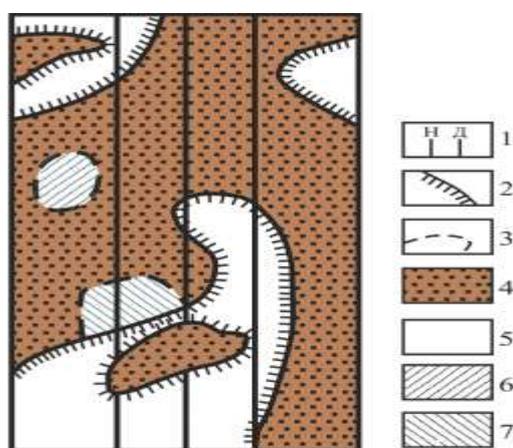


Рисунок 12 – Фрагмент карты распространения коллекторов одного из пластов горизонта: 1 – ряды скважин: Н – нагнетательных, Д – добывающих;

2 – границы распространения коллекторов; 3 – границы зон слияния; участки: 4 – распространения коллекторов, 5 – неколлектор; 6 – слияния пласта с вышележащим пластом, 7 – слияния пласта с нижележащим пластом [33]

Зональная неоднородность при этом характеризуется двумя коэффициентами:

- коэффициент распространения коллекторов по площади (литологической выдержанности), характеризует степень прерывистости их залегания и охват пласта воздействием по площади

$$K_{распр} = \frac{\sum Si}{S} \quad (1)$$

где:

S_i – площадь i -го участка, занятого коллектором;

S – общая площадь залежи.

Его определяют после проведения детальной корреляции разрезов скважин и выделения зональных интервалов (пластов) путем отношения площади присутствия коллекторов данного интервала к общей площади пласта в пределах контура нефтеносности. Чем больше $K_{распр}$, тем больше степень гидродинамической связанности коллекторов по горизонтам. При вычислении $K_{распр}$ необходимо построение карт распространения коллекторов.

При оценке прерывистости пласта для прогнозирования охвата пластов воздействием широко применяют метод, предусматривающий разделение всего эффективного объема на непрерывную часть, полулинзы и линзы. Критерием к отнесению объема (площади) служит расположение их относительно контура питания. Считается, что непрерывная часть пласта в процессе разработки будет полностью охвачена воздействием, полулинзы частично (зависит от плотности сетки добывающих скважин и их положения относительно нагнетательных), а линзы вообще не охвачены воздействием со стороны линии нагнетания.

Для количественной оценки степени сложности строения прерывистых, фациально изменчивых пластов, используют коэффициент сложности:

- коэффициент сложности площадного залегания коллекторов отношение суммарной длины границ участков пласта, представленных коллекторами, к длине периметра залежи:

$$K_{сложн} = \frac{L_{ПК}}{L_3} \quad (2)$$

где: $L_{ПК}$ – периметр (длина) границ, замещения коллекторов на неколлекторы или их выклинивание;

L_3 – периметр залежи (внешнего контура нефтеносности), включая участки коллекторов и неколлекторов.

Чем больше извилистость границ распространения коллекторов (больше $L_{ПК}$), тем больше образуется мелких тупиковых зон, охват вытеснением которых затруднен, и тем выше $K_{сложн}$. Установлено, что по неоднородным,

прерывистым пластам по мере уплотнения сетки скважин коэффициент сложности $K_{\text{слож}}$ постепенно снижается. Это указывает на то, что даже при самой плотной (из применяемых на практике) сетке скважин все детали изменчивости пластов еще остаются неизвестными. Поэтому по мере разбуривания эксплуатационного объекта (ЭО) сеткой добывающих скважин требуется постоянное уточнение $K_{\text{распр}}$ и $K_{\text{слож}}$.

При двухпластовом строении объект включает два в разной степени зонально неоднородных пласта, в некоторых местах возможно слияние их в единый пласт. В этом случае $K_{\text{распр}}$ и $K_{\text{слож}}$ оценивают по каждому пласту отдельно и затем находят суммарные величины для объекта в целом. Наряду с этим для объекта в целом определяют три коэффициента: песчанистости, расчлененности и слияния пластов.

Коэффициент песчанистости представляет собой отношение эффективной мощности к общей мощности пласта, прослеживаемой в разрезе данной скважины. Он показывает, какую долю занимают коллекторы в общем объеме продуктивного горизонта:

$$K_{\text{песч}} = \frac{h_{\text{эф}}}{h_{\text{общ}}} \quad (3)$$

где: $h_{\text{эф}}$ и $h_{\text{общ}}$ – средние значения эффективной и общей толщины пород.

При этом под общей мощностью продуктивного горизонта следует понимать мощность между его кровлей и подошвой вне зависимости от того, какими литологическими разностями будут представлены граничные слои.

Коэффициент расчлененности определяется для залежи в целом и характеризует среднее число песчаных прослоев, слагающих горизонт отношение числа песчаных прослоев, суммированных по всем скважинам, к общему количеству скважин, вскрывших коллектор:

$$K_{\text{расчл}} = \frac{l_1 + l_2 + \dots + l_n}{n} = \frac{\sum l_i}{n} \quad (4)$$

где: l_1, l_2, \dots – число прослоев коллекторов в каждой скважине; n – общее количество скважин, вскрывших коллектор.

В том случае, когда эксплуатационный объект представлен одним пластом песчаника, $K_{расчл} = 1$. При двухпластовом строении $K_{расчл}$ обычно < 2 , т. к.

В большинстве скважин присутствуют оба пласта, в некоторых скважинах имеется только один, а в некоторых есть оба, но они слиты в единый пласт. $K_{песч}$ в таком объекте < 1 , т. к. между пластами–коллекторами имеется слой непроницаемых пород, входящий в общую толщину горизонта, но занимающий меньшую ее долю, чем пласты–коллекторы.

Для залежей, продуктивные пласты которых представлены частым переслаиванием проницаемых и непроницаемых пород, в качестве параметра расчлененности О.К. Обухов предложил использовать число прослоев коллекторов n в сочетании с эффективной мощностью. Это достигается путем совмещения карт двух указанных параметров, которое позволяет судить о степени монолитности продуктивного пласта в любой его точке.

Детальная корреляция продуктивных пластов показала, что глинистые или аргиллитовые разделы не обладают постоянством и не распространяются по всей площади залежи. На отдельных участках происходит выклинивание, в результате которого песчаники одного пласта контактируют с песчаниками ниже или вышезалегающего пласта. Количество зон слияния зависит от условий седиментации осадков. Так как по ним в процессе разработки может происходить переток жидкости из одного пласта в другой, то совершенно необходимо установить количество, размеры и положение таких зон по всей площади залежи

Коэффициент литологической связанности (слияния пластов) определяет зоны слияния двух смежных пластов–коллекторов. Под $K_{сл}$ понимается [9] отношение площадей слияния пропластков к общей площади залежи в пределах контура нефтеносности:

$$K_{сл} = \frac{\Sigma S_{сл}}{S_{общ}} \quad (5)$$

где: $S_{сл}$ – площадь, в пределах которой песчаные пропластки не разобщены глинистыми прослоями;

Собщ – общая площадь залежи.

Чем выше величина этого коэффициента, тем больше суммарная площадь слияния двух смежных пластов и, следовательно, менее обосновано выделение их в самостоятельные пласты и тем больше степень гидродинамической связанности коллекторов по вертикали.

При равномерном расположении скважин по площади $K_{сл}$ примерно соответствует отношению числа скважин, в которых установлена литологическая связь пластов, вскрывших монолитный пласт песчаника (мощность которого равна или больше средней его мощности) $n_{псв}$, к общему числу пробуренных скважин N . Другими словами $K_{сл}$ показывает долю скважин, в которых смежные прослои сливаются

$$K_{сл} = \frac{\Sigma n_{псв}}{N} \quad (6)$$

где: $n_{псв}$ – скважины, в которых песчаные пропластки не разобщены глинистыми прослоями;

N – общее количество скважин.

Для каждого из пластов строятся те же графические иллюстрации, что и для однопластового объекта.

Многопластовые горизонты включают в себя 3–6 и более как непрерывных, так и прерывистых в разной степени пластов с разной толщиной и проницаемостью коллекторов. Участки отсутствия коллекторов разных пластов часто не совпадают в плане. Различные пласты– коллекторы сливаются воедино в разных местах. Объект в целом представляет собой весьма сложное природное образование. Многопластовые объекты характеризуются теми же графическими иллюстрациями и коэффициентами, что и двухпластовые.

Для характеристики геологической неоднородности пластов, представленных переслаиванием песчаных, часто выклинивающихся, прослоев небольшой мощности с непроницаемыми породами предложено определять коэффициент выклинивания $K_{выкл}$, который показывает долю мощности

выклинивающихся прослоев–коллекторов $h_{\text{выкл}}$ от эффективной мощности $h_{\text{эф}}$ рассматриваемого пласта в разрезе скважины, т. е.

$$K_{\text{выкл}} = \frac{h_{\text{выкл}}}{h_{\text{эф}}} \quad (7)$$

При отсутствии выклинивающихся прослоев этот коэффициент будет равен нулю и, наоборот, при выклинивании всех прослоев $K_{\text{выкл}} = 1$.

Для практических целей целесообразно применять коэффициент выдержанности K_v , представляющий собой долю непрерывной мощности пласта по площади. Он определяется, исходя из равенства:

$$E_a = 1 - K_{\text{аue}} \quad (8)$$

Показатели пространственной выдержанности пластов не в полной мере отражают степень геологической неоднородности залежи. С этой целью выделяют зональные интервалы или прослои, хорошо прослеживающиеся по всей площади месторождения. Затем строят карты распространения каждого выделенного прослоя, для которого определяют долю участия линз $V_{\text{л}}$, полулинз $V_{\text{пл}}$ и непрерывной части пласта $V_{\text{н}}$ с учетом направления движения жидкости по пласту в пределах одной и той же постоянной площади.

Под линзами в этом случае подразумеваются ограниченные со всех сторон непроницаемыми породами участки присутствия коллекторов.

Полулинзы вообще представляют собой участки прослоя, распространяемые за пределами залежи и выклинивающиеся внутри нее. С учетом положения разрезающего ряда за полулинзы могут быть приняты участки прослоя, открытые для поддержания давления только с одной стороны. За непрерывную часть принимают как площадь сплошного распространения прослоя, так и части площади, подвергающиеся воздействию нагнетания не менее, чем с двух сторон.

На многих месторождениях в геологическом разрезе выделяется несколько продуктивных горизонтов, приуроченных к единому или к разным стратиграфическим отделам с различающимися геолого–физическими особенностями. При проектировании разработки месторождений с несколькими

горизонтами и с многопластовым горизонтом необходимо обосновывать выделение эксплуатационных объектов (ЭО), требующих применения самостоятельных сеток скважин.

По мере накопления материала о сложности геологического строения вновь вводимых месторождений и залежей подход к решению этой проблемы непрерывно корректируется. Первоначально при наличии в разрезе месторождения среди других горизонтов одного многопластового наиболее высокопродуктивного горизонта, он выделялся в качестве самостоятельного первоочередного объекта.

При наличии двух – трех и более равноценных расчлененных высокопродуктивных горизонтов каждый из них выделялся в самостоятельный ЭО, а иногда в один объект объединялись и два горизонта. Впоследствии имели место случаи разукрупнения таких объектов с созданием дополнительной сетки скважин.

В дальнейшем на основе разработки многопластовых объектов с резким различием в проницаемости принадлежащих каждому из них пластов (прослоев) возникла идея о целесообразности выделения в подобных случаях высокопроницаемых и малопроницаемых слоев таких 24 горизонтов в два самостоятельных ЭО с выбором для каждого из них соответствующей системы разработки. По каждому выделенному объекту разработки необходимо подробное обоснование расположения и плотности размещения добывающих и нагнетательных скважин основного фонда и количества резервных скважин с определением оптимальных интервалов и методов перфорации. В процессе разработки макронеоднородных объектов главная задача заключается в более полном включении всех частей продуктивных пластов в процесс дренирования, т.е.

В достижении возможно более высокого коэффициента охвата дренированием (вытеснением), являющегося одним из основных коэффициентов, определяющих величину КИН. Необходимо обеспечивать в

нагнетательных скважинах приемистость нагнетаемого агента всеми пластами, в добывающих скважинах – поступление нефти из всех пластов.

В настоящее время основная часть добычи нефти в России обеспечивается за счет залежей с повышенной продуктивностью, продолжительное время разрабатываемых с традиционным заводнением. На объектах, еще содержащих значительную часть извлекаемых запасов нефти, широко применяются гидродинамические методы управления разработкой для увеличения охвата дренированием путем преодоления макронеоднородности объектов целым рядом методов:

- бурение дополнительных добывающих и нагнетательных скважин из числа резервных в частях объекта, которые не могут быть включены в разработку созданной системой скважин, – на линзах, в тупиковых зонах, на неработающих пластах многопластового объекта, на участках, не включенных в разработку между нагнетательными и добывающими рядами, в стягивающих рядах добывающих скважин в условиях применения систем разработки с «разрезанием» и др.;

- совершенствование систем заводнения – создание при необходимости дополнительных разрезающих рядов, очагов заводнения, перенос фронта нагнетания, организация отдельной закачки воды в пласты объекта, оптимизация давления на устьях нагнетательных скважин;

- применение эффективных технологий обработки призабойных зон повторная перфорация, селективный гидроразрыв неработающих пластов (при карбонатном типе коллектора возможен в сочетании с соляно–кислотной обработкой), очистка с помощью термохимических методов, изоляция обводненных пластов;

- широкое применение метода нестационарного заводнения с изменением направления фильтрационных потоков флюидов в пластах. 25 Все гидродинамические и другие методы управления процессом разработки залежи обосновываются с использованием ее статической и динамических моделей.

По залежам с большой площадью нефтеносности как при обычном заводнении, так и при других методах воздействия на пласты целесообразно на суммарной карте распространения коллекторов объекта выделить участки с отличающимися характеристиками макронеоднородности, разделенные зонами отсутствия коллекторов, линиями тектонических нарушений, с разными условиями залегания нефти и др. По каждому участку следует строить адресные модели – статическую и динамические и обосновывать соответствующие технологические решения по системе, контролю, регулированию и показателям разработки.

Изучение макронеоднородности позволяет решать следующие задачи при подсчете запасов и проектировании разработки:

- моделировать форму сложного геологического тела (пород–коллекторов), служащего вмещающим нефть или газа;
- выявлять участки повышенной толщины коллекторов, возникающей в результате слияния прослоев (пластов), и соответственно возможные места перетока нефти и газа между пластами при разработке залежи;
- определять целесообразность объединения пластов в единый эксплуатационный объект;
- обосновывать эффективное расположение добывающих и нагнетательных скважин;
- прогнозировать и оценивать степень охвата залежи разработкой;
- подбирать аналогичные по показателям макронеоднородности залежи с целью переноса опыта разработки ранее освоенных объектов

Метанеоднородность

В качестве элементов структуры на данном уровне выступают крупные части залежи, различающиеся по каким–либо наиболее общим свойствам, таким как характер насыщения, литологии и т.п. На рис.13 показана метаструктура нефтегазовой залежи. Элементами залежи как системы на данном уровне служат различные зоны, которые могут быть выделены в пределах залежи по характеру

насыщения, а также – в случае большой мощности продуктивных отложений – зональные интервалы, выделяемые из геологических (например, по характеру макронеоднородности) или технических соображений.

При объединении нескольких залежей в один эксплуатационный объект число элементов метаструктуры увеличивается: в качестве элементов эксплуатационного объекта как единой системы будут выступать части всех залежей, объединенных в объект.

Пока единственным способом описания и отображения метанеоднородности является использование профильных разрезов и карт, на которых показаны границы элементов метауровня.

Изучение метанеоднородности позволяет решать следующие задачи:

- определить целесообразность объединения нескольких пластов (горизонтов, залежей) в один эксплуатационный объект;
- выбирать системы размещения добывающих и нагнетательных скважин как на отдельной залежи, так и на эксплуатационном объекте;
- обосновывать мероприятия по повышению эффективности разработки эксплуатационного объекта;
- оценивать энергетическую характеристику отдельной залежи и эксплуатационного объекта;
- геологически обосновывать целесообразность одновременно раздельной эксплуатации залежей на многопластовом месторождении;
- организовывать эффективный контроль за выработкой отдельных элементов как отдельных залежей, так и многопластовых эксплуатационных объектов.

Необходимо подчеркнуть, что существование охарактеризованных выше типов геологической неоднородности неосознанно, на интуитивном уровне ощущалось и ранее.

Однако четко сформулированные представления отсутствовали, что приводило к нечеткости терминологии, неясности понятий и необоснованному

использованию характеристик одного структурного уровня для решения задач, относящихся к другому структурному уровню.

В настоящее время наиболее широко изучается геологическая неоднородность нефтегазонасыщенных пород и пластов на ультрамикроуровне, микроуровне и макроуровне. Мезо и метауровням уделяется меньше внимания, хотя знания о первом крайне важны для решения задач повышения нефтегазоотдачи, а знания о втором для выделения эксплуатационных объектов на многопластовых месторождениях. Дальнейшее развитие методики изучения, описания и учета данных о геологической неоднородности одно из важнейших направлений исследований в нефтегазопромысловой геологии.

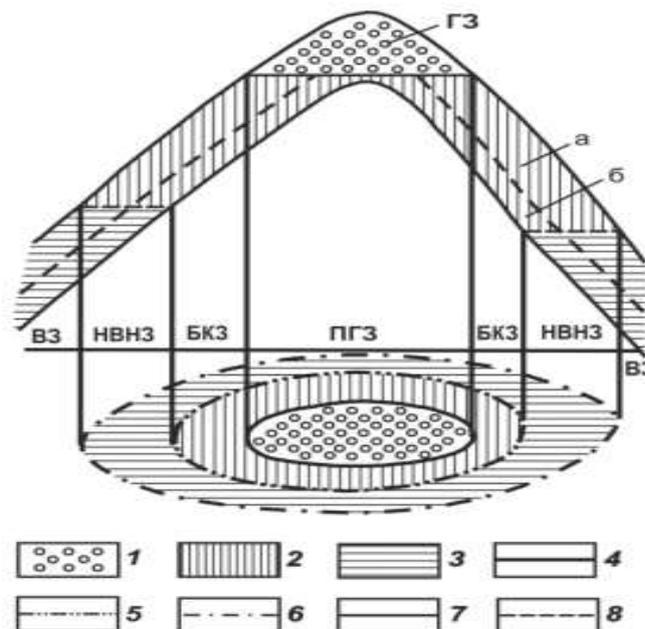


Рисунок 13 – Схематическое отображение метаструктуры и метанеоднородности залежи нефти и газа на геологическом профильном разрезе и в плане (по В.С. Керим-Заде) 1 – газ; 2 – нефть; контуры: 4 – газоносности; 5 – внутренний нефтеносности; 6 – внешний нефтеносности; контакты: 7 – газонефтяной; 8 – водонефтяной; зоны: ВЗ – водяная; НВНЗ –

надводная нефтяная; БЗ – бесконтактная; ПГЗ – подгазовая; ГЗ – газовая;
зональные интервалы: а – верхний; б – нижний [43]

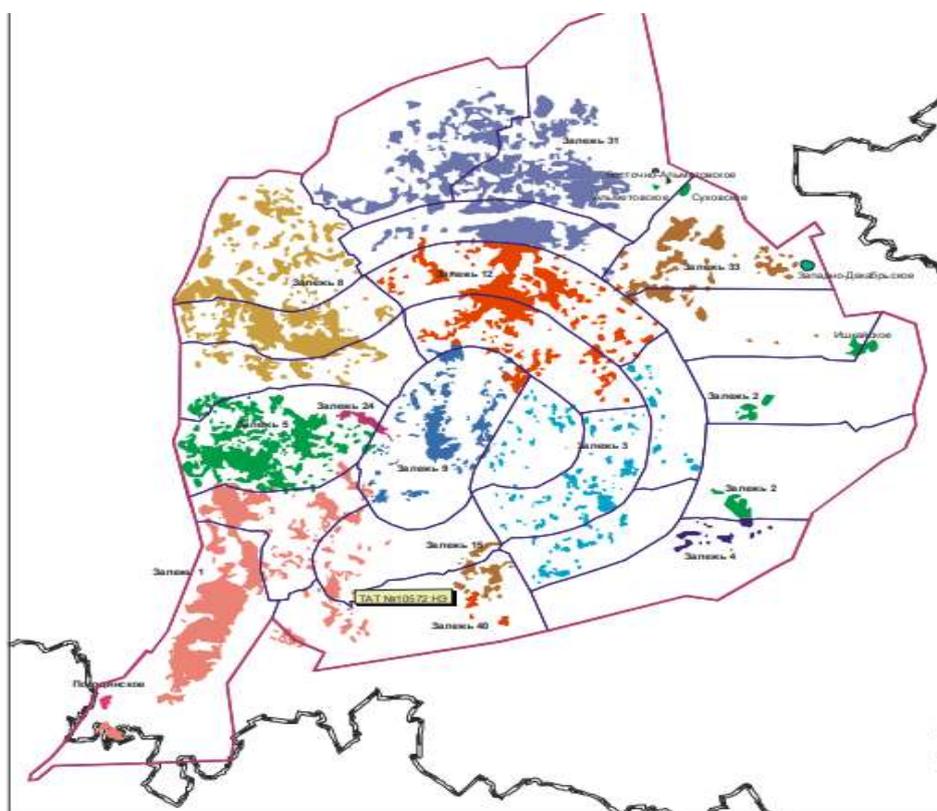
1.4. Опыт разработки месторождений с высокой неоднородностью

На современном этапе развития теории и практики разработки нефтяных месторождений насущной задачей является вопрос учета неоднородности продуктивных пластов. Изучение неоднородности продуктивных пластов необходимо для подсчета запасов и проектирования разработки, а также для эффективной эксплуатации и регулирования разработки нефтяных залежей. Решение проблемы неоднородности должно осуществляться комплексно с привлечением материалов по геологическому строению и разработке нефтяных залежей. Причем основной упор должен быть направлен на геологию, поскольку геологические факторы и, в частности, условия формирования осадков определяют те или иные особенности продуктивных пластов

Бобриковский горизонт характеризуется прерывистым распространением и частой изменчивостью коллекторских свойств. Выявленные залежи имеют различные размеры и этаж нефтеносности. Они контролируются отдельными локальными поднятиями или группой структур. Прерывистое строение и неоднородность пластов-коллекторов, обусловленные изменением литолого-петрографического состава отложений, наряду со структурными факторами, обуславливают весьма сложную конфигурацию залежей в плане при наличии участков замещения в самых различных частях локальной структуры. Поэтому наряду с пластово-сводовыми залежами широко распространены и литологически осложненные залежи. Многочисленные залежи (более 80) месторождения в настоящее время объединены в 14 укрупненных по принадлежности к территориям

Залежи характеризуются широким диапазоном по размерам (по длине от 2 до 35 км, по ширине от 1 до 21 км) и по высоте (от 3 до 47 м). Самыми крупными из них являются залежи 1, 5, 8, 12 и 31 Ромашкинского месторождения.

Структура этих залежей довольно четко контролируется показаниями большого числа пробуренных скважин, в том числе и на девон. Покрышкой для залежей служит выдержанная глинисто-карбонатная толща тульского горизонта толщиной 8-12 м. Продуктивные пласты подстилаются непроницаемыми породами косьвинского (елховского) горизонта, имеющими толщину от 1.8 до 4.0 м. Анализ данных по скважинам, вскрывшим ВНК в залежах бобриковских отложений, указывает на наличие регионального погружения его поверхности с юго-запада на север и восток от отметки минус 823 м до минус 946 м.



Условные обозначения:

-  лицензионная граница Ромашкинского месторождения
-  границы площадей Ромашкинского месторождения
-  административная граница РТ

Рисунок 14 - Схема расположения залежей нефти бобриковского горизонта [25]

Таблица 1 - Характеристика толщин и неоднородности бобриковских отложений [25]

Параметры	Наименование	Значения
Общая толщина	Средняя, м	26.3
	Коэффициент вариации, д.ед.	0.1
	Интервал изменения, м	9.8-47.6
Эффективная нефтенасыщенная толщина	Средняя, м	4.5
	Коэффициент вариации, д.ед.	0.6
	Интервал изменения, м	0.8-23.8
Эффективная водонасыщенная толщина	Средняя, м	4.4
	Коэффициент вариации, д.ед.	0.6
	Интервал изменения, м	0.8-26.0
Коэффициент песчанистости	Средняя, м	0.59
	Коэффициент вариации, д.ед.	0.465
	Интервал изменения, м	0.34-0.81
Коэффициент расчлененности	Средняя, м	1.44
	Коэффициент вариации, д.ед.	0.486
	Интервал изменения, м	1.28-1.73

На бобриковских отложениях исследовались следующие виды неоднородности пластов:

- расчлененность объекта;
- изменчивость проницаемости пласта по данным исследований кернов (объемная неоднородность);
- зональная неоднородность нефтенасыщенной толщины;
- зональная неоднородность пластов по коэффициенту продуктивности и дебиту скважин;
- послойная неоднородность пласта по проницаемости;
- прерывистость пластов.

Для количественной оценки перечисленных видов неоднородности пластов применялись статистические методы. Показателем степени неоднородности или изменчивости свойств пласта служит. Числовые характеристики распределения значений исследуемых параметров приведены в таблицах 2-4. Для сравнительной оценки степени неоднородности бобриковского горизонта привлечены некоторые данные о20 неоднородности девонских пластов на Ромашкинском, Бавлинском и других соседних месторождениях.

Таблица 2 - Изменчивость нефтенасыщенной толщины [25]

Месторождение, площадь	Горизонт	Среднее значение параметра $\bar{x}_{ср}$	Квадрат коэффициента вариации v^2	Число данных N
1. Изменчивость нефтенасыщенной толщины, м				
Ромашкинское				
залежь 1	C ₁ bb	4.20	0.513	313
залежь 8	C ₁ bb	4.69	0.347	196
залежь 12	C ₁ bb	5.43	0.380	286
залежь 31	C ₁ bb	4.49	0.319	141
залежи 3, 5	C ₁ bb	4.54	0.352	112
По всем залежам Ромашкинского месторождения	C ₁ bb	4.60	0.410	1048
Бавлинское	C ₁ bb	4.30	0.234	542
Абдрахмановская	Д1	14.80	0.148	654
Зеленогорская	Д1	9.92	0.285	506
Зай-Каратайская	Д1	8.62	0.378	330
2. Изменчивость проницаемости по кернам, дарси				
Ромашкинское	C ₁ bb	0.780	2.250	205
Бавлинское	C ₁ bb	0.210	1.730	60

Арланское	C_{1bb}	1.580	1.320	1286
Ромашкинское	Д1	0.492	0.920	1175
Бавлинское	Д1	0.630	0.470	281
Леонидовская	Д1	0.326	0.631	408
Константиновская	Д2	0.232	0.396	754

Известно, что объемная неоднородность пласта по проницаемости кернов оценивается довольно приближенно. Это особенно характерно для высоконеоднородных пластов, когда малый объем выборки (число исследованных образцов) может оказаться непредставительным для характеристики неоднородности всего объема пласта. Но, тем не менее, этот показатель может служить мерой неоднородности пласта при сравнительных оценках.

Зональная неоднородность толщины пластов, коэффициента продуктивности и дебита скважин, а также прерывистость пластов по рассматриваемым объектам определяются практически достоверно, так как залежи разбурены достаточно большим числом скважин по двум (бобриковской и девонской) эксплуатационными сетками.

Послойная неоднородность, характеризующая изменчивость проницаемости пласта по разрезу, может быть оценена по данным исследований кернов. Однако на практике освещенность разреза керновым материалом, как правило, бывает недостаточной. Это особенно характерно для бобриковского горизонта, из которого даже при сплошном отборе керна выносятся разрушенные образцы песчаников, которые, очевидно, являются наиболее проницаемыми и остаются неисследованными. В этих условиях для оценки слоистой неоднородности пласта более предпочтительно использование показаний глубинных измерений профиля притока и приемистости пластов. На разрабатываемой бобриковской залежи Бавлинского месторождения скважины эксплуатируются насосным способом и исследования дебитомерами

практически отсутствуют. Поэтому здесь использованы только данные исследований расходомерами в нагнетательных скважинах.

Из таблицы 2 видно, что значение нефтенасыщенной толщины бобриковского горизонта в 2—3 раза меньше нефтенасыщенной толщины девонского горизонта. Крайние пределы изменения толщины бобриковских песчаников как на Ромашкинском, так и на Бавлинском месторождениях составляют 1—15 м. Однако на первом изменчивость толщины нефтенасыщенных коллекторов почти вдвое выше и сопоставима с неоднородностью толщины горизонта Д1 на окраинных площадях Ромашкинского месторождения, где нефтенасыщенными являются в основном верхние пласты зональных интервалов «а», «б» и «в». Данные таблицы свидетельствуют об очень высокой неоднородности бобриковского горизонта по проницаемости, коэффициенту продуктивности и дебиту скважин. Изменчивость проницаемости бобриковских песчаников по объему пласта в 2—3 раза выше, чем в девоне.

Еще большее отличие указанных горизонтов наблюдается по зональной неоднородности. Изменение коэффициента продуктивности скважин бобриковского горизонта на Бавлинском месторождении характеризуется самым высоким значением неоднородности ($v^2=1.81$). Сравнительно меньшая неоднородность и большая продуктивность бобриковского горизонта, наблюдаемая на Ромашкинском месторождении, объясняется, по-видимому, тем, что здесь в период опытной эксплуатации исследованы в основном более продуктивные скважины. Тем не менее, зональная неоднородность бобриковского горизонта на данном месторождении существенно выше по сравнению с девонским объектом. Во-вторых, оказывается, что, несмотря на изменяющиеся во времени условия разработки (изменение числа и режима работы скважин) неоднородность дебита скважин и характер его распределения остаются практически постоянными.

По прерывистости пласты бобриковского горизонта Б1 и Б2 на Ромашкинском месторождении весьма схожи с верхними пластами девона.

Расчлененность бобриковского горизонта, как и следовало ожидать, меньше расчлененности горизонта Д1.

Показано, что коллекторские свойства песчаников бобриковского горизонта нижнего карбона на Бавлинском и Ромашкинском месторождениях подвержены значительной изменчивости по сравнению с девонским горизонтом. Так, например, изменчивость проницаемости кернов бобриковского горизонта характеризуется квадратом коэффициента вариации $v^2 = 1.5—2.0$, что в 2—3 раза выше, чем по девону. На отдельных участках в плане продуктивные пласты (коллекторы) прерываются и замещаются непроницаемыми глинистыми породами.

Прерывистость строения продуктивных пластов приводит к извилистости в пласте потока жидкости. Путь движения жидкости удлиняется из-за прерывистости пласта, что не учитывается при аналитических расчетах процессов разработки, при использовании параметров пластов, определенных гидродинамическими исследованиями скважин и характеризующими прискважинные зоны, где извилистость потока не наблюдается.

Вопросу учета при проектировании и анализе систем разработки нефтяных месторождений данных о зональной и послойной неоднородности продуктивных пластов посвящены многие работы различных авторов. Однако остается нерешенным вопрос о степени соответствия отображения расчетной неоднородности ее фактической величине при проектировании объектов разработки с использованием геолого-технологических моделей.

1.5. Влияние неоднородности пласта на эффективность разработки месторождений

Степень неоднородности пласта оказывает решающее влияние на процесс вытеснения нефти и в итоге на нефтеотдачу. Неоднородность коллектора и вязкость нефти два взаимосвязанных фактора, определяющих эффективность разработки месторождений и величину коэффициента охвата при заводнении. В данной работе под неоднородностью понимается литолого-физическая

неизменчивость основных параметров пласта по площади и разрезу: пористости, проницаемости, эффективной толщины, нефтенасыщенности и др.

Выделяют зональную и вертикальную неоднородности по разрезу, оценивают и сопоставляют прерывистость различных пластов между собой. Прерывистость пласта может существенно повлиять на разработку месторождения. Если значительная часть объема пласта представлена отдельными изолированными линзами, то это может сказаться не только на конечной нефтеотдаче за счет снижения коэффициента охвата, но и на текущей добыче вследствие снижения коэффициента воздействия на пласт.

Важными показателями литологии пласта являются коэффициенты песчаности, расчлененности, степень анизотропии.

Неоднородность пласта можно описать численными значениями его параметров, с применением вероятностно-статистических методов, позволяющие выявить основные критерии количественной оценки неоднородности продуктивных пластов. Вероятностно-статистические методы являются наиболее объективными при оценке неоднородности пласта, однако для этого требуется большой объем геологогеофизических промысловых данных.

Необходимую информацию получают различными методами и с неодинаковой степенью точности. К таким методам относятся геофизические, гидродинамические исследования скважин и пластов, лабораторное изучение кернов. Однако относительной полной и достоверной информацией об основных геолого-физических параметрах неоднородности пласта можно располагать в лучшем случае только на поздней стадии разработки месторождений. Вместе с тем без знания неоднородности продуктивных пластов невозможно достоверно предсказать основные технологические показатели разработки при различных системах и вариантах разработки.

В настоящее время создано множество математических моделей процесса заводнения, позволяющих прогнозировать показатели разработки нефтяных месторождений. Каждая из существующих моделей обладает своими

достоинствами и недостатками: точные математические модели используют сложный математический аппарат и не всегда применимы для инженерных расчетов, так как требуют исходных данных на практике, как правило, недостающих или недостоверных. Анализ фактических данных по множеству месторождений показывает, что в промежутках, соизмеримых с реальными расстояниями между скважинами, величины параметров 16 неоднородности по площади и объему могут неоднократно изменяться и не зависят от значений тех же параметров по соседним скважинам [2].

Другие модели, учитывающие в той или иной степени параметры неоднородности, пригодны для инженерных расчетов, но они упрощены до такой степени, что прогнозные показатели неадекватно отражают реальную картину разработки месторождений. В этих моделях неоднородность пласта учитывается весьма схематично, что делает их непригодными при конкретном проектировании.

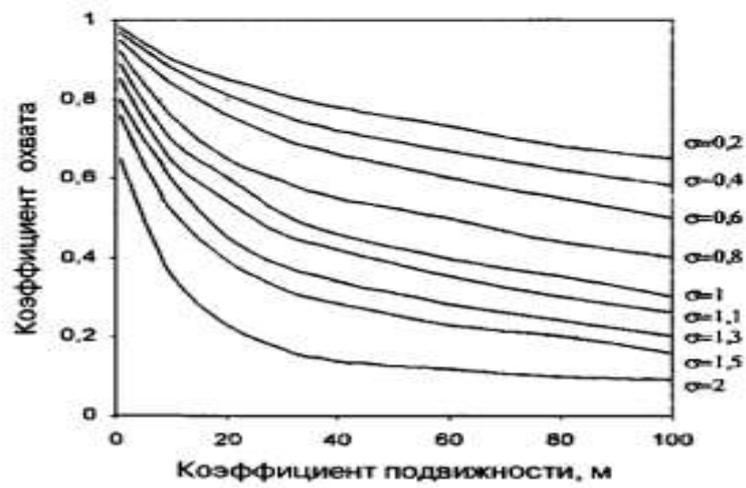
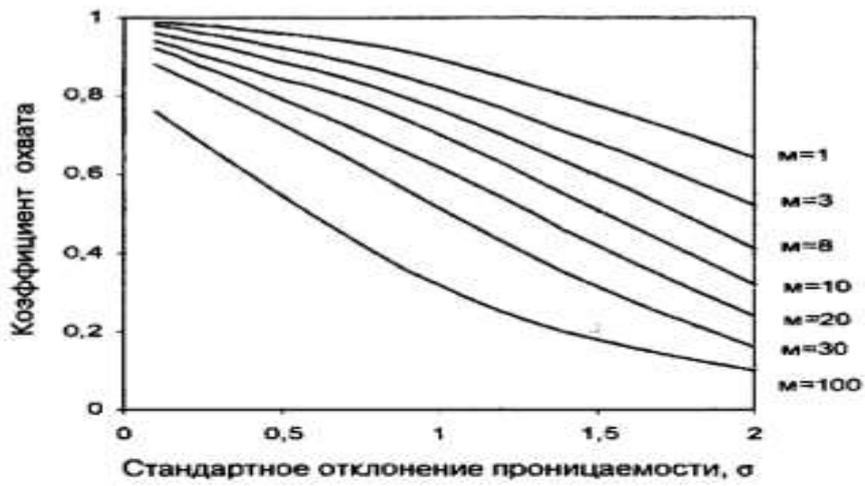
На рисунке 15. показано влияние степени неоднородности (выраженной через стандартное отклонение s) и коэффициента подвижности на охват пласта при заводнении пятиточечного элемента площадной системы. Графики построены по результатам расчетов, выполненных с использованием гидродинамической модели процесса вытеснения нефти водой и оторочками растворов различных химреагентов из неоднородного пласта [4].

Влияние степени неоднородности коллектора на коэффициент охвата неоднозначно и зависит от коэффициента подвижности: при малых значениях этого параметра влияние неоднородности проявляется в большей степени для резко неоднородных пластов (при стандартном отклонении более 1,5 для логарифмически нормального закона распределения проницаемости). Если же коэффициент подвижности $M > 50$, то охват пласта заводнением в большей мере зависит от степени неоднородности при малых значениях стандартного отклонения. Отмеченную особенность взаимосвязи неоднородности пласта и коэффициента подвижности необходимо учитывать при выборе объектов для применения методов увеличения нефтеотдачи. При полимерном воздействии,

например, закачиваемая в пласт вода, загущенная полимерами, выравнивает не только подвижности, но и неоднородность в результате адсорбции полимера в пористой среде, что приводит к благоприятному перераспределению потоков в пласте и к повышению нефтеотдачи.

В реальных слоисто-неоднородных пластах при наличии гидродинамической связи между слоями эффективность вытеснения нефти водой зависит не только от степени неоднородности пласта и вязкости нефти. В этом случае механизм вытеснения нефти осложнен капиллярными эффектами и гидродинамическими перетоками.

Таким образом, при разработке неоднородных, расчлененных объектов не обеспечивается полнота охвата заводнением пластов, в результате чего не вовлекаются в разработку значительные объемы трудноизвлекаемых запасов нефти, происходит разноскоростная выработка пластов, приводящая к преждевременному обводнению высокопроницаемых пропластков и слабой выработке запасов нефти в малопроницаемых пластах или пропластах.



S

Рисунок 15 – Влияние степени неоднородности и коэффициента подвижности на охват пласта [4]

2. МЕТОД ТРАССИРУЮЩЕГО ТЕСТОВОГО АНАЛИЗА ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ПЛАСТОВ

2.1. Особенности трассировочного анализа

Трассировочные испытания-это просто средство для характеристики недр. В своей простейшей форме тестирование трассирующих элементов можно определить как введение одного или нескольких трассирующих элементов обычно химических соединений в недра с целью оценки их текучести и свойств хранения. Трассирующий тест - это косвенный метод характеристики свойств водоносного горизонта. Мы неизменно сравниваем наблюдаемое поведение с математической (или численной) моделью и выводим из сравнения свойства водоносного горизонта.

Таким образом, качество любого анализа напрямую зависит от точности используемой модели. Какие явления, которые предполагались второстепенными при разработке модели, на самом деле должны быть второстепенными, чтобы анализ был правильным. Трассировочное тестирование имеет как преимущества, так и недостатки. Поскольку метод косвенный, тестовый анализ не является уникальным. То есть различные описания водоносных горизонтов могут привести к заданному результату теста трассировщика. Это связано с тем, что тестовый анализ приводит к усредненным по объему свойствам, в некоторой степени независимым от пространственного порядка.

Преимущество трассировочного тестирования перед другими, прямыми средствами определения характеристик (например, отбором керна) заключается в том, что объем выборки может быть рассчитан на соответствующий интересующий масштаб. Конкретные свойства, которые могут быть определены с помощью трассировочных тестов. Выполнение успешного теста трассировщика требует соблюдения ряда шагов, которые гарантируют, что тест может ответить на поставленные вопросы и что сами трассировщики являются подходящими. Уровень детализации, необходимый для каждого из шагов,

описанных ниже, зависит от целей самого теста трассировщика; однако ни один из шагов не может быть полностью опущен.

- ✓ **Определите цели тестирования трассировщика:** Цели тестирования должны быть определены как можно более конкретно, чтобы избежать двусмысленности в дизайне тестирования. Цели влияют на многие другие аспекты теста трассировщика, включая используемые методы анализа, требуемый график отбора проб, количество используемых трассировщиков и их свойства и т. Д. Степень, в которой могут быть определены цели тестирования, и степень, в которой эти цели учитываются при проектировании, развертывании и анализе, оказывает непосредственное влияние на вероятность успеха.
- ✓ **Выбор и тестирование трассеров:** Этот шаг также включает в себя определение соответствующих свойств трассировщика на основе целей тестирования. После определения требуемых свойств проводятся тесты, чтобы установить, что кандидат трассировщика действительно обладает этими свойствами в ожидаемых условиях развертывания
- ✓ **Стратегия реализации:** Это должно включать в себя явное описание того, как будет проводиться тест, сколько каких индикаторов будет использоваться, где вводится, где отбирается проба, как долго и т. Д.
- ✓ **Внедрение на местах:** Это фактическое развертывание тестового проекта, включая необходимую документацию (полевые заметки и т. Д.).
- ✓ **Интерпретация теста:** Интерпретация теста может быть количественным, качественным и численным анализом или любой комбинацией теста. Порядок этих шагов также является необходимым хронологическим порядком, поскольку каждый последующий шаг строится на предыдущем. В некоторых случаях последующие результаты могут потребовать пересмотра предыдущих шагов; например, существующие полевые условия могут потребовать внесения изменений в план испытаний.

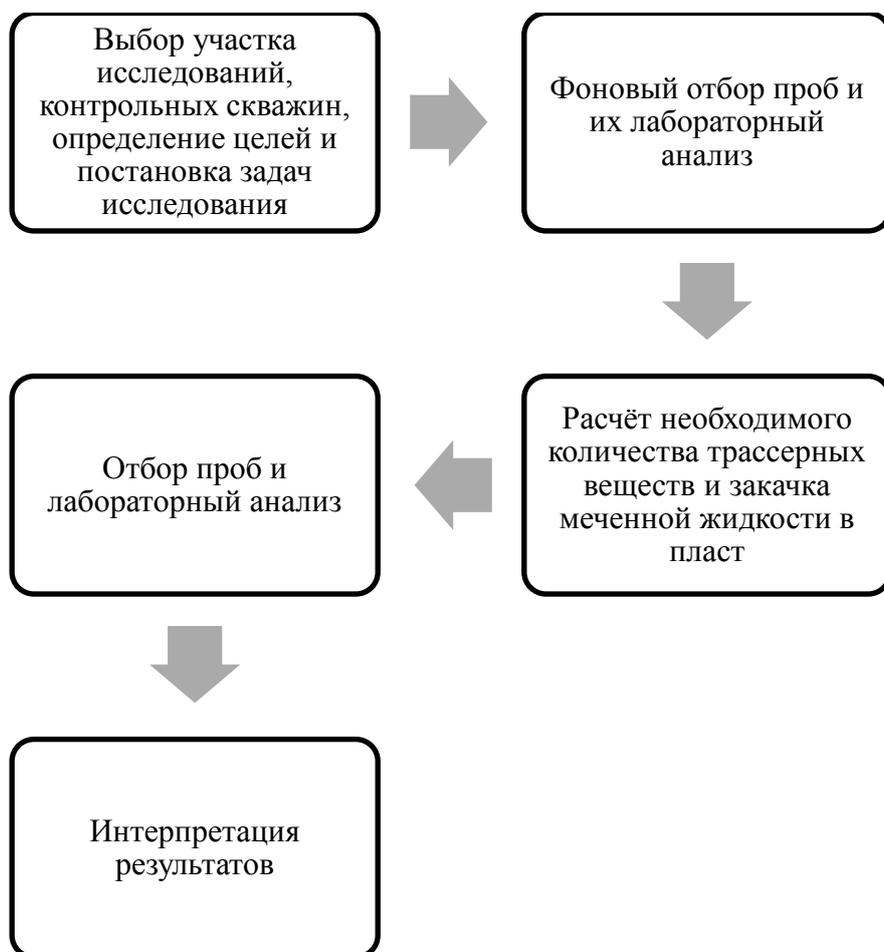


Рисунок 16 – Этапы проведения трассерных (индикаторных) исследований [23]

Индикаторный метод предназначен для выявления реальных фильтрационных потоков, обусловленных режимом разработки месторождений и геологическими особенностями строения пласта.

Трассерные исследования позволяют определить:

- гидродинамическую связь между нагнетательной и реагирующими добывающими скважинами;
- межпластовые перетоки;
- скорость фильтрации меченой жидкости по пласту;
- распределение фильтрационных потоков в пласте;
- проницаемость зон пласта, по которым фильтруется меченая жидкость;
- объем пласта, через который фильтруется меченая жидкость;
- вклад нагнетаемой воды в обводненность продукции конкретной добывающей скважины;

- непроизводительную закачку нагнетаемой в пласт воды;
- влияние мероприятий по выравниванию профиля приёмистости нагнетательных скважин на изменение фильтрационных потоков в пласте;
- эффективность различных методов повышения нефтеотдачи пласта путём проведения исследований до и после воздействия.

2.2. Выбор участка для трассерных исследований, контрольных скважин, определение целей и постановка задач исследования

Дело в том, что трассирующий тест-это просто метод, используемый для определения свойств потока пористой или трещиноватой среды; сам по себе трассирующий тест не имеет никакой внутренней ценности. Поэтому единственная цель трассировочного теста-ответить на поставленный вопрос о свойствах потока и хранения данной среды. Правильный ход мысли-это:

- ✓ Какие свойства данной среды необходимо оценить? На каком уровне?
- ✓ Может ли тест трассировщика получить оценку этого свойства в таком масштабе?
- ✓ Является ли тест трассировщика лучшим методом оценки свойства?

Первым шагом в разработке значимого теста трассировщика является определение свойства или состояния, которое должно быть оценено трассировщиками. Детализация, с которой могут быть сформулированы цели трассирующего теста, оказывает глубокое влияние на вероятность успеха самого теста. Цели тестирования охватывают весь спектр от чисто качественных до количественных. Характер целей влияет на стоимость тестирования, дизайн и интерпретацию. Например, рассмотрим различия в графике отбора проб, необходимые для двух различных целей тестирования:

1. Находятся ли эти два песчаных тела в связи? и
2. При вынужденном поле давления какова скорость жидкости в этом водоносном горизонте? В Случай 1, наличие или отсутствие трассировщика является ключевым, в то время как в случае 2 правильный анализ требует полной

кривой прорыва трассировщика

Качественные тестовые задачи обычно отвечают на вопросы, касающиеся источников жидкости, перезарядки/разряда расположение, гидравлическая связь и т. Д., В качественном (да/нет) смысле. Несмотря на практическую полезность при определенных обстоятельствах, цели качественного тестирования труднее точно определить, и поэтому их трудно достичь. Ответы, полученные в результате качественной оценки трассировочных тестов, обычно принимаются за абсолютные

2.3. Фоновый отбор проб и их лабораторный анализ

Частоты дискретизации будут сильно зависеть от рассматриваемого поля. Трассировочные тесты-это, как правило, метод проверки предлагаемых сценариев потока. Чтобы охватить неожиданное поведение, выборку следует начинать задолго до ожидаемого прорыва. Частота выборки должна быть самой высокой в начале наводнения, чтобы избежать пропуска раннего прорыва.

Пробы воды могут храниться в бутылках, которые обычно собираются из сепаратора. Отбор проб воды обходится дешево, и рекомендуется проводить его часто. Первоначально необходимо проанализировать только некоторые из собранных образцов; промежуточные образцы могут быть отброшены, если не будет найдено никаких следов. Как только трассировщик найден, образцы анализируются в обратном направлении до тех пор, пока не будет найден прорыв трассировщика. В определенных ситуациях некоторые трассеры могут биодеградироваться после отбора проб. Чтобы избежать этого, биоцид может быть добавлен в образец сразу после сбора.

Образцы могут быть собраны в скважинах или из испытательного сепаратора, совместно используемого несколькими скважинами, при условии, что поток отбирается только ближе к концу испытания, когда вода является репрезентативной для текущей отбираемой скважины. Отбор проб из скважины обычно связан с проблемой разделения воды, чего можно избежать, взяв пробу

на сепараторе. Оптимальная ситуация заключается в том, чтобы иметь специальный сепаратор для конкретной скважины. Новые технологии, включающие многоветвленные скважины, горизонтальные скважины с перфорацией в нескольких отсеках пласта, подводные коллекторы или даже подводные сепараторы, создают дополнительные проблемы в обеспечении соответствующих образцов.

Газовые индикаторы обычно собирались на баллонах высокого давления. Газ может собираться непосредственно на поточной линии или из сепаратора. Содержание трассера в газе будет зависеть от того, где будет собрана проба. Коэффициент разделения трассера сильно зависит от давления. Проба, собранная на поточной линии при 100 барах, и проба, собранная на сепараторе при 30 барах, дадут разные результаты.

Дальнейшая оценка общего количества произведенного трассера также будет зависеть от GOR в точке отбора проб. Чтобы рассчитать количество добытого трассера в одной конкретной скважине, необходимо знать давление, температуру и GOR в точке отбора проб. Кроме того, необходимо установить разделительные свойства трассировщика в этих конкретных условиях. Это может быть сделано путем измерения или применения PVT-моделей; однако существующие PVT-модели не будут обрабатывать все типы трассировщиков с одинаковой точностью. Сбор газовых трассеров обходится дороже, чем сбор водных. Когда газ собирается в баллоны под давлением, стоимость баллонов значительно увеличивается к стоимости анализа.

Лаборатория применяет большое разнообразие методов для измерения концентраций трассеров. Различные методы будут иметь степень неопределенности, и следует различать различия между пределом обнаружения и пределом количественной оценки. При концентрациях, близких к пределу обнаружения, может быть очень трудно получить точную количественную оценку индикатора; поэтому некоторые лаборатории сообщают только об «обнаружении» без количественной оценки, когда концентрация низкая.

Предел обнаружения, полученный с помощью аналитической процедуры, будет зависеть от качества образца. В пластовой воде предел обнаружения может отличаться от предела обнаружения в эксплуатационной воде, которая также содержит эмульсионные разрушители, ингибиторы накипи, ингибиторы коррозии и другие добавки. Поэтому важно иметь хорошее сотрудничество между полевыми операторами и лабораторией для получения наилучшего качества полевых образцов.

Из-за очень чувствительных аналитических методов необходимо избегать перекрестного загрязнения. Важно тщательно планировать операции трассировки, чтобы избежать любого возможного тесного контакта между инъекционным оборудованием и оборудованием для отбора проб. Например, это может быть источником загрязнения, если инъекционные насосы или контейнеры с индикаторами транспортируются после инъекции в том же фургоне или хранятся в том же здании, что и бутылки с образцами или оборудование для отбора проб.

Используются два лабораторных метода оценки пригодности индикатора – динамический и статический.

Динамический метод. Через предварительно насыщенные жидкостью керны или искусственно созданные среды пропускаются с определенной скоростью порции исследуемых соединений.

Основными критериями, по которым судят о пригодности индикатора, являются степень поглощения химического соединения горной породой и отставание его от потока жидкости. Сопоставляется общее количество закаченного и вышедшего из модели пласта индикатора, исходная его концентрация на входе и максимальная концентрация на выходе, эффективный объем фильтрующей среды и объем жидкости вытесненной фронтом меченного раствора. Для сравнения иногда параллельно проводят опыты с апробированными, хорошо зарекомендовавшими себя индикаторами (стабильный хлор, окись трития). Практикуются также исследования с использованием ненасыщенных жидкостью пористых сред, что исключает разбавление индикатора.

Статический метод отличается простотой. Составляется смесь раздробленной горной породы с меченой жидкостью и исследуется изменение в ней со временем удельного содержания индикатора. Условия этих испытаний далеки от реальных пластовых условий. Полученные материалы следует использовать для предварительной оценки индикатора перед проведением более трудоемких лабораторных работ динамическим методом.

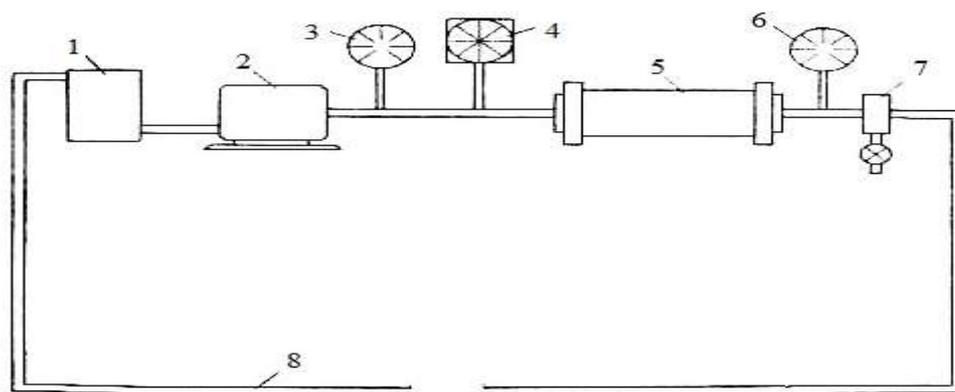


Рисунок 17- Схема установки для оценки индикаторов динамическим методом. 1-емкость для индикатора и вытесняющей жидкости; 2-насос; 3 и 6-манометры; 4-расходомер; 5-модель пласта; 7-распределительное устройство; 8-соединительные трубки

2.4. Расчёт необходимого количества трассерных веществ и закачка меченой жидкости в пласт

Традиционно, два метода были применены, чтобы определить, сколько трассировщика должно быть добавлено, чтобы получить ответ производства трассировщика значительно выше фона. В общем, желательно вводить как можно меньшее количество, чтобы уменьшить экологические проблемы, загрязнение и затраты. d химические индикаторные соединения потенциально вредны для окружающей среды, поэтому их количество должно быть сведено к минимуму. В некоторых случаях предельно допустимая концентрация трассера, которая может быть выброшена в окружающую среду, ограничена требованием властей.

Во многих ситуациях добытый газ, содержащий трассер, повторно закачивается в пласт. В некоторых случаях это приводило к загрязнению всего резервуара и уничтожало возможность применения тех же самых трассеров в другом сегменте резервуара. Если не учитывать условия потока, то они могут быть неверно истолкованы из-за положительной идентификации трассера, возникшей в результате повторного введения трассера в неконтролируемых условиях.

Третья причина использования низких концентраций заключается в снижении затрат. В небольших резервуарах стоимость трассера составляет незначительную часть общей стоимости, связанной с испытанием, но в больших резервуарах затраты на трассер могут быть значительными, особенно если требуются экзотические трассеры.

Один из методов оценки концентрации трассера заключается в предположении, что впрыскиваемый трассер равномерно разбавляется на весь охватываемый объем при его производстве. Добавляется достаточное количество трассера, чтобы обеспечить обнаружение при этом объеме разбавления. Предполагается, что пиковая концентрация трассера значительно выше средней.

Первая часть расчета заключается в оценке объема разрежения, который получается путем расчета, заполненного водой или газом ПВ между инжектором и добывающими скважинами. В первом приближении предполагается радиальный поток из инжектора, но он обычно модифицируется любыми известными условиями коллектора, такими как известные каналы потока или барьеры, большие вариации проницаемости или другие ограничения, вызывающие нерадиальные градиенты давления. Для расчета важно знать пористость, зону чистой прибыли и расстояния между скважинами. Оптимальную конструкцию можно получить, выполнив полнопольное моделирование. Проблема с этим методом заключается в том, что многие параметры неизвестны, что опять же является основной причиной выполнения теста трассировщика.

Наименьшим требуемым импульсом впрыска обычно является количество трассера, необходимое для получения средней концентрации, в 10 раз превышающей минимальный предел обнаружения в объеме разбавления. Ожидается, что это даст пик производства примерно в 100 раз превышающий предел обнаружения. Чтобы иметь возможность следить за производственными кривыми, отражающими вклад различных слоев и зон, важно иметь по крайней мере такое количество введенного трассера.

В идеальной ситуации объем разрежения V_d может быть рассчитан с радиальным приближением.

$$V_d = \pi \cdot r \cdot h \cdot S_w \cdot \Phi \cdot F \quad (9)$$

Где r = расстояние между нагнетательной скважиной и добывающей скважиной

h = - высота зоны пласта

S_w = водонасыщенность

Φ = пористость

F = поправочный коэффициент, учитывающий несимметрию, вызванную барьерами, расположением скважины и другими ограничениями, вызывающими изменения в зоне дренажа

Расчёт необходимого количества индикатора проводится по следующей формуле:

$$M_0 = 12,56 \cdot m \cdot K_B \cdot h \cdot \sqrt{LA} \cdot C_{min}, \quad (10)$$

где m – пористость, доли единиц;

K_B – коэффициент вытеснения нефти водой, доли единиц;

h – средняя мощность пласта на участке исследований, м;

L – расстояние от контрольной нагнетательной до самой удаленной реагирующей добывающей скважины, м;

A – коэффициент, характеризующий интенсивность разбавления меченой жидкости при ее фильтрации в пласте (в расчётах принимается равной 0,02 м), м;

1. C_{min} – чувствительность прибора (минимальная концентрация индикатора в воде, чётко фиксируемая применяемой аппаратурой), кг/м³.

На данный момент нельзя назвать химический элемент, отвечающий всем требованиям, предъявляемым к идеальному индикатору. Приходится использовать вещества, которые отвечают хотя бы основным перечисленным требованиям.

Степень, в которой тест на трассировку характеризует недра, зависит от количества и типа используемых трассировщиков. Трассер-это обычно химическое соединение, добавляемое в закачиваемую жидкость для изучения свойств недр.

Индикатор должен оказывать незначительное влияние на транспортные свойства инжектата (например, плотность и вязкость). Консервативный трейсер-это тот, который полностью остается в той фазе, в которой он вводится. Анионы (например, хлорид или бромид) обычно, хотя и не всегда, являются консервативными индикаторами водной фазы.

Трассировщики секционирования - это соединения, которые имеют некоторое сродство к нескольким фазам и поэтому разделяются между двумя или более фазами. Примеры разделительных индикаторов включают более тяжелые спирты (например, гексанол), которые разделяются между водной и неводной фазами жидкой фазы, и перфторуглероды, которые разделяются между газообразной и неводной фазами жидкой фазы. В то время как адсорбцию можно рассматривать как разделение между подвижной и твердой фазой, ее обычно явно называют адсорбирующим индикатором из-за ее типично негативной коннотации. Реактивный индикатор-это тот, который подвергается запрещенной химической реакции во время его использования.

График зависимости концентрации трассирующих веществ от времени в данной скважине называется историей выбросов трассирующих веществ или просто историей трассирующих веществ. Он также известен как кривая прорыва трассировщика.

Трассирующие испытания принимают различные формы, с различным количеством трассирующих устройств и различными конфигурациями скважин, различными средствами введения трассирующих устройств и различными методами отбора проб. Мы можем сгруппировать типы тестов tracer в следующие общие категории.

Консервативные трассерные исследования: Поскольку консервативный трейсер остается в одной фазе, только объем, занятый этой фазой, опрашивается с помощью тестов трейсера. Вводится один или несколько консервативных трассировщиков, и из поведения трассировщика выводятся свойства недр. Наиболее часто проводимые в однофазных условиях (например, ниже уровня грунтовых вод), они также используются в многофазных приложениях; например, для оценки гидравлической проводимости в экспериментах с частично насыщенной колонной.

Тесты перегородки трейсер: в тестах трассировки секционирования один или несколько консервативных трассировщиков вводятся вместе с двумя или более трассировщиками секционирования. Поскольку разделяющие трассировщики разделяются на другие присутствующие фазы, время их пребывания в среде больше по сравнению с консервативным трассировщиком. Разница между временами пребывания используется для определения объема других присутствующих фаз.

Тесты секционирующих трассеров очень полезны для оценки неподвижного насыщения второй фазы, например, насыщения плотной неводной жидкой фазой в загрязненных водоносных горизонтах. Одним из применений тестов трассировщика секционирования является проведение таких тестов до и после рекультивации, тем самым получая независимые оценки эффективности очистки. Причина, по которой требуются два (или более) секционирующих индикатора, заключается в том, что степень разделения между консервативными и секционирующими индикаторами сильно зависит от количества неподвижной фазы (остаточного насыщения).

Поскольку мы этого не знаем (или зачем запускать тест трассировщика секционирования?), используется несколько трассировщиков секционирования, охватывающих широкий диапазон коэффициентов секционирования

В каких бы условиях ни использовались консервативные трассировщики, они предоставляют информацию, относящийся к его эталонной фазе, то есть фазе, в которой он растворим.

Вещество, используемое для изучения движения жидкости в нефтяном пласте, должно обладать следующими признаками :

Иметь химические соединения, хорошо растворимые в прослеживаемой жидкости и нерастворимые в других флюидах, насыщающих пласт.

Сохранять свои физико-химические свойства в пластовых условиях. Радиоактивные индикаторы, кроме того, должны обладать приемлемой продолжительностью распада, обеспечивающей выполнение всего комплекса работ в требуемом объекте.

Не содержаться в пластовых жидкостях.

Не нарушать своим присутствием естественного потока. Строго следовать вместе с гидродинамическим носителем. С высокой точностью и быстротой фиксироваться в широком диапазоне изменения концентрации, начиная с незначительной. Регистрация должна производиться непрерывно и автоматически непосредственно в стволе или на устье скважины.

Не представлять опасности для персонала, проводящего исследования. Также безопасной должна быть и жидкость, извлекаемая из пласта. Не заражать местности и водоемов, в которые сбрасываются промышленные сточные воды.

Быть простым в обращении, доступным для широкого применения и дешевым.

В качестве трассеров при проведении исследования применяются водорастворимые химические реагенты:

Органические трассеры: спирты (изопропанол, бутанол), изомеры фторбензойной кислоты. Данные трассеры растворяются как в нефти,

так и в воде. Проблема заключается в их количественном определении, которое нужно проводить достаточно дорогостоящими хроматографическими методами.

Флуоресцентные трассеры: флуоресцеин натрия, динатриевая соль эозина, эритрозин, родамин. Данный тип индикатора экологически и санитарно-гигиенически безопасен; обладает многоцветностью, что позволяет проводить одновременный запуск 5-7 и более различных цветов в нагнетательные скважины; не сорбируются породой и оборудованием скважин; не искажают фильтрационного потока за счёт изменения его вязкости и плотности; легко и быстро определяются в полевых условиях на отечественной аппаратуре; на их концентрацию и определение не влияют физико-химические свойства гидродинамического носителя.



Рисунок17–Флюоресцирующий индикатор для маркировки нефти и нефтепродуктов[22]

Ионные трассеры: роданистый аммоний, натрий, карбамид, мочевины, нитрат натрия, аммония; тиокарбамид, динатрийфосфат.

Трассеры такого типа хорошо растворяются в пластовой и нагнетаемой воде (амины), не имеют аналогов в природе, биологически неактивны (экологически чисты), химически не взаимодействуют с нефтью, устойчивы в пластовых

условиях, позволяют создать гамму индикаторов со сходными физико-химическими свойствами и единым методом регистрации; легко определяются количественно на спектрометре электронно-парамагнитного резонанса.

Основным источником информации по результатам трассерных исследований является график зависимости концентрации трассера от времени, прошедшего с начала закачки (рисунок 18).

По данному графику можно зафиксировать все зоны низкого фильтрационного сопротивления и провести анализ неоднородности пласта между нагнетательной и добывающей скважинами.

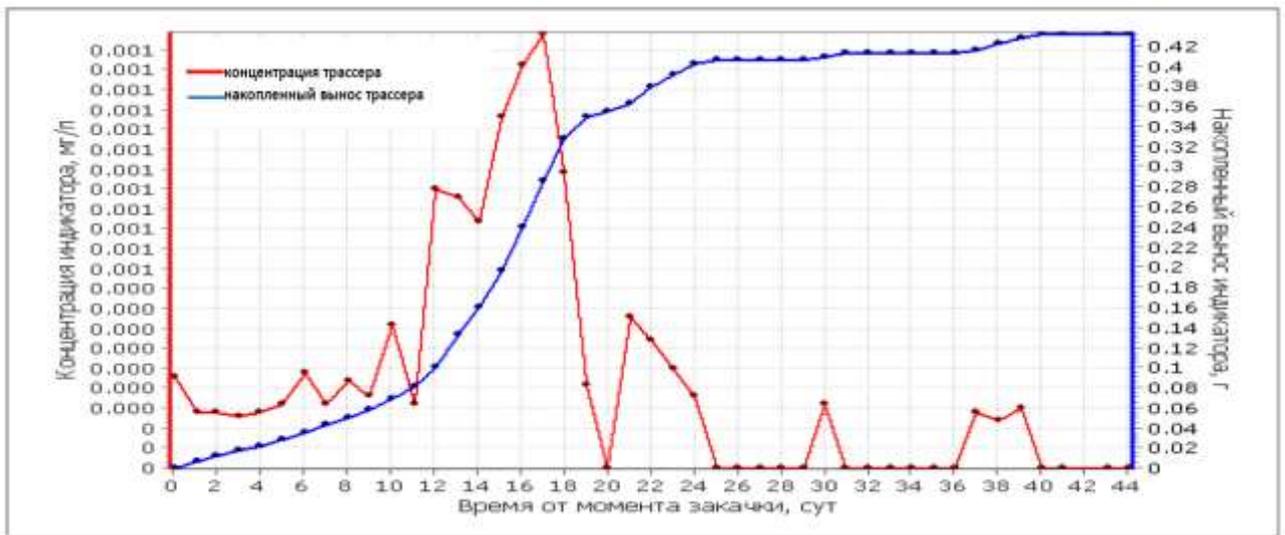


Рисунок 18 – График поступления трассера в контрольную скважину и накопленный вынос трассера [62]

Масса вынесенной порции трассера определяется по формуле:

$$M_n = \frac{1}{2} \sum_{i1(n)}^{i1(n+1)} (C_{i-1} \cdot Q_{w,i-1} + C_i \cdot Q_{w,i}) \cdot (t_i - t_{i-1}), \quad n=1, 2, \dots, N_j \quad (10)$$

где C_i, C_{i-1} – концентрации двух следующих друг за другом порций вынесенного трассера, кг/м³;

$Q_{w,i}, Q_{w,i-1}$ – дебит воды добывающей скважины, в которой зафиксирован вынос трассера в моменты времени t_i и t_{i-1} соответственно, м³/сут;

t_i, t_{i-1} – время прихода двух последовательных порций трассера.

Доля всего вынесенного трассера в j-ю скважину по отношению к массе закаченного трассера:

$$\delta_j = M_j / M_0, \quad (11)$$

где M_0 – масса закаченного трассера, кг.

Трассерный метод исследований нашёл широкое применение при определении параметров нефтяных пластов. Интерпретация полученных с помощью этого метода данных позволяет сформировать наиболее полное представление о распределении фильтрационных потоков в пласте и его строении.

3. ПРИМЕНЕНИЕ ТРАССИРУЮЩИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КАЧЕСТВА ДОБЫЧИ НЕФТИ И НЕОДНОРОДНОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИЗ ПЛАСТА В СРЕДНЕМ ПОВОЛЖЬЕ

Исследуемый нефтяной пласт является одним из месторождений Среднего Поволжья. Его загружали 15 кг флуоресцеина в виде его натриевой соли в раствор пресной воды объемом 10 м³ через отверстие 83 (рис.19). В качестве реагирующей среды были выбраны эксплуатационные скважины №№ 53, 73, 74, 79, 80, 81, 84.

3.1. Фоновый отбор проб и их лабораторный анализ

Параметры работы добывающих скважин по состоянию на момент закачки трассера представлены в таблице 3. Геолого-физические характеристики исследуемого объекта представлены в таблице 4. За период исследований (2 месяца) был произведен отбор и физико-химический анализ порядка 330 проб воды на содержание в них флуоресцеина. Полученные данные о зависимости концентрации трассера от времени (с привлечением геолого-физических характеристик и промысловых данных объекта исследований) были обработаны с применением компьютерной технологии экспресс-анализа и интерпретации результатов трассерных исследований на базе ПК «ИНДИКАТОР» [3].

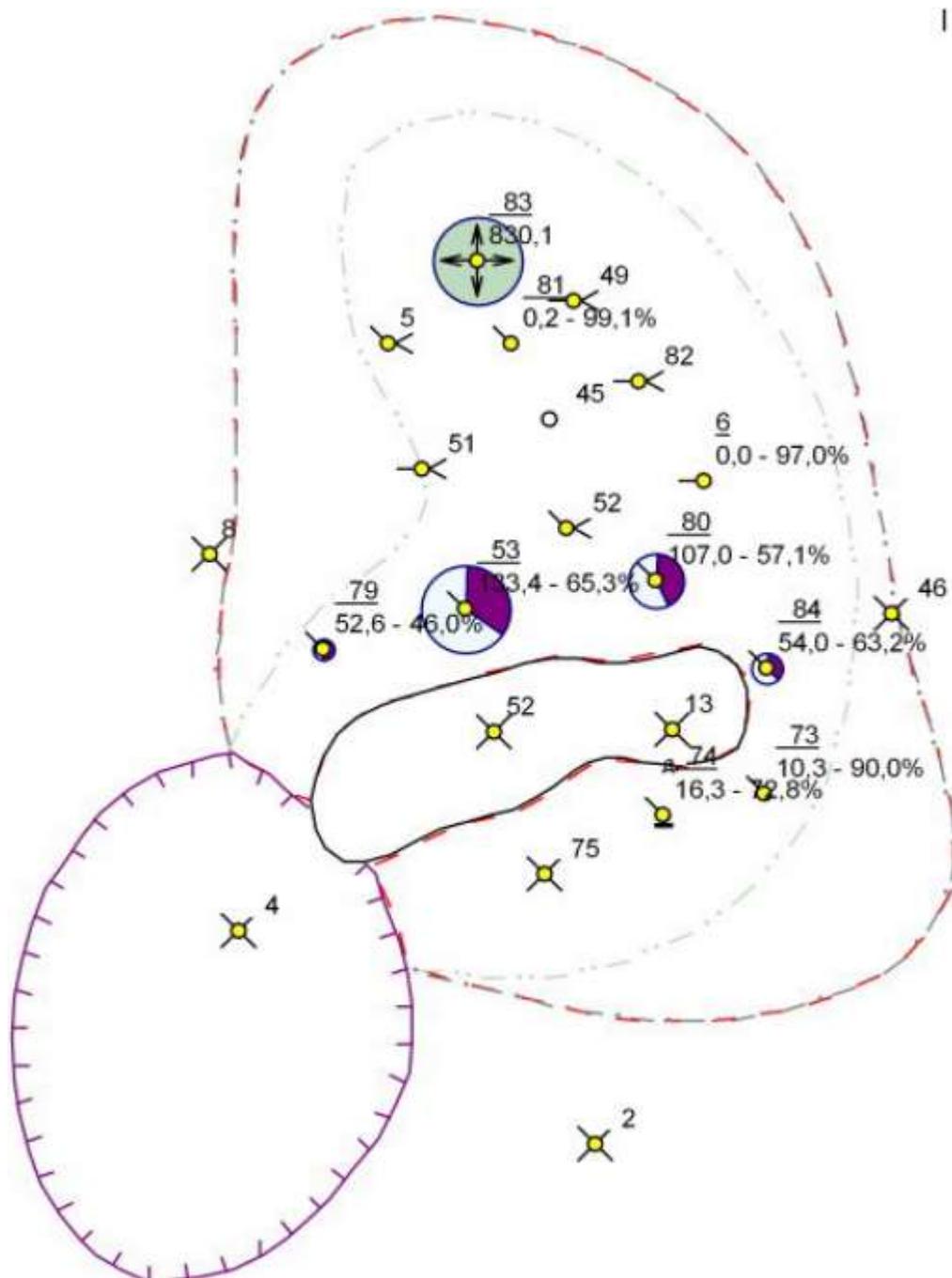


Рисунок 19 – Карта текущих отборов по состоянию на момент закачки трассера. Среднее Поволжье. Тестовое месторождение. Пласт Д1[22]

Таблица 3 -Параметры работы добывающих скважин по состоянию на момент закачки трассера. Среднее Поволжье. Тестовое месторождение. Пласт Д1

Добывающее окружение				
№ СКВ	Дебит жидкости, м3/сут	Обводненность (из суточных замеров), %	Дебит нефти (из суточных замеров), т/сут	Расстояние до нагнетательной скважины, м
81	27	99	0	302
53	370	68	190	1142
80	309	71	116	1207
79	111	39	60	1350
84	149	63	59	1638
73	71	84	10	1990
74	68	69	25	1912

Таблица 4 -Основные геолого-физические характеристики. Среднее Поволжье. Тестовое месторождение. Пласт Д1

Средняя глубина залегания, м	2640
Тип залежи	Пластовая структ.- литолог.
ВНК, абс. Отметка	-2449-2551
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	4280
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	14,5
Пористость, доли ед.	0,176
Проницаемость, мкм ²	0,309
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,94
Пластовая температура, °С	65
Пластовое давление, МПа	30,25

Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	5,13
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,808
Вязкость воды пластовой / закачиваемой, мПа*с	0,94
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,19

3.2. Результаты интерпретации трассерных исследований для пары скважин

В результате в автоматическом режиме: рассчитаны и построены кривые «Относительная концентрация трассера-Время/Скорость», «Относительная масса извлеченного трассера-Время/Скорость», выделены ВПФ, с определением фильтрационных параметров каждого ВПФ для каждой скважины (рис. 21-27)

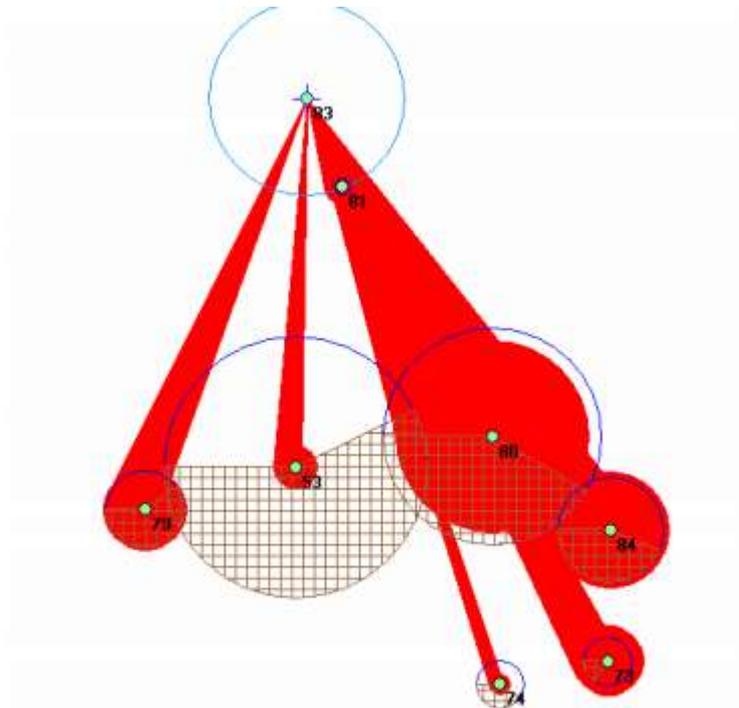


Рисунок 20 – Воздействие нагнетательной скважины 83 на обводненность добывающих за весь период трассерных исследований[22]

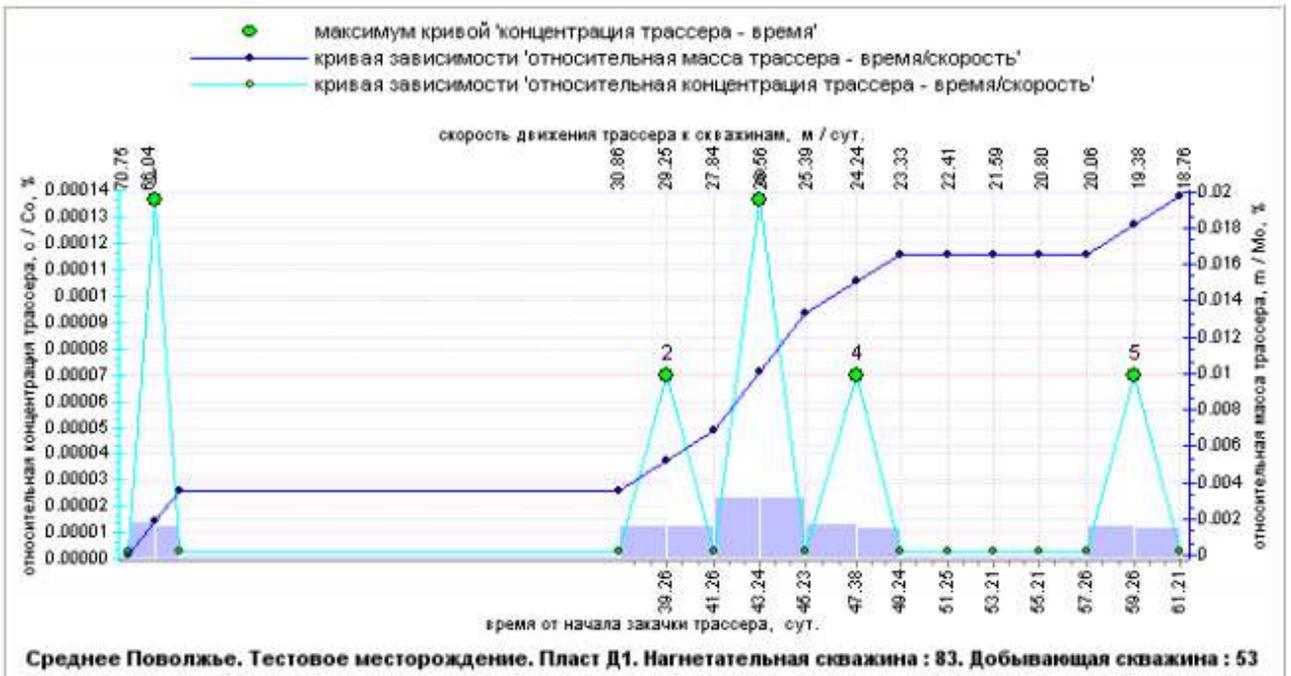


Рисунок 21–Результаты интерпретации трассерных исследований для пары скважин 83-53[22]



Рисунок 22–Результаты интерпретации трассерных исследований для пары скважин 83-73[22]



Рисунок 23 – Результаты интерпретации трассерных исследований для пары скважин 83-74[22]



Рисунок 24– Результаты интерпретации трассерных исследований для пары скважин 83-79[22]



Рисунок 25– Результаты интерпретации трассерных исследований для пары скважин 83-80[22]



Рисунок 26– Результаты интерпретации трассерных исследований для пары скважин 83-81[22]

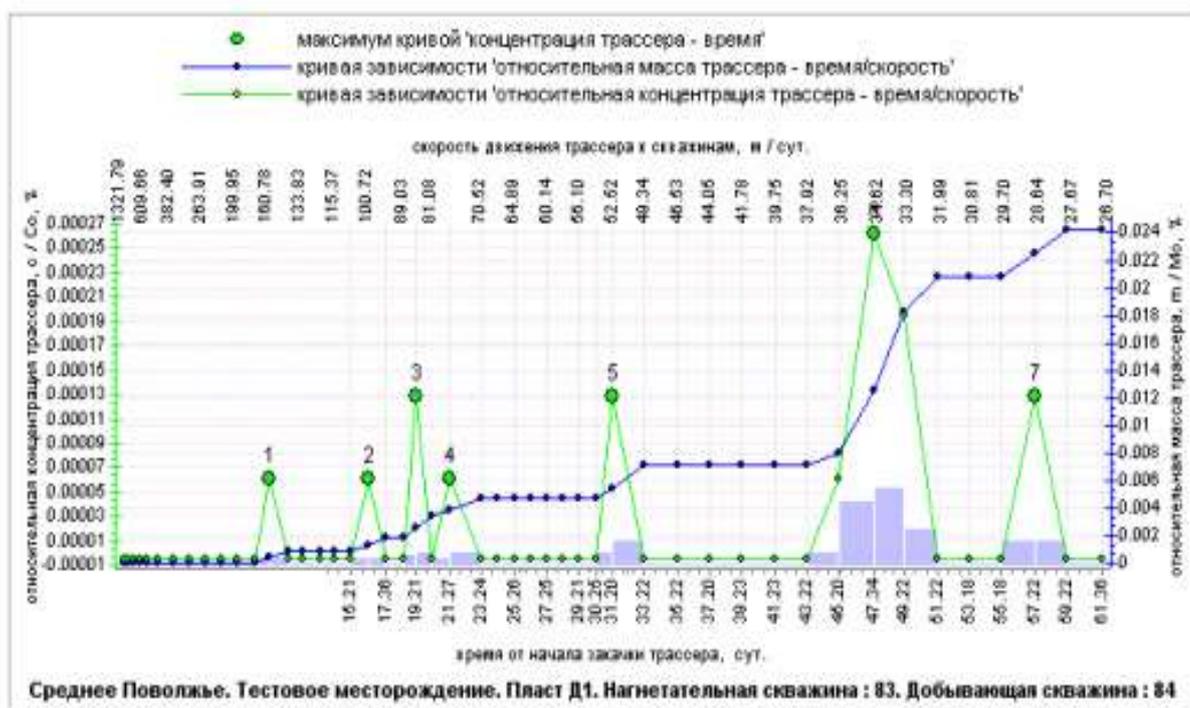


Рисунок 27– Результаты интерпретации трассерных исследований для пары скважин 83-84[22]

В целом, визуальный анализ кривых «Относительная концентрация трассера - Время/Скорость» (рис. 21-27) показывает наличие достаточно большого числа ВПФ (от 2 до 10 для каждой скважины, при скоростях движения воды больше 6 м/сут.). Кривые же «Относительная масса извлеченного трассера-Время/Скорость» (рис. 21-27) свидетельствуют о достаточно малой производительности этих каналов, поскольку суммарный вынос трассера по каждой скважине (с учетом необратимой адсорбции) через 2 месяца исследований не превысил 0,5% относительно закачанного (83 – 0,003%; 79 – 0,011%; 53 – 0,02%; 80 – 0,095%; 84 – 0,024%; 74 – 0,003%; 73 – 0,013%).

Максимальная скорость движения воды от скважины 83 к добывающим скважинам зарегистрирована для контрольной скв80 — ~350 м/сут. Для этой скважины зафиксирован и максимальный вынос трассера — 0,095%.

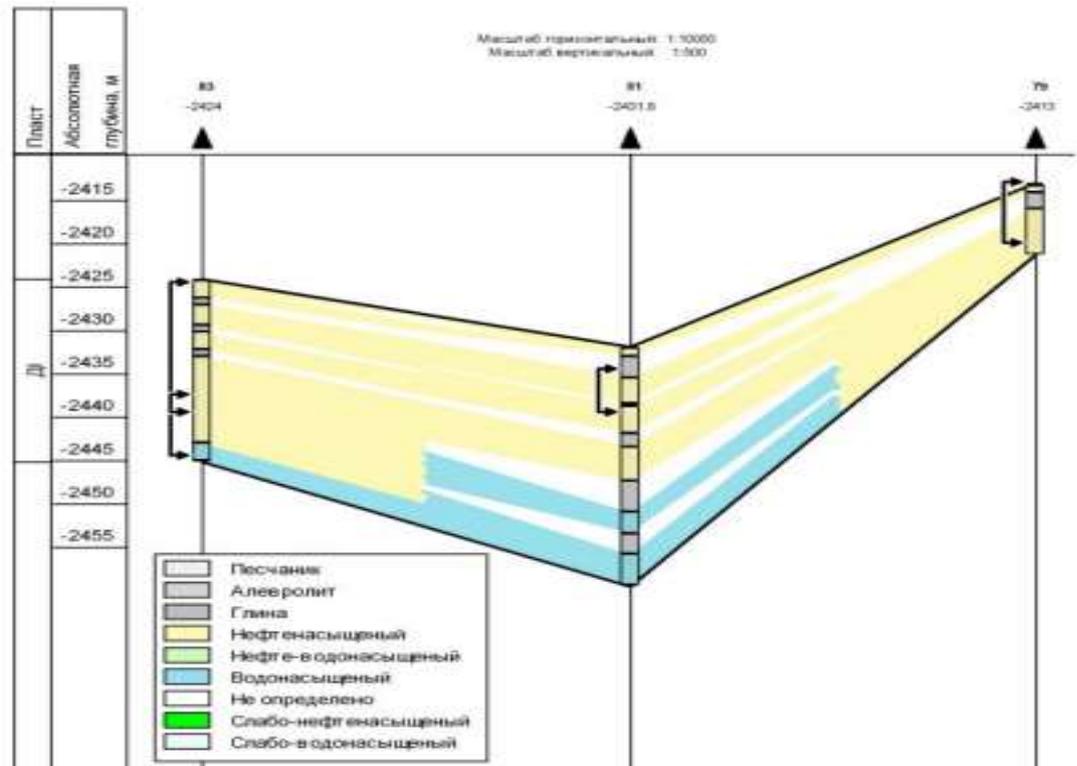


Рисунок 28 – Геолого-литологический профиль по линии скважин 83-51-

79

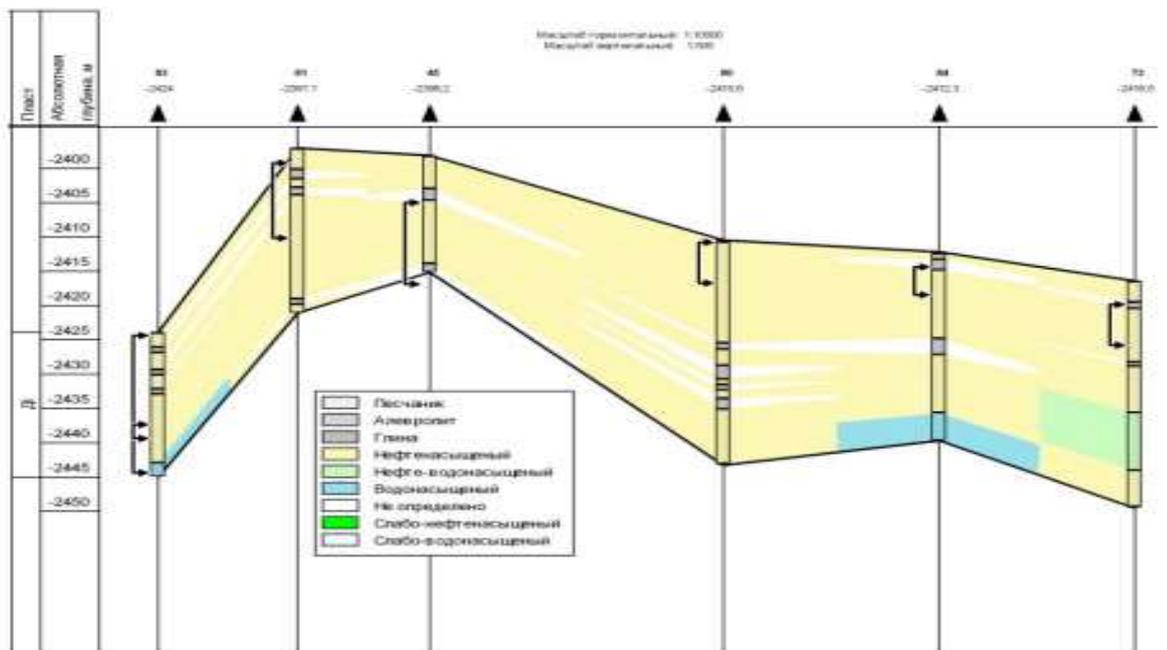


Рисунок 29 - Геолого-литологический профиль по линии скважин 83-81-

45-80-84-73

Сопоставляя данные геолого-литологических профилей (рис. 28-29) и полученные данные интерпретации результатов трассерных исследований, можно утверждать следующее: причиной не поступления трассера на высоких скоростях в скважину № 81 является её нахождение в купольной части залежи. В тоже время, трассер зафиксирован в краевых скважинах №№ 80, 84, 73, забои которых расположены более чем в 1200 метрах от забоя нагнетательной скважины № 83. Несмотря на то, что между скважинами №№ 83 и 73 в сводовой части залежи имеется зона замещения выступом кристаллического фундамента (рис. 19), это не повлияло на обнаружение трассера в добывающей скважине. Также, трассер был обнаружен в скважине № 79, расположенной вблизи ВНК.

На основании вышеизложенного можно сделать вывод, что существует активная связь залежи с законтурной областью питания, то есть основной поток воды, нагнетаемой скважиной № 83, попадает в водонасыщенную часть залежи и фильтруется в ней.

Также стоит отметить, что основной поток фильтрации происходит по матрице породы, причем происходит это с гораздо меньшими скоростями (пробы отбирались в течение двух месяцев, а основная масса трассера так и не появилась в продукции добывающих скважин к моменту окончания исследований).

Прорывного характера продвижения нагнетаемой в пласт воды по направлению к добывающим скважинам не выявлено, таким образом обводненность добывающих скважин определяется фильтрацией воды из законтурной области. Прямая гидродинамическая связь между нагнетательной и добывающими скважинами отсутствует.

Из вышеизложенного очевидно, что законтурная вода продвигаясь к добывающим скважинам обеспечивает достаточно равномерную по мощности выработку запасов, что свидетельствует об эффективной и качественной разработке исследуемого нефтяного пласта.

Практическое применение индикаторов на нефтяных месторождениях

Индикаторный (трассерный) способ исследований межскважинного пространства известен как «метод меченых атомов». Он основан на принципе «черного ящика» и применяется для изучения фильтрационных свойств коллекторов и контроля заводнения пластов: на изучаемом объекте в нагнетательную скважину вводится меченая индикатором оторочка, после чего на устьях контрольных скважин отбираются пробы продукции для оценки содержания индикатора в лабораторных условиях. Затем проводятся обработка и интерпретация результатов исследования.

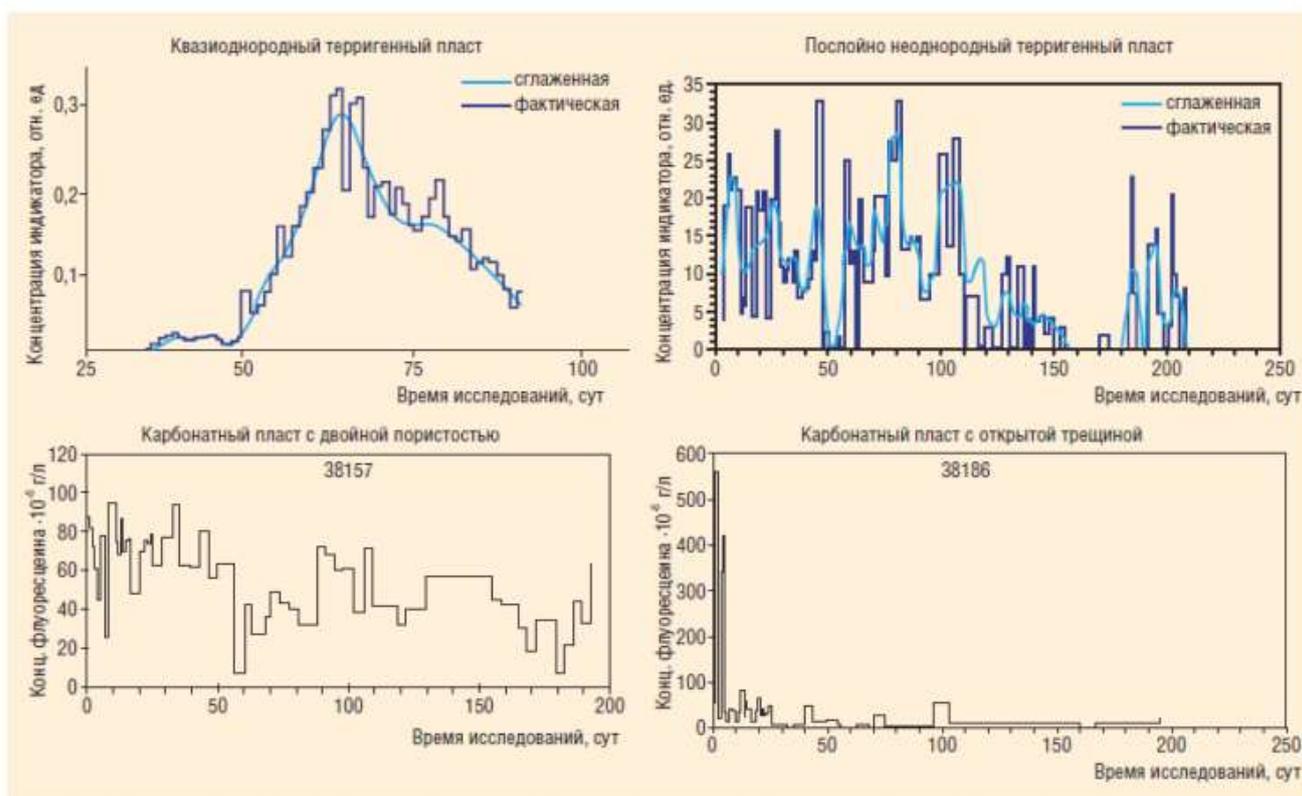


Рисунок 30 – Вид графиков выхода индикатора во времени для коллекторов различного типа

Таким образом, индикаторные исследования позволяют многократно увеличить информативность промысловых данных. Результаты трассерных исследований в комплексе с данными аэрокосмогеологических

исследований (АКГИ) указывают на тесную взаимосвязь преимущественного распределения трассера по пласту и направленности открытой трещиноватости.

Результаты трассерных исследований были использованы при создании и адаптации постоянно действующих геолого-технологических моделей (ПДГТМ) Сиреневского, Бавлинского, Онбийского месторождений и нескольких площадей Ромашкинского месторождения. Всего в период с 1976 по 2015 год было исследовано более 150 опытных участков очагового и избирательного заводнения 45 нефтяных залежей

Приведем результаты практического применения трассерных исследований при контроле и регулировании заводнения нефтяных залежей.

На опытном участке Центрально-Азнакаевской площади производилась экспериментальная закачка мицеллярно-полимерного раствора. Для этого специально был подготовлен изолированный пятиточечный элемент, состоящий из одной нагнетательной скважины и четырех добывающих.

Все скважины действующего фонда в радиусе трех километров были остановлены. Исследования проводились до и после воздействия на пласт при ежедневном отборе проб. При первом исследовании из пласта извлечено 87% индикатора, после воздействия на пласт – 43%

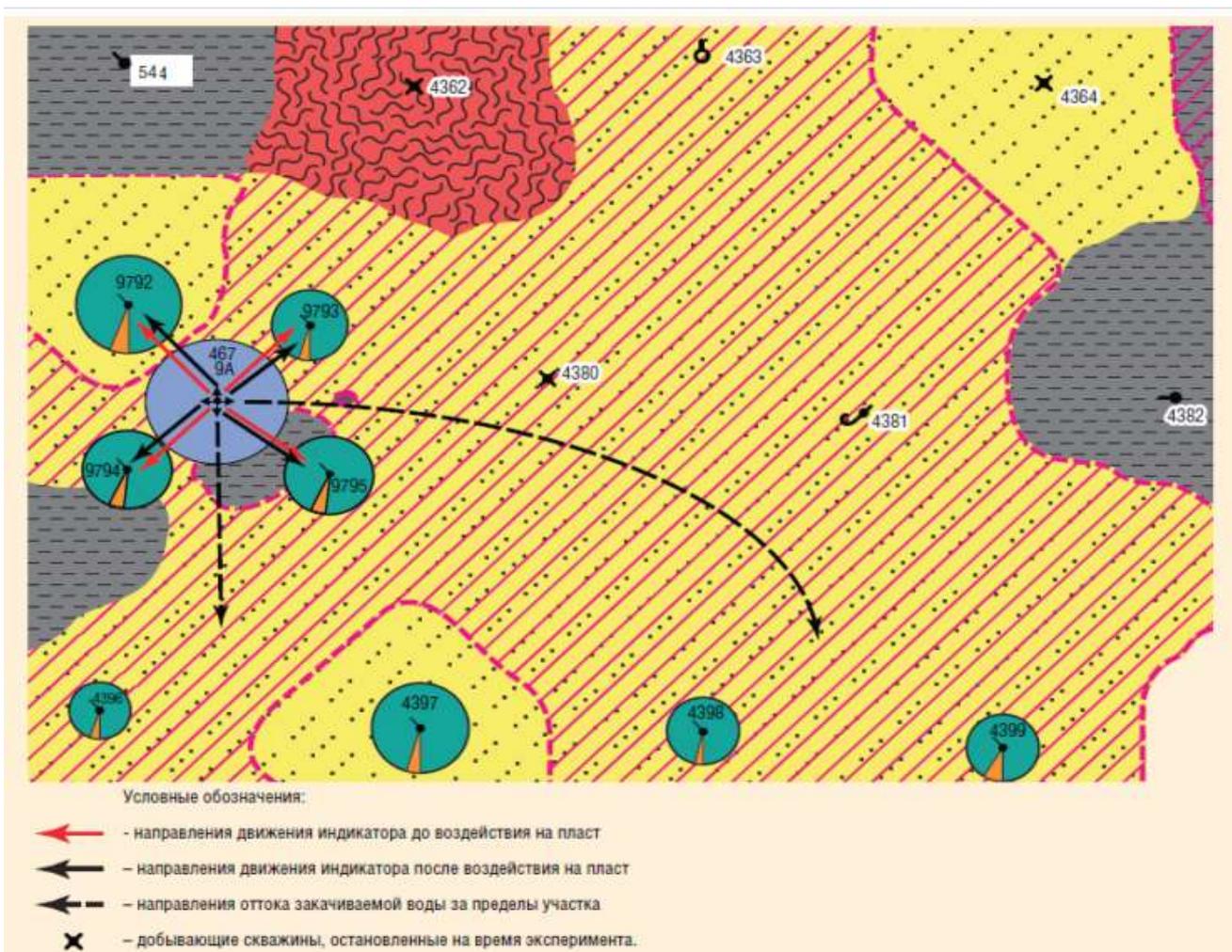


Рисунок 31 – Оценка эффективности мицеллярно-полимерного заводнения.
 Опытный участок Центрально- Азнакаевской площади Ромашкинского месторождения

По результатам исследований установлено, что закачка мицеллярно-полимерного раствора привела к изменению фильтрационных свойств коллектора.

До воздействия распределение потока закачиваемой воды по скважинам считалось равномерным, а опытный участок представлял практически замкнутую систему. Воздействие изменило фильтрационные свойства пласта. В ходе второго исследования была выявлена анизотропия коллектора по проницаемости.

За счет ввода в эксплуатацию во время исследований четырех южных скважин образовался значительный (около 55%) отток воды за границы участка

в южном направлении. В пробах продукции этих скважин обнаружен индикатор. Объем пласта, охваченного активной фильтрацией воды в пределах опытного участка, сократился в пять раз.

На рис. 31 продемонстрировано влияние запуска в работу четырех добывающих скважин на изменение фильтрационных потоков в межскважинном пространстве

На Абдрахмановской площади на одном опытном участке было проведено два последовательных исследования ФЕС пластов горизонта Д1 с применением разных индикаторов: трития и флуоресцеина (рис. 32).

В первом случае отбор проб проводился только из пяти ближайших добывающих скважин. По результатам первого исследования появились основания предполагать, что большая часть закачиваемой воды (68,6%) уходила за первый радиус наблюдательных скважин.

Во втором случае число наблюдательных скважин увеличили до 23. Расстояния от нагнетательной скважины до добывающих составляли от 300 до 1450 метров. В добывающих скважинах единым фильтром вскрыты пласты от А до Г3+Д в различных комбинациях (рис. 33). В ходе данных исследований удалось уточнить геологическое строение объекта, определить ФЕС коллектора и выявить трещиноватость терригенных коллекторов.

В пределах опытного участка пласты от А до Д гидродинамически связаны. В свою очередь, при интерпретации результатов исследований было установлено, что фактическое извлечение нефти из каждого пласта многократно (от 1,5 до 8 раз) превысило расчетные показатели. Также была выявлена непроизводительная закачка воды в пласты Г2 и Г3+Д – через скважины №13956, 23553, 9199, 720 и 14064.

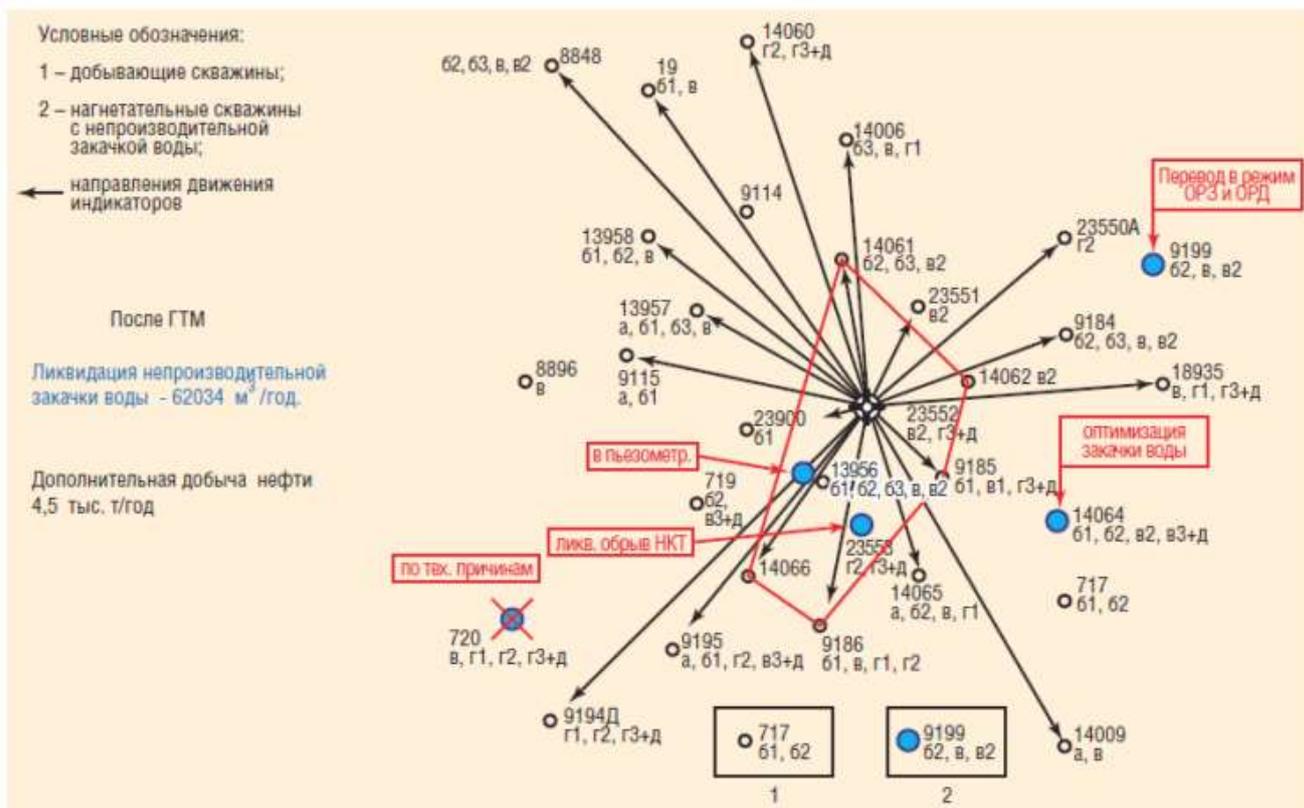


Рисунок 33– Уточнение геологического строения горизонта Д1. Схема расположения скважин с индексацией пластов

В названных нагнетательных скважинах были проведены дополнительные исследования и разработаны мероприятия по регулированию заводнения. После проведения ГТМ на данном участке экономический эффект, который можно было реально подсчитать по промысловым данным, составил порядка 45,2 млн руб./год.

По результатам проведенных исследований установлено, что межскважинное пространство в пределах опытного участка обладает идентичными параметрами. Диапазон средних скоростей фильтрации закачиваемой воды составляет от 1 до 3 м/сутки.

Выявлена гидродинамическая связь выше нижележащих пластов, пласты горизонта Д1 могут рассматриваться как единый эксплуатационный объект.

Установлен приток нефти в исследуемые пласты: отборы нефти по пластам в несколько раз превышают расчетные значения извлекаемых запасов.

На основании полученных результатов были сформированы соответствующие рекомендации. Так, выполнение оценки выработки запасов и эффективности применяемой системы ППД следует проводить не по отдельным опытным участкам, а по укрупненным блокам или по всему горизонту Д1 Абдрахмановской площади.

Помимо этого, результаты исследований могут стать основой для создания новых технологий выработки запасов нефтяных месторождений на поздней стадии разработки.

В 1979 году на третьем блоке Березовской площади был специально разбурен участок для экспериментальных работ по закачке алкилсульфидной смеси. Исследования проводились в течение двух лет на стадии внедрения очагового заводнения. В ходе исследований было уточнено геологическое строение горизонта Д0, выявлены направленная трещиноватость и непроизводительная закачка воды в скважину №13491 (рис. 34, слева). С учетом результатов исследований постоянно проводилось регулирование системы заводнения (рис. 34, справа)

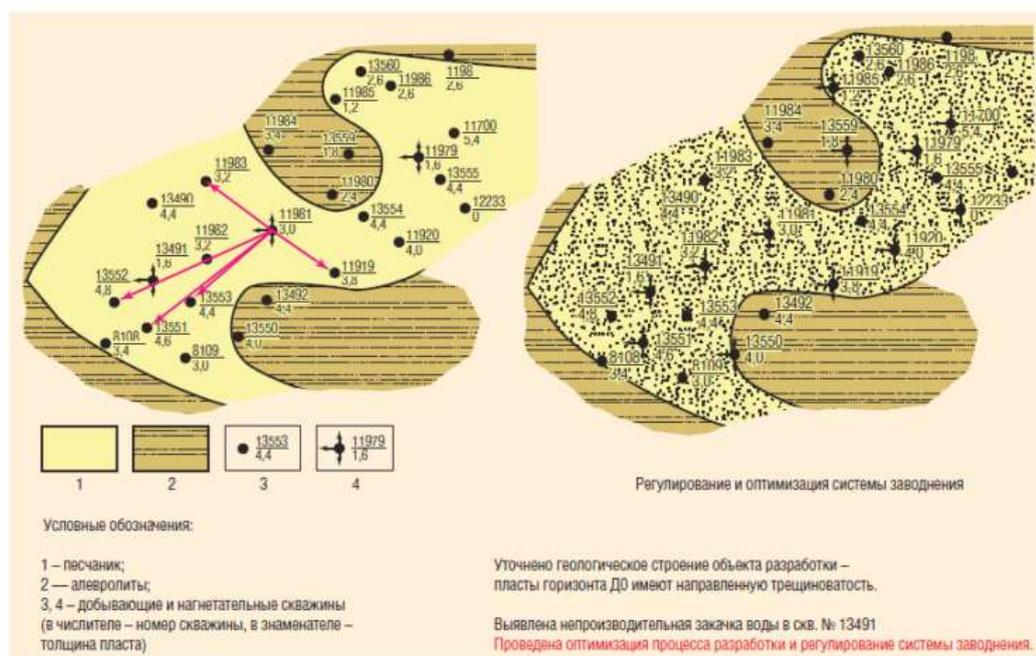


Рисунок 34 – Опытный участок третьего блока Березовской площади НГДУ «Альметьевнефть»

Здесь же на смежном участке в 2010 году проведены исследования с одновременным использованием трех различных индикаторов (рис.35). Подтверждена направленная трещиноватость пласта Д0. Установлено наличие гидродинамической связи между горизонтами Д0 и Д1. Выявлена высокая зональная неоднородность и наличие вертикальной трещиноватости, что, вероятнее всего, обусловлено многочисленными ГРП, проводившимися на третьем блоке (38 ГРП)

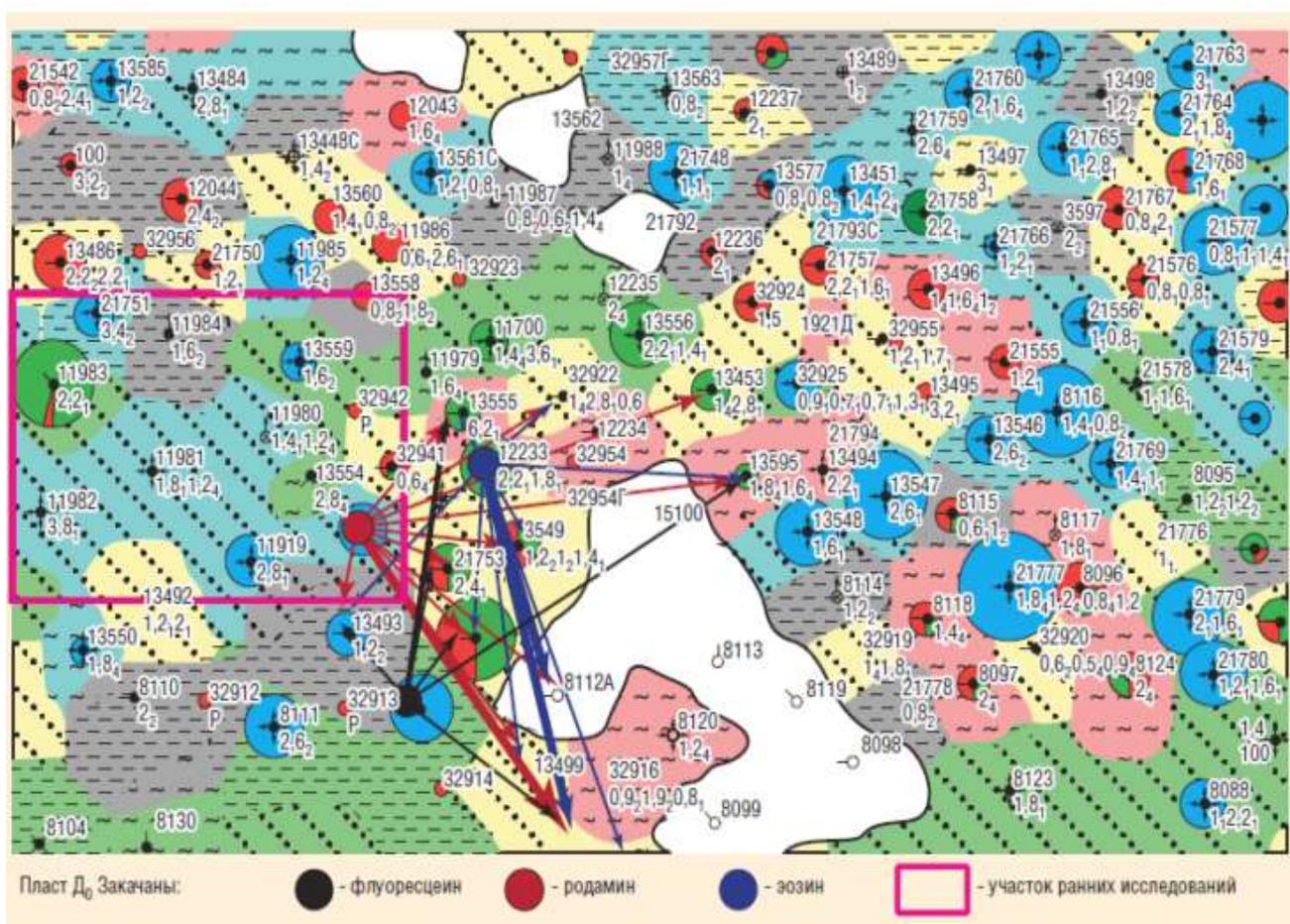


Рисунок 35 – Исследования с одновременным использованием трех различных индикаторов. Третий блок Березовской площади [10]

Также зафиксировано распространение закачиваемого агента за пределы общепринятых устанавливаемых зон взаимовлияния скважин (рис. 36). Однако по промысловым данным влияния нагнетательных скважин на зону низкого пластового давления добывающего фонда обнаружено не было

На втором блоке Березовской площади проведены исследования также с закачкой трех различных индикаторов в эксплуатационный объект Д0. В нагнетательных скважинах № 8136, 13478, 21503 проведен ГК с закачкой изотопа радона. По данным ГИС закачиваемая вода поглощается интервалами перфорации. В скважине №8136 движение закачиваемой жидкости прослеживается от интервала 1646,4-1650,8 м до глубины 1658,5 метров.

Скважина пробурена до 1668м по данным ГИС ниже репера пластов нет. В скважине №13478 существует затрубная циркуляция с нижележащим пластом-коллектором Д1А.

Судить о затрубной циркуляции с нижележащими неперфорированными пластами-коллекторами в скважине №21503 невозможно из-за отсутствия зумпфа.

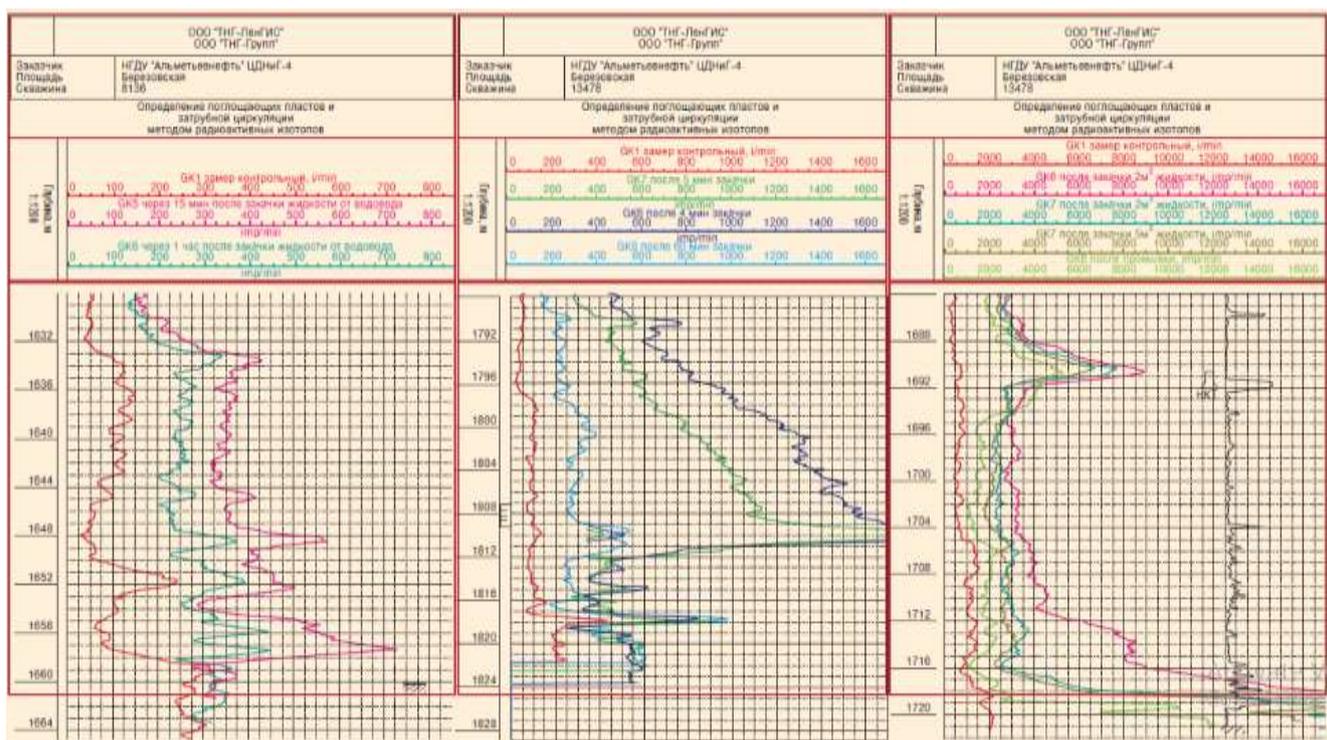


Рисунок 37 – Исследования нагнетательных скважин №8136, 13478, 21503 методом ГК с закачкой радона. Второй блок Березовской площади [10]

На рисунке 37 показаны геологические разрезы опытного участка. Источник водоснабжения – водозаборная законтурная скважина №21506 (пласт

Д1ГД). Законтурная скважина №21502, работающая на пласты Д0, Д1А, Б1, В, ГД, снабжает водой другие нагнетательные скважины.

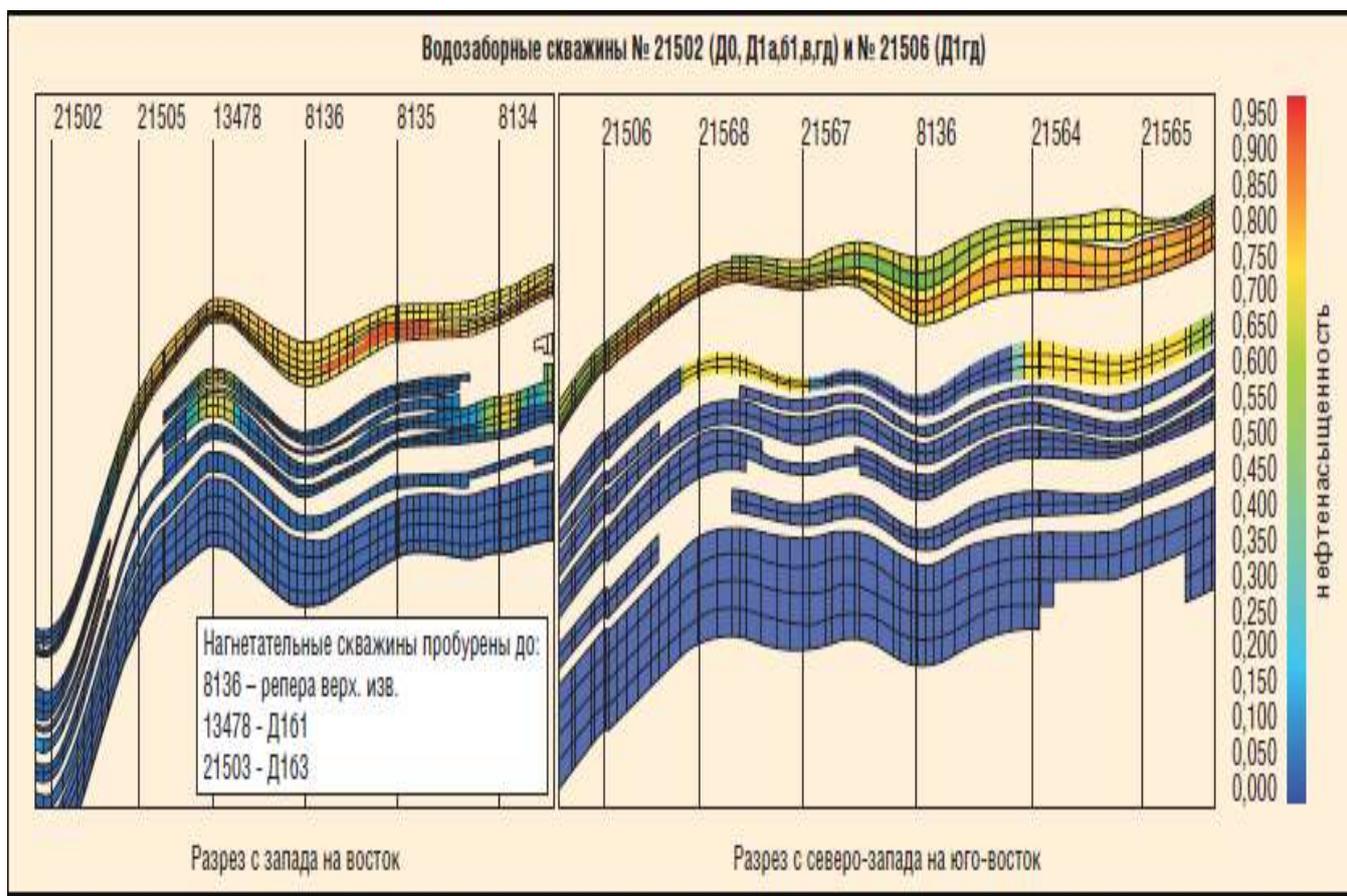


Рисунок 38– Геологические разрезы опытного участка (по геологической модели)

Распределение индикаторов по скважинам представлено на рис. 25. За 150 сут через наблюдательные добывающие скважины на поверхность были извлечены очень малые доли индикаторов от масс, закачанных в пласт. Это свидетельствует о непроизводительной закачке воды в нагнетательные скважины № 8136, 13478, 21503.

Причина – гидродинамическая связь между нагнетательными скважинами, пробуренными на пласт Д0, и законтурными водонасыщенными пластами горизонта Д1. На верхнем графике показана динамика содержания индикаторов в воде водозаборной скважины №21506. По завершении исследований из другой

водозаборной скважины №21502 было отобрано несколько проб, в которых обнаружены все три индикатора.

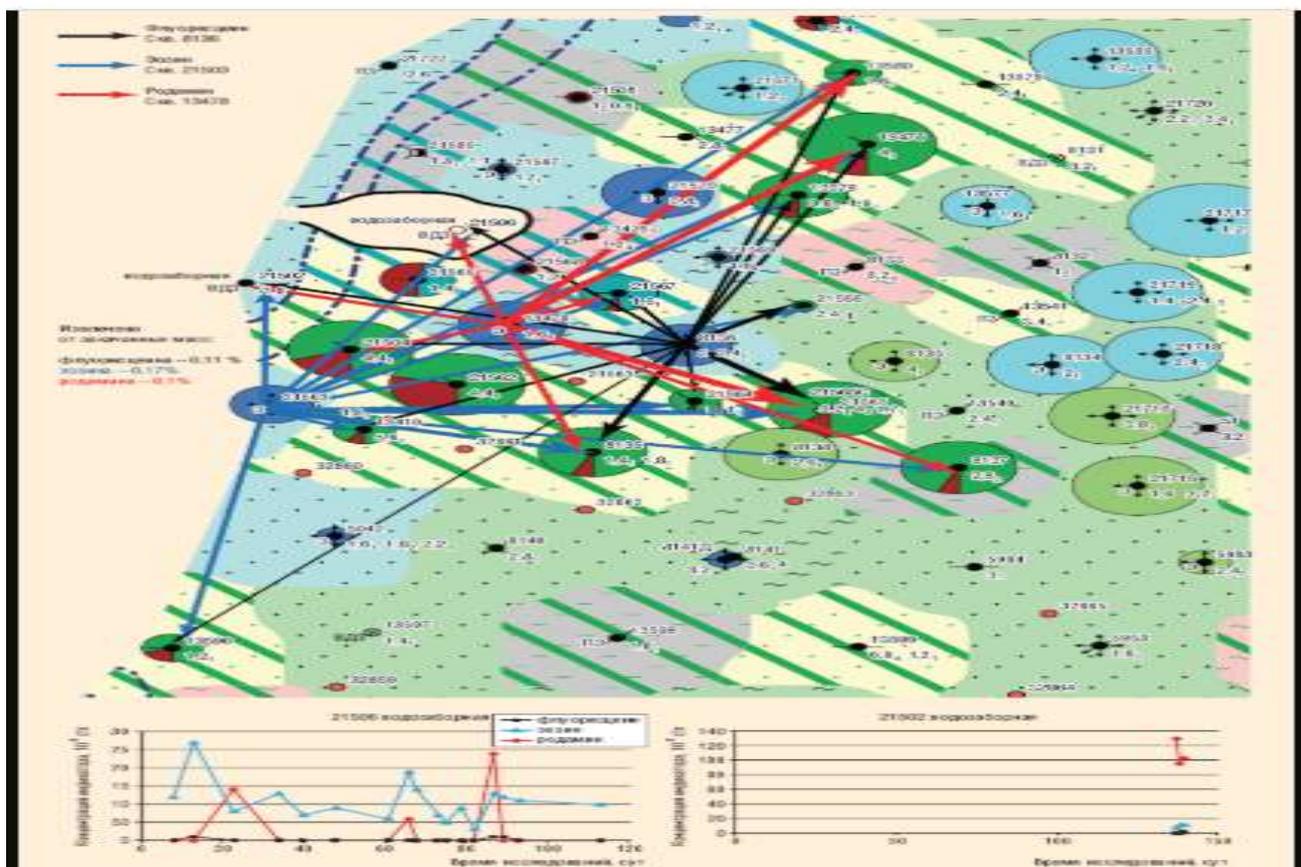


Рисунок 39 – Исследования с одновременным использованием трех различных индикаторов. Второй блок Березовской площади (пласт Д0)

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ93	Кваблах Квей Эрик

Школа	Природных ресурсов	Отделение	21.04.01 Нефтегазовое дело
Уровень образования	магистр	Направление/специальность	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): «Расчет стоимости внедрения в систему разработки месторождения концентрических лифтовых колонн»</i>	<i>Стоимость флуоресцеина натрия и эритрозина от разных поставщиков в России. Стоимость транспортировки флуоресцеина натрия и эритрозина на средне-волжское нефтяное месторождение Россия.</i>
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Исходя из данных ООО «Газпром добыча Уренгой»</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Определение эффективности использования флуоресцеина натрия или эритрозина</i>
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------

Перечень графического материала

Таблицы:

- *Стоимость фторсеина натрия и эритрозина в России*
- *Стоимость транспортировки Транспортировка флуоресцеина натрия и эритрозина по России.*
- *Общая стоимость флуоресцеина натрия и эритрозина в России*

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Кваблах Квей Эрик		

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Тип индикатора, используемого для целей данного исследования, является флуоресцентным из-за его экологических преимуществ и хорошей химической способности не вступать в реакцию со средой, в которой он используется. Цель этой части магистерской диссертации состоит в том, чтобы сравнить экономическую ценность двух обычно используемых флуоресцентных индикаторов, чтобы в некоторых случаях можно было использовать более экономичный индикатор.

Чтобы оценить стоимость использования этих абсорбентов, необходимо рассчитать цену, а также стоимость транспортировки до места их использования.

4.1. Определение стоимости трассеров и стоимости транспортировки

Трассеры можно найти в разных городах России. Цена и типы трассеров зависят от каждого поставщика, для этой цели было отобрано пять разных поставщиков, по 3 из Новосибирска и по одному из Москвы и Ростова.

Таблица 5 – Стоимость трассеров в России

Наименование поставщика	стоимость 1 кг флуоресцентного натрия/Руб	стоимость 1 кг эритрозина/Руб
ООО «Вектор» Новосибирск,	1750	5000
ООО «Промсннтез», Новосибирск	1550	3100
ООО «Петрониг», Новосибирск	1500	-
ООО «АМК Групп Челябинск», Москва	2000	6500

ООО «База Химический продукты», Ростов На Дону	555	1035
------------------------------------------------	-----	------

Как вы можете видеть из приведенной выше таблицы, цены на флуоресцентный натрий меньше по сравнению с ценой на эритрозин намного дороже, и цены различаются в зависимости от региона, в котором они приобретаются, и это может быть связано с экономическими факторами, относящимися к региону, в этом исследовании этим факторам не уделялось большого внимания.

Цена двух показателей флуоресцеина натрия и эритрозина была самой высокой в Москве, за которой следовал Новосибирск, а наименьшей - Ростов.

Транспортные цены зависят от расстояния между поставщиком и местом, где будет транспортироваться трассировщик, а также от количества купленного соединения. При транспортировке 10 тонн гликоля на 1 км расчетная стоимость фиксируется в размере 50 рублей [1].

Для наших экономических исследований трассеры будут транспортироваться на месторождение Среднего Поволжья. Таким образом, цена будет полностью зависеть от расстояния между местоположением поставщика и местом доставки.

В следующей таблице приведены транспортные цены для трассеров от точки поставщика до места поставки.

Таблица 6 – Стоимость на транспортировки гликоля в России

Наименование поставщика	Стоимость доставки Среднее Поволжье. Тестовое месторождение., руб	Расстояние до Ямбургского месторождения, (км)
ООО «Вектор» Новосибирск,	111800	2236
ООО «Промсннтез»,	111800	2236

Новосибирск		
ООО «Петрониг», Новосибирск	111800	2236
ООО «АМК Групп Челябинск», Москва	21,150	423
ООО «База Химический продукты», Ростов На Дону	62050	1241

Сравнивая транспортные цены на перевозку, Москва имеет относительно более дешевую цену, а за ней следуют Ростов и, самым дорогим из них был Новосибирск, цена на перевозку выше. Это происходит именно из-за наибольшего расстояния от Новосибирска до месторождения нефти в Среднем Поволжье по сравнению с относительно меньшим расстоянием от Москвы

Следовательно, выбор поставщика должен зависеть от стоимости транспортировки и стоимости продукта.

4.2. Определение общей стоимости флуоресцентных индикаторов

Общая стоимость трейсеров учитывает цену покупки трейсеров, а также стоимость транспортировки до оставки.

Оценка этой цены позволит вам выбрать покупку у поставщика, которая будет наиболее выгодной. Общая стоимость флуоресцеина натрия показана в следующей таблице

Таблица 7 – Общая стоимость флуоресцеина натрия

Наименование поставщика	Стоимость доставки флуоресцеина Натрия до Среднее Поволжье	Цена за 10 тонн флуоресцеина Натрия, руб	Общая стоимость флуоресцеина Натрия до Среднее Поволжье . руб
ООО «Вектор» Новосибирск,	111800	17500	129300
ООО «Промсннтез», Новосибирск	111800	15500	127300
ООО «Петрониг», Новосибирск	111800	15000	126800
ООО «АМК Групп Челябинск», Москва	21,150	20000	41150
ООО «База Химический продукты», Ростов На Дону	62050	5550	67600

Сравнительно общая стоимость флуоресцеина натрия находится в Новосибирске у компаний «Вектор», «Промсннтез» и «Петрониг» соответственно. Общая стоимость покупки флуоресцеина натрия, более доступная и в Ростове, а затем следующая - в Москва .Во многом это связано с тем, что Москва находится в непосредственной близости от нефтяного месторождения, хотя общие цены в Москве выше

Таблица 8– Общая стоимость эритрозина в России

Наименование поставщика	Стоимость доставки эритрозина до Среднее Поволжье	Цена за 10 тонн эритрозина, руб	Общая стоимость эритрозина до Среднее Поволжье . руб
ООО «Вектор» Новосибирск,	111800	50000	161800
ООО «Промсннтез», Новосибирск	111800	31000	142800
ООО «Петрониг», Новосибирск	111800	-	
ООО «АМК Групп Челябинск», Москва	21150	65000	86150
ООО «База Химический продукты», Ростов На Дону	62050	1035	63085

Общая стоимость эритрозина не сильно отличалась с точки зрения потери по сравнению с флуоресцеином натрия. Сравнительно дорого стоят эритрозины в Новосибирске на предприятиях «Вектор», «Промсннтез» и «Петрониг» соответственно. Общая стоимость покупки эритрозинов, более доступная в Ростове, а затем следующая - в Москве. Во многом это связано с тем, что Москва находится в непосредственной близости от нефтяного месторождения, хотя в целом цены в Москве самые высоки

4.3 Экономическая эффективности использования трассеров

Вещество, используемое в качестве индикатора, должно обладать следующими характеристиками

1. Растворимость в воде и нерастворимость в нефти
2. Минимальная степень адсорбции на горных породах (отсутствие адсорбции)
3. Сохранение физико-химических свойств в течение года и более
4. Отсутствие нарушения физических свойств носителя и естественного потока
5. Высокая точность количественного определения при сильном разбавлении
6. Безопасность применения
7. Доступность, простота в использовании

В связи с вышеизложенными характеристиками флуоресцентный натрий является лучшим выбором, так как его скорость обнаружения в данной нефтяной и газовой жидкости выше по сравнению с эртразином. Более того, флуоресцентный натрий хорошо растворим и требует меньшего времени для растворения, что делает время, необходимое для эксперимента с индикатором, короче и быстрее.

Расчёт необходимого количества индикатора проводится по следующей формуле:

$$M_0 = 12,56 \cdot m \cdot K_B \cdot h \cdot \sqrt{LA} \cdot C_{min}, \quad (1)$$

где m – пористость, доли единиц;

K_B – коэффициент вытеснения нефти водой, доли единиц;

h – средняя мощность пласта на участке исследований, м;

L – расстояние от контрольной нагнетательной до самой удаленной реагирующей добывающей скважины, м;

A – коэффициент, характеризующий интенсивность разбавления меченой жидкости при ее фильтрации в пласте (в расчётах принимается равной 0,02 м), м;

C_{min} – чувствительность прибора (минимальная концентрация индикатора в воде, чётко фиксируемая применяемой аппаратурой), кг/м³

для целей этого эксперимента было использовано 15 кг флуоресцентного натрия, когда были приняты во внимание все вышеперечисленные переменные из нефтегазового месторождения. Из-за низкой скорости обнаружения эритрозина по сравнению с флуоресцентным натрием можно сделать вывод, что требуется большая его масса, что делает флуоресцентный натрий лучшим вариантом в качестве индикатора для исследования

Выводы по разделу

Был проведен экономический анализ затрат на использование трассировщика. Основными рассматриваемыми переменными были общая стоимость трассирующего соединения и стоимость транспортировки известного количества на месторождение нефти и газа.

Месторождение нефти находилось в Среднем Поволжье. Из анализа можно сделать вывод, что транспортные расходы внесли огромный вклад в выбор поставщика. Из анализа следует, что стоимость эритрозинов выше, чем стоимость флуоресцеина натрия. Более того, общую стоимость фторсеина натрия лучше всего выбирать у поставщика в Ростове из-за его непосредственной близости к нефтяному месторождению, а также относительно более дешевой цены.

Более флуоресцентный натрий оказался экономически выгодным вариантом из-за его высокой растворимости и легкой скорости обнаружения в нефтегазовой жидкости. Сохраняя все факторы постоянными в уравнении один. Натриевая флуоресценция оказалась лучшим выбором индикатора

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ93	Кваблах Квей Эрик

ШКОЛА	ИНПР	Отделение	
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Шифр и наименование

Тема дипломной работы:

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ИНДИКАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ
ДЛЯ ОЦЕНКИ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ ПЛАСТОВ В
ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

- специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;
- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Приводится перечень НТД, используемой в данном разделе.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность

Анализ показателей шума и вибрации

- установление соответствие показателей нормативному требованию;

Анализ показателей микроклимата

- показатели температурные, скорости движения воздуха, запыленности.

Анализ освещенности рабочей зоны

- типы ламп, их количество, соответствие нормативному требованию освещенности;
- при расчете освещения указать схему размещения светильников на потолке согласно проведенному расчету.

Анализ электробезопасности

- наличие электроисточников, характер их опасности;
- установление класса электроопасности помещения, а также безопасные номиналы тока, напряжения, сопротивления заземления.
- при расчете заземления указать схему размещения заземлителя согласно проведенному расчету.

Анализ пожарной безопасности

Для всех случаев вредных и опасных факторов на рабочем месте указать ПДУ, ПДД, допустимые диапазоны существования, в случае превышения этих значений:

- перечислить средства коллективной и индивидуальной защиты;
- привести классы электроопасности помещений, а также безопасные номиналы тока, напряжения, сопротивления заземления,
- категорию пожароопасности помещения,
- марки огнетушителей, их назначение.

При отклонении показателя предложить мероприятия.

<ul style="list-style-type: none"> • присутствие горючих материалов, тем самым, присутствие повышенной степени пожароопасности. • категории пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение. • Разработать схему эвакуации при пожаре. 	
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> • защита селитебной зоны • анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); • анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); • анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); • разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Наличие отходов (металлическая стружка, абразивная пыль, черновики бумаги, отработанные картриджи принтера, обрезки электромонтажных проводов) потребовали разработки методов (способов) утилизации перечисленных отходов.</p> <p>Наличие радиоактивных отходов также требует разработки их утилизации.</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> • перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; • выбор наиболее типичной ЧС; • разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; • разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>Рассматриваются 2 ситуации ЧС:</p> <p>1) природная – сильные морозы зимой;</p> <p>2) техногенная – исключить несанкционированное проникновение посторонних на рабочее место (большая вероятность проведения диверсии).</p> <p>Предусмотреть мероприятия по обеспечению устойчивой работы производства в том и другом случае.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <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. 	<p>Приведены:</p> <ul style="list-style-type: none"> • перечень НТД, используемых в данном разделе, • схема эвакуации при пожаре, • схема размещения светильников на потолке согласно проведенному расчету.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	26.02.20 г.
------------------------------------------------------	-------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ТПУ	Сечин Александр Иванович	д.т.н.		10.06.2021 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Квабла Квей Эрик		10.02.2021

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Очень важным аспектом каждой организации является защита ее человеческих ресурсов, а также самой среды, в которой работает организация. В этой главе обсуждается, как мы можем проводить исследования и при этом обеспечивать безопасность персонала, не разрушая окружающую среду. Очевидно, стремление человечества повысить эффективность труда – получить максимальный эффект при минимальных затратах. Это подразумевает увеличение объемов производства, увеличение потребления веществ и энергии. Современное производство направлено на увеличение объема выпускаемой продукции при минимизации затрат. С одной стороны, это повышает комфорт человеческого существования, а с другой стороны, производственные процессы часто являются источниками опасности для человечества в целом. Эти опасности можно разделить на:

1. вызвано наличием опасных и вредных производственных факторов;
2. экологические проблемы, связанные с истощением природных ресурсов при добыче сырья и загрязнением окружающей среды промышленными отходами;
3. вызванные чрезвычайными ситуациями на производстве, стихийными бедствиями, крупными авариями, военными операциями и т.д.

Меры по снижению перечисленных опасностей чаще всего снижают производительность труда. Они необходимы обществу в целом, но не приносят экономической выгоды конкретному производителю. Поэтому они называются социальными, а сознательное отношение субъекта социальной деятельности к требованиям социальной необходимости, понимание последствий осуществляемой деятельности для социального прогресса общества называется социальной ответственностью.

Вопросы, связанные с социальной ответственностью, регулируются государством посредством законов. Российский специалист обязан знать и

соблюдать законодательство в этой области, что позволит минимизировать негативное влияние производства и планируемых разработок.

Понятие «Социальная ответственность» сформулировано в международном стандарте ICCSR26000:2011 «Социальная ответственность организации» - это этическая теория, в которой отдельные лица несут ответственность за выполнение своего гражданского долга, а действия отдельного лица должны приносить пользу всему обществу. Таким образом, должен существовать баланс между экономическим ростом и благосостоянием общества и окружающей среды.

В нем рассматриваются вопросы соблюдения прав персонала на труд, соблюдения требований охраны труда, промышленной безопасности, охраны окружающей среды и ресурсосбережения. В соответствии со стандартом целями данного раздела являются принятие проектных решений, исключающих несчастные случаи на производстве и снижающих вредное воздействие на окружающую среду.

5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Обслуживание нагнетательных скважин производит оператор по поддержанию пластового давления (ППД). Его рабочее место состоит из скважин, кустовой площадки, блоков автоматики.

Работа оператора ППД, согласно должностной инструкции на рабочее место, включает в себя:

- осуществление обслуживания оборудования нагнетательных скважин;
- спуск конденсата из влагоотделителей, наблюдение за исправностью устьевого оборудования нагнетательных скважин;
- систематический обход магистральных и рабочих трубопроводов и нагнетательных скважин, наблюдение за исправностью их состояния и участие в их ремонте;
- участие в работах по повышению приемистости скважин;

- наблюдение за показаниями регистрирующих приборов и учет показаний;
- участие в работах по монтажу и демонтажу трубопроводов;
- отбор проб из нагнетательных скважин и водоводов;
- ведение вахтового журнала заправки рабочего агента в пласт.

Работы по заводнению проводятся лицами, работающими вахтовым методом. Данный вид работ регулируется Трудовым Кодексом РФ [38]. Вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междуменного 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.).

Компоновка рабочей зоны должна быть спроектирована для удобного выполнения трудовых обязанностей оператора, согласно [39]. Так как основная рабочая зона оператора – это кустовая площадка, то расположение объектов на ней должно соответствовать утверждённой принципиальной схеме,

разработанной с учётом особенностей производственных условий и удобства работы с оборудованием, входящим в неё.

5.2. Производственная безопасность

Работник подвержен вредному воздействию, находясь на территории производственного объекта, которое классифицируется согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [28] (таблица 8).

Таблица 8 – 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
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Отклонение показателей климата на открытом воздухе;		+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [40].
Превышение уровней шума и вибрации;		+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Стандартиформ, 2015. – 24 с [29]; ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. Стандартиформ, 1990. – 20 с [31].
Недостаточная освещенность;		+	+	СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение [32].
Повышенная запыленность рабочей зоны.		+	+	СанПиН 2.2.4.3359–16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах [41].
Электрический ток;		+	+	ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [34].
Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;		+	+	ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные [36].
Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением).		+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [35].

Влияние токсичных реагентов

Одна из очень необходимых характеристик вещества, которое должно квалифицироваться как индикатор, заключается в том, что оно не должно быть химически вредным, а также не должно вступать в химическую реакцию со средой, в которой оно должно использоваться.

В связи с этим риск обнаружения веществ, представляющих серьезную опасность для здоровья и окружающей среды, ничтожно мал. Кроме того, из-за использования большого количества таких веществ-индикаторов, в этом методе может наблюдаться воздействие на организм различными способами, такими как дыхательная система, тошнота, рвота, крапивница, острая гипотензия, анафилаксия и связанная с ней анафилактоидная реакция, вызывающая остановку сердца и внезапную смерть из-за анафилактического шока. Поэтому следует принять меры безопасности, чтобы работники не употребляли такие химические вещества

5.3 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего)

Одной из основных целей мероприятий по защите от вредных и опасных факторов является защита персонала предприятия, так как несоблюдение правил безопасности при участии в технологическом процессе может повлечь как травматизм разной степени тяжести, так и гибель сотрудника.

Поэтому необходимо в строгом порядке соблюдать предписанные нормы технологической, противопожарной и электробезопасности.

Во избежание на предприятии несчастных случаев и чрезвычайных ситуаций необходимо на регулярной основе проводить стажировки, аттестации и инструктажи работников. Рабочее место должно соответствовать нормативам установленным законодательством РФ, быть обеспеченным исправной техникой и необходимыми указателями.

При проведении трассировочных исследований необходимо соблюдать следующие требования:

* допуск к работе по трассировочным исследованиям предоставляется только лицам, прошедшим специальную подготовку и проверку знаний, обязательно проведение обучения без отрыва от работы;

* ответственным руководителем исследовательского проекта tracer является представитель подрядчика, который отвечает за выполнение как плановой, так и внештатной работы.;

- размещение оборудования планируется руководителем таким образом, чтобы минимизировать воздействие негативных факторов;

- трубы, шланги и инструмент необходимо уложить в штабель с противораскатными стойками. Территория должна быть убрана от посторонних предметов, мусора;

- руководство должны иметь портативными средствами связи;

- обязательно наличие сигнальных знаков с надписями, рабочие обеспечены спецодеждой и касками;

- в темное время суток гидроразрыв пласта можно проводить только при достаточной освещенности

- не используемые транспортные средства должны быть на безопасном расстоянии (50 метров);

- оборудование должно быть в соответствующем техническом и технологическом состоянии, соответствовать требованиям норм и правил, должно быть использовано только по прямому назначению;

- нахождение персонала в пределах опасной зоны строго запрещено;

Коллективная защита может быть обеспечена путём рационального размещения технологического оборудования, рационализации режимов труда и отдыха, применения теплоизоляции оборудования, автоматизации и дистанционного управления технологическими процессами.

При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (таблица 9).

Таблица 9 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
безветренная погода	-40
менее 5,0	-35
5,1–10,0	-25
10,1–15,0	-15
15,1–20,0	-5
более 20	0

5.4. Экологическая безопасность

Немаловажным является соблюдение норм и правил, направленных на экологическую безопасность.

Типы влияний на природные ресурсы:

- загрязнение окружающей среды выбросами нефти вследствие аварийных разливов;
- загрязнение атмосферы веществами, выбрасываемыми при сгорании газа как в факелах, так и при аварийных ситуациях;
- загрязнение промышленными и бытовыми отходами;
- отрицательное влияние при строительстве и эксплуатации объектов;

В соответствии с действующими законами, постановлениями и положениями Правительства РФ во всех проектных документах по разработке Столбового месторождения должны быть предусмотрены и реализованы на практике экологические исследования района работ и основные мероприятия, обеспечивающие безопасность

5.5. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду

Охрана недр и окружающей среды и их рациональное использование при разработке нефтяных месторождений предусматривает комплекс мероприятий, направленных на максимальное извлечение из недр и предотвращения

безвозвратных потерь нефти в проницаемые породы разреза через скважины. Для достижения этой цели эксплуатация нефтяного месторождения должна проводиться в строгом соответствии с технологической схемой или проектом разработки, все содержание которого направлено на получение максимальной нефтеотдачи при наименьших затратах, через герметичные скважины с высоким качеством цементирования заколонного пространства, обеспечивающего надежную изоляцию всех проницаемых горизонтов разреза.

- Поддерживать герметичность системы сбора и транспорта нефти и газа.
- Предусмотреть полную утилизацию попутного газа, в том числе с последней ступени перфорации.
- Установить контроль за воздушной средой на основных нефтепромысловых объектах для определения опасной концентрации газов.
- Обеспечить полную утилизацию промышленной сточной воды путем ее закачки в продуктивные горизонты в течение всего периода разработки месторождения.
- Промливневые стоки с площадок ДНС, КНС и др. объектов сбрасывать в коллектор или в специальные емкости.
- Производить обваловку площадок для расположения кустов скважин, регулярно проверять состояние обваловок вокруг эксплуатационных и нагнетательных скважин.
- Вести учет и контроль использования воды, предотвращать утечки через неплотные соединения в водяных линиях. Применять замкнутую систему водоснабжения при бурении.
- Производить сброс хозяйственно-питьевых стоков в водоемы только после биологической очистки.
- В целях предупреждения нефтегазовых выбросов и открытого фонтанирования необходимо постоянно проводить планово предупредительные ремонты перекрывающих устройств, обваловок и т.д.

- При освоении и капитальном ремонте скважин сбор нефтяной эмульсии осуществлять в коллектор или в закрытую емкость.
- Строить кустовые площадки и шламовые амбары в соответствии с «Руководством на внедрение подготовительных работ к бурению».
- Расстояние от стенки амбара до края площадки должно быть не менее 10м.
- Стенки амбаров выполнять с уклоном в зависимости от грунта, но не более угла естественного откоса.
- Все амбары должны обваловываться: на «суходолах» разрабатываемым минеральным грунтом, на болотах обваловка укладывается из торфа с послойным уплотнением бульдозером, а при достижении минерального грунта на торфяной обваловке делается рубашка из минерального грунта толщиной 0.4-0.5м.
- Устраивать двухсекционные котлованы. В первой секции шламовом амбаре оседают механические примеси, жидкая часть отходов перетекает в накопительный амбар.
- Ликвидацию шламовых амбаров производить сразу после строительства куста.
- Отработанный буровой раствор и буровые сточные воды закачиваются поглощающие скважины или в действующий нефтесборный коллектор.
- Шламовый амбар засыпается с оставшимся там шламом. При этом необходимо принять меры против растекания коагуляционных сгустков за пределы площадки:
 - а) проложить траншею глубиной около двух метров и длиной 8м, в которую их направить.
 - б) перед засыпкой покрыть шламовый амбар дорожным покрытием-дарнитом.

5.6. Анализ влияния процесса эксплуатации объекта на окружающую среду

При строительстве, обустройстве, эксплуатации и обслуживании объектов месторождения, воздействию подвергаются все компоненты окружающей среды. В первую очередь почвенного, растительного покрова, поверхностных вод и атмосферы. Для предотвращения последствий загрязнения окружающей среды рекомендуются следующие мероприятия:

- закрытая система сбора и транспорта нефти. Автоматизированное отключение насосов, при падении давления, и установка запорной арматуры, которая способна частично отключить определенный участок трубопровода в случае порыва;
- в случае аварийной ситуации локализация разливов осуществляется следующим образом; при средних аварийных разливах – путем установления барьеров; локализация больших объемов разлитой нефти производится с помощью отрывных траншей;
- площадки размещения технологического оборудования должны быть выполнены из сборных бетонных плит и ограждены бордюрным камнем и имеют дождеприемные колодцы, выводящие дождевые стоки и разлившуюся при аварии жидкость в специализированные очистные сооружения при УПСВ с последующей утилизацией в систему ППД;

При возникновении аварийных ситуаций необходимо:

- провести оценку объема разлива;
- провести локализацию разлива и предотвратить его дальнейшее распространение;
- также необходимо собранную с почвы, болотной и водной

поверхности нефть на комплексный пункт сбора продукции скважин или ближайший пункт утилизации.

Аварийные разливы на объекте должны локализоваться в пределах обвалованных площадок. После сбора задержанной нефти следует проводить обработку биологическими препаратами типа “Путидойл”, периодическое

рыхление поверхности и залужение семенами злаков. Могут быть использованы специализированные сорбенты различных типов, способствующих более полному сбору нефти.

5.7. Обоснование мероприятий по охране окружающей среды

Источниками загрязнения окружающей среды при проведении трассирующего исследования могут быть:

1. Индикаторные жидкости и химические вещества, используемые в процессе исследований;
2. извлеченный ресурс;
3. выхлопные газы используемого оборудования;
4. бытовые жидкие и твердые отходы;
5. ливневые воды, загрязненные нефтепродуктами.

5.8. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть на нефтяном месторождении Среднего Поволжья при проведении трассирующих исследовательских работ:

* герметичность или разрушение корпуса элементов, содержащих жидкости и газы под высоким рабочим давлением;

* сбой питания или полное отключение электроэнергии в электросети.

Технологические процессы, протекающие под высоким давлением, и оборудование, находящееся под большими нагрузками, при определенных условиях представляют наибольшую опасность для здоровья и жизни персонала.

Этот процесс, как правило, приводит к взрыву, который в свою очередь провоцирует появление большого количества механических осколков и ударных волн. Их разрушительное воздействие может быть чрезвычайно значительным и опасным для людей, находящихся поблизости во время аварии. Из этого следует, что оборудование, работающее в условиях избыточного давления, должно обладать высокой степенью эксплуатационной надежности.

Согласно "Правилам безопасности в нефтегазовой отрасли" Федеральной налоговой службы Республики Беларусь, общие требования к нестационарным работам по затоплению включают следующие ключевые моменты:

- работы по закачке химических и других реагентов в скважину проводятся в соответствии с планом, утвержденным нефтегазодобывающей организацией;
- в плане должен быть указан порядок подготовительных работ, компоновка оборудования, технология технологического процесса, меры безопасности, ответственный руководитель работ;
- при закачке химических веществ, пара или горячей воды на линии закачки на устье скважины должен быть установлен обратный клапан.;
- после сборки система впрыска должна быть прижата к полуторакратному ожидаемому рабочему давлению перед откачкой.;
- во время гидравлических испытаний систем впрыска обслуживающий персонал должен быть удален из опасной зоны, указанной в плане работ.;
- перед началом работ по закачке реагентов, воды и после временной остановки в зимний период необходимо убедиться в отсутствии ледяных заторов в коммуникациях насосных агрегатов и нагнетательных линий .

К основным мерам по предотвращению опасностей, вызванных повышенным давлением и нагрузками, относятся: осмотр и испытания установок, оборудования, механизмов; использование различных средств блокировки, устранение аварий в случае неправильных действий работников; автоматизация производственных процессов, позволяющая удалять людей из опасных зон, а также дистанционно контролировать показания приборов.

Выводы по разделу

Таким образом, при проведении трассирующих исследований учитываются меры промышленной безопасности и в рамках этого вопроса анализируются вредные и опасные производственные факторы, а также рекомендуются меры по их устранению. Наиболее вероятной чрезвычайной

ситуацией был признан взрыв оборудования высокого давления, и были объявлены меры по предотвращению чрезвычайных ситуаций

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основе изучения различных моделей коллекторов и последующих полевых исследований в среднем Поволжье по результатам проведенных индикаторных исследований можно сделать следующие выводы. Далее делается акцент на том, что технология индикаторных исследований является хорошим и правильным способом оценки фильтрационной неоднородности межскважинного пространства нефтяных пластов, а также мало предложений по ее совершенствованию для улучшения результатов исследований.

1. Исследования проводились в среднем Поволжье на базе одной нагнетательной нефтяной скважины и 27 добывающих скважин, как показано на рис.20. Дальнейший анализ результатов следует проводить, когда индикатор не обнаружен в добывающей скважине, поскольку отсутствие индикатора может не только привести к отсутствию связи между скважинами, но и к его поглощению химическими веществами внутри пласта

2. Следует усовершенствовать метод выбора параметров индикаторных исследований (начальная концентрация и необходимое количество меченого вещества, частота отбора проб и продолжительность исследований). Это позволит минимизировать эксплуатационные расходы при проведении полевых индикаторных исследований.

3. Внедрение технологии трассировки может иметь некоторые ограничения и проблемы. Их необходимо выявлять, исследовать и решать. Для достижения успешного применения трассировщиков настоятельно рекомендуется следующее:

3.1 Проведите простые полевые испытания трассировщика, чтобы изучить преимущества использования данных трассировщика для оптимизации потока трассировщиков.

3.2 Создать лабораторию трассировщиков с необходимым оборудованием и аппаратурой для проверки трассировщиков, подходящих для подземных условий.

3.3 Сотрудничайте с лидерами отрасли и известными институтами в области трассировки через совместные отраслевые проекты, прямые контракты.

На основе проведенных исследований и вышеизложенной информации, можно сделать следующий вывод: при применении трассерного метода и результатов интерпретации данных трассерных исследований (с привлечением другой имеющейся геолого-промысловой информации) возможна количественная оценка характера и качества выработки нефтяных залежей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. — Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, Репринтное издание (М.: Недра, 1982), 2004;
2. Антонов Г.П, Шалин П.А (ТатНИПИнефть), Хисамов Р.С., Ахмедов Н.З., (ОАО «Татнефть»), Файзуллин И.Н. (НГДУ «Иркеннефть») Уточнение геологического строения горизонта Д1 Абдрахсановчккой площади по результатам индикаторных исследований // Нефтяное хозяйство. - 2002. - №1;
3. Байков У.М., Гарифуллин Ш.С., Еферова Л.В. Методика и результаты применения роданистого аммония для определения скорости и направления фильтрации нагнетаемой воды по продуктивному пласту // Труды БашНИПИнефть. - 1975.-№42;
4. Баренблатг Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. — М.: Недра, 1984;
5. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика: Учебник для вузов. - М.: Недра, 1993;
6. Болотник Д.Н., Макарова Е.С., Рыбников А.В., Саркисов Г.Г. (Rohar Software Solutions AS, Московское представительство) Постоянно действующие геолого-математические модели месторождений. Задачи, Возможности, Технологии // Нефтяное хозяйство. - 2001. - №3;
7. Букин И.И., Ганиев Р.Р., Асанбаев Д.Н., Калмацкий С.П. Определение скорости и направления фильтрации по пласту нагнетаемой воды с помощью индикаторов // Труды БашНИПИнефть. - 1981. - №62;
8. Букин И.И. Контроль за перемещением нагнетаемых в пласт жидкостей индикаторами радикального типа. // Нефтяное хозяйство/ - 1981. - № 10;

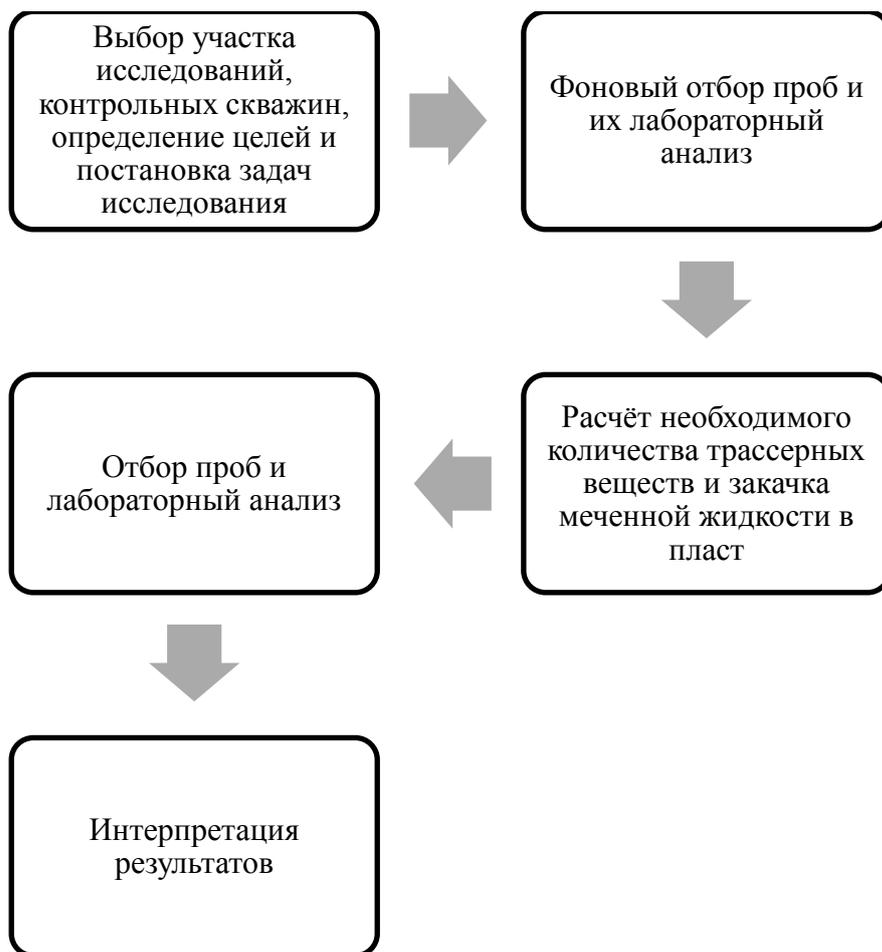
9. ГОСТ Р «Нефтяные и газонефтяные месторождения. Правила индикаторных исследований залежей» // Первая редакция проекта национального стандарта: <http://www.tk431.ru/standart.php>, 2007;
10. Грей Форест Добыча нефти. - М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2001;
11. Данилова Е.А., Чернокожев Д.А. Применение компьютерной технологии экспресс-анализа и интерпретации результатов трассерных исследований для определения качества выработки нефтяных пластов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело» : http://www.ogbus.ru/authors/Danilova/Danilova_1.pdf. - 2007;
12. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов. — М: Недра, 1986;
13. Зайцев В.И. Разработка методики контроля за движением закачиваемых вод с применением тритиевого индикатора в условиях рассредоточенных систем заводнения (на примере Ромашкинского месторождения) // Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. - Бугульма, 1983;
14. Зейгман Ю.В., Васильев В.И. Моделирование динамики фильтрационных параметров нефтегазонасыщенных пород призабойной зоны скважин // Интервал. - 2000. - №9;
15. Золоева Г.М., Денисов С.Б., Билибин С.И. Геолого-геофизическое моделирование залежей нефти и газа: Учебное пособие. - М.: РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2004;
16. Иванова М.М., Чоловский И.П., Брагин Ю.И. Нефтегазопромысловая геология: Учеб. для вузов. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000;
17. Ильяев В.В. Контроль за разработкой месторождений Ставрополья индикаторными методами // Материалы 5 научно-теоретической конференции молодых ученых и специалистов по развитию научных основ разработки месторождений нефти и газа, Баку, 7-9 июля, 1989 г.;

- 18.Ипатов А.И., Залётова Д.В.: Причина высоких скоростей фильтрационных потоков при трассировании индикаторами // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2004. - №10;
- 19.Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. - М.: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований, 2006;.
- 20.Кабо В Л., Румянцева Е.А., Назарова А.К., Акимов Н.И., Житкова М.В. Индикаторные исследования нефтеносных пластов локосовского и покамасовского месторождений ТПП'«Лангепаснефтегаз» // Интервал. - 2000; - №9;
- 21.Калашникова М.И., Шапошникова Т.А., Юдин В.А. (ВНИИгеоинформсистем); Силяков В Н., Пинкензон Д.Б. (ВолгоградНИПИнефть) . Перспективы радонового индикаторного метода // Нефтяное хозяйство. - 1988. - №9;.
- 22.Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов: - Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002;
- 23.Колдоба А.В., Колдоба Е.В: Разрывные решения уравнений многокомпонентной? фильтрации. — Мi, ИПМ им. М.В; Келдыша РАН, Препринт №85, 1999;
- 24.Колдоба А.В.; Пергамент АХ. и др. Математическое моделирование напряженно-деформированного состояния насыщенной пористой: среды, вызванного фильтрацией жидкости: ДАН т. 352 /2 с. 3-15, 1999;
- 25.Кричлоу Г.Б. Современная разработка нефтяных месторождений — проблемы моделирования. М.: Недра, 1979;
- 26.Кузьмин Ю.А. Разработка методики оценки послойной« фильтрационной неоднородности коллекторов Юрского возраста Западной Сибири: Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. - М., 1985;

27. Комплексная технология трассерных исследований на объектах нефтяной и газовой промышленности : ОАО [\[http://www.sevcavnipigaz.ru/Chapters/Repair/Technology/22.html\]](http://www.sevcavnipigaz.ru/Chapters/Repair/Technology/22.html) : «СевКавНИПИ- газ»;
- 28 . Лейбешон Л.С. Движение природных жидкостей и газов в пористой среде. - М.Л.: Издательство технико-технической литературы, 1947;
- 29 .Лысенко В:Д. Теория разработки нефтяных месторождений. - М.: Недра,- 1993;
- 30 Лысенко В.Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000;
- 31 .Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. - Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, Репринтное издание (М.Л.: Гос- топтехиздат, 1949), 2004;
- 32 .Мирзаджанадзе А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность; неравновесность, неопределенность. - Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004;
- 33 .Михайлов Н.Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов — М.: Недра, 1992;
- 34 . Методические рекомендации по количественной интерпретации данных индикаторных исследований межскважинного пространства нефтяных месторождений. / Веселов М.В., Иванов В.С., Кузьмина Г.И., Мурадян А.В., Стелин И.Б., Суркова Е.М., Хозяинов М.С..Под ред. Хозяинова М.С. - М.: ВНИИгеоинформсистем, 1988;
- 35 . Мурадян А.В., Хозяинов М.С., Кузьмина Г.И. Применение меченной тритием нефти при индикаторных исследованиях нефтяных месторождений // Геология нефти и газа. - 1990. - №01;
- 36 . Ланчаков Г.А. Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчета оборудования. / Ланчаков Г.А., Кульков А.Н., Зиберт Г.К. — М.: Недра, 2006. - 279 с.

- 37 . Бекиров Т.М. Технология обработки газа и конденсат / Бекиров Т.М., Ланчаков Г.А. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2010. - 596 с.
- 38 . Лapidус А.Л. Газохимия. Первичная переработка углеводородных газов. / Лapidус А.Л., Голубева И.А., Жагфаров Ф.Г. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. Учебное пособие. 2004. - 242 с.

Приложение 1



Приложение I

(справочное)

IMPROVING THE TECHNOLOGY OF INDICATOR STUDIES FOR ASSESSING THE FILTRATION HETEROGENEITY OF RESERVOIRS IN THE PROCESS OF OIL FIELD DEVELOPMENT

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Кваблах Квей Эрик		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков П.Н	д.т.н		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Уткина А.Н.	к. филос. н.		

2. TRACER TEST ANALYSIS METHOD FOR STUDYING OIL AND GAS RESERVOIRS

2.1. Features of tracer test analysis

Tracer tests are simply a means to characterize the subsurface. In its simplest form, trace element testing can be defined as the introduction of one or more trace elements, usually chemical compounds, into the subsurface in order to assess their fluidity and storage properties. The tracer test is an indirect method of characterizing the properties of an aquifer. We invariably compare the observed behavior with a mathematical (or numerical) model and derive the properties of the aquifer from the comparison.

Thus, the quality of any analysis directly depends on the accuracy of the model used. What are the phenomena that were assumed to be secondary when developing the model, in fact, must be secondary for the analysis to be correct. Tracer testing has both advantages and disadvantages. Since the method is indirect, the test analysis is not unique. That is, different descriptions of aquifers can lead to a given tracer test result. This is because the test analysis results in volume-averaged properties that are somewhat independent of spatial order.

The advantage of trace testing over other, direct means of characterization (for example, core sampling) is that the sample size can be calculated at the appropriate scale of interest. Specific properties that can be determined using trace tests. Performing a successful tracer test requires following a series of steps that ensure that the test can answer the questions posed and that the tracers themselves are appropriate. The level of detail required for each of the steps described below depends on the goals of the tracer test itself; however, none of the steps can be completely omitted.

Define Tracer Testing goals: Test goals should be defined as specifically as possible to avoid ambiguity in the test design. Goals affect many other aspects of a tracer test, including the analysis methods used, the sampling schedule required, the number of tracers used and their properties, and so on. The extent to which test goals

can be defined, and the extent to which these goals are taken into account in design, deployment, and analysis, has a direct impact on the probability of success.

Tracer Selecting and testing tracers: This step also includes determining the appropriate tracer properties based on the testing goals. After determining the required properties, tests are performed to determine that the tracer candidate actually has these properties under the expected deployment conditions

Implementation strategy: This should include an explicit description of how the test will be conducted, how many indicators will be used, where the sample is entered, where the sample is taken, how long, and so on.

Field implementation: This is the actual deployment of the test project, including the necessary documentation (field notes, etc.).

Tracer Test Interpretation: The test interpretation can be a quantitative, qualitative, and numerical analysis, or any combination of the test. The order of these steps is also a necessary chronological order, since each subsequent step builds on the previous one. In some cases, subsequent results may require a revision of previous steps; for example, existing field conditions may require changes to the test plan.

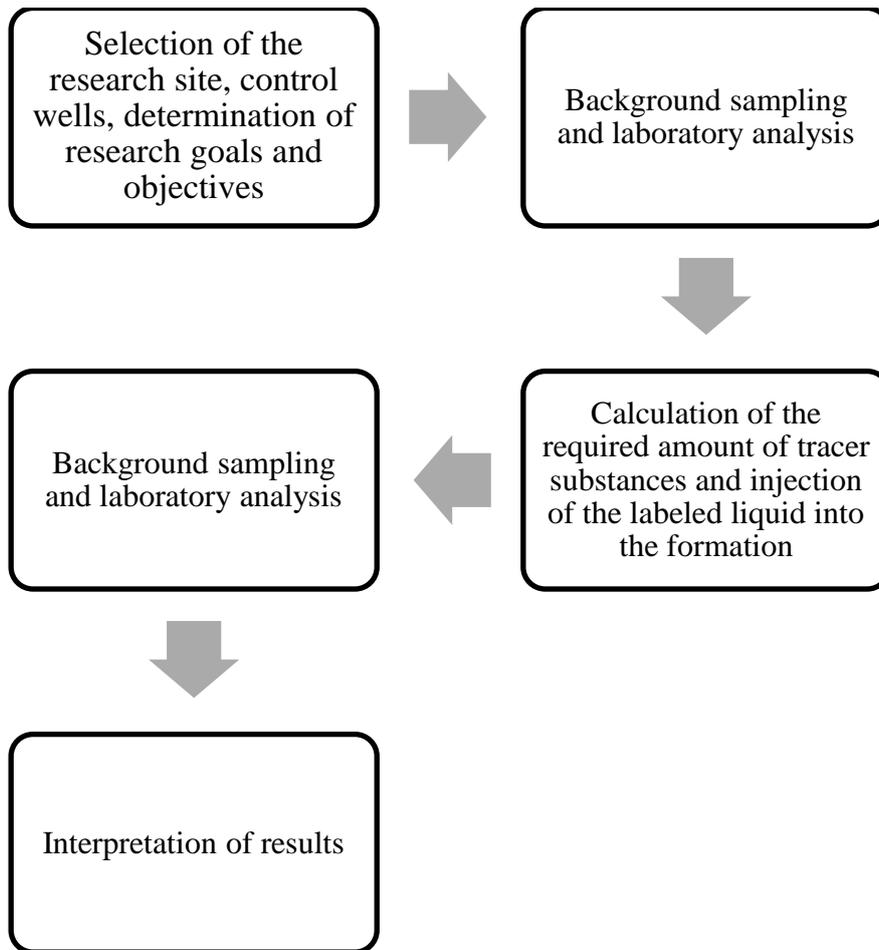


Figure 16 - Stages of tracer (indicator) studies [23]

The indicator method is designed to identify real filtration flows caused by the mode of field development and geological features of the formation structure

Tracer studies allow you to determine:

- ✓ hydrodynamic coupling between injection and reactive production wells;
- ✓ inter-layer flows;
- ✓ the rate of filtration of the labeled liquid through the formation;
- ✓ distribution of filtration flows in the reservoir;
- ✓ permeability of the formation zones through which the labeled liquid is filtered;
- ✓ the volume of the reservoir through which the labeled liquid is filtered;

- ✓ the contribution of the injected water to the water content of the production of a particular production well
- ✓ unproductive injection of water injected into the reservoir;
- ✓ influence of measures to align the injection well intake profile on the change in filtration flows in the reservoir;
- ✓ the effectiveness of various methods to improve oil recovery by conducting pre-and post-exposure studies.

2.2. Selection of the site for tracer studies, control wells, determination of the goals and objectives of the study

The point is that the tracer test is simply a method used to determine the flow properties of a porous or fractured medium; the tracer test itself has no intrinsic value. Therefore, the only purpose of the trace test is to answer the question about the properties of the flow and storage of this environment. The right way of thinking is

- ✓ What properties of this environment should be evaluated? At what level?
- ✓ Can the tracer test get an estimate of this property at this scale
- ✓ Is the tracer test the best method for evaluating a property?

The first step in developing a meaningful tracer test is to determine the property or state that should be evaluated by the tracers. The granularity with which the goals of a tracer test can be formulated has a profound effect on the success rate of the test itself. Testing goals cover the entire spectrum from purely qualitative to quantitative. The nature of the goals affects the cost of testing, design, and interpretation. For example, consider the differences in the sampling schedule required for two different testing purposes:

- ✓ Are these two sand bodies connected? And
- ✓ With a forced pressure field, what is the velocity of the fluid in this aquifer? In case 1, the presence or absence of a tracer is key, while in case 2, proper analysis requires a complete tracer breakout curve.

Quality test tasks usually answer questions regarding fluid sources, recharge / discharge location, hydraulic connection, etc., in a qualitative (yes/no) sense. Despite its practical usefulness under certain circumstances, the goals of quality testing are more difficult to pinpoint, and therefore difficult to achieve. The answers obtained as a result of a qualitative assessment of trace tests are usually taken as absolute

2.3. Background sampling and laboratory analysis

The sampling rates will depend heavily on the field in question. Trace tests are usually a method of testing proposed flow scenarios. To capture unexpected behavior, you should start sampling well before the expected breakout. The sampling rate should be highest at the beginning of the flood to avoid missing an early breakout.

Water samples can be stored in bottles, which are usually collected from a separator. Water sampling is cheap, and it is recommended to do it frequently. Initially, only some of the collected samples need to be analyzed; intermediate samples may be discarded if no trace is found. Once a tracer is found, the samples are analyzed backwards until a tracer breakout is found. In certain situations, some tracers may be biodegraded after sampling. To avoid this, the biocide can be added to the sample immediately after collection.

Samples may be collected in wells or from a test separator shared by several wells, provided that the flow is only sampled near the end of the test when the water is representative of the current well being sampled. Sampling from a well is usually associated with the problem of water separation, which can be avoided by taking a sample on a separator. The optimal situation is to have a special separator for a specific well. New technologies, including multi-branched wells, horizontal wells with perforations in several sections of the reservoir, subsea reservoirs or even subsea separators, create additional problems in providing appropriate samples.

Gas indicators were usually assembled on high-pressure cylinders. The gas can be collected directly on the production line or from the separator. The tracer content in the gas will depend on where the sample is collected. The separation coefficient of the

tracer is highly dependent on the pressure. A sample collected on a production line at 100 bars and a sample collected on a separator at 30 bars will give different results.

Further estimation of the total amount of tracer produced will also depend on the GOR at the sampling point. To calculate the amount of tracer produced in one particular well, you need to know the pressure, temperature, and PRESSURE at the sampling point. In addition, you need to set the separation properties of the tracer under these specific conditions. This can be done by measuring or applying PVT models; however, existing PVT models will not handle all types of tracers with the same accuracy. Collecting gas tracers is more expensive than collecting water tracers. When the gas is collected in pressurized cylinders, the cost of the cylinders increases significantly to the cost of analysis

The laboratory uses a wide variety of methods to measure tracer concentrations. Different methods will have a degree of uncertainty, and the differences between the detection limit and the quantification limit should be distinguished. At concentrations close to the detection limit, it can be very difficult to obtain an accurate quantification of the indicator; therefore, some laboratories only report "detection" without quantification when the concentration is low.

The detection limit obtained by the analytical procedure will depend on the quality of the sample. In reservoir water, the detection limit may differ from the detection limit in production water, which also contains emulsion disruptors, scale inhibitors, corrosion inhibitors, and other additives. Therefore, it is important to have good cooperation between field operators and the laboratory to obtain the best possible quality of field samples.

Due to very sensitive analytical methods, cross-contamination must be avoided. It is important to plan trace operations carefully to avoid any possible close contact between the injection equipment and the sampling equipment. For example, it can be a source of contamination if injection pumps or indicator containers are transported

after injection in the same van or stored in the same building as sample bottles or sampling equipment.

Two laboratory methods are used to assess the suitability of the indicator – dynamic and static.

Dynamic method. Portions of the studied compounds are passed through pre-saturated liquid cores or artificially created media at a certain speed.

The main criteria for judging the suitability of the indicator are the degree of absorption of the chemical compound by the rock and its lag behind the liquid flow. The total amount of the indicator injected and released from the reservoir model, its initial concentration at the inlet and maximum concentration at the outlet, the effective volume of the filter medium and the volume of the liquid displaced by the front of the labeled solution are compared. For comparison, sometimes experiments are carried out in parallel with approved, well-proven indicators (stable chlorine, tritium oxide). Studies using unsaturated liquid porous media are also practiced, which eliminates the dilution of the indicator.

The static method is simple. A mixture of crushed rock with a labeled liquid is made and the change in the specific content of the indicator in it over time is studied. The conditions of these tests are far from the actual reservoir conditions. These materials should be used for preliminary evaluation of the indicator before performing more time-consuming laboratory work using the dynamic method.

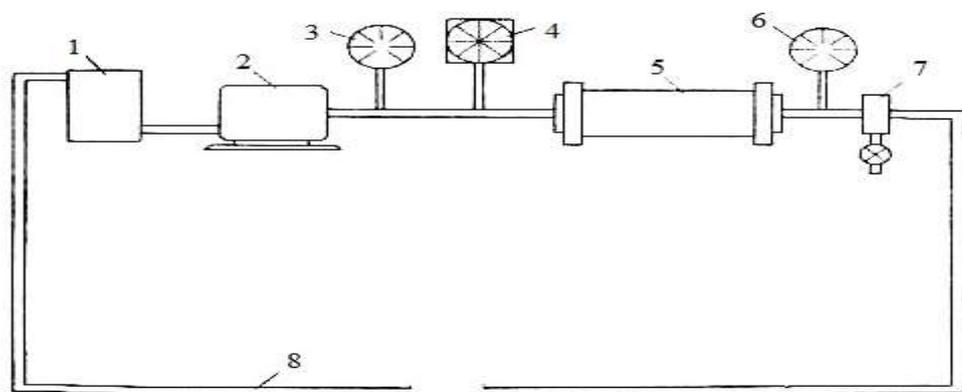


Figure 17-Installation diagram for evaluating indicators using the dynamic method. 1-container for the indicator and displacement fluid; 2-pump; 3 and 6- pressure gauges; 4-flow meter; 5-reservoir model; 7-switchgear; 8-connecting tubes

2.4. Calculation of the required amount of tracer substances and injection of the labeled liquid into the formation

Traditionally, two methods have been applied to determine how much tracer should be added to get a tracer production response significantly above the background. In general, it is desirable to introduce as little as possible to reduce environmental problems, pollution, and costs. Chemical indicator compounds are potentially harmful to the environment, so their amount should be kept to a minimum. In some cases, the maximum permissible concentration of tracer that can be released into the environment is limited by the requirements of the authorities.

The third reason for using low concentrations is to reduce costs. In small tanks, the cost of the tracer is a small fraction of the total cost associated with the test, but in large tanks, the cost of the tracer can be significant, especially if exotic tracers are required.

One method for estimating tracer concentration is to assume that the injected tracer is evenly diluted over the entire volume covered during its production. A sufficient amount of tracer is added to allow detection at this volume of dilution. It is assumed that the peak concentration of the tracer is significantly higher than the average.

The first part of the calculation is to estimate the amount of dilution that is obtained by calculating the water-or gas-filled PV between the injector and the producing wells. The first approximation assumes radial flow from the injector, but it is usually modified by any known reservoir conditions, such as known flow channels or barriers, large variations in permeability, or other constraints causing non-radial pressure gradients. For the calculation, it is important to know the porosity, the net profit zone and the distance between the wells. The optimal design can be obtained by

performing a full-field simulation. The problem with this method is that many parameters are unknown, which again is the main reason for running the tracer test.

The smallest injection pulse required is usually the amount of tracer required to produce an average concentration 10 times the minimum detection limit in the dilution volume. This is expected to produce a peak production of about 100 times the detection limit. To be able to follow production curves that reflect the contribution of different layers and zones, it is important to have at least that much tracer input.

In an ideal situation, the dilution volume V_d can be calculated with a radial approximation

$$V_d = \pi \cdot r \cdot h \cdot S_w \cdot \Phi \cdot F \quad (9)$$

Where r = distance between injection well and production well

h = - height of the formation zone

S_w = water saturation

Φ = porosity

F = correction factor that takes into account the asymmetry caused by barriers, the location of the well, and other constraints that cause changes in the drainage area

The required amount of the indicator is calculated using the following formula:

$$M_0 = 12,56 \cdot m \cdot K_B \cdot h \cdot \sqrt{LA} \cdot C_{min} \quad (10)$$

where m is the porosity, fractions of units;

K_B – coefficient of oil displacement by water, fractions of units;

h – average reservoir thickness at the research site, m;

L – distance from the control injection well to the most remote reacting production well, m;

A – is the coefficient that characterizes the intensity of dilution of the labeled liquid during its filtration in the reservoir (in calculations, it is assumed to be equal to 0.02 m), m;

C_{\min} - sensitivity of the device (the minimum concentration of the indicator in water, clearly recorded by the equipment used), kg/m³

At the moment, it is impossible to name a chemical element that meets all the requirements for an ideal indicator. You have to use substances that meet at least the basic requirements listed above.

The extent to which the trace test characterizes the subsurface depends on the number and type of tracers used. A tracer is usually a chemical compound added to the injected fluid to study the properties of the subsurface.

The indicator should have a negligible effect on the transport properties of the injectate (for example, density and viscosity). A conservative tracer is one that remains completely in the phase in which it is introduced. Anions (e.g., chloride or bromide) are usually, though not always, conservative indicators of the aqueous phase.

Partitioning tracers are connections that have some affinity for multiple phases and are therefore shared between two or more phases. Examples of separating indicators include heavier alcohols (e.g., hexanol), which are separated between the aqueous and non-aqueous phases of the liquid phase, and perfluorocarbons, which are separated between the gaseous and non-aqueous phases of the liquid phase. While adsorption can be considered as the separation between the mobile and solid phase, it is usually explicitly referred to as an adsorbing indicator due to its typically negative connotation. A reactive indicator is one that undergoes a prohibited chemical reaction during its use.

The graph of the tracer concentration versus time in a given well is called the tracer emission history, or simply the tracer history. It is also known as the tracer breakout curve.

Tracer tests take a variety of forms, with a different number of tracer devices and different well configurations, different means of introducing tracer devices and different sampling methods. We can group the tracer test types into the following general categories.

Conservative Tracer Studies: Since a conservative tracer remains in one phase, only the volume occupied by that phase is polled using tracer tests. One or more conservative tracers are introduced, and the properties of the subsurface are derived from the tracer's behavior. Most commonly conducted under single-phase conditions (e.g., below ground water level), they are also used in multiphase applications; for example, to evaluate hydraulic conductivity in partially saturated column experiments.

Partition Tracer tests: In partitioning trace tests, one or more conservative tracers are introduced along with two or more partitioning tracers. Since the separating tracers are separated into other present phases, their residence time in the medium is longer compared to the conservative tracer. The difference between the residence times is used to determine the volume of the other phases present.

Partitioning tracer tests are very useful for assessing the stationary saturation of the second phase, for example, saturation with a dense non-aqueous liquid phase in contaminated aquifers. One of the applications of partitioning tracer tests is to perform such tests before and after remediation, thereby obtaining independent assessments of the cleaning efficiency. The reason why two (or more) partitioning indicators are required is that the degree of separation between conservative and partitioning indicators is highly dependent on the amount of stationary phase (residual saturation). Since we don't know this (or why run a partitioning tracer test?), multiple partitioning tracers are used, covering a wide range of partitioning coefficients

Under whatever conditions conservative tracers are used, they provide information related to its reference phase, that is, the phase in which it is soluble.

The substance used to study the movement of liquid in an oil reservoir must have the following characteristics:

- ✓ Have chemical compounds that are highly soluble in the traceable liquid and insoluble in other fluids that saturate the formation.
- ✓ Maintain their physical and chemical properties in the formation conditions. Radioactive indicators, in addition, must have an acceptable decay time, ensuring the implementation of the entire complex of works in the required facility.
- ✓ Not contained in reservoir fluids.
- ✓ Do not disturb the natural flow with your presence. Strictly follow along with the hydrodynamic carrier. With high accuracy and speed, it can be recorded in a wide range of concentration changes, starting with a small one. Registration should be performed continuously and automatically directly in the well or at the wellhead.
- ✓ Do not pose a risk to the personnel conducting the research. The liquid extracted from the reservoir must also be safe. Do not infect areas and reservoirs where commercial wastewater is discharged.
- ✓ Be easy to handle, widely available, and cheap.

Water-soluble chemical reagents are used as tracers during the study

Organic tracers: alcohols (isopropanol, butanol), isomers of fluorobenzoic acid. These tracers are soluble in both oil and water. The problem lies in their quantitative determination, which must be carried out by rather expensive chromatographic methods.

Fluorescent tracers: sodium fluorescein, eosin disodium salt, erythrosine, rhodamine. This type of indicator is environmentally and sanitary-hygienic safe; it has a multi-color, which allows for simultaneous launch of 5-7 or more different colors in injection wells; it is not sorbed by the rock and equipment of wells; it does not distort the filtration flow due to changes in its viscosity and density; it is easily and quickly

determined in the field on domestic equipment; their concentration and determination are not affected by the physical and chemical properties of the hydrodynamic carrier



Figure 17-A fluorescent indicator for marking oil and petroleum products [22]

Ion tracers: ammonium rhodanide, sodium, urea, sodium nitrate, ammonium; thiocarbamide, disodium phosphate. Tracers of this type are well soluble in reservoir and injected water (amines), have no analogues in nature, are biologically inactive (environmentally friendly), do not interact chemically with oil, are stable in reservoir conditions, allow you to create a range of indicators with similar physical and chemical properties and a single registration method; they are easily quantified on an electron-paramagnetic resonance spectrometer.

The main source of information on the results of tracer studies is the graph of the dependence of the tracer concentration on the time elapsed since the start of injection (Figure 12). According to this graph, you can record all the zones of low filtration resistance and analyze the heterogeneity of the reservoir between the injection and production wells.

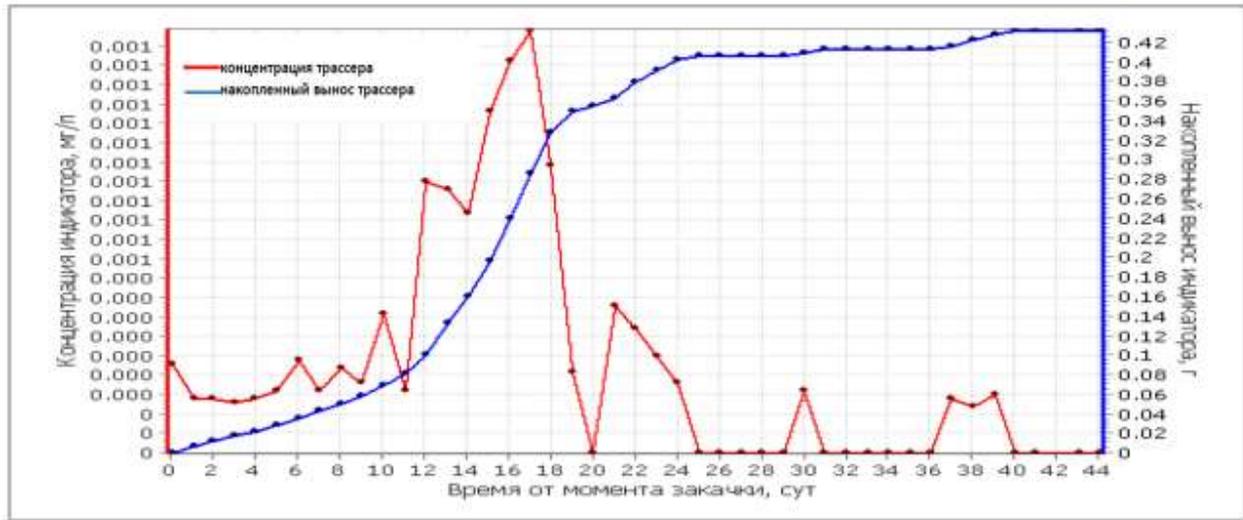


Figure 18-Graph of tracer entry into the control well and accumulated tracer removal [32]

$$M_n = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{i_1(n+1)} (C_{i-1} \cdot Q_{w,i-1} + C_i \cdot Q_{w,i}) \cdot (t_i - t_{i-1}) \quad n=1, 2, \dots, N_j \quad (11)$$

Where C_i, C_{i-1} - concentrations of two consecutive portions of the removed tracer, kg / m^3

$Q_{w,i}, Q_{w,i-1}$ -- the water flow rate of the producing well, in which the tracer removal is recorded at the time points

t_i, t_{i-1} – the time of arrival of two consecutive portions of the tracer. The proportion of the total tracer delivered to the j -th well in relation to the mass of the injected tracer