

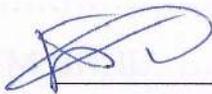
МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ МАТЕМАТИКИ И КОМПЬЮТЕРНЫХ НАУК
Кафедра фундаментальной математики и механики

РЕКОМЕНДОВАНО К ЗАЩИТЕ В ГЭК
Заведующий кафедрой

к.ф.-м.н.

 К.Ю. Басинский

15 июля 2021г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

магистерская диссертация

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПОЛНОГО ЦИКЛА ТРАССЕРНОГО
ИССЛЕДОВАНИЯ В ОДНОСКВАЖЕННОМ СЛУЧАЕ

01.04.01 Математика

Магистерская программа «Вычислительная механика»

Выполнила работу
студентка 2 курса
очной формы обучения



Идиятова Эльмира Ильдаровна

Научный руководитель
к.ф.-м.н.



Ганопольский Родион Михайлович

Рецензент
к.х.н, директор центра коллективного
пользования «Рационального
природопользования и физико-
химического исследования»



Третьяков Николай Юрьевич

Тюмень
2021

ОГЛАВЛЕНИЕ

ГЛОССАРИЙ.....	3
ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1. ПРЕДМЕТНАЯ ОБЛАСТЬ.....	6
1.1 ПРИМЕНЕНИЕ ТРАССЕРОВ	6
1.2 ЭТАПЫ ТРАССЕРНОГО ИССЛЕДОВАНИЯ	11
ГЛАВА 2. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ.....	25
2.1 ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ	25
2.2 МОДЕЛЬ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СКИН-ЭФФЕКТА	26
2.3 МОДЕЛЬ ДЛЯ РАСЧЕТА ОСТАТОЧНОЙ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ 34	
2.4 ДИФФУЗИОННЫЙ ПЕРЕНОС В ОБЩЕМ ВИДЕ	44
ГЛАВА 3. ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ МОДЕЛИ.....	46
3.1 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ С ПОМОЩЬЮ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	46
3.2 РАСЧЕТ СКИН-ФАКТОРА	50
3.3 ЧИСЛЕННАЯ МОДЕЛЬ ДЛЯ ДИФФУЗИИ.....	51
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	57
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	58

ГЛОССАРИЙ

Трассерное исследование (индикаторное) — ввод в контрольную скважину определенный объем специального реагента, который оттесняется вытесняющим агентом к проверочным скважинам для определения параметров коллектора.

Односкважинный индикаторный тест SWCT (single well chemical tracer test) — это метод измерения на одной скважине флюидонасыщенности в коллекторах.

Флюидонасыщенность — это характеристика коллектора горной породы, которая характеризует степень, в которой данная порода заполнена определенным флюидом (газ / нефть / вода).

Остаточная нефтенасыщенность — количество нефти в пласте, оставшееся после вытеснения водой или газом и в целом после окончания эксплуатации данного пласта.

Водонасыщенность — доля порового пространства, занятая водой.

Нефтедобыча (EOR) — один из методов добычи нефти, увеличивающий продуктивность нефтяных скважин.

Скин-эффект — совокупность явлений, возникшие в призабойной зоне коллектора и на поверхности забоя, создающие дополнительное сопротивление притоку и оттоку флюида в скважину.

Скин-фактор — это гидродинамический параметр, характеризующий дополнительное фильтрационное сопротивление потока жидкости в призабойной зоне скважины вблизи пласта, что приводит к снижению добычи (дебита) по сравнению с идеальной скважиной.

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность проблемы. В настоящее время большинство запасов флюида считается трудноизвлекаемым. В момент, когда уже все основные режимы добычи на месторождениях были пройдены, необходимо узнать остаточную нефтенасыщенность. Для этого используют трассерное исследование, с целью определения дальнейших методов извлечения нефти или прекращения эксплуатации месторождения. Такое исследование обеспечивает эффективное средство подтверждения данных по нефтенасыщенности. Этот метод является неразрушающим (т. е. после испытания пласт возвращается в исходное состояние). По этой причине возможны многократные измерения нефтенасыщенности из одной скважины. Количество нефти измеряется там, где одна фаза фактически неподвижна в поровом пространстве (т. е. находится в состоянии остаточного насыщения), а другая фаза может течь в ствол скважины.

Односкважинные трассерные испытания вносят значительный вклад в описание коллектора, что важно для определения наилучшего выбора стратегии добычи. Прямая динамическая информация из коллектора может быть получена, из трех источников: история добычи, ГРП, трассерные испытания и от различных видов каротажей.

Ценность и важность трассерных исследований широко признаны. Трассирующие испытания стали самостоятельной технологией, а улучшенные знания о поведении индикаторов в пласте и улучшенный анализ индикаторов, сокращение количества подводных камней, сделали исследование информативнее.

Новизна данной работы заключается в том, что на данный момент не было построена математической модели полного цикла трассерного исследования, описывающей происходящие процессы в коллекторах. Предполагается что результаты данной работы будут применены для упрощения более точного расчета остаточной нефтенасыщенности в лабораторных и полевых условиях.

Цель работы — получить модель трассерного исследования для односкважинного случая. Поставленные задачи:

1. Построение модели для учета скин-фактора
2. Построение модели расчета остаточной нефтанасыщенности в зависимости от разницы пиков концентрации
3. Построение модели для учета диффузионного переноса.

ГЛАВА 1. ПРЕДМЕТНАЯ ОБЛАСТЬ

1.1 ПРИМЕНЕНИЕ ТРАССЕРОВ

Тест SWCT используется в первую очередь для количественной оценки целевой нефтенасыщенности перед началом операций по повышению нефтеотдачи (IOR), для измерения эффективности агентов IOR в одной пробной скважине и для оценки месторождения на предмет нефтяных ловушек. Во-вторых, он используется для точного измерения остаточной воды для лучшей оценки исходной нефти. Измерение расхода жидкости обеспечивает реалистичные исходные данные для моделей симулятора, используемых для расчета ожидаемых характеристик заводнения.

Остаточная нефтенасыщенность относится к неподвижной нефти, которая остается после заводнения. Она определяется как доля порового пространства, занятая неподвижной нефтью. В смачиваемых водой породах с нефтью низкой вязкости значение S_{or} может быть достигнуто после того, как через пласт был прокачан только не большой объем воды, тогда как в породах со смешанной смачиваемостью может потребоваться очень большой объем воды для того что бы занять поры, прежде чем больше не будет подвижной нефти. Обводненность 98% или выше считается практическим критерием неподвижности нефти. Надежные оценки S_{or} важны для расчета извлекаемых запасов, принятия решений о том, подходят ли операции по повышению нефтеотдачи для дальнейшей эксплуатации пласта, а также при оценке их воздействия.

Метод (SWCT), впервые примененный в конце 60-х годов компанией Exxon Production Research Co. (Deans, 1971), дает средний остаток нефти основанный на большом объеме породы, обычно несколько сотен кубических метров, с горизонтальным глубина проникновения $\sim 3-12$ м от скважины и вертикальный размер несколько метров. Этот большой объем выборки вместе с возможностью контролировать глубину исследования можно считать основными преимуществами этого метода по сравнению с другими методами (ГРП, каротажем и т. д.)

Точные измерения S_{or} важны из-за сочетания основных проблем при добыче нефти. В отрасли по-прежнему добывается менее половины нефти в коллекторах, и почти вся эта нефть добывается с использованием традиционных методов первичной и вторичной добычи. Кроме того, поскольку стоимость поиска новых запасов продолжает расти, нефть, остающаяся на старых месторождениях, становится важной экономической целью для проектов бурения.

Надежное измерение S_{or} в пласте одновременно определяет цель для увеличения нефтеотдачи и позволяет оценить потенциальную подвижную нефть на месторождении. Эта подвижная нефть является целью для повышения эффективности бурения с уплотнением и очистки от заводнения.

Поскольку S_{or} сильно варьируется в зависимости от типа пласта, свойств нефти или воды и других переменных, которые до конца не изучены (например, изменения смачиваемости, вызванные заводнением месторождения), S_{or} измерения находятся в диапазоне от 10% до 45%. Нет надежного способа предсказать S_{or} с приемлемой точностью для большинства коллекторов. Лабораторные заводнения керн, выполненные при смачиваемости, отличной от исследований в пласте, ненадежны и не могут дать точных результатов.

За последние года было сообщено о многих исследованиях с использованием индикаторов, и даже больше из них было проведено без публикации в открытой литературе.

Многие компании применяют трассеры на постоянной основе. Проблема коллектора обычно заключается в отсутствии адекватной информации о потоке флюида в пласте. Информация, полученная с помощью трассерных тестов, уникальна, и данные испытания являются относительно дешевым методом получения этой информации. Такая информация является дополнением к общей истории добычи на месторождении и используется для уменьшения неопределенностей в модели коллектора.

Трассерные тесты предоставляют кривые реакции трассера, которые могут быть дополнительно оценены для получения соответствующей информации. В первую очередь, информация, полученная при тестировании трассерами, получается просто путем наблюдения за прорывом жидкости. Адекватное представление данных и простой ручной расчет могут дать дополнительные сведения о поведении потока в пласте. Более количественную информацию можно получить, сопоставив кривые реакции, полученные в результате численного моделирования, с наблюдаемыми кривыми реакции. Дополнительную информацию также можно получить, применив аналитические процедуры на основе типовых или упрощенных моделей коллектора.

Полевые индикаторы, будь то химические или радиоактивные, в настоящее время являются единственным возможным прямым средством отслеживания движения закачиваемых флюидов в резервуаре. Во многих областях эта информация имела решающее значение для улучшения программ закачки и добычи. Инвестиции в новые скважины и оборудование для программ закачки велики, и решения должны основываться на наилучших возможных данных. Односкважинный индикаторный тест — это экономичный метод получения важных данных, позволяющих анализировать варианты закачки, и добычи.

Трассеры можно условно разделить на два вида. Первый взаимодействует с водой и нефтью это ацетат этила, который является активным индикатором. Вторым является этанол, который получается в результате реакции первого индикатора с водой. Он взаимодействует только с водой — это этанол, пассивный индикатор. Пассивный слепо следует за водяной фазой, в которую он вводится. Активный индикатор взаимодействует с другими фазами в системе и с поверхностью породы.

Пассивный индикатор, который распределяется в газе или воде, в ходе межскважинного индикаторного теста, должен соответствовать следующим критериям. Он должен иметь очень низкий предел обнаружения, должен

быть стабильным в условиях коллектора, должен соответствовать фазе, которая исследуется, и иметь минимальное разделение на другие фазы, не должно адсорбироваться на горной породе и иметь минимальные экологические последствия. Для небольших месторождений, в которых требования в отношении разбавления менее важны, могут применяться другие индикаторы.

В трассерных исследованиях применяются следующие виды индикаторов:

- Флуоресцентный
- Радиоактивные
- Ионный
- Органический

Обобщенная классификация существующих в настоящее время реактивных индикаторов и предлагаемых других индикаторов предоставляются концепции, включая их требуемые свойства, возможные приложения и процессы. В зависимости от их физического, химического и биологического поведения выделяются три основные подгруппы.

- Разделительные трассеры: эти типы основаны на равновесии разделения между двумя несмешивающимися фазами или на их границах раздела (жидкость – твердое тело, жидкость – жидкость), что приводит к замедлению по сравнению с пассивным индикатором, остающийся в (одной) жидкой фазе.

- Кинетические индикаторы: эти типы являются неравновесными индикаторами, в которых учитывается только кинетика реакции, используется для определения параметров коллектора. В результате реакции индикаторов трассирующие сигналы становятся меньше (исходное соединение) или увеличиваются (дочернее соединение) со временем. Эти трассеры обычно не показывают запаздывания концентраций.

- Реактивные индикаторы для разделения: эти индикаторы представляют собой гибридную форму предыдущих индикаторов,

содержащие особенности обоих: химическая реакция (разложение) исходного соединения и последующее разделение (замедление) полученных продуктов.

1.2 ЭТАПЫ ТРАССЕРНОГО ИССЛЕДОВАНИЯ

1) Исследование пласта

На первом этапе анализируются все потенциальные испытательные скважины, и одновременно анализируются данные бурения, аварии на строительстве, данные капитального ремонта и геофизические данные скважин. Учитывается весь период эксплуатации. При отсутствии информации о текущем состоянии будут проведены дополнительные геофизические исследования. Информацию о коллекторе можно получить из нескольких источников: гидроразрыв пласта, история добычи, показатели разведки и записи каротажа. Исследуемая скважина должна хорошо контактировать с пластом. Следовательно, необходимо выбрать одну или несколько скважин для тестирования. Готовятся выводы о состоянии этих скважин и планируются процедуры проведения исследовательских работ. Для проведения исследования необходимо провести приготовления к временной остановке нефти.

2) Подготовка трассера

Традиционно применялись два метода, чтобы определить, сколько трассирующего вещества необходимо добавить, чтобы получить химическую реакцию с выделением вторичного индикатора. Желательно вводить как можно меньшее количество жидкости, чтобы уменьшить экологические проблемы, загрязнение и затраты. Как радиоактивные, так и химические индикаторы потенциально вредны для окружающей среды; поэтому применяемый в сумме объем жидкости должен быть минимальным. В некоторых случаях максимально допустимая концентрация индикатора, которая может быть выпущена в окружающую среду, ограничивается требованиями заказчика.

Во многих случаях добытый газ, содержащий индикатор, повторно закачивается в пласт. В некоторых случаях это приводит к загрязнению всего коллектора и исключает возможность применения тех же индикаторов в другом сегменте коллектора. Если не принимать во внимание условия

движения потока, полученные данные могут быть неверно истолкованы из-за положительной идентификации индикатора, происходящего от повторной закачки индикатора в неконтролируемых условиях.

Третья причина использования низких концентраций - снижение затрат. В небольших резервуарах стоимость индикатора составляет незначительную часть от общих затрат, связанных с испытанием, но в более крупных резервуарах затраты на индикатор могут быть значительными.

Один из методов оценки концентрации индикатора состоит в том, чтобы предположить, что введенный индикатор равномерно разбавлен по всему рабочему объёму при его добыче. Добавляется достаточное количество индикатора, чтобы гарантировать обнаружение при этом объеме разбавления. Предполагается, что пиковая концентрация индикатора намного выше среднего.

Первая часть расчета заключается в оценке объема разбавления, который получается путем расчета PV. Первое приближение предполагает радиальный поток, но он обычно изменяется любыми известными условиями коллектора, такими как известные проточные каналы или барьеры, большие изменения проницаемости или другие ограничения, вызывающие не радиальные градиенты давления. Оптимальный результат может быть получен путем моделирования всего месторождения. Проблема у этого метода заключается в том, что многие параметры неизвестны, что опять же является основной причиной выполнения трассирующего теста.

Наименьший необходимый импульс впрыска обычно представляет собой количество трассера, необходимое для получения средней концентрации, в 10 раз превышающей минимальный предел обнаружения в объеме разбавления. Ожидается, что это даст пиковую продукцию порядка 100 раз превышающую предел обнаружения. Чтобы иметь возможность проследить кривые добычи, отражающие вклад различных слоев и зон, важно, чтобы было введено как минимум такое количество индикаторной жидкости.

В идеальной ситуации объем разбавления V_d можно рассчитать с помощью радиального приближения.

$$V_d = \pi * r^2 * h * S_w * \varphi * F,$$

где

r - расстояние между нагнетателем и продуктом,

h - Высота зоны коллектор

φ - пористость

S_w - водонасыщенность

F - поправочный коэффициент, который учитывает не симметрию, вызванную препятствиями, расположением скважины и другими ограничениями, вызывающими изменения площади дренирования.

Для индикатора газа параметр остаточной водонасыщенности S_w следует заменить на S_g . Кроме того, необходимо учитывать расширение газа.

Симулятор коллектора, вероятно, может предоставить наилучшую оценку количества индикаторов; однако это моделирование основано на подробном описании коллектора. На этапе закачки индикатора модель коллектора, как правило, является неопределенной, и, опять же, рекомендуется закачивать больше, чем предсказывают эти расчеты. Необходимо ввести достаточное количество индикатора, чтобы можно было измерить неожиданное поведение потока.

3) Закачивание

Закачивание трассера происходит в несколько этапов. В начале закачивается вода приближенная к пластовым условиям для более точных показателей трассерного исследования. Далее добавляется трассер в заранее рассчитанном объеме и концентрации. После дополнительно закачивается вода для того, чтобы протолкнуть трассер глубже в пласт. Радиус исследования может быть от 4 до 10 метров вокруг испытательной скважины.

В процессе закачивания первичный индикатор начнет реагировать с водой и распределять концентрацию между водой и нефтяной фазой, что

приводит к замедлению движения. Второй индикатор, будет достигать большей концентрации в пласте, чем первичный индикатор, так как он растворим только в воде и является продуктом от первого индикатора. После остановки закачивания жидкости будет происходить так же равновесный процесс. Непрореагировавший трассер снова будет задерживаться, из-за стремления сохранить баланс концентраций, в нефтяной фазе, в то время как вся жидкость будет двигаться с той же скоростью, что и вода. Различия в скоростях или разнице во время прибытия двух индикаторов, будут говорить о количестве остаточной нефтенасыщенности. Но когда в пористой среде нет нефти, оба трассера одновременно поступят на поверхность.

Для точных показателей значений коллектора необходимо выдерживать входные параметры:

- Приемлемый объем индикаторной жидкости для ввода в коллектор пласт должен быть рассчитан в зависимости от минимально определяемой концентрации и геологических характеристик пласта;
- Время для прохождения диффузии индикатора в пористых средах должно быть приемлемо и заранее рассчитано;
- Концентрация трассера в объеме закачиваемой воды должна быть определена в зависимости от применяемой марки и всего объема;

○ Период закрытия скважины и длительность отбора проб должна гарантировать получение наиболее достоверных данных о работе каждого интервала.

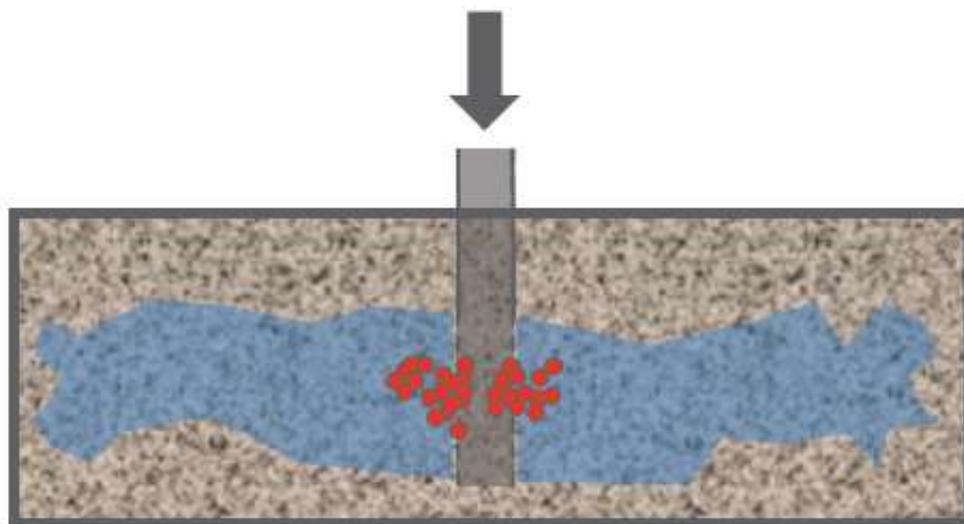
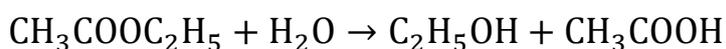


Рис1. Закачивание индикаторной жидкости в пласт

4) Период закрытия скважины

Когда скважина закрывается начинается период реагирования трассеров. В результате химической реакции этилацетата с водой образуется вторичный индикатор – этанол. Так же в это время происходит диффузный обмен получается равновесный процесс с разделением этих трассеров по фазам. Результаты применения активных индикаторов могут дать информацию о нефтенасыщенности и свойствах поверхности породы. Эта информация особенно важна, когда рассматриваются методы увеличения нефтеотдачи, в которых используются дорогостоящие жидкости, такие как поверхностно-активные вещества, мицеллярные жидкости или полимеры.

Ниже показана формула химической реакции разложения. В левой части уравнения реакция этилацетата с водой. В правой части получившийся второй индикатор этанол и кислота.



Когда скважина закрывается, и закачанный индикатор реагирует с пластовой водой с образованием вторичного индикатора (этанол). Обычно период закрытия скважины составляет от 3 до 5 дней. Этого времени вполне

достаточно, чтобы произошли все химические реакции и установился равновесный процесс.

На испытание влияет несколько параметров, таких как температура резервуара, соленость и температурный градиент, который создается после закачки. Температура положительно влияет на коэффициент распределения трассера, а также на скорость реакции. Соленость воды положительно влияет на коэффициент распределения, в то время как отрицательно сказывается на скорости реакции трассера. Чтобы принять во внимание начальную температуру, коэффициент солености и скорость реакции измеряются в лаборатории в пластовых условиях, используя пластовую воду при пластовой температуре. Кроме того, закачка производится пластовой водой, либо водой приближенной к пластовым условиям, чтобы сохранить эффект солености постоянный. Температурный эффект с точки зрения различных пластовых нагнетаемых вод изменяется, а также с точки зрения различного температурного градиента, который создается с использованием или без использования объема воды предварительной промывки для охлаждения резервуара. Так же влияет на результаты пластовая температура; выделяется больше этанола, в то время как температура воды влияет на реакцию только при использовании предварительной промывки. Скорость закачивания жидкости также влияет на количество производимого этанола, при этом высокая скорость впрыска делает тест оптимальным для эффективной оценки. Что касается сопоставления истории, проведенного в объеме и температурные эффекты, лучший результат будет получен при вводе некоторого объема воды, для предварительной промывки. Также, более удовлетворительные результаты могут быть получены при увеличении интервала отдельных слоев исследования.

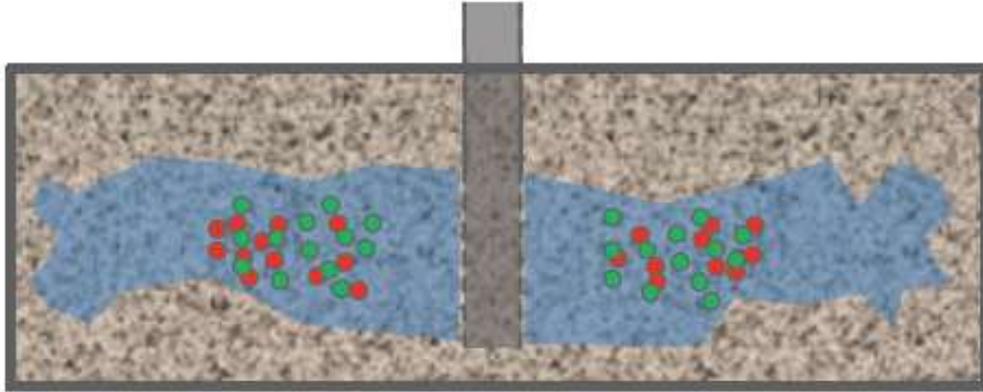


Рис2. Период закрытия скважины

5) Добыча

В период выкачивания жидкости из пласта для получения точных показателей значений коллектора необходимо выдерживать постоянную скорость и поддерживать давление. В момент начала добычи из скважины закачанный трассер и продукт его реакции - находятся на одинаковом расстоянии от скважины. Когда скважина снова будет запущена в эксплуатацию, происходит регулярное взятие проб и фиксирование значений, чтобы зафиксировать концентрацию трассеров.

В процессе выкачивания жидкости тоже будет происходить равновесный процесс, трассер будет стараться сохранить равную концентрацию в водной и нефтяной фазах. В связи с тем, что этилацетат - индикатор разделения, а этанол – пассивный индикатор, производный от химической реакции первого индикатора, будет наблюдаться разделение пиков концентрация.

Это разделение дает оценку оставшейся нефтенасыщенности. В результате вторичный индикатор движется с более высокой скоростью и возвращается в ствол скважины раньше, чем первичный. Из-за этого происходит разница между пиками концентраций трассеров, такой процесс называется хроматографической задержкой. Это необходимо учитывать при интерпретации кривых производства индикаторов.

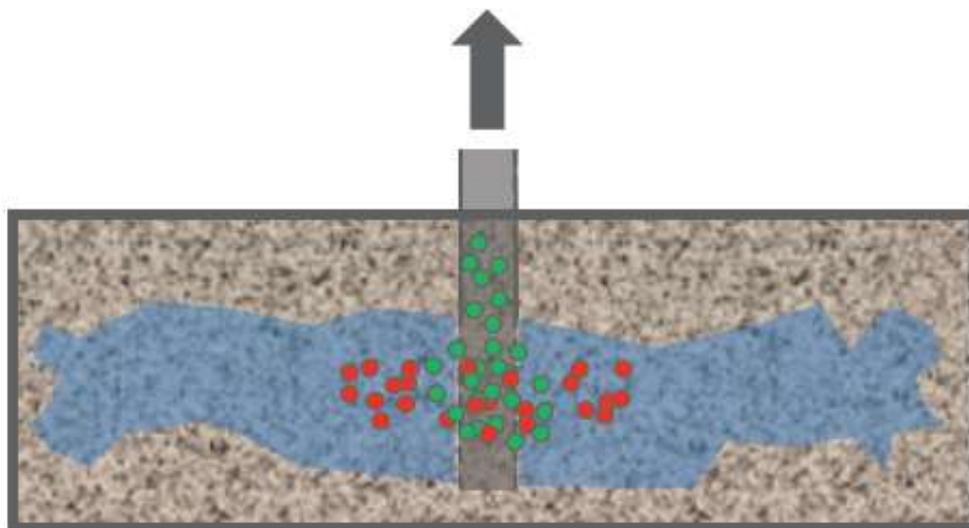


Рис3. Выкачивание трассерной жидкости.

б) Взятие проб

Частота взятия проб будет сильно зависеть от рассматриваемого месторождения. Исследования, как правило, являются методом проверки предлагаемых сценариев потока. Чтобы скрыть неожиданное поведение, отбор проб следует начинать задолго до ожидаемого прорыва. Частота отбора проб должна быть максимальной в начале вытеснения, чтобы не пропустить ранний прорыв.

Пробы воды можно хранить в бутылках, которые обычно собирают из сепаратора. Отбор проб воды стоит недорого, и рекомендуется делать частый отбор проб. Первоначально необходимо проанализировать только часть собранных образцов; промежуточные образцы могут быть отброшены, если индикатор не обнаружен. Как только индикатор обнаружен, образцы анализируются в обратном направлении, пока не будет обнаружен прорыв

индикатора. В определенных ситуациях некоторые индикаторы могут разлагаться после отбора проб.

Пробы можно собирать в скважинах или из разделителя для испытаний, при условии, что пробы из потока отбираются только ближе к концу испытания, когда вода является репрезентативной для скважины, в которой в настоящее время отбираются пробы. Отбор проб обычно связан с проблемой отделения воды, которой можно избежать, отбирая пробу на сепараторе.

Газовые индикаторы обычно собираются на баллонах под давлением. Газ может собираться непосредственно на выкидной линии или из сепаратора. Содержание индикатора в газе будет зависеть от того, где отбираются пробы. Коэффициент распределения трассера сильно зависит от давления. Образцы, собранные на выкидной линии при давлении 100 бар, и образцы, собранные на сепараторе при 30 барах, дадут разные результаты. Дальнейшая оценка общего количества произведенного индикатора также будет зависеть от газового фактора в точке отбора проб. Чтобы рассчитать количество добытого индикатора в одной конкретной скважине, необходимо знать давление, температуру и газовый фактор в точке отбора проб. Кроме того, необходимо установить свойства разделителя трассировщика в этих конкретных условиях. Это можно сделать путем измерения или применения моделей PVT; тем не менее, сбор газовых индикаторов дороже, чем сбор индикаторов воды. Когда газ собирается в баллонах под давлением, стоимость баллонов значительно увеличивает стоимость анализа.

Была разработана новая технология, ее суть состоит в том, что индикаторы поглощаются ловушкой из активированного угля. Затем индикатор собирается в пробирках в полевых условиях, и в лабораторию отправляются только маленькие пробирки без какого-либо избыточного давления. Доступно специальное оборудование для отбора проб, которое обеспечивает надежный и воспроизводимый отбор проб. Такой метод

применим только для ограниченного числа индикаторов, и во многих ситуациях по-прежнему необходимо отбирать образцы с помощью баллонов под давлением. Размер баллона и количество собранного газа будут зависеть от индикаторов и ожидаемой концентрации в добываемом газе. Обычно достаточно 200 мл баллона.

Лаборатория применяет множество различных методов для измерения концентраций индикаторов. Различные методы будут иметь степень неопределенности, и следует различать разницу 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 «обнаруженных» без количественной оценки, когда концентрация низкая.

Предел обнаружения, полученный с помощью аналитической процедуры, будет зависеть от качества пробы. В пластовой воде предел обнаружения может отличаться от предела обнаружения в эксплуатационной воде, которая также содержит разрушители эмульсии, ингибиторы отложений, ингибиторы коррозии и другие добавки. Поэтому важно наладить хорошую связь между операторами полевых работ и лабораторией для получения наилучшего качества полевых проб.

Поскольку аналитические методы являются очень чувствительными, важно избегать перекрестного загрязнения. Важно тщательно спланировать исследование, чтобы избежать любых возможностей тесного контакта между оборудованием для нагнетания и оборудованием для отбора проб. Например, это может быть источником загрязнения, если нагнетательные насосы или контейнеры с индикатором транспортируются после исследования в одном фургоне или хранятся в том же месте, что и бутылки для проб или оборудование.

7) Анализ проб

Индикаторные односкважинные тесты предоставляют кривые реакции трассера, которые могут быть дополнительно оценены для получения соответствующей дополнительной информации. В первую очередь, информация, полученная при тестировании трассерами, получается просто путем наблюдения за прорывом и межскважинной связью. Адекватное представление данных и простой ручной расчет могут дать дополнительные сведения о поведении потока в пласте. Более количественную информацию можно получить, сопоставив кривые реакции, полученные в результате численного моделирования, с наблюдаемыми кривыми реакции. Дополнительную информацию также можно получить, применив аналитические процедуры на основе типовых или упрощенных моделей коллектора.

Для получения качественных кривых реакции индикатора, которые являются основой для дальнейшей интерпретации, необходима хорошо разработанная программа отбора проб. Как правило, большее количество образцов дает возможность извлечь больше информации из полевых испытаний. Слишком часто интерпретация затруднена из-за ограниченности данных трассирующих индикаторов.

Конечной целью межскважинного исследования является интерпретация кривых. Хороший анализ информации, предоставленной индикаторами, в сочетании с другими доступными данными, дает лучшее понимание потока в пласте, а не только проверку связи между нагнетательными и добывающими скважинами.

Кривую реакции можно анализировать с трех разных точек зрения или уровней сложности. Самая простая интерпретация - качественная. Наблюдая за кривыми, можно получить следующие характеристики модели: время поступления закачиваемой воды (прорыва); наличие высокопроницаемых каналов, барьеров и трещин между скважинами; связь между разными слоями; расслоение в одном слое; и предпочтительные направления потока в

коллекторе. Кроме того, совокупный результат может быть получен путем интегрирования кривой зависимости концентрации от времени, если скорость потока добычи известна. По этой новой кривой легко вычислить долю закачиваемой воды, достигающей каждого производителя. Обычная электронная таблица - лучший способ произвести эти расчеты. Этот тип интерпретации может быть выполнен без какого-либо расширенного моделирования.

На втором этапе анализа используются базовые математические модели для подбора простых кривых реакции с помощью теоретических выражений и для разложения сложных кривых на несколько более простых функций. Таким образом, частичное время пребывания, а также другие параметры могут быть определены для каждой функции. Математические модели также позволяют оценивать важные параметры, такие как проницаемость, пористость, насыщенность, и позволяют прогнозировать поведение неизвестных паттернов.

В конце, для более глубокого анализа можно использовать сложные математические модели, такие как числовые имитаторы, методом конечных элементов или моделирование. Большинство существующих симуляторов имеют варианты трассирующих устройств разной степени сложности. Не все симуляторы включают важные физические эффекты, такие как разделение, диспергирование и адсорбция. Моделирование — это инструмент для улучшения существующей модели коллектора; поэтому крайне важно иметь доступ к наилучшей доступной модели, чтобы обеспечить эффективную оптимизацию на основе данных о добыче индикаторов.

8) Определение остаточной нефтенасыщенности.

На каждом месторождении необходимо определить количество и расположение оставшейся нефти.

Если месторождение было затоплено, то коэффициент заводнения является критическим параметром. Испытания на остаточную нефть в обводненных скважинах на месторождении могут определить максимальную

эффективность вытеснения заводнения. Существенная разница между материальным балансом и измеренным может указывать на присутствие нефти в порах. Это будет означать, что части коллектора не контактировали с закачиваемой водой или не получали достаточного давления воды для добычи остаточной нефти.

Надежное измерение S_{or} одновременно определяет цель для увеличения нефтеотдачи (EOR) и позволяет оценить потенциальную обходную (подвижную) нефть на месторождении. Эта подвижная нефть является целью для повышения эффективности бурения с уплотнением или очистки от заводнения.

Поскольку S_{or} сильно варьируется в зависимости от типа пласта, свойств нефти, воды и других переменных, которые до конца не изучены (например, изменения смачиваемости, вызванные практикой заводнения), измерения остаточной нефтенасыщенности находятся в диапазоне от <10% до> 45%. Нет надежного способа предсказать S_{or} с приемлемой точностью для большинства коллекторов. Кроме того, измерить остаточную нефть непросто. Лабораторные заводнения керн, выполненные при смачиваемости отличной от естественной ненадежны.

Каротажные диаграммы могут давать вертикальные профили S_{or} при оптимальных условиях, но их результаты не являются точными. Модели коллектора всех типов требуют калибровки независимым методом, который дает либо количественное значение S_{or} в определенный момент, либо среднее значение S_{or} по некоторому слою. Керны под давлением или губчатые керны могут обеспечить эту калибровку, но требуют новой скважины и подвержены нарушениям насыщения, вызванным проникновением фильтрата бурового раствора.

Преимущество метода SWCT заключается в том, что он выталкивает индикаторы за пределы поврежденных областей вблизи ствола скважины в слои, которые, как известно, находятся в условиях остаточной нефти. Индикаторы идут туда, где вода контактирует с остаточной нефтью.

В тесте SWCT отобранный объем пласта достаточно велик, чтобы быть репрезентативным. Типичный тест быстро исследует сотни баррелей порового пространства в существующей обводненной скважине. Жидкости, содержащие индикатор, возвращаются в скважину без нарушения пласта, что позволяет проводить дальнейшие испытания.

ГЛАВА 2. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

2.1 ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

В работе рассматривается односкважинный индикаторный тест. Далее расчеты будут проводиться со следующими упрощениями:

- Одномерный случай распространения индикаторной жидкости в пласте;
- Скорость закачки жидкости постоянна;
- Скорость добычи жидкости постоянна;
- В расчетах так же не учитывается диффузионный процесс и химическая реакция во время закачивания и добычи жидкости;
- Будем считать, что все процессы в пласте, во время закрытия скважины, пришли в равновесие;
- Структура пласта по всей его площади однородна и его параметры постоянны и не изменяются с расстоянием и глубиной;
- Рассматривается линейная зависимость скорости диффузии растворенного вещества между нефтью и водой от концентраций;
- Для расчетов необходимые величины были приведены к безразмерному виду.

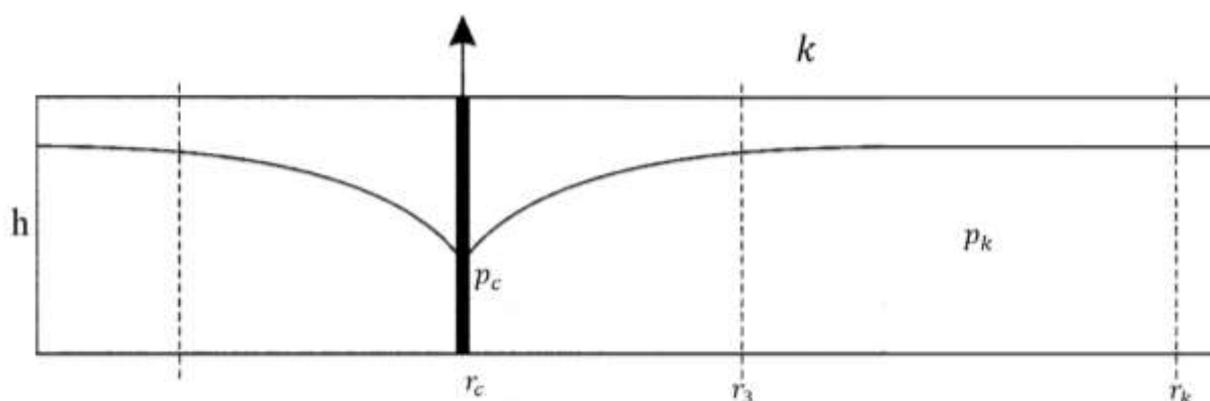
2.2 МОДЕЛЬ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СКИН-ЭФФЕКТА

Загрязнения могут появляться в процессе бурения, эксплуатации и капитального ремонта, так же в процессе перфорации.

Во время всего процесса скин-фактор будет учитываться только в процессе закачивания и выкачивания индикаторной жидкости.

Рассмотрим пласт, радиус скважины r_c , радиус контура питания r_k , радиус загрязнения r_3 , мощность пласта h , коэффициент проницаемости k , давление на скважине p_c и пластовое давление p_k .

Рис. 4. Схематический профиль коллектора



Изменение проницаемости в призабойной зоне может происходить по совершенно различным факторам. Для учета количества загрязнения в радиально-симметричном случае, необходимо получить формулу скин фактора, которое будет получено в виде ступенчатой функции A .

$$A = \begin{cases} A_0, & r_c < r < r_3 \\ 1, & r_3 < r < r_k \end{cases}$$

Для расчетов запишем Закон Дарси и уравнение неразрывности

$$w = -\frac{k}{\mu} \text{grad} p$$

$$\text{div}(\rho w) = 0$$

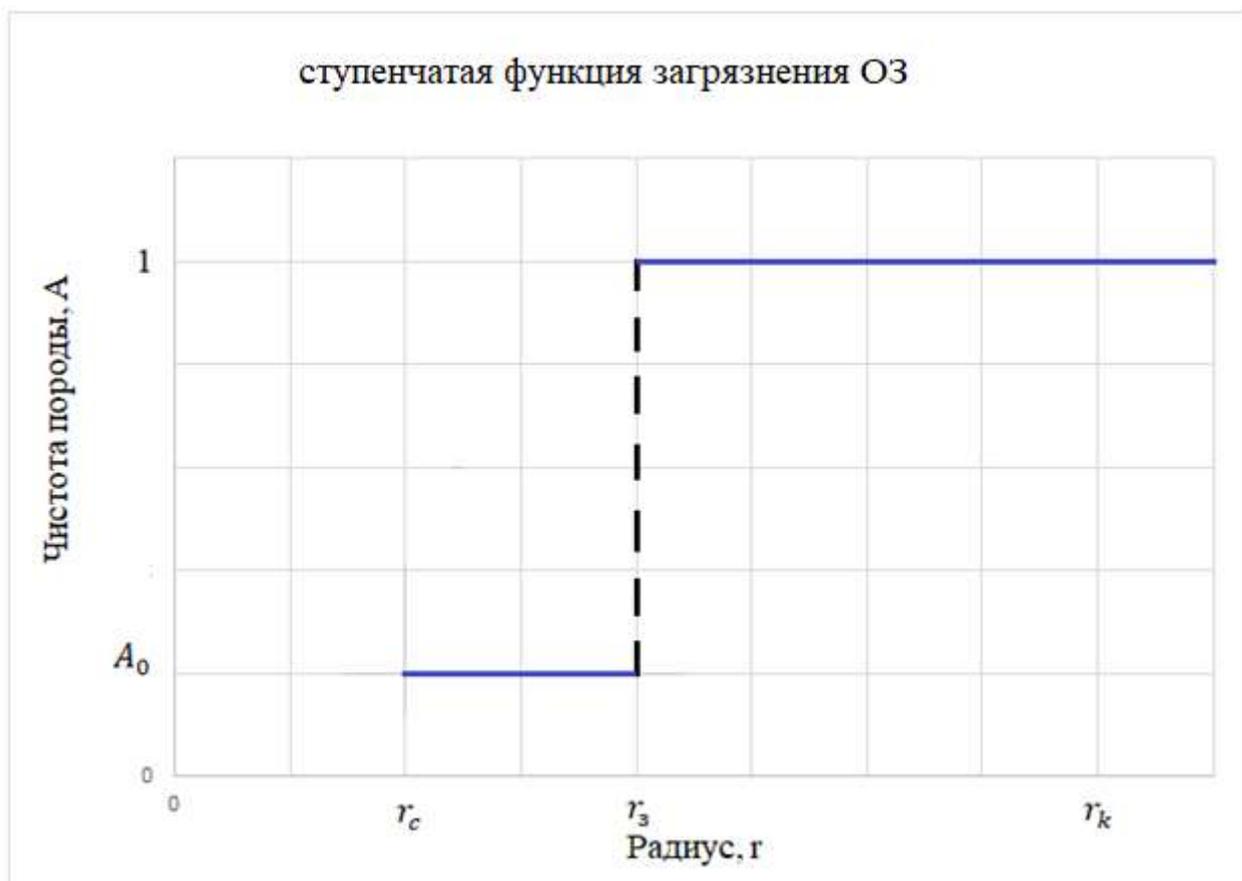


Рис 5. Распределение функции A

Граничные условия для такой функции будут:

$$p|_{r=r_k} = p_k, \quad p|_{r=r_c} = p_c, \quad p_{I(r=r_3)} = p_{II(r=r_3)}$$

Запишем систему уравнений

$$\begin{cases} \operatorname{div}(\rho w) = 0 \\ w = -\frac{k}{\mu} \operatorname{grad} p \end{cases}$$

Рассматривая задачу в радиально-симметричном случае, можем записать следующее выражение:

$$\frac{1}{r} \frac{d}{dr} \left(r \frac{dp}{dr} \right) = 0,$$

так как $r \in [r_c, r_k]$, т. е. $r \neq 0$, получим:

$$\frac{d}{dr} \left(r \frac{dp}{dr} \right) = 0 \tag{1}$$

Можно решить полученное уравнение аналитически, если A_0 непрерывна. Но в данном случае есть точка разрыва, для нее необходимо составить условие равенства потоков в этой точке. Предположим, что возможен разрыв в точке $r = r_3$.

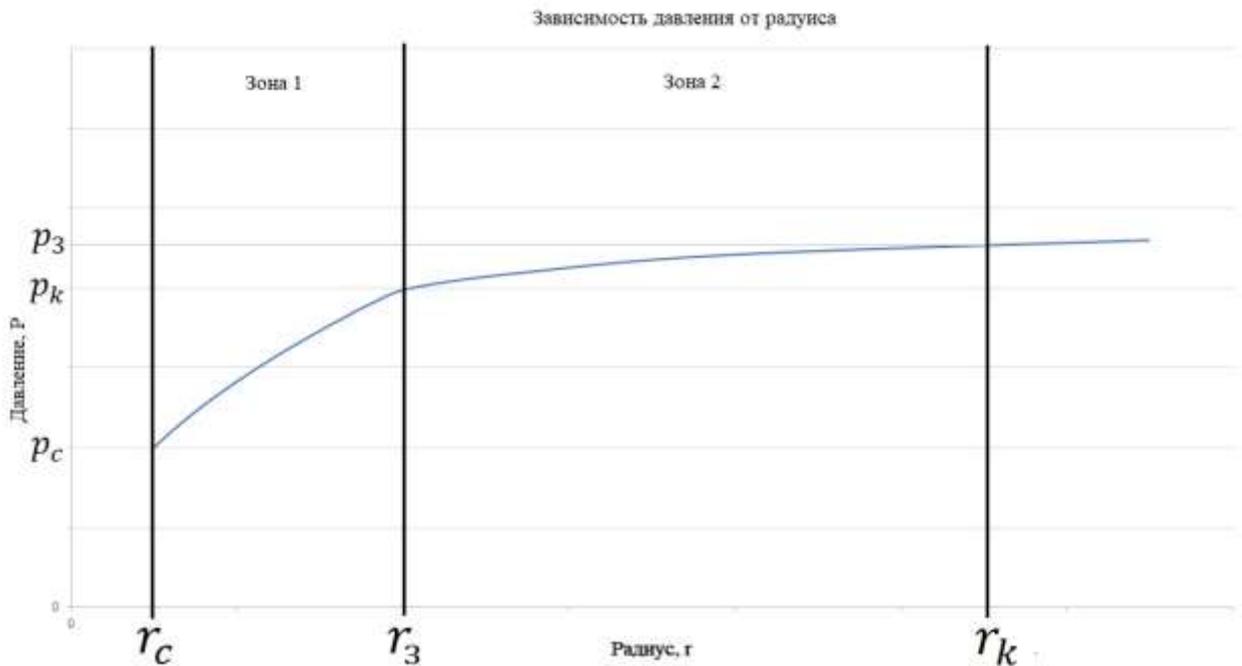


Рис 6. Зависимость давления от радиуса

Проинтегрировав уравнение (1), получим выражение для градиента давления

$$\frac{dp}{dr} = \frac{C_1}{r}$$

Продифференцировав, получаем выражение распределение давления

$$P = C_1 \ln r + C_2$$

Составим систему уравнений для распределения давления для каждой из зон:

$$\begin{cases} P_I = p_c + C_1 \ln \frac{r}{r_c}, & r \in [r_c, r_3) \\ P_{II} = p_k + C_3 \ln \frac{r}{r_k}, & r \in (r_c, r_3] \end{cases}$$

Для нахождения давления на границе раздела, давления на двух границах должны быть равны

$$P_I(r_3) = P_{II}(r_3)$$

Подставляем граничное условие в систему уравнений

$$p_c + C_1 \ln \frac{r_3}{r_c} = p_k + C_3 \ln \frac{r_3}{r_k}$$

Получаем выражение для константы

$$C_3 = \frac{p_c - p_k + C_1 \ln \frac{r_3}{r_c}}{\ln \frac{r_3}{r_k}} \quad (2)$$

$$P_{II} = p_k \frac{p_c - p_k + C_1 \ln \frac{r_3}{r_c}}{\ln \frac{r_3}{r_k}} \ln \frac{r}{r_k} = p_k + \frac{p_k - p_k}{\ln \frac{r_k}{r_3}} \ln \frac{r}{r_k} + C_1 \frac{\ln \frac{r_3}{r_c} \ln \frac{r}{r_k}}{\ln \frac{r_3}{r_k}}$$

В свою очередь степень загрязнения A_0 может быть выражена как отношение объема пор загрязненной зоны к объему пор чистой зоны.

$$A_0 = \frac{V_{\text{пор } z}}{V_{\text{пор } k}}$$

Согласно закону равенства потоков

$$Q_{\text{слева}} = Q_{\text{справа}}$$

Далее запишем формулу для дебита жидкости

$$Q = wF, \quad (3)$$

где Q – дебит жидкости,

F – площадь боковой поверхности цилиндра

Составим уравнение для равенства потоков используя формулу для дебита жидкости:

$$w_3 F_3 = w_k F_k, \quad (r = r_3) \quad (4)$$

Далее запишем скорость фильтрации

$$w = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dr}$$

Соответственно для каждой из зон скорость будет равна:

$$w_I = -\frac{k}{\mu} C_1 \frac{1}{r} \quad (5)$$

$$w_{II} = -\frac{k_0}{\mu} C_3 \frac{1}{r} \quad (6)$$

Подставляем выражения w_I и w_{II} в (4) формулу:

$$w_I(r_3)F_3 = w_{II}(r_3)F_k$$

Степень загрязнения может быть выражена, как отношение площади поперечного сечения пор в загрязненной зоне к площади поперечного сечения пор в чистой зоне пласта

$$A_0 = \frac{F_3}{F_k}, \quad r = r_3 \quad (7)$$

Подставив (7) в (4), получим

$$w_I(r_3)A_0 = w_{II}(r_3)$$

Перепишем это уравнение для граничных условий

$$kC_1 \frac{1}{r_3} A_0 = k_0 C_3 \frac{1}{r_3}$$

Получаем константу C_1 , равную

$$C_1 = \frac{C_3 k_0}{A_0 k} \quad (8)$$

Выразим константу C_1 из уравнений для дебита жидкости (3) и выражения для константы (8)

$$C_1 = \frac{p_k - p_c}{A_0 \ln \frac{r_k k}{r_3 k_0} + \ln \frac{r_3}{r_c}}$$

Так же найдем константу C_3 :

$$C_3 = \frac{p_k - p_c}{\ln \frac{r_c}{r_3} \frac{k_0}{k} + \ln \frac{r_k}{r_3}}$$

Подставив полученные константы, получаем выражения для распределения давления в обеих зонах:

$$\begin{cases} P_I = p_c + \frac{p_k - p_c}{A_0 \ln \frac{r_k k}{r_3 k_0} + \ln \frac{r_3}{r_c}} \ln \frac{r}{r_c} \\ P_{II} = p_k + \frac{p_k - p_c}{\ln \frac{r_c}{r_3} \frac{k_0}{k} + \ln \frac{r_k}{r_3}} \ln \frac{r}{r_k} \end{cases}$$

С учетом всех выражений, полученных выше, формула дебита будет следующая:

$$Q = 2\pi h \frac{k}{\mu} \frac{p_k - p_c}{A_0 \ln \frac{r_k}{r_3} \frac{k}{k_0} + \ln \frac{r_3}{r_c}}$$

Получив формулу для дебита жидкости, мы можем понять влияние скин-эффекта на дебит, чем выше значение скин-фактора, тем ниже будет получаться дебит жидкости.

$$S = \ln \frac{r_3}{r_k} \left(1 + \frac{A_0 k}{k_0}\right)$$

Учитываем в процессе трассерного исследования Закон Бернулли. Он устанавливает зависимость между скоростью стационарного потока жидкости и её давлением. В гидродинамике, принцип Бернулли утверждает, что увеличение скорости жидкости происходит одновременно с уменьшением статического давления или уменьшением потенциальной энергии жидкости.

$$\frac{\rho v^2}{2} + \rho g H + p = const,$$

Где ρ - плотность

v - скорость потока

g - ускорение свободного падения

H – глубина скважины

Запишем уравнение Бернулли для нашего случая, вводя упрощение, что скорость движущейся жидкости равна в каждой точке и постоянна

$$\rho g H + p_y = p_c,$$

Где p_y - давление на устье скважины

p_c - давление в скважине

Выразим давление на устье, оно нам понадобится позже в расчетах

$$p_y = p_c - \rho g H$$

Из формулы для дебита жидкости полученную ранее выразим давление в скважине

$$p_c = p_k - \frac{Q\mu(A_0 \ln \frac{r_k}{r_3} \frac{k}{k_0} + \ln \frac{r_3}{r_c})}{2\pi hk}$$

Анализирую полученное выражение. Видим прямо пропорциональную зависимость скин-фактора и устьевого давления. Учтем влияние гидростатического сопротивления. Подставим получившееся давление в скважине в формулу для давления на устье. Это и будет необходимая величина для закачивания жидкости в пласт.

$$p_y = p_k - \frac{Q\mu(A_0 \ln \frac{r_k}{r_3} \frac{k}{k_0} + \ln \frac{r_3}{r_c})}{2\pi hk} - \rho gH$$

Полученное выражение соответствует давлению для добычи флюида. Для закачивания жидкости в пласт необходимо пробить сопротивление скин-фактора, соответственно у скважины должно быть давление больше, чем в пласте, чтобы пробить скин-эффект.

$$p_y = p_k + \frac{Q\mu(A_0 \ln \frac{r_k}{r_3} \frac{k}{k_0} + \ln \frac{r_3}{r_c})}{2\pi hk} - \rho gH \quad (9)$$

Полученную формулу будем использовать в 3 главе для расчета давления на устье скважины.

Для получения скорости индикаторной жидкости, которая движется в пласте, введем упрощение. В расчетах будем подразумевать, что химическая реакция в процессе движения не происходит, а начинается только в момент закрытия скважины и установления равновесного режима. Изначально мы имеем один индикатор, который впрыскивается в пласт и движется вместе с водой. Этот первоначальный индикатор пока движется до своей конечной точки проникает в нефть. Позже, в момент остановки и распределения первоначального индикатора в нефтяной фазе, все что осталось от него начинает реагировать с водой. В результате этой химической реакции получается второй индикатор.

Объемный расход определяется по формуле:

$$Q = v * S,$$

где Q — объемный расход;

v — скорость потока;

S — площадь поперечного сечения

Запишем площадь поперечного сечения, как продуктивность пласта

$$S = h * L,$$

где

h — мощность пласта

L — длина

Объединив эти формулы, выразим скорость движения для 2 случаев

$$v_1 = \frac{Q_1}{hL}$$

$$v_2 = \frac{Q_2}{hL}$$

Используя полученные формулы есть возможность рассчитать скорость для двух веществ.

2.3 МОДЕЛЬ ДЛЯ РАСЧЕТА ОСТАТОЧНОЙ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ

Коэффициент разделения индикаторов между водной и нефтяной фазой считается основной характеристикой, которая помогает найти остаточную нефтенасыщенность. Этот коэффициент определяется при условии равновесия:

$$K_d = \frac{C_o}{C_w},$$

где C_o - концентрация трассера в нефтяной фазе; C_w - концентрация трассера в водной фазе.

Коэффициент распределения K_d , представляет собой отношение концентраций индикаторов между двумя фазами при условии равновесия. Значение коэффициента распределения будет разным в зависимости от температуры и обычно соответствует следующему уравнению:

$$K_d = \frac{\Delta T(1 - S_o)}{S_o T_{ideal}},$$

где ΔT - разность температур между фазами;

Разные индикаторы имеют отличные друг от друга коэффициенты разделения, так же они будут иметь разные скорости. Такое разделение может быть математически описано с помощью формулы для остаточной нефти.

Рассчитать скорость одной молекулы в потоке жидкости можно с помощью следующей формулы:

$$\vec{v}_i = \vec{v}_w f_{wi} \quad (10)$$

В моменте, когда пластовая вода течет со скоростью \vec{v}_w , то S_{or} неподвижна. Часть времени, пока одна молекула индикаторной жидкости находится в воде равна f_{wi} . Если концентрация индикаторной жидкости между двумя фазами находится в равновесии, как это будет происходить, когда \vec{v}_w очень мало, то справедливо следующее уравнение:

$$\frac{1 - f_{wi}}{f_{wi}} = \beta_i$$

Во время закачивания первичный индикатор будет распределяться между фазами, что приводит к уменьшению скорости. Пик концентрации активного индикатора достигается в пласте через большее количество времени, чем пик концентрации пассивного индикатора, так как спирт растворим только в воде. После закрытия скважины произойдет химическая реакция, которая приведет к выравниванию количества молекул. Оставшийся непрореагировавший первичный индикатор снова будет оставаться в нефтяной фазе, а спирт будет двигаться с той же скоростью, что и вода. Разница между временем появления первого индикатора и второго индикатора покажет остаточную нефтенасыщенность на месторождении.

Когда в пласте больше нет нефти, или ее останется малое количество, трассеры без задержки в нефти будут одновременно приходить к устью скважины.

Для расчета остаточной нефтенасыщенности предполагаем, что объем пористой среды указан и индикатор находится в равновесии между фазами. Запаздывание индикаторной жидкости можно выразить как:

$$\beta_i = \frac{1 - f_{wi}}{f_{wi}} = \frac{K_i S_{or}}{1 - S_{or}} \quad (11)$$

$$S_{or} = \frac{\beta_i}{(\beta_i + K_i)}$$

где β_i (коэффициент запаздывания) - математическое соотношение, пропорциональное разнице во времени прибытия трассеров; K_i - лабораторно-измеренный коэффициент распределения, он определяется как равновесное отношение концентрации индикатора в 2 фазах:

$$K_i = \frac{(C_i)_{oil}}{(C_i)_{water}},$$

где $(C_i)_{oil}$ – концентрация трассера в нефтяной фазе;

$(C_i)_{water}$ – концентрация трассера в водной фазе.

С учетом всех полученных выше выражений, а именно из уравнения (10) и формулы (11) для коэффициента запаздывания, расчётная формула для скорости одной молекулы трассера примет вид:

$$\vec{v}_i = \frac{\vec{v}_w}{1 + \beta_i}$$

Меньший коэффициент запаздывания ведет к большей глубине исследования. С одной стороны, поскольку небольшое количество параметров не может замедлить замену этилацетата по сравнению с полученным этилом, невозможно использовать сложный состав индикаторной жидкости с очень низким коэффициентом гистерезиса. С другой стороны, чем больше число β_i , тем меньше глубина исследования. В результате использование эфира с β_i в оптимальном диапазоне ($0,5 < \beta_i < 1,5$) может быть очень важным для получения наилучших результатов. По этой причине значение коэффициента распределения должно находиться в диапазоне $(0,5 (1,0 - S_{or}) / S_{or} < K_i < 1,5 (1,0 - S_{or}) / S_{or})$. Принимая во внимание зависимость коэффициента распределения от температурного режима, содержания солей важно подобрать оптимальный состав жидкости для каждого пласта с целью точного определения остаточной нефтенасыщенности.

Для построения математической модели нам необходимо получить уравнение материального баланса.

Дифференциальное уравнение математического баланса показывает сохранение массы в дифференциальной форме на единицу массы.

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \text{div}(\vec{v}\rho(x, t)) = \sigma,$$

где σ – источник/сток, этот параметра характеризует интенсивность перехода массы из одной компоненты смеси в другую в единицу объема и в единицу времени в результате процессов смешения; ρ – плотность жидкости; \vec{v} -скорость движения жидкости.

$$\rho = \frac{M_{и}}{V},$$

где $M_{и}$ – масса индикаторной жидкости; V – общий объём.

С учетом предыдущей формулы запишем:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + v_0 \frac{\partial \rho}{\partial x} = \sigma$$

Можно записать: $\vec{v} = const = \vec{v}_0$, потому что скорость движения индикаторной жидкости и самого индикатора одинакова, учитывая, что нефть не движется то в нефтяной фазе скорость движения индикатора: $v_0 = 0$

$$\rho = \frac{M_{и}}{V} = \frac{M_{и} V_{п}}{V_{п} V} = \frac{M_{и} V_{и}}{V_{и} V_{п}} m = \rho_{и} C m$$

$$m = \frac{V_{п}}{V},$$

где m – пористость; $\rho_{и}$ – плотность индикаторной жидкости; $V_{п}$ – объём пор; $V_{и}$ – объём индикатора, растворенного в жидкости; C – объёмная концентрация индикатора в жидкости.

Перепишем уравнение материального баланса в новом виде, с учетом полученной формулы для плотности:

$$\frac{\partial(\rho_{и} C m)}{\partial t} + v_0 \frac{\partial(\rho_{и} C m)}{\partial x} = \sigma$$

Так как $\rho_{и}$ и m по нашим условиям постоянны и не меняются в пласте, перепишем уравнение материального баланса в новом виде:

$$\frac{\partial C}{\partial t} + v_0 \frac{\partial C}{\partial x} = \frac{\sigma}{\rho_{и} * m} = J,$$

где J – переток индикаторной жидкости из одной фазы в другую

Полученное выражение является общим. Распишем это выражение для нашего случая, первый индикатор содержится в воде и нефти, а второй индикатор только в воде.

$$\frac{\partial C_{1w}(x, t)}{\partial t} + v_0 \frac{\partial C_{1w}(x, t)}{\partial x} = J_{ow} \quad (12)$$

$$\frac{\partial C_{1o}(x, t)}{\partial t} = J_{wo} \quad (13)$$

$$\frac{\partial C_{2w}(x, t)}{\partial t} + v_0 \frac{\partial C_{2w}(x, t)}{\partial x} = 0, \quad (14)$$

где $C_{1w}(x, t)$ – концентрация первого вещества в водной фазе;

$C_{1o}(x, t)$ – концентрация первого вещества в нефтяной фазе;

C_{2w} – концентрация второго вещества в водной фазе.

Запишем выражение для перетоков индикаторной жидкости из разных фаз

$$J_{ow} + J_{wo} = 0 \rightarrow J_{ow} = -J_{wo},$$

где J_{ow} – переток из нефтяной фазы в водную фазу;

J_{wo} – переток из водной фазы в нефтяную.

Учитываем, что весь объём пор занимает вода либо нефть, необходимо найти поровый объём. Он находится как сумма обеих фаз.

$$V_p = V_{pw} + V_{po}$$

В дальнейшем решении будем делать следующее допущение: объём нефти и объём воды, находящийся в порах, будут равны. Между индикаторной жидкостью и водой больше не происходит химической реакции и диффузионного обмена.

$$V_w = V_o$$

Для записи отношения концентраций в условии равновесия используем равенство объёмов.

$$\frac{C_{1w}^*}{V_w} = \frac{C_{1o}^*}{V_o},$$

где C_{1w}^* – концентрация первого вещества в водной фазе; C_{1o}^* – концентрация первого вещества в нефтяной фазе.

Запишем отношение объёма занятых нефтью пор ко всему объёму пор, через него можно найти коэффициент остаточной нефти.

$$S_{or} = \frac{V_o}{V_p}$$

По такому же принципу найдем остаточную водонасыщенность.

$$S_w = \frac{V_w}{V_p}$$

С помощью полученных ранее формул можем записать отношение концентрации в условии равновесия через остаточную нефтенасыщенность и водонасыщенность

$$k \frac{C_{1w}^*}{S_w} = \frac{C_{1o}^*}{S_{or}},$$

где k – коэффициент распределения.

Уравнение для перетока жидкости из воды в нефть будет верно, когда условие равновесия нарушено так же скорость уже не равна нулю, а очень мала.

$$J_{ow} = j \left(\frac{C_{1o}}{S_{or}} - k \frac{C_{1w}}{S_w} \right),$$

где j – коэффициент диффузии растворенного вещества зависит от концентрации вещества в нефти и воде (будем считать, что он постоянный).

$$\frac{C_{1o}}{S_{or}} - k \frac{C_{1w}}{S_w} = 0 \rightarrow C_{1o} = \frac{S_{or}}{S_w} k C_{1w}$$

Подставляя уравнение для константы в уравнение (13)

$$\frac{\partial C_{1o}(x, t)}{\partial t} = \frac{S_{or}}{S_w} k C_{1w} = J_{wo}$$

С учетом всех полученных выше выражений, просуммируем уравнение выше с уравнением под номером (12)

$$\left(\frac{kS_{or}}{S_w} + 1 \right) \frac{\partial C_{1w}(x, t)}{\partial t} + v_0 \frac{\partial C_{1w}(x, t)}{\partial x} = 0$$

$$\frac{\partial C_{1w}(x, t)}{\partial t} + \frac{v_0}{\left(\frac{kS_{or}}{S_w} + 1 \right)} \frac{\partial C_{1w}(x, t)}{\partial x} = 0$$

Основываясь на полученном уравнении и сравнивая его с (12), можно сделать вывод, что скорость первого вещества замедляется из-за лишней суммы в знаменателе. Это связано с тем, что первое вещество растворимо как в водной фазе так и в нефтяной, а второе вещество растворяется только в водной фазе, поэтому замедление первого вещества напрямую зависит от количества нефти и его растворимости в нефтяной фазе.

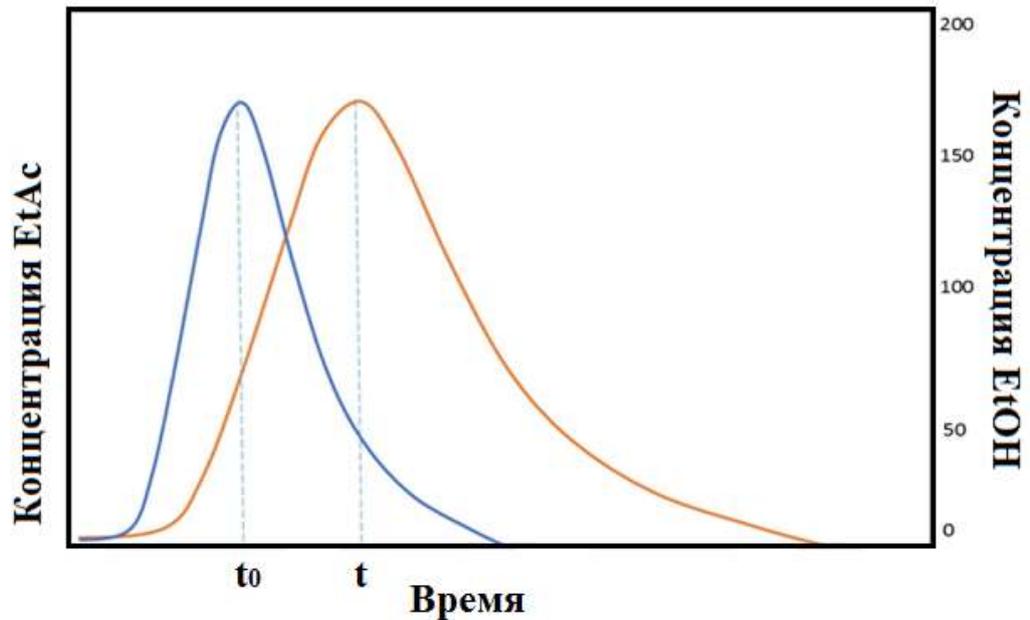


Рис 7. Зависимость концентрации индикаторной жидкости от полученного объёма.

Где:

$$t_0 = \frac{x_0}{v_0}$$

$$t = \frac{x_0}{v_0} \left(\frac{kS_{or}}{S_w} + 1 \right)$$

В этой работе рассматривается зависимость остаточной нефтенасыщенности от разницы между пиками прихода концентрации двух веществ, для этого вычтем из большего значения меньшее.

$$t - t_0 = \frac{x_0}{v_0} \frac{kS_{or}}{S_w}, \quad (15)$$

где v_0 — скорость выкачивания жидкости из пласта.

x_0 - положение максимума концентраций

Все жидкости в пласте можно разделить на нефть и воду, поскольку доля индикаторной жидкости очень мала. Следовательно, сумма остаточной нефтенасыщенности и остаточной водонасыщенности равна одному.

$$S_{or} + S_w = 1 \quad (16)$$

Подставляя формулу (16) в (15), получим

$$t - t_0 = \frac{x_0}{v_0} \frac{kS_{or}}{(1 - S_{or})}$$

Введем некоторый ряд обозначений, чтобы выразить S_{or}

$$t - t_0 = \Delta t$$

$$\Delta t \frac{kv_0}{x_0} = u$$

Перепишем уравнение с новыми переменными

$$u = \frac{S_{or}}{(1 - S_{or})}$$

Что бы найти остаточную нефтенасыщенность, проведем ряд преобразований

$$\frac{u}{(1 + u)} = S_{or}$$

Вернемся к прежним обозначениям.

$$S_{or} = \frac{\Delta t \frac{v_0}{kx_0}}{(1 + \Delta t \frac{v_0}{kx_0})} \quad (17)$$

Преобразуем полученное выражение

$$S_{or} = \frac{\Delta tv_0}{kx_0 + \Delta tv_0} \quad (18)$$

Упростим предыдущую формулу

$$\frac{a}{a + b} = 1 - \frac{b}{a + b}$$

По сравнению с полученной выше формулой, можно увидеть соответствие величин.

$$a = \Delta tv_0$$

$$b = kx_0$$

С помощью этого упрощения запишем формулу (18) в новом виде.

$$S_{or} = 1 - \frac{kx_0}{kx_0 + \Delta tv_0}$$

Для построения графика необходимо получившееся выражение привести к виду:

$$y = 1 - \frac{1}{zx + 1}$$

Проведем необходимые математические операции.

$$S_{or} = 1 - \frac{1}{1 + \frac{\Delta t v_0}{kx_0}}$$

На основе полученной формулы построим теоретический график разницы между остаточной нефтенасыщенностью и максимальной концентрацией вещества.

Для расчетов нам необходимо знать такие параметры как: $\Delta t, k, v_0, x_0$

Разницу между пиками концентрации представим в виде

$$\Delta t = \tilde{t} \tau,$$

где τ – время, затраченное на вытеснение одной пробирки; \tilde{t} – переменная, равная разнице между максимумами концентраций измеренная в пробирках.

Так как v_0 — скорость, с которой жидкость перекачивается из пласта, тогда мы можем сказать, что она равна отношению произведения объема пробирки, потраченного на пробирку, и площади, вытесняемой в пробирке, умноженной на затраченное время.

$$v_0 = \frac{V_{\text{п}}}{S\tau}$$

А x_0 - положение максимума концентрации, то оно равно половина длины, что в свою очередь равно отношению половины порового объема на площадь.

$$x_0 = \frac{1}{2} \frac{P}{S}$$

Полученные выражения подставим в исходное уравнение и упростим

$$S_{or} = 1 - \frac{1}{1 + \frac{\tau \tilde{t} \frac{V_{II}}{S\tau}}{\frac{1}{kP} \frac{2}{S}}} = 1 - \frac{1}{1 + \frac{\tau \tilde{t} \frac{V_{II}}{S\tau}}{\frac{1}{kP} \frac{2}{S}}} = 1 - \frac{1}{1 + \frac{2\tilde{t}V_{II}}{kP}} \quad (19)$$

Упростим вид формулы для остаточной нефтенасыщенности, для этого введем обозначение

$$\frac{x_0}{v_0} = t_{1max}$$

Это соотношение указывает на то, что отношение места максимальной концентрации к скорости откачки жидкости из пласта равно максимальному приходу концентрации первого вещества. Запишем получившееся выражение.

$$S_{or} = \frac{\frac{\Delta t}{t_{1max}}}{k + \frac{\Delta t}{t_{1max}}} \quad (20)$$

В 3 главе для практических расчётов остаточной нефтенасыщенности буду использованы формулы (19) и (20).

2.4 ДИФФУЗИОННЫЙ ПЕРЕНОС В ОБЩЕМ ВИДЕ

В этом пункте будет рассматриваться только процесс закачивания. Диффузия будет учитываться общая, а не отдельно для 2 веществ. Так же учитываем только в процессе движения в пласт, движение трассера по скважине не учитываем, соответственно задаем такие граничные условия, что процесс диффузии в скважине не проходил. По ходу движения жидкости с трассером в пласте, индикаторная жидкость будет проникать в нефть, и концентрация индикатора в нефти будет увеличиваться, но больше всего концентрация трассера будет находиться около скважины.

Запишем уравнения (12) и (13) для рассматриваемого случая:

$$\frac{\partial C_w(x, t)}{\partial t} + v_0 \frac{\partial C_w(x, t)}{\partial x} = J_{ow}$$
$$\frac{\partial C_o(x, t)}{\partial t} = J_{wo}$$

Нефть в пласте не подвижна, мы можем записать следующее выражение

$$J_{ow} = -J_{wo}$$

Важно учесть количество нефти и количество воды, для того чтобы посчитать какое количество трассера перешло в нефть, а сколько осталось в воде. Для этого запишем уравнение для перетока жидкости

$$J_{ow} = j \left(\frac{C_o}{S_{or}} - k \frac{C_w}{S_w} \right)$$

Граничные условия для этой задачи будут следующими:

В начальный момент времени, то есть в начале закачивания, концентрация трассера в нефти и воде одинакова в любой точке и равна нулю

$$C_w(x, 0) = C_o(x, 0) = 0$$

Когда трассер уже закачан в пласт, граничное условие по времени будет выглядеть следующим образом:

$$C_w(0, t) = C_\tau$$

А идущий фронт воды будет иметь концентрацию равную нулю, потому что пока не произошло распределение

$$C_w(0, t) = 0$$

С такими граничными условиями будем далее находить необходимые величины.

А во время выкачивания будет происходить процесс обратной диффузии. Первый трассер будет стараться сохранить равную концентрацию. В то время как второй трассер, без задержки в нефти, движется с выкачиваемой жидкостью, водой. По этой причине происходит задержка пика концентрации первого трассера.

ГЛАВА 3. ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ МОДЕЛИ

3.1 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ С ПОМОЩЬЮ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Дополнительно для исследования породы могут использовать лабораторные методы. Лабораторное испытание схож с пластовым, происходят схожие этапы, как на полевом исследовании. Из пласта берут часть керна. Эту часть добавляют в небольшую трубку, используют заводнение и потом трассерное исследование. Это происходит во много раз быстрее чем в полевых условиях, но менее информативнее, потому что нельзя в точности повторить пластовые условия. Далее трубку кладут в специальный шкаф, в нем создаются условия приближенные к пластовым, на несколько дней. После вытесняют трассер водой, берут пробы и их анализируют на остаточную нефть.

После исследования в пластовых условиях, полученную жидкость анализируют в лаборатории. Химики, проводящие трассерное исследование в лабораторных условиях, время учитывают в пробирках. Разделения по фазам в пробирках происходит из-за разной плотности веществ. В них проще отследить количество трассера, воды и нефти.

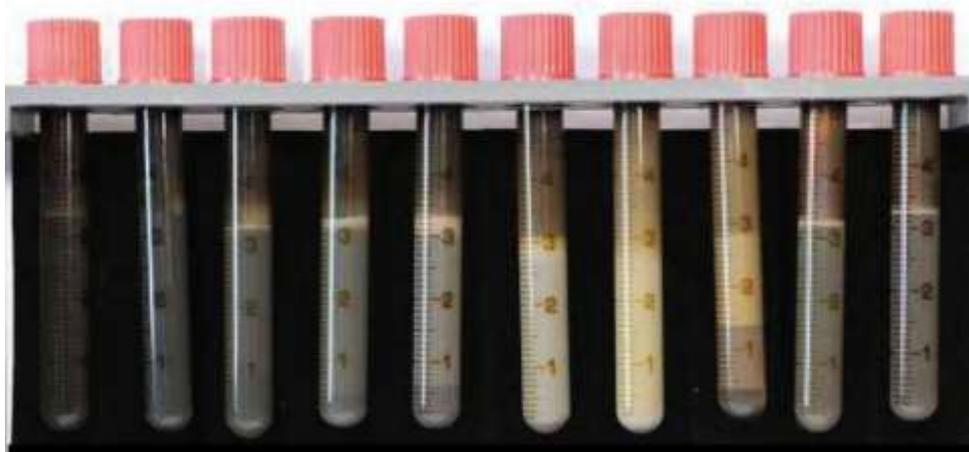


Рис 8. Результаты трассерного исследования в лабораторных условиях полученный в пробирках.

Например, одна пробирка набирается за 1 минуту, то есть 15 пробирок, это 15 минут. Далее на графике отсчет идет по координатам не концентрации и времени, а концентрации и количеству пробирок.

Для проверки полученных результатов в теоретической части, необходимо их сверить с экспериментальными данными. Для этого были взяты концентрации этанола и этилового спирта, из графиков возьмем значения Δt и t_{1max} . Расчеты производятся для месторождения Н. Перейдем от полученного объема к количеству пробирок, полученных при лабораторном исследовании.

- объем пробирки $V_{п} = 100\text{мкЛ}$;
- поровый объём $P = 2\text{мл}$
- коэффициент распределения возьмем значение $k = 3.8$.

Подставляя эти значения в полученную формулу (19) и установим зависимость остаточной нефтенасыщенности от разности пиков концентрации, измеренной в количестве пробирок.

$$S_{or} = 1 - \frac{1}{1 + 0,26\tilde{t}}$$

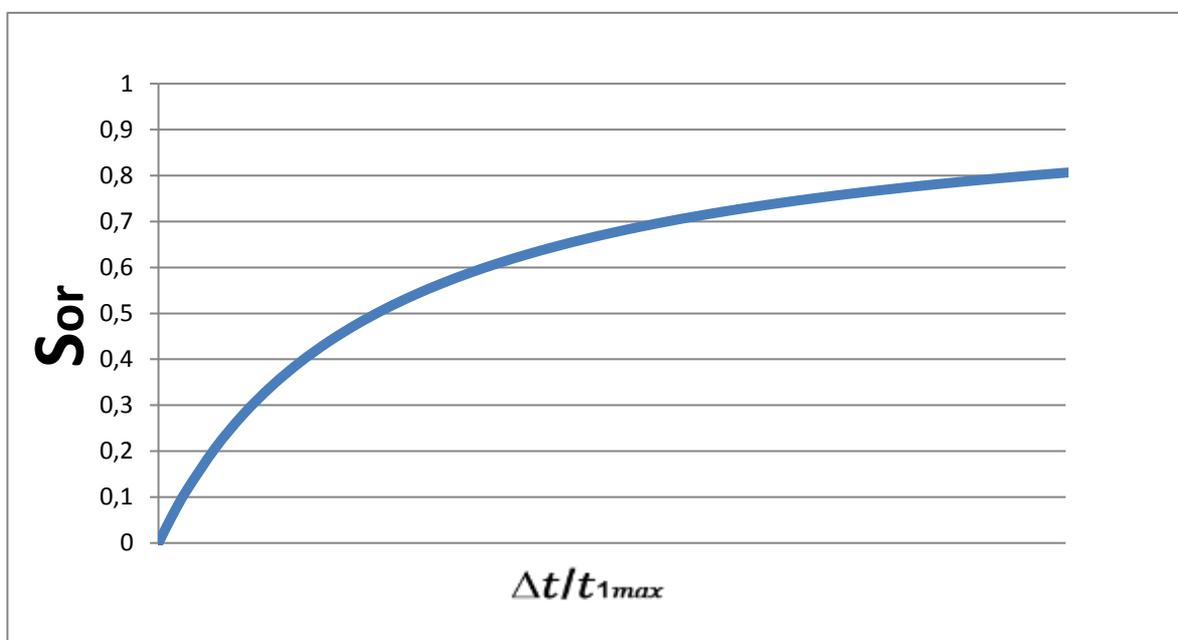


Рис 9. Зависимость остаточной нефтенасыщенности от величины $\frac{\Delta t}{t_{1max}}$

Между двумя значениями была установлена нелинейная зависимость, которую можно наблюдать на Рисунке 9. Из полученного графика сделаем

вывод, чем больше разница между достижением максимальной концентрации, тем больше нефти остается в пласте.

Ниже приведены графики трассерного исследования до применения ПАВ композиции. С помощью использования их в пласте, либо в лабораторных условиях можем наблюдать распределения концентрация веществ в зависимости от количества нефти, находящейся в пласте.

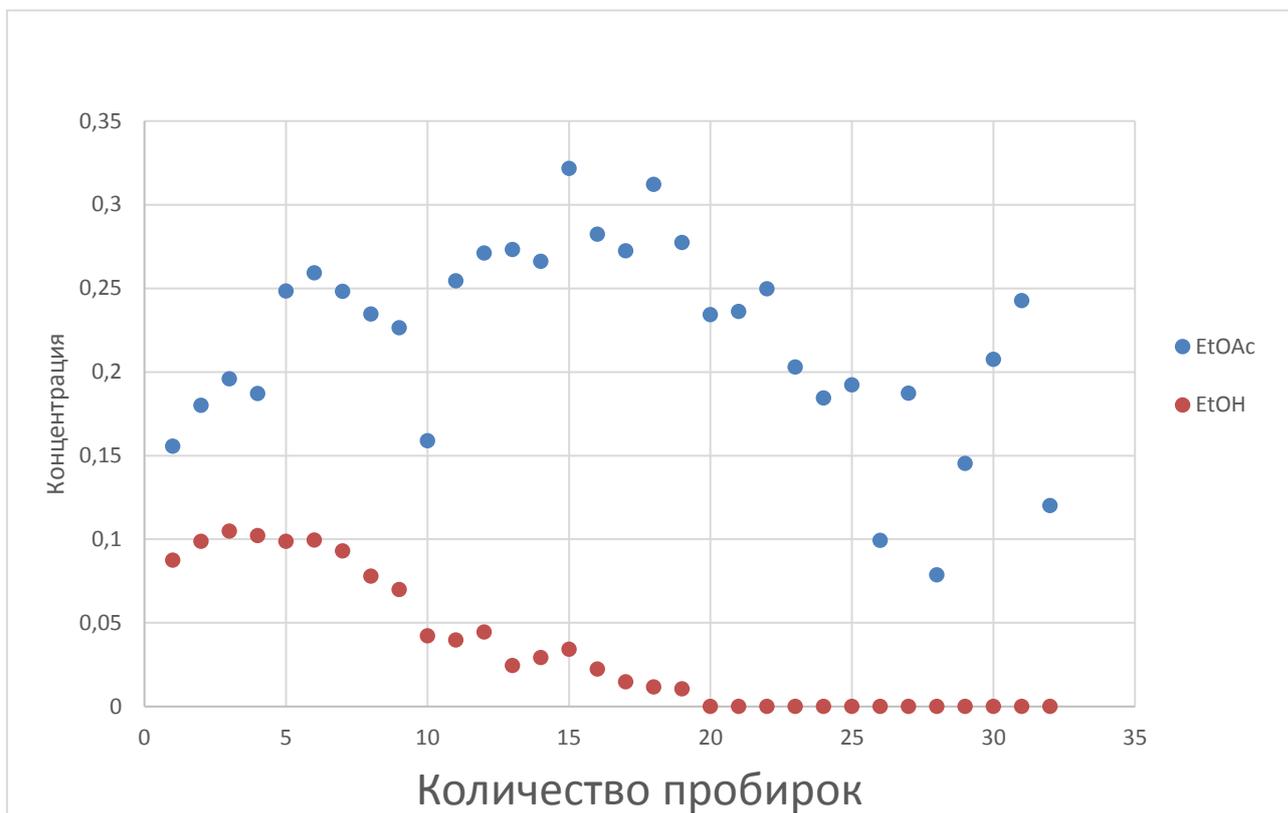


Рис 10. Распределение концентраций веществ до применения ПАВ

Пик концентрации первого вещества пришел на 15 пробирку, а максимум концентрации второго вещества на 3.

Используя формулу (20) найдем значения остаточной нефтенасыщенности по результатам лабораторных данных.

$$S_{or} = \frac{\frac{\Delta t}{t_{1max}}}{k + \frac{\Delta t}{t_{1max}}} = 0,17$$

На следующем графике изображена зависимость остаточной нефтенасыщенности от количества пробирок, проведенному после применения

ПАВ. Разница между максимумами концентраций уменьшилась до 3 пробирок, а максимум первого вещества пришел на 12 пробирке.

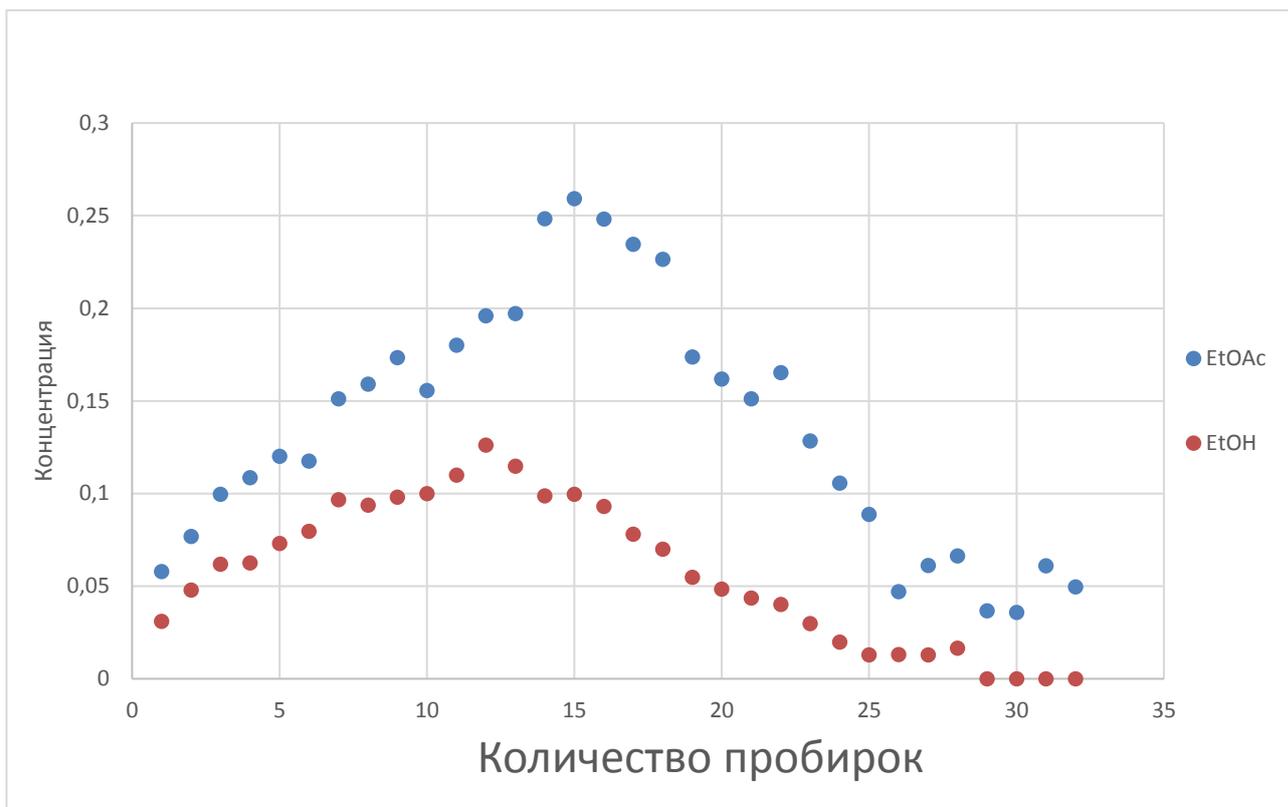


Рис 11. Распределение концентраций веществ после применения ПАВ.

$$S_{or} = \frac{\frac{\Delta t}{t_{1max}}}{k + \frac{\Delta t}{t_{1max}}} = 0,05$$

Полученная формулы была проверена на лабораторных данных и показывает свою эффективность в определении количества остаточной нефтенасыщенности.

3.2 РАСЧЕТ СКИН-ФАКТОРА

Для данного случая возьмем отношение коэффициента проницаемости в двух зонах равному единице, так же функцию A_0 будем считать равной единице.

Входные параметры	Значение
Пластовое давление (МПа) p_k	23
Радиус контура питания (м) r_k	200
Радиус скважины (м) r_c	0,1
Мощность пласта (м) h	20
Коэффициент проницаемости (мкм ²) k	0,01
Вязкость воды (мПа*с)	1
Дебит (м ³ /сут) Q	80
Радиус загрязнения (м) r_3 ,	1
Глубина скважины, (м) H	2010

Таблица 1. Параметры для расчета скин-эффекта.

Тогда формула (9) полученная во 2 главе примет вид:

$$p_y = p_k + \frac{Q\mu(\ln \frac{r_k}{r_3} + \ln \frac{r_3}{r_c})}{2\pi hk} - \rho g H$$

Переведем все величины в систему СИ и произведем расчет.

$$p_y = 8,56 \text{ МПа}$$

Полученное значение соответствует давлению на устье для закачивания жидкости в пласт с учетом скин-эффекта.

3.3 ЧИСЛЕННАЯ МОДЕЛЬ ДЛЯ ДИФФУЗИИ

Для построения зависимости необходимо привести величины к безразмерному виду. Все время закачки обозначим за единицу. Так же за единицу будем брать скорость закачки, все расстояние, которое проходит передний фронт трассера и первоначальную концентрацию трассера в воде.

Скорость в новых обозначениях будет выглядеть как отношение скорости переменная к скорости потока трассерной жидкости при выкачивании.

$$\bar{v} = \frac{v}{v_0}$$

Расстояние можем представить как расстояние к отношению длина, на которое проходит трассер.

$$\bar{x} = \frac{x}{L}$$

Время представим, как текущее время, деленное на время, за которое закачивается индикаторная жидкость.

$$\bar{t} = \frac{t}{T}$$

В свою очередь время закачивания жидкости будет равно отношению общего расстояния, на которое проходит трассер к скорости его закачивания.

$$T = \frac{L}{v_0}$$

Запишем концентрации индикаторов в двух фазах в безразмерном виде. Где в знаменателе максимальная концентрация индикатора в водной фазе.

$$\bar{C}_w = \frac{C_w}{C_{w\max}}$$

$$\bar{C}_o = \frac{C_o}{C_{w\max}}$$

Все используемые в дальнейшем величины являются безразмерными и сохраняется объемы жидкости, то есть какой количество жидкости закачали в пласт, такое же количество выкачиваем.

Запишем уравнения для перетока жидкости из нефти в воду в новых обозначениях. Все величины с чертой являются безразмерными.

$$\frac{\partial \bar{C}_w}{\partial t} + \frac{\partial \bar{C}_o}{\partial x} = \bar{J}_{ow}(\bar{C}_o, \bar{C}_w)$$

$$\frac{\partial \bar{C}_o}{\partial t} = \bar{J}_{wo}(\bar{C}_w, \bar{C}_o)$$

Так же сохраняется объем в новых обозначениях перетока жидкости из нефти и воду и обратно.

$$\bar{J}_{ow}(\bar{C}_o, \bar{C}_w) = -\bar{J}_{wo}(\bar{C}_w, \bar{C}_o)$$

Поток из нефти в воду с новыми безразмерными величинами будет рассчитываться по следующей формуле. Коэффициент k показывает количество максимальной концентрации в каждой фазе, при условии одинакового количества воды и нефти.

$$\bar{J}_{ow} = jT \left(\frac{\bar{C}_o}{S_{or}} - k \frac{\bar{C}_w}{S_w} \right) = \frac{jT}{S_{or}} \left(\bar{C}_o - k \frac{S_{or}}{S_w} \bar{C}_w \right)$$

Введем коэффициент β . Он показывает баланс трассера в двух средах. Если максимум в воде 1, то в нефти будет β на единицу объема. Коэффициент α показывает скорость перехода трассера из одной среды в другую.

$$\alpha = \frac{jT}{S_{or}}$$

$$\beta = k \frac{S_{or}}{S_w}$$

Запишем формулу для потока с новыми безразмерными величинами.

$$\bar{J}_{ow} = \alpha(\bar{C}_o - \beta \bar{C}_w) = -\bar{J}_{wo}$$

Для построения графиков зависимости необходимо обозначит величины в шагах по концентрации и времени.

$$(\bar{C}_w)_{ij}, (\bar{C}_o)_{ij},$$

где i – индекс по времени ($i = 0..20$);

j – индекс по координате ($j = 0..20$).

Шаги по времени и координате будут следующими:

$$\Delta t = \frac{1}{20} = 0,05; \Delta x = \frac{1}{20} = 0,05$$

Запишем граничные условия для концентрации индикатора в воде

$$(\bar{C}_w)_{i0} = \begin{cases} 1 & (i = 0..12) \\ 0 & (i = 13..20) \end{cases}$$

Так как в начальный момент времени трассер еще не начал взаимодействовать с водой и нефтью, то концентрация в этих фазах будет равна 0. Запишем начальное условие.

$$(\bar{C}_w)_{0i} = (\bar{C}_o)_{0i} = 0 \quad (i = 0..12)$$

Численная схема, по которой построены графики выглядит следующим образом:

$$\begin{aligned} (\bar{C}_w)_{ij} &= (\bar{C}_w)_{i+1,j-1} + \bar{J}_{ow}((\bar{C}_o)_{ij}, (\bar{C}_w)_{i,j-1}) \\ (\bar{C}_o)_{ij} &= (\bar{C}_o)_{i-1,j} + \bar{J}_{wo}((\bar{C}_w)_{i+1,j-1}, (\bar{C}_o)_{i-1,j}) \end{aligned}$$

Входные параметры	Значение
Коэффициент разделения	3
Время закачивания (час)	24
Реагирующий объем трассера (м3)	20
Реагирующая концентрация индикатора (мг/м3)	19111
Объем всей жидкости (м3)	180
Время закрытия (час)	72
Скорость закачивания (м3/час)	5,13
Производительность (м3/час)	3,9

Таблица 2. Параметры для расчета численной модели.

Ниже приведен график распределения трассера после прекращения закачки и остановки трассера. В момент, когда начнется распределение молекул по фазам и химическая реакция индикатора. Для его построения необходимо знать численное значение коэффициентов α, β . Так как для нахождения самих коэффициентов необходимо знать следующие величины

S_{or}, S_w, j, T, k . Но при расчетах были использованы средние значения для этих коэффициентов $\alpha = 0,25, \beta = 0,4$.

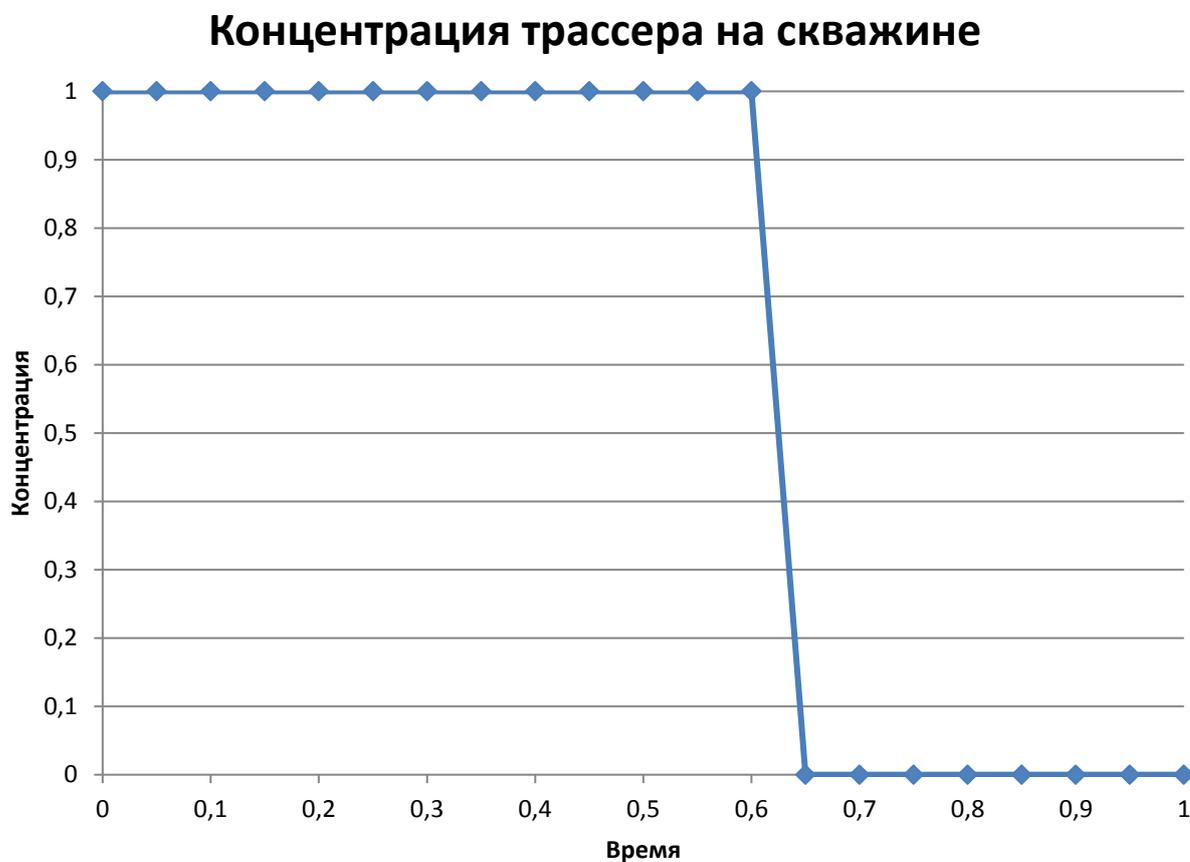


Рис 12. Распределение концентрации после остановки закачивания

На следующем графике отслеживается процесс распределения концентрации со временем. Учитывается только содержание индикатора в воде.

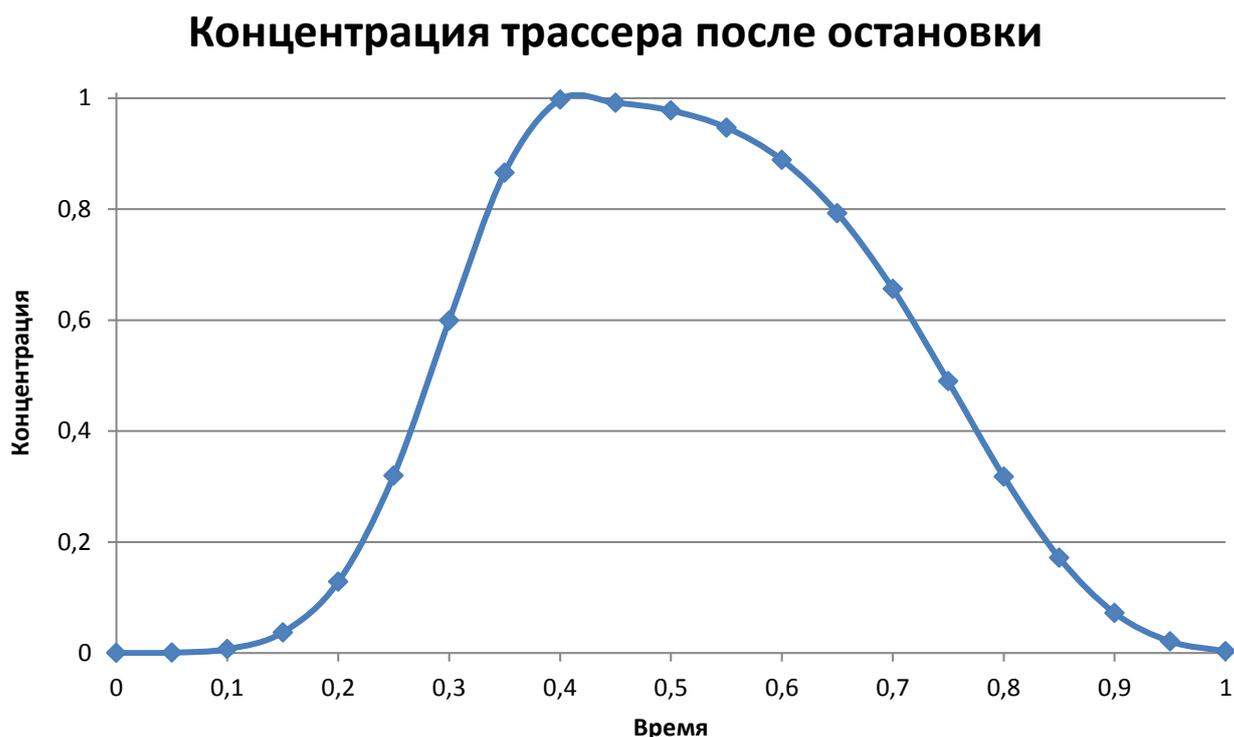


Рис 13. Распределение концентрации трассера во времени

Рассмотрим график зависимости концентрации трассера в нефти со временем. В дальней части время равно нулю. Показано, как концентрация увеличивается, когда трассер идет с водой. В следующем этапе, когда идет чистая вода, трассер начинает возвращаться из нефти в воду. Получается, что концентрация в нефти уменьшается, а в воде увеличивается. Поэтому такое распределение похоже на волну. По оси ординат значение максимальное 0,4 это объясняется тем, что часть индикатора уже начала химическую реакцию с водой с появлением вторичного индикатора, который не проникает в нефть.

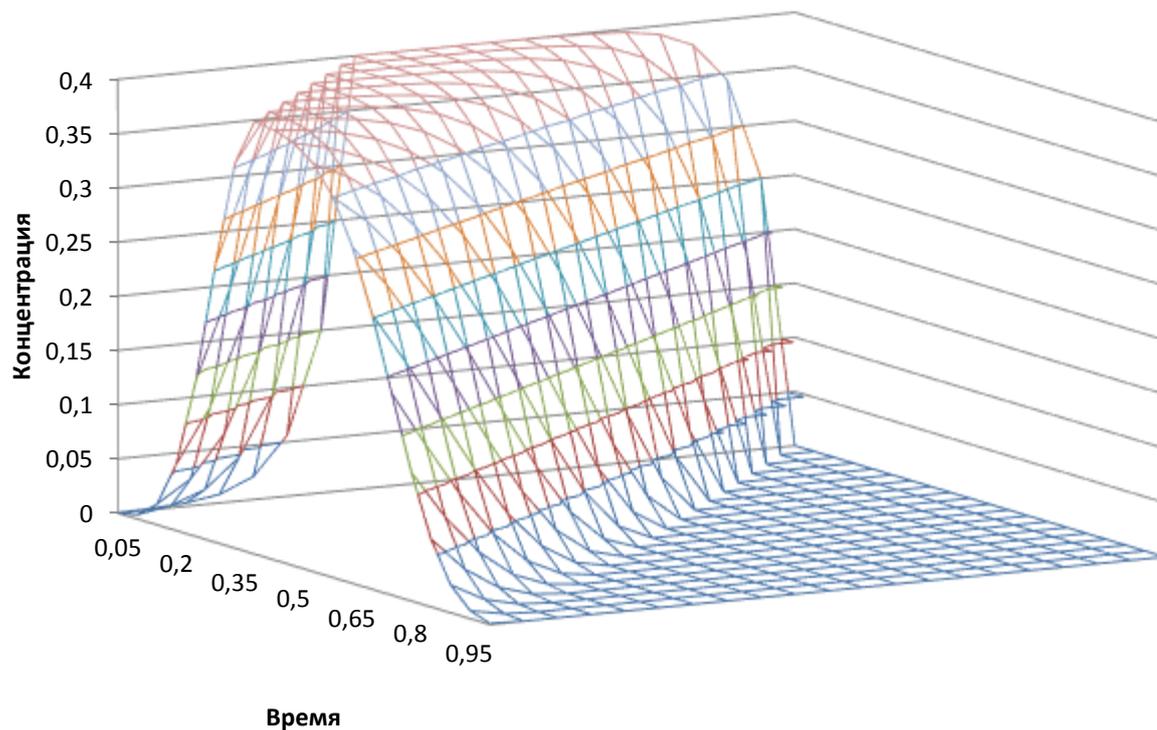


Рис 14. Зависимости концентрации трассера в нефти со временем

Модель всех этапов трассерного исследования выстроена, с учетом упрощений. В построении был учтен скин-фактор, диффузия и движение потока жидкости.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Подводя итог проведенной работы, можно выделить следующие основные полученные результаты.

1. Построена модель трассерного исследования с учетом загрязнения в около скважинной зоне;
2. Построена математическая модель течения индикаторной жидкости, учитывающей диффузионный перенос;
3. Построена модель расчета остаточной нефтенасыщенности в зависимости от разницы прихода максимумов концентраций веществ.

Цель достигнута, получена модель трассерного исследования для односкважинного случая.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. E. Ali, C. Chatzichristos, T. Aurdal, J. Muller, Tracer Simulation to Improve the Reservoir Model in the Snorre Field. SPE 64796, 2000.
2. Emad W. Al-Shalabi, Petroleum Institute; Haishan Luo, Mojdeh Delshad, and Kamy Sepehrnoori, University of Texas at Austin. Single-Well Chemical-Tracer Modeling of Low-Salinity-Water Injection in Carbonates. SPE - 173994. 2016
3. S. K. Godunov, Finite-Difference Method for Computing Discontinuous Solutions to Fluid Dynamics Equations. Math. Sbornik, 47 (3), PP. 271–306, 1959
4. Modiu L. Sanni, Dr. Mohammed A. Al-Abbad, Dr. Sunil L. Kokal, Dr. Øyvind Dugstad, Sven K. Hartvig and Dr. Olaf Huseby. Pushing the Envelope of Residual Oil Measurement: A Field Case Study of a New Class of Interwell Chemical Tracers. Winter 2016 Saudi Aramco Journal Of Technology.
5. Mohammed AlAbbad, Senthilmurugan Balasubramanian, Modiu Sanni, Sunil Kokal, Ibrahim Zefzafy, Frederick Adam, and Adnan AlHajji, Saudi Aramco. Single-Well Chemical Tracer Test for Residual Oil Measurement: Field Trial and Case Study. SPE-182811-MS. 2016
6. R. Khaledialidusti, and J. Kleppe, Norwegian University of Science & Tech; K. Skrettingland, Statoil. Numerical Interpretation of Single Well Chemical Tracer (SWCT) Tests to Determine Residual Oil Saturation in Snorre Reservoir. SPE-174378-MS. 2015
7. Sato K., Abbazadeh-Dehghani M. Tracer flow and pressure /performance of reservoirs containing distributed thin bodies SPE 28444. 1996;
8. Wheellet V.J., Parsons T.V., Durham B. The application of radioactive tracers to oil reservoir waterflood studies SPE 13985. 1985;
9. РД 39-014-7428-235-89. Методическое руководство по технологии проведения индикаторных исследований и интерпретации их результатов для регулирования и контроля процесса заводнения нефтяных

залежей / Соколовский Э.В., Чижов С.И., Тренчиков Ю.И. и др. – Грозный: СевКавНИПИнефть, 1989. – 79 с.

10. 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;

11. Амикс Д. Физика нефтяного пласта / Д. Амикс, Д. Басе, Р. Уайтинг. -М.: Гостоптехиздат, 1962. - 657 с.

12. Е.А. Андаева — ассистент (Альметьевский государственный нефтяной институт), Л.С. Сидоров — главный специалист, канд. техн. наук (ООО УК «Шешмаойл»): Практический опыт применения скин-фактора для анализа работы скважин, 2013.

13. Букин И.И. Контроль за перемещением нагнетаемых в пласт жидкостей индикаторами радикального типа. Нефтяное хозяйство/ 1981. 10;

14. К. Е. Закревский, Д. М. Майсюк, В. Р. Сыртланов, Оценка качества 3D моделей. М.: ООО «ИПЦ Маска», 2008.

15. М. Ю. Заславский, П. Ю. Томин, О моделировании процессов многофазной фильтрации в трещиноватых средах в применении к задачам адаптации модели месторождения. Препринт ИПМ № 45, Москва, 2010.

16. Кабо В.Л., Румянцева Е.А., Назарова А.К., Акимов Н.И., Житкова М.В; Индикаторные исследования нефтеносных пластов локосовского и покамасовского* месторождений 1Ш1«Лангепаснефтегаз» Интервал. 2000; №9;

17. Калинин В.Ф. Методическое руководство по определению скин-эффекта призабойной зоны пласта при заканчивании скважин, 2001.

18. Конев Д.А. Исследование нефтяных пластов с помощью индикаторного метода // Современные наукоемкие технологии. – 2014. – № 7-2. – С. 23-26;

19. Коробейникова Т. В., Дударик П. П., Маркелов В. Б., Куприянов Ю. Д. Индикаторные исследования как метод выявления техногенной трещиноватости, влияющей на процесс равномерного заводнения пласта, на примере одного из месторождений Нижневартовского свода // Молодой ученый. — 2017. — №39. — С. 14-17.
20. А. Г. Куликовский, Н. В. Погорелов, А. Ю. Семенов, Математические вопросы численного решения гиперболических уравнений и систем. М.: Физматлит, 2001.
21. Кутепов А.М. Общая химическая технология: Учебник для вузов / А.М.Кутепов, Т.И.Бондарева, М.Г.Беренгартен.- 3-е изд., перераб.- М.: ИКЦ «Академ-книга», 2003
22. Л.Г. Лойцянский. Механика жидкости и газа. – М.: Дрофа, 2003, 840 с.
23. Н. А. Марченко, А. Х. Пергамент, С. Б. Попов, В. А. Семилетов, П. Ю. Томин, Иерархия явно-неявных разностных схем для решения задач многофазной фильтрации. Препринт ИПМ № 97, Москва, 2008.
24. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. МоскваИжевск: Институт компьютерных исследований, Репринтное издание (М.Л.: Гостоптехиздат, 1949), 2004;
25. Мурадян А.В., Хозяинов М.С, Кузьмина Г.И. Применение меченной тритием нефти при индикаторных исследованиях нефтяных месторождений Геология нефти и газа. -1990. №01
26. А. Н. Наумов, Решение обратной коэффициентной задачи для уравнения фильтрации. Препринт ИПМ № 6, Москва, 2006.
27. Овчинников А.А., Тимашев С.Ф., Белый А.А. Кинетика диффузионно-контролируемых химических процессов. М.:Химия, 1986.
28. Саулей В.И., Хозяинов М.С., Тренчиков Ю.И. Комплексное изучение гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами индикаторными и геофизическими методами Каротажник. 2004. №123-124

29. Э.В. Соколовский, Г.Б. Соловьев, Ю.И. Тренчиков. Индикаторные методы изучения нефтегазоносных пластов. – М.: Недра, 1986, 157 с.;
30. А. Н. Тихонов, В. Я. Арсенин, Методы решения некорректных задач. М.: Наука, 1979.
31. П.Ю. Томин. О применении трассеров для выявления особенностей среды в межскважинном пространстве. – М.: ИПМ им. М.В. Келдыша, 2010, препринт №86, 12 с.
32. Д. Уолкотт, Разработка и управление месторождениями при заводнении. М.: ЮКОС–Schlumberger, 2001.
33. М.С. Хозяинов, Э.В. Соколовский, Д.А. Чернокожев. Индикаторные фильтрационные исследования нефтяных месторождений. – Saarbrücken, Germany: Palmarium Academic Publishing, 2014, 180 с.;
34. М.С. Хозяинов, Д.А. Чернокожев. Компьютерное моделирование фильтрации меченой жидкости с целью уточнения геологической модели эксплуатируемого нефтяного пласта // Каротажник, 2004, №116-117, с.293-294;
35. Хозяинов М.С., Чернокожее Д.А. Трассерные фильтрационные исследования нефтяных залежей с целью уточнения гидродинамической модели пласта // Сборник трудов кафедры общей и прикладной геофизики Университета «Дубна». М.: РАЕН, 2007;
36. Чернокожее Д.А. Оценка адекватности фильтрационных моделей по результатам трассерных исследований // Компьютерный сборник тезисов Международной конференции геологов и геофизиков «Тюмень-2007». Тюмень, декабрь, 2007;
37. Скин-фактор. Исторические ошибки и заблуждения, допущенные в теории гидродинамики нефтяного пласта, 2008.
https://geors.ru/media/pdf/JGR_55513_ru_p34-48.pdf