

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ
Кафедра моделирования физических процессов и систем

РЕКОМЕНДОВАНО К ЗАЩИТЕ В ГЭК
Заведующий кафедрой, к.ф.-м.н.


Р. М. Ганопольский
21.06 2023 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
магистерская диссертация

**МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ПОЛИМЕР-ДИСПЕРСНОГО
ВОЗДЕЙСТВИЯ**

16.04.01. Техническая физика
Магистерская программа «Физика недр»

Выполнила работу
студентка 2 курса
очной формы обучения



Губина Алина
Александровна

Научный руководитель
к.ф.-м.н., доцент,
профессор кафедры МФПиС



Шевелёв Александр
Павлович

Консультант
к.ф.-м.н, старший преподаватель



Гильманов Александр
Янович

Рецензент
Начальник лаборатории проектирования и
анализа разработки Ямбургского НГКМ
Отделения разработки и эксплуатации
месторождений НТПР (г.Тюмень) ООО
«Газпром ВНИИГАЗ»



Кряжев Всеволод
Александрович

Тюмень
2023 год

ОГЛАВЛЕНИЕ	
ВВЕДЕНИЕ.....	6
1.ДИСПЕРСНЫЕ СИСТЕМЫ.....	8
1.1.Основные характеристики мутных сред.....	9
2.ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ.....	15
2.1. Методы увеличения нефтеотдачи, основанные на применении эмульсионных составов (ЭС).....	19
2.2.Методы увеличения нефтеотдачи, основанные на применении полимерных составов (ПС).....	23
2.3.Методы увеличения нефтеотдачи, основанные на применении вододисперсных, полимердисперсных составов и полимер-дисперсно-волокнуто-наполненных систем (ВДС, ПДС, ПДВНС).....	27
2.4.Методы увеличения нефтеотдачи, основанные на применении термотропных составов (ТС).....	33
2.5.Методы увеличения нефтеотдачи, основанные на применении осадкообразующих составов (ООС).....	39
2.6. Методы увеличения нефтеотдачи, основанные на применении силикатных систем	42
2.7.Методы увеличения нефтеотдачи, основанные на применении нефтеотмывающих составов	46
2.8. Методы увеличения нефтеотдачи, основанные на применении технологий комплексного воздействия	51
3. ПОДХОДЫ К МОДЕЛИРОВАНИЮ.....	53
3.1. Задача об изменении профиля приемистости/продуктивности скважины после обработки полимер-дисперсной системой	53
3.2. Задача об изменении профиля приемистости/продуктивности скважины после обработки полимер-дисперсной системой	56

3.3. Оптимизационная задача определения наиболее эффективной технологии обработки скважин.....	58
а. Решение оптимизационной задачи в случае пласта, состоящего из двух пропластков.....	61
б. Частный случай двух пропластков, поиск условий наиболее эффективного воздействия.....	62
в. Движение оторочки полимера.....	65
4.РАСЧЁТ ВЛИЯНИЯ ПАРАМЕТРОВ ПОЛИМЕР-ДИСПЕРСНЫХ ЧАСТИЦ НА КОЭФФИЦИЕНТЫ ФИЛЬТРАЦИИ И РАЗРУШЕНИЯ ПОРОДЫ.....	67
4.1. Оптимизационная задача определения наиболее эффективной технологии обработки скважин.....	72
5.ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	78
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	79

Актуальность

Поздняя стадия разработки нефтяных месторождений с сильно выраженной неоднородностью нефтесодержащих коллекторов характеризуется наличием обширных промытых высокопроницаемых зон. По промытым участкам фильтруются основные массы закачиваемой воды, не оказывая существенного влияния на выработку малопроницаемых участков и пропластков. В настоящее время разработаны методы увеличения нефтеотдачи, основанные на ограничении притока воды в высокопроницаемые зоны и повышении фильтрационного сопротивления в этих областях. В частности, широко применяются потокоотклоняющие технологии с применением полимердисперсных систем (ПДС). Их сущность заключается в последовательной закачке оторочек воды слабоконцентрированного раствора полимера (обычно полиакриламида) и воды, содержащей дисперсные частицы твердой фазы (частицы горных пород). До сих пор технологии с применением ПДС не имели надлежащего математического описания, позволяющего прогнозировать воздействие ПДС на нефтяной пласт. Между тем математическое описание этого процесса является важной задачей, позволяющей оценить эффективность применения данного метода, прогнозировать нефтеотдачу и уменьшить риск неэффективного применения технологии. Поэтому исследования, выполненные в диссертационной работе, являются актуальными и имеют важное практическое значение.

В связи с этим, **целью настоящей работы** являлась:

- Разработка методики определения параметров полимер – дисперсного воздействия,

Задачи работы:

- Сформулировать постановку задачи для закачки полимер – дисперсной системы через образец горной породы

- Провести обработку экспериментальных данных в виде кусочно – линейной функции.
- Определить параметры полимер – дисперсного воздействия.

ВВЕДЕНИЕ

Реализация заводнения как вторичного метода добычи нефти характеризуется значительной обводненностью продукции на завершающих этапах разработки. При значительных обводнениях скважин приходится выводить их из разработки, разрушая тем самым саму систему разработки. Применение систематических мероприятий по борьбе с обводнением продукции позволяют продлить рентабельную эксплуатацию месторождения, а иногда и повысить конечный коэффициент извлечения нефти (КИН). Основная идея водоизоляционных мероприятий заключается в создании малопроницаемых экранов в промытых высокопроницаемых пропластках и изменении направлений фильтрационных потоков в призабойной зоне и пласте в целом [1].

Технологии водоизоляционных мероприятий отличаются реагентами и способами гелирования реагентов после поступления в призабойную зону скважин. Наибольшее распространение получила технология сшитых полимерных систем или водных растворов полиакриламидов и солей поливалентных металлов, в которых гелирование полимера происходит в результате смены валентности иона металла при взаимодействии с пластовыми флюидами [2]. Основное достоинство этой технологии заключается в сверхмалых концентрациях полимера, который после сшивки образует сетчатую структуру, состоящую из более 90% воды. К недостаткам можно отнести деструкцию полимера при температурах выше 60°C и блокировании в основном «тонких» поровых каналов. Развитие данной технологии связано с применением термостойких сшивателей и применении высокомолекулярных полимеров для блокирования и «толстых» поровых каналов [3]. Другим направлением развития технологии является увеличение времени гелирования реагента для более глубокого формирования гелевого экрана в пласте [4].

Одним из направлений решение задачи селективного воздействия на неоднородный нефтяной пласт является применение так называемых полимер-дисперсных систем. В качестве «наполнителя» в этих системах применяются

тонкодисперсные частицы от коллоидных глинистых частиц до суспензий мела и древесной муки [5]. Глубина проникновения таких частиц определяется соотношением их среднего радиуса к среднему радиусу пор. Таким образом, частицы проникают в высокопроницаемые пропластки гораздо глубже, способствуя более полному перераспределению потоков в продуктивном интервале неоднородного пласта.

Классическая задача о течении суспензий в пористой среде достаточно подробно описана, например, в [6], где анализируются силы взаимодействия частиц и матрицы породы. Показано, что взаимодействие инертных, достаточно больших частиц сводится к механизмам застревания или захвата частиц в тонких каналах, связывающих поры, осаждении и срыва частиц за счет изменения скорости потока. Глубокое проникновение суспензии в породу (*deep bed suspension migration*) является лишь первой стадией процесса, которая сменяется образованием корки на стенке скважины [7].

Особенностью полимер-дисперсной системы является то, что формируемый слабый гель удерживает частицы во взвешенном состоянии, с одной стороны, и увеличивая адгезионные силы не дает потоку вновь вовлекать осажденные частицы в движение. В работе рассматриваются задачи закачки через скважину такой системы в слоисто-неоднородный пласт, распределении удержанных частиц в каждом слое.

1.ДИСПЕРСНЫЕ СИСТЕМЫ

Приведем сначала определение дисперсной системы и дадим их классификацию. Дисперсные системы – это системы, состоящие из двух или более фаз. При этом одна из фаз образует непрерывную дисперсионную среду, в объеме которой распределены частицы дисперсной фазы [1]. Дисперсная система – это гетерогенная система, у которых одна из фаз сильно раздроблена (диспергирована) и представлена объектами, имеющими очень малые размеры в одном, двух или трех измерениях [2]. Обычно дисперсные системы – это коллоидные растворы, золи. К дисперсным системам относят также случай твёрдой дисперсной среды, в которой находится дисперсная фаза (рис. 1.1). Наиболее общая классификация дисперсных систем основана на различии в агрегатном состоянии дисперсионной среды и дисперсной фазы. Сочетания трех видов агрегатного состояния позволяют выделить девять видов дисперсных систем [3]. В свою очередь эти системы классифицируются по степени дисперсности. Системы с одинаковыми по размерам частицами дисперсной фазы называются монодисперсными, а с неодинаковыми по размеру частицами — полидисперсными. Как правило, окружающие нас реальные системы полидисперсны. Дисперсные системы могут быть свободнодисперсными и связнодисперсными (рис. 1.2) в зависимости от отсутствия или наличия взаимодействия между частицами дисперсной фазы. К свободнодисперсным системам относятся аэрозоли, лиозоли, разбавленные суспензии и эмульсии. Они текучи. В этих системах частицы дисперсной фазы не имеют контактов, участвуют в беспорядочном тепловом движении, свободно перемещаются под действием силы тяжести. Связнодисперсные системы – твердообразны они возникают при контакте частиц дисперсной фазы, приводящем к образованию структуры в виде каркаса или сетки. Такая структура ограничивает текучесть дисперсной системы и придает ей способность сохранять форму. Подобные структурированные коллоидные системы называют гелями.

Дисперсные системы

<i>Дисперсионная среда</i>	<i>Дисперсная фаза</i>	<i>Название</i>
твердая	твердая	золь
	жидкая	гель
	газообразная	пемза
жидкая	твердая	суспензия
	жидкая	эмульсия
	газообразная	пена
газообразная	твердая	аэрозоль
	жидкая	

Рис.1. Общая характеристика дисперсных систем

Классификация дисперсных частиц		
Название системы	Характер и размеры частиц, м	Гетерогенность и устойчивость
Грубодисперсные системы (суспензии, эмульсии, аэрозоли)	Крупные частицы, $10^{-5} - 10^{-7}$	Гетерогенны, неустойчивы
Коллоидно-дисперсные системы (золи)	Коллоидные частицы, $10^{-7} - 10^{-9}$	Микрогетерогенны, довольно устойчивы
Истинные растворы	Молекулы, ионы, 10^{-10}	Гомогенны, устойчивы

Рис. 2 Классификация дисперсных систем

Таблица 1. Классификация связнодисперсных систем

Название	Размер частиц, нм

Микропористые	Менее 2
Мезопористые	2 – 200
Макропористые	Более 200

В соответствии с приведенными выше определениями, полимерные композиционные материалы – это дисперсные системы, так как они полученные из двух или более компонентов и состоят из двух или более фаз. Один компонент (матрица) образует непрерывную фазу, другой является наполнителем. Композиционные материалы являются гетерогенными системами и могут быть разделены на три основных класса:

1. Матричные системы, состоящие из непрерывной фазы (матрицы) и дисперсной фазы (дискретных частиц).
2. Композиции с волокнистыми наполнителями.
3. Композиции, имеющие взаимопроникающую структуру двух или более непрерывных фаз. Таким образом, в данной работе мы будем исследовать полимерные дисперсные системы – пористые полимерные материалы и полимерные композиционные материалы.

1.1. Основные характеристики мутных сред

Основными характеристиками дисперсных систем, являются размер рассеивающих частиц, их распределение по размерам, концентрация, анизометрия геометрической формы и ориентация (для образцов полимерных композитов и пористых полимерных материалов).

Дисперсность D является основной характеристикой дисперсной системы и мерой раздробленности вещества. Количественно дисперсность определяют как величину, обратную характерному размеру частицы:

$$D = 1/a, \quad (1.)$$

где a – характерный размер (диаметр или длина ребра и т.п.), м-1. С другой стороны, для характеристики раздробленности, особенно пористых тел, служит величина удельной поверхности $S_{уд}$ – суммарная поверхность частиц или пористого тела, масса которых 1 кг (или 1 г) или общий объём которых 1 м³ (или 1 см³). По величине дисперсности все системы подразделяют на: • Грубодисперсные с радиусом частиц 10^{-3} – 10^{-6} м (> 1 мкм); • Коллоидно-дисперсные (коллоидные) с размером частиц 10^{-6} – 10^{-9} м (1 мкм – 1 нм); • Молекулярные и ионные (истинные) растворы с размером частиц менее 1 нм. Помимо размера частиц большое значение для свойств дисперсных систем имеет геометрическая форма частиц. Она может быть очень разнообразной в зависимости от условий дробления вещества. Отметим, что система приобретает свойства дисперсности, если хотя бы одно из трех измерений (характерный размер) находится в области высокой дисперсности. Так, если единичный объём (1 см³) исходного макротела раздробить на кубики с длиной ребра $l < 10^{-8}$ м, вытянуть в нити с сечением $d < 10^{-8}$ м или расплющить в пластинку (плёнку) с толщиной $< 10^{-8}$ м, то полученные системы будут дисперсионными, поскольку величины $S_{уд}$ и поверхностной энергии становятся для них весьма значительными. Т.е. доля «особенных» поверхностных молекул становится соизмеримой с долей объёмных молекул. Линейный размер частицы (объекта)

показывает дисперсность материала, а количество характеристических размеров для наноматериала показывает его размерность: одномерные (размерность обозначается 1D), двумерные (2D) и трехмерные (3D) (рис. 1.4). Для определения размерности определяющим является размер по той оси, где он минимальный. Также бывают нульмерные объекты – точки, не имеющие размера, симметрия D0 (квантовые точки, флуоресцентные точки). Размер частиц в теоретических рассуждениях характеризуют радиусом, в то время как в практических приложениях предпочтение отдают диаметру.

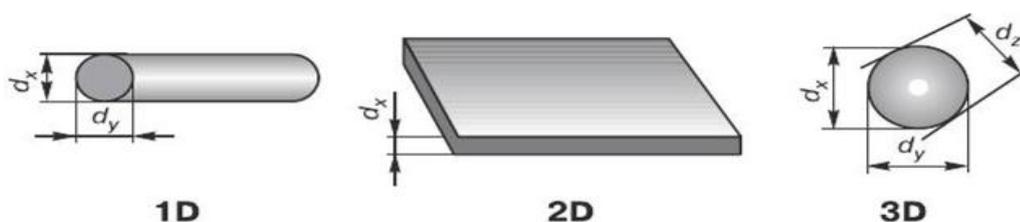


Рис.3. Размерная характеристика материала 1D – нанотрубки, нановолкна, нанонити; 2D – нанопленки; 3D – нанопорошки [6]

Для упрощения анализа процессов, происходящих в неоднородных средах, удобно все частицы считать сферическими. Однако, за исключением капель и газовых пузырьков малых размеров, которые всегда можно рассматривать как сферические, твердые частицы могут иметь самый различный вид. Их можно разделить на три основных класса. 1. Изометрические частицы – частицы, для которых в первом приближении все три размера совпадают. Большинство научных представлений о поведении неоднородных сред относятся к изометрическим частицам. 2. Пластинки – частицы, имеющие два длинных и один короткий размер. 3. Волокна – частицы, протяженные в одном направлении. Однако сведения о поведении пластинок или волокон при обтекании их потоком сплошной среды крайне скудны. Поэтому при описании их свойств обычно стремятся к использованию значений, получаемых при изучении изометрических частиц.

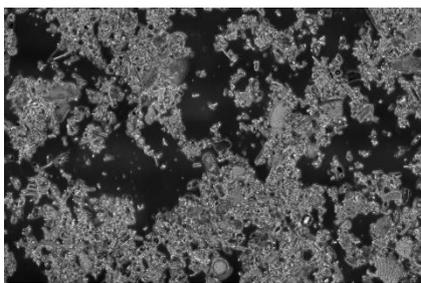


Рис.4.Микрофотография
диатомита

Форма частиц большинства наполнителей различается чрезвычайно сильно. Наполнители могут иметь сферические (стеклосферы), кубические (кальцит), призматические (полевоы шпат, оксид бария), пластинчатые, чешуйчатые (каолин, слюда), чешуйчатые (силикат кальция, древесная мука) частицы.

Кроме этого, многие наполнители имеют настолько сложную форму частиц, что ее невозможно классифицировать.

Классической иллюстрацией необычной формы частиц могут служить микрофотографии диатомита (рис. 4). Скелетный остаток диатомита пронизан отверстиями субмикронных размеров и имеет тарельчатый профиль или форму тороида, которые невозможно описать любой простой классификацией. После помола диатомита получаемые частицы имеют еще более разнообразные формы. Для частиц неправильной формы вводят так называемые эквивалентные диаметры. Двумя характеристиками размеров частицы служат диаметр Ферета и диаметр Мартина (рис. 5). Диаметр Ферета – это максимальное расстояние между краями частицы, а диаметр Мартина – длина линии, которая делит частицу на две равные по площади части. Эти измерения для всех частиц выполняются параллельно некоторой линии и поэтому существенно зависят от относительного положения частицы, однако они справедливы, если усреднены для большого числа частиц и сделаны идентично.

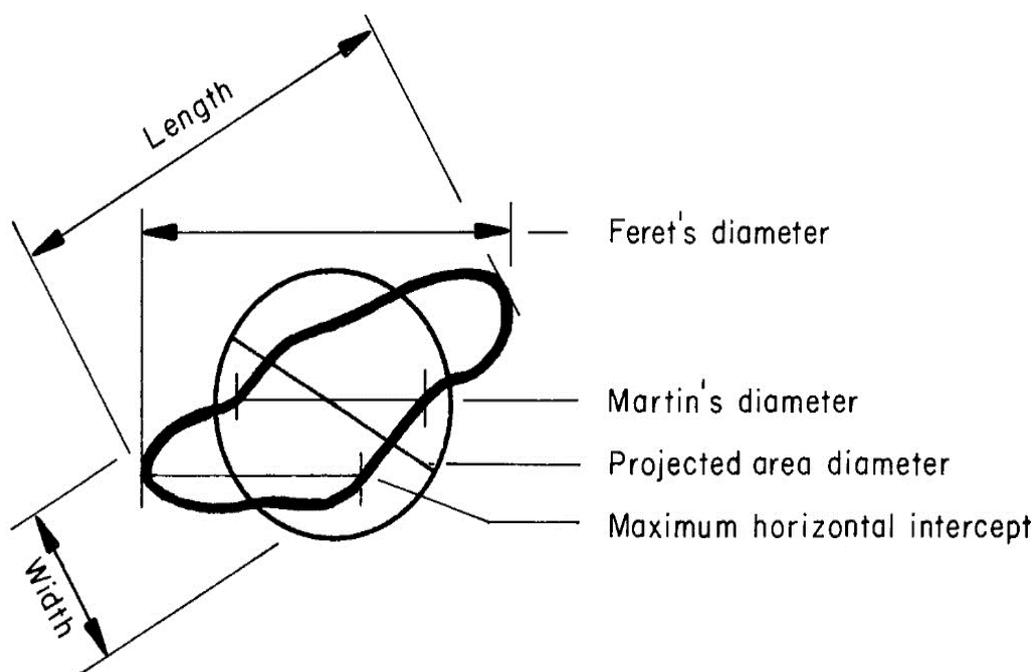


Рис.5. Диаметр Ферета и диаметр Мартина

Проблема измерений упрощается, если использовать диаметр проектируемой поверхности. Его определяют как диаметр круга с площадью, равновеликой площади проекции частицы. Как показывает практика, диаметр Ферета превышает диаметр проектируемой поверхности, который в свою очередь больше диаметра Мартина.

2. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Одним из главных в физико-химических методах воздействия на пласт является полимерное заводнение. Получение различных композиций полимеров в сочетании с различными реагентами, которые будут приведены в работе ниже, существенно расширяет диапазон применения полимеров.

Основное назначение полимеров в процессах увеличения нефтеотдачи пластов - выравнивание неоднородности продуктивных пластов и повышение охвата при заводнении.

Существуют следующие технологии с использованием полимеров:

- полимерное заводнение (закачка оторочки) на неоднородных по проницаемости объектах с высоковязкой нефтью, находящихся в начальной стадии разработки;
- комплексное воздействие на продуктивные пласты полимерными гелеобразующими системами в сочетании с интенсифицирующими реагентами (ПАВы, щелочи, кислота) применяется на поздней стадии разработки;
- воздействие на пласт вязкоупругими составами (ВУС) для выравнивания профиля приемистости и интенсификации добычи нефти;
- циклическое полимерное заводнение с использованием раствора сшитого полиакриламида, содержащего неионогенное ПАВ;
- циклическое воздействие на продуктивный пласт полимерсодержащими поверхностно-активными системами;
- щелочно-полимерное заводнение;
- полимерное воздействие при закачке в пласт углекислоты.

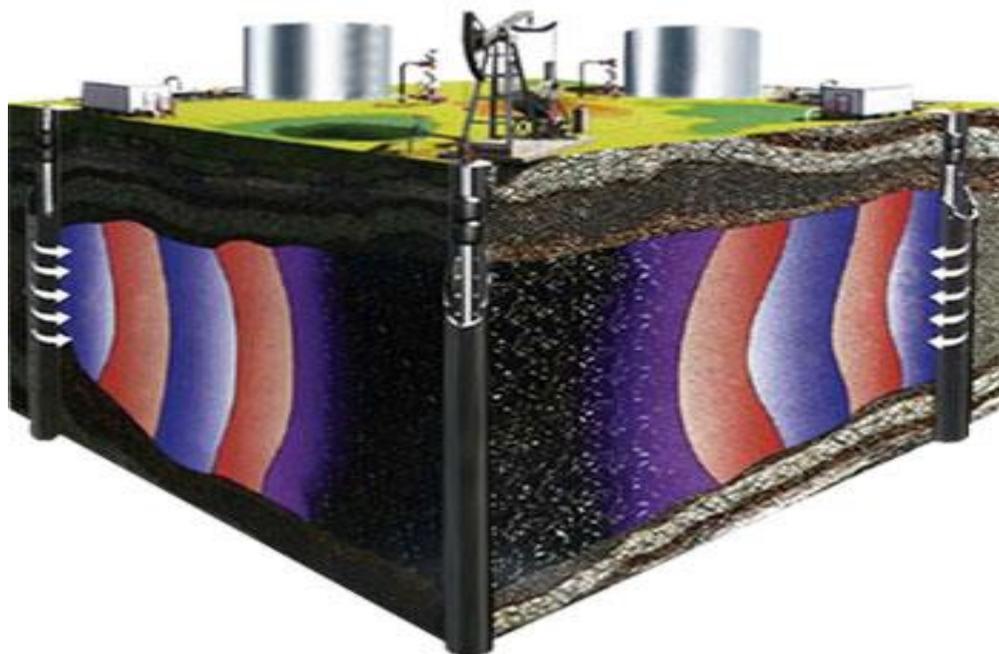


Рис. 6. Применение химических методов для вытеснения нефти

Химические МУН применяются для дополнительного извлечения нефти из сильно истощенных, заводненных нефтеносных пластов с рассеянной, нерегулярной нефтенасыщенностью.

Объектами применения являются залежи с низкой вязкостью нефти (не более 10 МПа*с), низкой соленостью воды, продуктивные пласты представлены карбонатными коллекторами с низкой проницаемостью (Рис. 7).

Вытеснение нефти водными растворами ПАВ. Заводнение водными растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ) направлено на снижение поверхностного натяжения на границе «нефть – вода», увеличение подвижности нефти и улучшение вытеснения ее водой. За счет улучшения смачиваемости породы водой она впитывается в поры, занятые нефтью, равномернее движется по пласту и лучше вытесняет нефть.

Вытеснение нефти растворами полимеров. Полимерное заводнение заключается в том, что в воде растворяется высокомолекулярный химический реагент – полимер (полиакриламид), обладающий способностью даже при малых

концентрациях существенно повышать вязкость воды, снижать ее подвижность и за счет этого повышать охват пластов заводнением.

Основное и самое простое свойство полимеров заключается в загущении воды. Это приводит к такому же уменьшению соотношения вязкостей нефти и воды в пласте и сокращению условий прорыва воды, обусловленных различием вязкостей или неоднородностью пласта.

Кроме того, полимерные растворы, обладая повышенной вязкостью, лучше вытесняют не только нефть, но и связанную пластовую воду из пористой среды. Поэтому они вступают во взаимодействие со скелетом пористой среды, то есть породой и цементирующим веществом. Это вызывает адсорбцию молекул полимеров, которые выпадают из раствора на поверхность пористой среды и перекрывают каналы или ухудшают фильтрацию в них воды. Полимерный раствор предпочтительно поступает в высокопроницаемые слои, и за счет этих двух эффектов – повышения вязкости раствора и снижения проводимости среды – происходит существенное уменьшение динамической неоднородности потоков жидкости и, как следствие, повышение охвата пластов заводнением.

Вытеснение нефти щелочными растворами. Метод щелочного заводнения нефтяных пластов основан на взаимодействии щелочей с пластовыми нефтью и породой. При контакте щелочи с нефтью происходит ее взаимодействие с органическими кислотами, в результате чего образуются поверхностно-активные вещества, снижающие межфазное натяжение на границе раздела фаз «нефть – раствор щелочи» и увеличивающие смачиваемость породы водой. Применение растворов щелочей – один из самых эффективных способов уменьшения контактного угла смачивания породы водой, то есть гидрофилизации пористой среды, что приводит к повышению коэффициента вытеснения нефти водой.

Вытеснение нефти композициями химических реагентов (в том числе мицеллярные растворы). Мицеллярные растворы представляют собой прозрачные и полупрозрачные жидкости. Они в основном однородные и устойчивые к фазовому разделению, в то время как эмульсии нефти в воде или воды в нефти не являются прозрачными, разнородны по строению глобул и обладают фазовой неустойчивостью.

Механизм вытеснения нефти мицеллярными растворами определяется их физико-химическими свойствами. В силу того что межфазное натяжение между раствором и пластовыми жидкостями (нефтью и водой) очень низкое, раствор, устраняя действие капиллярных сил, вытесняет нефть и воду. При рассеянной остаточной нефтенасыщенности заводненной пористой среды перед фронтом вытеснения мицеллярным раствором разрозненные глобулы нефти сливаются в непрерывную фазу, накапливается вал нефти – зона повышенной нефтенасыщенности, а за ней – зона повышенной водонасыщенности.

Нефтяной вал вытесняет (собирает) только нефть, пропуская через себя воду. В зоне нефтяного вала скорость фильтрации нефти больше скорости фильтрации воды. Мицеллярный раствор, следующий за водяным валом, увлекает отставшую от нефтяного вала нефть и вытесняет воду с полнотой, зависящей от межфазного натяжения на контакте с водой. Такой механизм процессов фильтрации жидкости наблюдается во время вытеснения остаточной (неподвижной) нефти из заводненной однородной пористой среды.

2.1 Методы увеличения нефтеотдачи, основанные на применении эмульсионных составов (ЭС)

К методам этой группы, используемым для увеличения нефтеотдачи пластов, относят технические решения, основанные на использовании водо - углеводородных смесей – эмульсий, содержащих в качестве стабилизаторов поверхностно -активные вещества эмульгирующего действия. Для воздействия на пласт могут применяться как прямые эмульсии (эмульсии типа «масло в воде»), так и обратные эмульсии (эмульсии типа «вода в масле»). Прямые эмульсии обладают повышенной поверхностной активностью, имеют малую вязкость и обычно используются для обработки призабойной зоны и объема пласта с целью увеличения коэффициента вытеснения нефти и увеличения приемистости нагнетательных скважин. Обратные эмульсии представляют собой вязкие системы, обладающие неньютоновскими свойствами, которые используются для обработки околоскважинной зоны с целью «мягкого» выравнивания профиля приемистости. Это наиболее распространенный вариант использования эмульсий для ВПП. Эмульсионные составы применяют преимущественно для воздействия на коллекторы с пониженной и средней проницаемостью, находящиеся на начальной стадии разработки.

Детальный анализ литературных данных позволяет выделить следующие особенности и параметры применения эмульсионных составов для увеличения нефтеотдачи.

- *Пластовая температура.* Для эмульсионных составов этот показатель является определяющим, так как использование эмульсий в большинстве случаев возможно только при температуре менее 75 °С. Это обусловлено ограниченной термостабильностью эмульсионных составов, свойства которых напрямую зависят от термостабильности используемых эмульгаторов, а их термическая устойчивость обычно не превышает 75-80 °С. При более высокой температуре эмульсии быстро разрушаются, поэтому

эффективность и время их технологического воздействия на пласт резко снижаются. Модификация эмульсионных систем в виде эмульсионно - дисперсных композиций в своем составе дополнительно содержат твердые дисперсные частицы, на которые температура пласта не оказывает какое-либо влияние, поэтому пластовая температура их использования может быть выше (до 100 °С). Однако сами эмульсии в таких условиях разрушаются и действие на пласт оказывают только механические (дисперсные) частицы. Вследствие низкой термостабильности в пластовых условиях продолжительность технологического эффекта при использовании эмульсионных составов, как правило, не превышает 3-4 месяцев, эмульсионно -дисперсных композиций – до 6 месяцев. Таким образом, эмульсионные составы, включая и дисперсно-содержащие композиции, способны ограничивать фильтрующую способность пласта лишь временно.

- *Приёмистость нагнетательных скважин*, выбранных для воздействия. Применение эмульсионных составов наиболее эффективно при воздействии на пласты с относительно низкой и средней приемистостью (150-300 м³/сут), когда коллектор еще сохраняет достаточно высокую нефтенасыщенность. Это обусловлено тем, что ЭС следует закачивать в скважины, где в призабойной зоне пласта сохраняется достаточное количество остаточной нефти, которая может быть включена в процесс фильтрации и возможно «мягкое» перераспределение фильтрационных потоков. При высокой приемистости нагнетательных скважин (более 500 м³/сут.) будет происходить преждевременное разбавление эмульсий и снижение эффективности воздействия на пласт. В этом случае ЭС также не способны перераспределять фильтрационные потоки, а состав может просто двигаться вдоль линии нагнетания воды, практически не совершая никакого полезного действия.

Отмеченные значения приёмистостей определяют объемы закачек эмульсионных составов в пласт. Обычно они незначительны и составляют 50-100 м³ (или 5-10 м³ на 1 погонный метр вскрытой перфорацией толщины пласта

), но в зависимости от поставленных практических задач могут достигать и больших значений – 150-300 м³.

- *Обводненность добываемой продукции.* Эмульсионные составы могут быть использованы в широком диапазоне значений обводненности добываемой продукции – от 10 до 90 %, предпочтительно в интервале 50-70 %. Такие значения обводненности характеризуют участок пласта как зону достаточно высокой или средней нефтенасыщенности, где «мягкое» перераспределение фильтрационных потоков в сочетании с нефтевытесняющим действием является наиболее эффективным вариантом воздействия на пласт. При высокой обводненности продукции скважин также как и при высокой приемистости нагнетательных скважин может произойти преждевременное разбавление ЭС, что снизит технологический эффект.

- *Степень выработки начальных извлекаемых запасов.* Для использования ЭС выработка на участке не должна превышать 80 % от начальных извлекаемых запасов, предпочтительно до 50 %. При низкой выработке запасов эмульсионные составы целесообразно использовать в случае высокой обводненности добываемой продукции, низкой приемистости нагнетательных скважин и низком дебите реагирующих добывающих скважин. Наличие достаточного количества остаточных запасов – одно из основных условий для применения ЭС, так как объектом воздействия, в первую очередь, является пластовая нефть.

- *Проницаемость эксплуатируемого объекта на участке.* Эмульсионные составы предпочтительно использовать при проницаемости объекта $50-500 \text{ мкм}^2 \times 10^{-3}$ (оптимально в области порядка $150-200 \text{ мкм}^2 \times 10^{-3}$). При таких значениях проницаемости ЭС могут фильтроваться в пласт, сохраняя свои технологические параметры – вязкость, стабильность, нефтевытесняющие и потокоотклоняющие свойства. При низких значениях проницаемости эмульсионные составы плохо фильтруются в пласт, в этих условиях происходит

их быстрое механическое разрушение и снижается эффект воздействия на пласт. При высоких проницаемостях коллектора происходит разбавление эмульсий фронтом нагнетаемой воды и ЭС просто движется в её потоке, не совершая полезного действия.

С учетом отмеченных особенностей эмульсионных составов, технологии МУН, основанные на их использовании, следует отнести к наиболее «мягким» методам воздействия, то есть к методам, сохраняющим первоначальные коллекторские свойства пласта.

2.2 Методы увеличения нефтеотдачи, основанные на применении полимерных составов (ПС)

К полимерным составам, используемым для увеличения нефтеотдачи пластов, относятся композиции, в которых основным компонентом являются водорастворимые полимеры. В большинстве случаев – это полиакриламид (ПАА), реже карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ), полиэтиленоксид (ПЭО), биополимеры из ряда полисахаридов, в частности, ксантан, и другие полимеры, повышающие вязкость закачиваемой в пласт воды. Растворы полимеров являются неньютоновскими вязкими жидкостями, что способствует при закачке в пласт более эффективному и равномерному вытеснению нефти из порового пространства за счет снижения соотношения «вязкость нефти /вязкость воды», а также изменению фильтрационных потоков в пласте и выравниванию фронта продвижения закачиваемой воды в целом. Эффективность действия ПС на пласт оценивают через фактор сопротивления и фактор остаточного сопротивления: по кратности снижения продуктивности (приёмистости) обработанного интервала по воде после прокачки через него полимерного раствора.

Для регулирования свойств ПС используют добавки сшивателей (преимущественно, соединения хрома – Cr^{3+}), поверхностно -активных веществ и щелочных агентов. Соотношение полимер : сшиватель обычно составляет 1 : 0,1-0,2. Для закачки в пласт, как правило, применяют низко концентрированные растворы полимеров 0,05-0,15 % с объемом закачки 1500-10000 м³ или более концентрированные растворы 0,20-0,50 % с объемом закачки 400-1500 м³.

Наиболее интересная и практически значимая информация литературных источников последних лет о применении полимерных составов различных модификаций и технологий их использования приведена в таблице 2.2.

В целом, детальный анализ рассмотренных литературных данных по использованию полимерных составов для увеличения нефтеотдачи пластов позволяет выделить следующие особенности и параметры их применения.

- *Пластовая температура.* Для полимерных составов этот показатель является одним из наиболее важных, так как использование таких составов в большинстве случаев возможно только при температуре менее 75-80 °С. Это обусловлено ограниченной термостабильностью полимерных составов (особенно на основе обычных полиакриламидов). При более высокой температуре ПС, как правило, быстро разрушаются (деструктурируются), при этом эффективность и время их технологического воздействия на пласт резко снижаются. Сшитые полимерные составы также подвержены деструкции при повышенных температурах. При этом процессы деструкции усиливаются в присутствии полимиктовых пород пласта, которые являются катализаторами многих химических реакций. Полимеры типа КМЦ и ПЭО менее подвержены термодеструкции по сравнению с ПАА, но они имеют значительно меньшую вязкость при одинаковом процентном содержании в растворе, что ограничивает их широкое применение.

- *Приёмистость нагнетательных скважин,* выбранных для воздействия. Полимерные составы могут быть использованы для воздействия на пласты с приёмистостью в широких пределах (150-1000 м³/сут.), но предпочтительно в области средних значений (≈ 400 м³/сут.). Это обусловлено необходимостью сохранения выбранной концентрации полимера в закачиваемом растворе и, как следствие, поддержания на определенном уровне необходимой в данных условиях вязкости. Закачка ПС в скважины с низкой приёмистостью может привести к дополнительному её снижению за счет временного блокирования наименее проницаемых интервалов пласта и снижению эффективности выравнивания профиля приёмистости. В случае высокой приёмистости скважин эффективность работ по ВПП также будет снижена ввиду непроизводительной фильтрации ПС по наиболее проницаемым

каналам. В последнем случае исключением являются закачки сшитых полимерных составов для создания блокирующих экранов в удаленных зонах пласта.

- *Обводненность добываемой продукции.* Полимерные составы могут быть использованы в широком диапазоне значений обводненности добываемой продукции (от 40 до 95 %), предпочтительно в интервале 70-80 %. Такие значения обводненности характеризуют участок пласта как зону средней и пониженной нефтенасыщенности, где «мягкое» регулирование фильтрационных потоков может быть наиболее эффективным вариантом воздействия на пласт. При высокой обводненности продукции скважин, также как и при высокой приемистости нагнетательных скважин может произойти преждевременное разбавление ПС, что снизит технологический эффект.

- *Степень выработки начальных извлекаемых запасов.* Для использования ПС выработка запасов на участке не должна превышать 90 % от НИЗ, предпочтительно ≤ 60 %. Полимерные составы обладают «мягким» воздействием на пласт и способствуют в большей степени регулированию, а не кардинальному перераспределению фильтрационных потоков, поэтому пласт должен содержать достаточное количество остаточной нефти. Наличие достаточного количества остаточных запасов – одно из важных условий для эффективного применения полимерных составов.

- *Проницаемость эксплуатируемого объекта на участке.* Полимерные составы, включая сшитые полимерные системы, предпочтительно использовать при проницаемости объекта $50-800 \text{ мкм}^2 \times 10^{-3}$, оптимально в области $150-250 \text{ мкм}^2 \times 10^{-3}$. Полимер-гелевые системы, образующиеся из водонабухающих полимеров, могут использоваться при более высоких проницаемостях – $250-500 \text{ мкм}^2 \times 10^{-3}$, в том числе в порово-трещиноватых и трещинных коллекторах. При низких значениях проницаемости пласта ПС способны кольматировать наименее проницаемые интервалы, что увеличивает неоднородность разреза

скважины и снижает эффективность выработки запасов. При высокой проницаемости коллектора закачка ПС также может быть не эффективна, особенно при относительно однородном разрезе скважины. Это обусловлено тем, что в таких условиях фактор сопротивления и фактор остаточного сопротивления значительно снижается и, соответственно, не происходит выравнивания профиля приемистости и снижается эффект воздействия на пласт в целом.

С учетом отмеченных особенностей полимерных составов, включая сшитые полимерные системы, технологии МУН, основанные на их использовании, следует отнести к «мягким» методам воздействия, поскольку со временем вследствие механической и термоокислительной деструкции образованный ими потокоотклоняющий барьер полностью разлагается и коллекторские свойства пласта восстанавливаются. Продолжительность технологического эффекта при использовании ПС обычно составляет 4-8 месяцев.

2.3 Методы увеличения нефтеотдачи, основанные на применении вододispersных, полимердисперсных составов и полимер-дисперсно-волокнисто-наполненных систем (ВДС, ПДС, ПДВНС)

К вододispersным и полимердисперсным составам (ВДС, ПДС), а также их разновидности – полимер-дисперсно-волокнисто-наполненным составам (ПДВНС), используемым для увеличения нефтеотдачи пластов, относятся композиции, содержащие в качестве основного технологического рабочего компонента тот или иной твердый дисперсный наполнитель: мел, кварцевый песок, глинопорошок, древесную муку, резиновую крошку и другие вещества. В общем, составы такого рода могут быть обозначены как дисперсные составы (ДС). Назначением использования дисперсных частиц является обеспечение механического, т.е. максимально «жесткого», блокирования крупных пор и трещин пласта, их полное или частичное отключение из процесса фильтрации и перераспределение фильтрационных потоков закачиваемой в последующем воды в интервалы меньшей проницаемости и более высокой нефтенасыщенности.

В качестве вспомогательного компонента в полимердисперсных составах используют водорастворимые полимеры, основное назначение которых в таких составах обеспечить определенные вязкостные характеристики закачиваемого в пласт состава в целом и его максимальную седиментационную устойчивость, то есть однородность и стабильность раствора в процессе его закачки в скважину и пласт. Практически все дисперсные композиции, содержащие полимер, дополнительно содержат сшиватель этого полимера, так как главное назначение полимердисперсных составов при закачке в пласт – это максимальное блокирование наиболее промытых интервалов. В присутствии полимеров со сшивателем дисперсные частицы способны образовывать объемные конгломераты с повышенными структурно-механическими свойствами, что усиливает блокирующее действие на пласт. Не менее важным назначением полимерного компонента является «транспортная» функция, т.е. способность

доставить дисперсный состав в максимально удаленные зоны пласта вдоль линии нагнетания. В этой связи следует отметить, что ПДС, в отличие от просто полимерных составов, могут эффективно применяться и при повышенной пластовой температуре. Не смотря на характеризующую большинство полимеров и образующихся из них гелей термическую деструкцию, они успевают, не разрушаясь в процессе закачки, доставить кольтматирующие дисперсные частицы в нужную зону. Это и позволяет использовать ПДС для блокирования промытых интервалов не только в призабойной зоне, но и в удаленной зоне пласта даже при повышенной температуре.

В составах типа ПДВНС дополнительно к основному высокодисперсному наполнителю, которым в большинстве случаев является глинопорошок, содержится другой более крупный, но с более развитой внешней поверхностью, дисперсный наполнитель, например, древесная мука, торф, лигнин и другие, имеющие изначально разветвленную «волокнуистую» структуру. Этот наполнитель способствует, во-первых, образованию более прочных структур при взаимодействии полимера и дисперсных частиц и, во-вторых, кольтматирует наиболее крупные поры и трещины пласта, что позволяет эффективно использовать такие составы даже при аномально высоких приёмистостях скважин.

Для закачки в пласт обычно используют низко концентрированные системы: содержание глинопорошка – 0,5-1,5 %, полимера – до 0,2 %. Для блокирования кинжальных прорывов воды при повышенных приёмистостях скважин, например, при наличие в разрезе прослоев суперколлектора, применяют более концентрированные составы: глинопорошок – 3,0-5,5 %, полимер – до 0,5 %. При концентрации глинопорошка более 6 % возможно образование тиксотропных малотекучих систем, что может вызвать полное блокирование интервала перфорации и, как следствие, аварийную остановку процесса закачки состава а нагнетательную скважину и необходимость проведения на ней ремонтных работ. Объемные волокнуисто-дисперсные

наполнители (древесная мука, торф и т.п.) используют в концентрации 0,1-2,0 %. Это объясняется тем, что они хуже удерживаются в объеме закачиваемого состава, не способны глубоко проникать в объем пласта и могут вызвать пересыпку забоя скважины. Дисперсные составы и их модификации применяют для воздействия на коллекторы повышенной и высокой проницаемости, находящиеся преимущественно на третьей и четвертой стадиях разработки.

Наиболее интересная и практически значимая информация литературных источников о применении дисперсносодержащих составов различных модификаций и технологий их использования приведена в таблице 2.3. Анализ всей совокупности литературных данных по использованию данных составов для увеличения нефтеотдачи пластов позволяет выделить следующие особенности и параметры их применения.

- *Пластовая температура.* Для дисперсных составов и их аналогов (ПДС и ПДВНС) данный показатель не является определяющим, так как основной рабочий компонент этих составов – это дисперсный наполнитель, на который температура не оказывает влияния. Однако при использовании полимерсодержащих композиций этот показатель следует всё-таки учитывать и применять составы при температуре не более 95 °С, предпочтительно, до 75-80 °С, с учетом термостабильности конкретных полимеров.

- *Приёмистость нагнетательных скважин,* выбранных для воздействия. Этот показатель наиболее важен при выборе и использовании дисперсных составов, так как чем выше приёмистость скважины, тем меньше вероятность кольтматации ПЗП скважины и больше возможностей для эффективного выравнивания профиля приёмистости и в целом воздействия на пласт. При средних и повышенных значениях приёмистости 250-750 м³/сут характер и интенсивность воздействия на пласт могут регулироваться концентрацией дисперсных частиц в составе. При высоких и аномально высоких приёмистостях скважин 800-2000 м³/сут могут использоваться комбинации

разных дисперсных наполнителей с различным размером частиц, включая наиболее крупные, например, резиновая крошка, некоторые марки древесной муки, лигнин, что позволяет воздействовать

на зоны пласта разной удаленности от ствола скважины и различной степени выработки. Промысловый опыт и анализ приведенной технической литературы показывает, что для обработки таких скважин с целью выравнивания профиля приемистости и повышения эффективности последующей закачки воды в пласт в настоящее время кроме дисперсно -держащих составов нет альтернативных и доступных методов воздействия. Наиболее крупные дисперсные частицы могут использоваться также при средней приемистости, когда в разрезе скважины присутствует суперколлектор, блокировать который обычными составами достаточно проблематично.

- *Обводненность добываемой продукции.* Композиции типа ВДС, ПДС и ПДВНС и их аналоги следует использовать при высоких значениях обводненности добываемой продукции: от 70 до 98 %, можно даже и выше при наличие остаточных извлекаемых запасов. При этом предпочтительно их применение в интервале обводненности 90-95 %, либо при преждевременных прорывах воды к добывающим скважинам по отдельным трещинам или прослоям суперколлектора. Это обусловлено самим механизмом действия дисперсных составов на пласт, а именно – механической необратимой кольматацией дисперсными частицами проводящих каналов фильтрации порового пространства. То есть, при относительно низкой обводненности продукции добывающих скважин закачка ДС оправдана в случае локальных прорывов воды по трещинам или пропласткам суперколлектора, а в других случаях, когда высокая обводненность соответствует высокой выработке запасов и допустимо отключение из разработки наиболее проницаемых зон коллектора.

- *Степень выработки начальных извлекаемых запасов.* Верхний уровень этого показателя для технологий закачки дисперсных систем строго не лимитирован. Однако, с учетом обеспечения рентабельности проводимых мероприятий закачку ДС следует проводить при выработке запасов не более 95 % от НИЗ: в целом в интервале 50-95 %, предпочтительно, порядка 80 %. Это объясняется тем, что закачка ДС направлена на изменение фильтрационных потоков и подключение в разработку наименее проницаемых и застойных зон пласта, что является актуальным на любой стадии эксплуатации объекта.

- *Проницаемость эксплуатируемого объекта на участке.* Дисперсные составы используются на коллекторах от средней до высокой проницаемости 70-2000 мкм² × 10⁻³ и более, оптимально в области порядка 200-500 мкм² × 10⁻³, что связано с ограниченной глубиной проникновения механических частиц в пористую среду пласта. Для воздействия на низкопроницаемые коллекторы ДС могут использоваться в случаях прорыва закачиваемой воды по трещинам, при проявлении межпластовых перетоков и ухода воды в водонасыщенные интервалы пласта.

С учетом отмеченных особенностей дисперсных составов, технологии МУН, основанные на их использовании, следует отнести к наиболее «жестким» методам воздействия, поскольку содержащиеся в них твердые дисперсные частицы не деградируют в термобарических пластовых условиях и необратимо коагулируют пористую среду. Продолжительность технологического эффекта при использовании ДС обычно составляет 8-10 месяцев и может достигать 12-14 месяцев и более, а последующее прогрессирующее обводнение обработанного участка, как правило, бывает обусловлено прорывами воды по новым каналам фильтрации.

2.4. Методы увеличения нефтеотдачи, основанные на применении термотропных составов (ТТС)

Термотропные составы представляют собой особую группу реагентов, используемых в технологиях МУН, для которых существует обязательное условие эффективного применения, а именно: наличие определенной пластовой температуры. Водоизолирующие реагенты данного вида и композиции на их основе отличаются тем, что фактором, обуславливающим образование из них блокирующего воду экрана, является температура, точнее, тепловая энергия пласта. Маловязкие при низких температурах растворы при высоких пластовых температурах превращаются в гели, по реологическим свойствам относящиеся к тиксотропным псевдопластическим телам коагуляционной структуры.

В большинстве случаев в качестве термотропных составов (ТТС) используют композиции на основе хлорида алюминия и карбамида (мочевина). При закачке такого термотропного состава в пласт под воздействием температуры происходит образование объемного неорганического геля гидроксида алюминия, который кольматирует обработанные интервалы пласта на удалении от забоя обработанной скважины, что способствует внутрипластовому перераспределению фильтрационных потоков и подключению к разработке новых нефтенасыщенных интервалов. Водные растворы алюмохлорида при нормальной температуре обладают низкой вязкостью, соизмеримой с вязкостью пластовой воды, и выраженными кислотными свойствами, поэтому хорошо фильтруются в пласт и способствуют сохранению приемистости нагнетательной скважины. За счет этого свойства термотропные составы активно используются для обработки низкопроницаемых коллекторов.

Особым видом термотропных составов являются составы на основе термотропных водорастворимых полимеров. Термотропные полимеры – это особые полимеры, обладающие нижней критической температурой растворения

и образующие термообратимые гели. Такие полимеры, при невысокой температуре остаются в растворенном виде, а при повышении её выше «критической» становятся нерастворимыми и теряют подвижность, образуя гель. В пластовых условиях раствор полимера нагревается и перестает фильтроваться, в результате происходит коагуляция обработанного интервала и перераспределение фильтрационных потоков. К таким полимерам, в частности, относятся водорастворимые эфиры целлюлозы. Следует отметить, что данный подход недостаточно проработан как метод воздействия на пласт, хотя, безусловно, может быть полезен при воздействии на высокотемпературные объекты. Его главным недостатком является высокая стоимость используемых полимеров и, как следствие, низкая экономическая привлекательность проводимых мероприятий по воздействию на пласт.

Наиболее значимая информация литературных источников о применении термотропных составов различных модификаций приведена в таблице 2.4. Совокупный анализ информации публикаций позволяет выделить следующие наиболее благоприятные условия эффективного использования таких реагентов для нефтеотдачи.

- *Пластовая температура.* Как отмечено выше, пластовая температура является ключевым показателем для использования термотропных составов. Область применения для таких составов находится в интервале 60-125 °С, причём, у составов, образующих неорганический гель, оптимальная температура составляет 75-90 °С. Указанные пределы выбраны с учетом следующих условий.

У составов на основе солей алюминия и карбамида, образующих неорганический гель, при пластовых температурах менее 60 °С процесс гелеобразования замедляется или вообще не происходит, то есть, состав перестает «работать». При высоких температурах, 95 °С и более, реакция между компонентами состава значительно ускоряется и становится неконтролируемой,

что препятствует формированию однородного объемного геля и снижает эффективность воздействия на пласт. Кроме того, при высоких температурах алюмохлорид вступает в реакцию не только с карбонатами, но и с глинистыми компонентами породы, например, с хлоритом, расходуясь не по назначению. Это может привести к отсутствию эффекта его использования при высоких пластовых температурах и в терригенных глинизированных коллекторах.

Согласно информации литературных источников полимерные термотропные составы могут применяться при высоких пластовых температурах, вплоть до 200 °С. В таком случае в композиции дополнительно вводятся специальные добавки-замедлители процесса гелеобразования, повышающие нижнюю критическую температуру растворения полимера. Следует отметить, что данное обстоятельство усложняет процесс и повышает стоимость обработок.

- *Приёмистость нагнетательных скважин.* Образующие неорганический гель термотропные составы могут использоваться на нагнетательных скважинах с низкой и средней приёмистостью – от 100-300 м³/сут. При выборе скважин для обработки могут рассматриваться также скважины и с меньшей приёмистостью – начиная с 80 м³/сут, так как эти ТТС не кольматируют ПЗП скважины.

При высокой приёмистости данные ТТС использовать нецелесообразно, так как закачиваемый состав в пласте значительно разбавляется и не происходит образования однородного прочного изолирующего геля. Оптимальной приёмистостью для использования полимерных ТТС является диапазон 150-400, максимум 500 м³/сут. При меньшей приёмистости в силу вязкостных характеристик этих растворов будет трудно или невозможно закачать требуемый объем состава для создания надежного водоизолирующего экрана требуемой протяженности. Приёмистостью выше 500 м³/сут, как правило, характеризуются объекты, имеющие высокую фильтрующую способность,

ограничить поток воды в которых полимерными составами или образующимися из них гелями практически невозможно.

- *Обводненность продукции* участка. Термотропные составы, образующие как неорганический, так и полимерный гель, обычно применяются при обводненности добывающих скважин на участке от 40 до 85 %. При меньшей обводненности применять методы увеличения нефтеотдачи в целом ещё преждевременно, а при обводненности более 85-90 % эффективность обработок этими составами значительно снижается. Высокая обводненность обусловлена или большой выработкой запасов, или кинжальным прорывом нагнетаемой воды по наиболее проницаемым прослоям пласта. Ни в первом, ни во втором случае используемый механизм закупорки путей фильтрации воды термотропными гелями не способен надёжно выполнить эту функцию и долговременно перекрыть каналы водопотока.

- *Степень выработки запасов.* Оптимальная выработка запасов для использования ТТС составляет 40-80 % от НИЗ. Это обусловлено тем, что по интенсивности воздействия на пласт термотропные системы следует относить к достаточно «мягким» составам, которые не могут существенно изменить фильтрационные потоки и поэтому используются для извлечения только значительных подвижных остаточных запасов, то есть при относительно небольшой выработке пласта.

- *Проницаемость* объекта воздействия (усредненная по участку) для применения ТТС составляет от 20 до 200 $\text{мкм}^2 \times 10^{-3}$, оптимально в области 20-80 $\text{мкм}^2 \times 10^{-3}$ для составов, образующих неорганический гель, и 50-150 $\text{мкм}^2 \times 10^{-3}$ для термотропных полимеров. При проницаемости коллектора менее 20 $\text{мкм}^2 \times 10^{-3}$ закачка ТТС в пласт затруднена или даже практически невозможна. При этом в силу низких фильтрационных характеристик в пласт могут быть закачены лишь небольшие объемы реагента и технологическая эффективность таких работ будет существенно снижена.

При проницаемости более $200 \text{ мкм}^2 \times 10^{-3}$ термотропные составы становятся неэффективны по причине недостаточного кольтматирующего действия на пласт. При таких проницаемостях требуются более «жесткие» технологии.

С учетом отмеченных особенностей, термотропные технологии МУН, механизм которых основан на образовании неорганического геля в присутствии солей алюминия и карбамида, следует отнести к достаточно «мягким» методам воздействия. Это обусловлено тем, что данный гель, имея достаточно жесткую структуру и даже более высокую механическую прочность в сравнении со сшитыми полимерными составами на основе ПАА, в поровых коллекторах повышенной проницаемости, и тем более в трещиноватых пластах, проявляет недостаточную кольтматирующую способность и может вымываться и уноситься потоком нагнетаемой воды. Здесь следует также напомнить о кислой среде исходных составов, что способствует не снижению, а напротив, некоторому повышению проницаемости обработанных зон пласта. Данные ТТС были целенаправленно разработаны для высокотемпературных низко проницаемых пластов, и применяются, как правило, при пониженной приёмистости скважин, поэтому объемы их закачек в нагнетательные скважины относительно небольшие – обычно составляет $100-250 \text{ м}^3$. Соответственно, продолжительность технологического эффекта их применения 3-5 месяцев.

В отношении «термотропных» полимеров можно сказать, что технологии их применения также относятся к «мягким» методам МУН аналогично традиционным полимерным технологиям на основе сшитых ПАА. При этом необходимо отметить, что в отличие от ПАА используемые в таких составах эфиры целлюлозы имеют значительно меньшие размеры изначальных макромолекулярных цепочек полимера. Соответственно и прочность образующегося геля будет ниже, что вызывает необходимость значительного увеличения концентрации полимера в исходном растворе. Объемы закачек полимерных ТТС в нагнетательные скважины небольшие – составляют от 50 до

200-250 м³ или 5-20 м³ на 1 погонный метр вскрытого перфорацией интервала пласта. Продолжительность технологического эффекта их применения 3-6 месяцев.

2.5. Методы увеличения нефтеотдачи, основанные на применении осадкообразующих составов (ООС)

Осадкообразующие составы (ООС) представляют собой композиции реагентов, которые в результате взаимодействия между собой или с пластовой водой в пористой среде образуют аморфные или кристаллические осадки, снижающие проницаемость обработанных интервалов и способствующие перераспределению фильтрационных потоков в объеме пласта. Примером осадкообразующего состава могут служить растворы карбоната натрия и хлористого кальция. Обе соли растворимы в воде, но при их взаимодействии образуется кристаллический осадок нерастворимой соли карбоната кальция, который коагулирует пористое пространство пласта. Важной особенностью ООС является то, что такие системы образуют осадок только в водопромытых интервалах и зонах пласта, что обеспечивает им высокую селективность при воздействии на пласт. Так как ООС, как правило, закачиваются в виде водных маловязких растворов, они обладают хорошей фильтруемостью и могут быть использованы на объектах с различными геолого -физическими характеристиками. В ряде случаев осадкообразующие составы закачивают совместно с дисперсными наполнителями (твердыми частицами), что позволяет воздействовать не только на удаленные зоны пласта, но и на ПЗП нагнетательной скважины.

Наиболее значимая информация литературных источников о применении ООС различных модификаций приведена в таблице 2.5. Анализ информации всех изученных публикаций позволяет выделить следующие наиболее благоприятные условия эффективного использования для нефтеотдачи осадкообразующих составов.

- *Пластовая температура.* Этот показатель для использования осадкообразующих составов не является значимым. В пределах обычно

встречающихся температур пластов многих месторождений в диапазоне 10-200 °С они могут использоваться без ограничений.

- *Приёмистость нагнетательных скважин*, выбранных для воздействия. Применение ОСС возможно на нагнетательных скважинах с приёмистостью от 200 до 1500 м³/сут, предпочтительно 250-400 м³/сут. Простые водные растворы осадкообразующих составов используются при невысоких приёмистостях скважин. Составы, содержащие в качестве добавок дисперсные частицы, например, глинопорошок, следует использовать при высоких значениях этого параметра – от 500 м³/сут и более. Это объясняется тем, что осадкообразующие составы в зависимости от используемых реагентов при закачке в пласт могут оказывать воздействие различной интенсивности, характер которой в первую очередь определяется пластовой температурой, а также проницаемостью и структурой порового пространства коллектора.

- *Обводненность добываемой продукции*. Осадкообразующие составы рекомендуются для использования при повышенной обводненности добываемой продукции – от 70 до 98 %. Предпочтительно применение ООС при обводненности в интервале 85-90 %.

- *Степень выработки начальных извлекаемых запасов*. ООС следует использовать при выработке запасов 40-80 % от начальных, предпочтительно при ≤ 60 %. Обоснование границ значений этого показателя взаимосвязано со значениями предыдущего показателя – обводненностью. ООС следует использовать в

случаях, когда работы по ВПП необходимы, но при этом в пласте имеются ещё достаточно высокие подвижные запасы нефти.

- *Проницаемость эксплуатируемого объекта на участке*. Осадкообразующие составы могут использоваться на коллекторах различной проницаемости 20-700 мкм² × 10⁻³. Для простых водных растворов

осадкообразующих составов оптимальная проницаемость находится в области $50-200 \text{ мкм}^2 \times 10^{-3}$, для составов, содержащих добавки дисперсных частиц, она должна быть $400 \text{ мкм}^2 \times 10^{-3}$ и более. Следует отметить, что минимальная проницаемость коллектора для применения технологии закачки простых водных растворов ООС фактически не лимитирована, то есть, если скважина принимает воду ППД и пласт разрабатывается с применением заводнения, то в качестве метода увеличения нефтеотдачи эта технология может рассматриваться в качестве первоочередной.

В отношении осадкообразующих составов можно сказать, что технологии их применения занимают промежуточное положение между «мягкими» и «жесткими» методам МУН. Нерастворимые кристаллические осадки, выпадающие из раствора при взаимодействии растворенных солей, образуются в объеме не более 15-20 % объема, занимаемого этими растворами, то есть порового пространства коллектора. Поэтому сам механизм тампонирувания пор и каналов фильтрации таким осадком не предусматривает их полную закупорку. В случае присутствия в исходных растворах дисперсных частиц, в частности глины, или гелеобразующих материалов, например, жидкого стекла, они более надёжно и долговечно перекрывают водопроводящие каналы и способ данного тампонирувания приобретает более жесткий характер.

Объем закачки ООС в скважину обычно составляет 250-500 м³, концентрации реагентов выбираются с учетом их растворимости в используемой для приготовления исходных растворов воде и планируемой скорости образования осадка в пластовых условиях.

2.6 Методы увеличения нефтеотдачи, основанные на применении силикатных систем

При обработке нагнетательных скважин с целью увеличения нефтеотдачи пластов и ВПП широко используются технологии закачки МОХ МУН на основе силикатных составов (СС). К силикатным составам, как правило, относятся композиции на основе силиката натрия и его аналогов (стекло натриевое жидкое, стекло натриевое порошкообразное, метасиликат натрия), которые в пластовых условиях образуют объемный гель или осадок, коагулирующий поровое пространство, что обеспечивает перераспределение фильтрационных потоков в объеме пласта. Широкое распространение силикатные составы получили за счет того, что они могут применяться на объектах практически с любой пластовой температурой, с любой проницаемостью (потенциально и на суперколлекторах) и любой степенью неоднородности. Обводненность добываемой продукции также фактически не лимитируется. Такие возможности силикатных составов определяются химической природой реагента – силиката натрия. В определенных условиях основной компонент СС – силикат натрия, может образовывать подвижные, со временем твердеющие гели. Это композиции, включающие силикат натрия и соляную или другую кислоту. В других условиях могут образовываться объемные осадки. Это водные растворы силиката натрия, взаимодействующие с водными растворами хлористого кальция или минерализованной водой, содержащей катионы двухвалентных металлов. Все эти составы отличаются в широких пределах своими свойствами: подвижностью, вязкостью, тиксотропными свойствами, степенью взаимодействия с породой пласта и т.д. При этом наличие тех или иных свойств у силикатных составов часто определяется концентрацией силиката натрия в системе. Кроме того СС в силу их щелочной природы обладают нефтевытесняющими свойствами, то есть кроме функции геле - или осадкообразования закачка силикатных составов в пласт приводит к дополнительному доотмыву нефти из обработанных интервалов.

К силикатным системам могут быть отнесены также составы, образующие осадок – гидроксид кремния на основе других исходных соединений. Технологий на основе таких соединений ограниченное количество, но механизм воздействия на пласт в целом аналогичен описанному для обычных силикатных составов.

Наиболее значимая информация литературных источников о применении силикатных составов различных модификаций приведена в таблице 2.6. Анализ информации публикаций позволяет выделить следующие наиболее благоприятные условия эффективного использования таких реагентов для нефтеотдачи.

Пластовая температура. Этот показатель для использования силикатных составов не является значимым. Как и осадкообразующие составы, в пределах обычно встречающихся температур пластов подавляющего большинства месторождений в диапазоне 10-200 °С они могут использоваться без ограничений. Однако силикатно -полимерные композиции применимы только до 90-95 °С, что ограничено термической деструкцией входящих в состав полимеров, особенно акрилового ряда.

Приёмистость нагнетательных скважин, выбранных для воздействия. Применение СС наиболее предпочтительно на скважинах с пониженной, включая предельную для закачки МОХ МУН, и средней приёмистостью нагнетательных скважин. Силикатные составы при закачке в пласт обладают достаточно «мягким» действием при перераспределении фильтрационных потоков и способны размываться под действием закачиваемой воды, поэтому в случае приёмистости более 500 м³/сут воздействие на пласт будет не результативным.

Обводненность добываемой продукции. Силикатные составы рекомендуются для использования при повышенной обводненности добываемой продукции: от 60 до 98 %. Предпочтительна закачка СС при обводненности в области 75-85 %, когда на участке пласта и в обработанных интервалах имеются

подвижные запасы нефти, на которые может действовать щелочная «нефтевытесняющая составляющая» механизма воздействия силикатных систем.

Степень выработки начальных извлекаемых запасов. СС следует использовать при выработке запасов 40-80 % от начальных запасов, предпочтительно при ≤ 60 %. Обоснование границ значений этого показателя взаимосвязано со значениями предыдущего показателя – обводненностью. Силикатные составы следует использовать в случаях, когда работы по ВПП необходимы, но при этом в пласте имеются ощутимые подвижные запасы нефти.

Проницаемость эксплуатируемого объекта на участке. Силикатные составы могут использоваться на коллекторах низкой и средней и повышенной проницаемости $50-500 \text{ мкм}^2 \times 10^{-3}$, оптимально в области $80-250 \text{ мкм}^2 \times 10^{-3}$. В принципе, минимальная проницаемость коллекторов для применения технологии закачки СС не лимитирована, особенно в случае ГРП нагнетательного фонда. Если скважины принимают воду ППД и пласт разрабатывается с применением заводнения, то эта технология может рассматриваться в качестве метода увеличения нефтеотдачи альтернативного ООС. Такие возможности силикатных составов обусловлены низкой вязкостью закачиваемых композиций в сочетании с эффективным регулированием фильтрационных потоков как в ПЗП скважин, так и на удалении от забоя. При высоких проницаемостях коллектора $> 500 \text{ мкм}^2 \times 10^{-3}$ использование СС малоэффективно в силу хорошей фильтруемости составов и относительно «мягкого» изолирующего действия.

Важной особенностью силикатных составов является то, что для их приготовления должна использоваться пресная или слабоминерализованная вода, а между оторочками отдельных компонентов СС следует закачивать буфер пресной воды. Технологии с применением силикатных составов следует отнести к «мягкими» методам ФХ МУН. Для увеличения нефтеотдачи пластов обычно используют составы с содержанием силиката натрия 2-6 %. Объем закачки СС

составляет 150-400 м³. Продолжительность технологического эффекта при применении силикатных составов для увеличения нефтеотдачи составляет обычно 4-8 месяцев.К

2.7 Методы увеличения нефтеотдачи, основанные на применении нефтеотмывающих составов

Сразу отметим, что в настоящей работе рассмотрены не классические применяемые в мировой практике нефтеотмывающие составы и технологии их применения типа ПАВ-заводнения, ПАВ-щелочного заводнения, ASP-заводнения, когда в пласт на протяжении продолжительного периода времени нагнетается нефтеотмывающий реагент в объёмах 10-30 % межскважинного порового пространства коллектора, а относительно небольшие оторочки, воздействующие лишь на околоскважинную зону пласта. Данная практика получила довольно широкое распространение в последнее время в нашей стране, в частности, в Западной Сибири. Целью таких обработок является доотмыв призабойной зоны пласта от удерживаемой породой остаточной нефти и увеличение, тем самым, фазовой проницаемости для закачиваемой воды. Для этого в ПЗП нагнетательных скважин закачиваются небольшие объёмы реагентов, очищающие приствольную зону пласта от остаточной нефти на расстоянии не более 5-10 метров. Так называемого «нефтяного вала» при этом практически не образуется, однако приёмистость скважины увеличивается и, как правило, закачиваемую воду начинают принимать новые ранее не участвующие в работе пропластки. Вследствие этого и увеличивается нефтеотдача пласта.

К рассматриваемым нефтеотмывающим составам (НОС), используемым для отмеченного выше механизма увеличения нефтеотдачи пластов, обычно относят водные составы и микроэмульсии, содержащие в качестве реагентов для увеличения коэффициента вытеснения нефти различные поверхностно - активные вещества (ПАВ). В последнее время всё чаще применяются кислотные ПАВ-содержащие составы, например, «Алдинол -20». Нефтеотмывающие составы по ряду показателей являются аналогами некоторых эмульсионных составов, представленных прямыми эмульсиями типа «масло в воде», или кислотных микроэмульсий. Также как прямые эмульсии, составы для доотмыва нефти обладают повышенной поверхностной активностью, имеют малую

вязкость и обычно используются, как отмечалось выше, для обработки призабойной зоны с целью увеличения коэффициента вытеснения нефти и снижения остаточной нефтенасыщенности ПЗП. Вследствие этого увеличивается фазовая проницаемость обработанной зоны для воды, и, соответственно – приемистость нагнетательной скважины. Если состав содержит кислоту, приемистость скважины увеличивается ещё и за счет кислотной обработки породы. Нефтеотмывающие составы применяют преимущественно для воздействия на коллекторы с низкой и средней проницаемостью, находящиеся на начальной стадии разработки.

В качестве поверхностно -активных веществ для нефтеотмывающих составов, как правило, используются традиционные ПАВы: неионогенные, анионоактивные и катионоактивные, применение которых имеет свои особенности, но общим свойством является способность снижать межфазное натяжение на границе «нефть -вода». Также в качестве поверхностно -активных агентов для увеличения коэффициента вытеснения нефти могут применяться и другие вещества: различные органические растворители: спирты, эфиры, углеводороды, их смеси, а также специальные полимеры и некоторые вторичные продукты нефтехимических производств.

Нефтеотмывающие составы могут закачиваться на поздних стадиях разработки в составе комплексных технологий, когда последовательно закачиваются составы различного назначения, например, первоначально закачивается состав коагулирующего действия, а затем нефтеотмывающий состав. Такая технология воздействия на пласт позволяет добиться перераспределения фильтрационных потоков и усилить это действие за счет более интенсивного вытеснения нефти из новых нефтенасыщенных интервалов пласта.

Пластовая температура. Для нефтеотмывающих составов этот показатель является определяющим, так как их использование в большинстве случаев возможно только при температуре менее 75 °С. Это обусловлено

ограниченной термостабильностью многих традиционно используемых поверхностно -активных веществ, особенно неионогенного типа – «неонол » и его аналоги. При более высокой температуре ПАВы могут деструктурировать, поэтому эффективность и время их технологического воздействия на пласт резко снижается. При более высоких пластовых температурах могут использоваться более стабильные анионоактивные ПАВ, например, реагенты типа «сульфонол ». Но они чувствительны к минерализации пластовой воды, а именно к присутствию ионов двухвалентных металлов – кальция и магния, которые «высаливают » их из раствора, то есть выводят в инертный осадок, и они перестают снижать межфазное натяжение, а раствор прекращает выполнять свою функцию отмыва нефти.

Приёмистость нагнетательных скважин, выбранных для воздействия. Применение ПАВ-содержащих, особенно кислотных, составов наиболее эффективно при воздействии на пласты с низкой и средней приёмистостью – 50-500 м³/сут., предпочтительно 80-180 м³/сут. При этом НОС следует закачивать в скважины, где в призабойной зоне пласта сохраняется достаточное количество остаточной нефти, которая может быть включена в процесс фильтрации. При приёмистости нагнетательных скважин более 500 м³/сут. будет происходить преждевременное разбавление закачиваемого раствора, то есть снижение концентрации ПАВ, и, как следствие, снижение эффективности его воздействия на пласт.

Обводненность добываемой продукции. Нефтевытесняющие составы могут быть использованы в широком диапазоне значений обводненности добываемой продукции – от 10 до 90 %, предпочтительно в интервале 65-75 %. Такие значения обводненности характеризуют участок пласта как зону достаточно высокой или средней нефтенасыщенности, где нефтевытесняющие реагенты могут быть результативно использованы и воздействие на пласт наиболее эффективно. При высокой обводненности продукции скважин, также

как и при высокой приемистости нагнетательных скважин, может произойти преждевременное разбавление НОС, что снизит технологический эффект.

Степень выработки начальных извлекаемых запасов. Для использования НОС выработка запасов на участке не должна превышать 90 % от начальных извлекаемых, предпочтительно ≤ 50 %. При низкой выработке запасов нефтewытесняющие составы целесообразно использовать в случае низкой приемистости нагнетательных скважин и низком дебите добывающих скважин. Наличие достаточного количества остаточных запасов – одно из основных условий для применения НОС, так как объектом воздействия является именно пластовая нефть.

Проницаемость эксплуатируемого объекта на участке. Нефтewытесняющие составы можно использовать при проницаемости объекта $10-500 \text{ мкм}^2 \times 10^{-3}$, оптимально в области $50-150 \text{ мкм}^2 \times 10^{-3}$. При таких значениях проницаемости НОС не только сохраняют свое поверхностно -активное действие, но и эффективны как реагенты, улучшающие фильтрацию остаточной диспергированной и пленочной нефти в пористой среде. При высокой проницаемости коллектора, когда удерживание капельной нефти в межпоровых каналах практически не происходит, добавки ПАВ не оказывают ощутимого влияние именно на процесс фильтрации нефти.

Глинистость породы коллектора. Необходимо также отметить высокую степень адсорбции ПАВ на поверхности породы, особенно при повышенном содержании глинистых разностей. Общеизвестно, что увеличение содержания глин в коллекторе снижает его проницаемость и увеличивает удельную поверхность породы. А последнее увеличивает степень адсорбции на ней различных реагентов, включая и ПАВ. Поэтому глинистость коллектора является ещё одним определяющим фактором возможности и целесообразности применения ПАВ-содержащих нефтewотмывающих составов. Практика свидетельствует, что использование ПАВ в терригенных коллекторах с проницаемостью менее $10-5 \text{ мкм}^2 \times 10^{-3}$ не эффективно. Содержание глин в таких

объектах в большинстве случаев лежит в пределах от 10 до 15 % в пересчете на всю породу. Поэтому максимальным содержанием глин для применения НОС можно считать величину не более 8-10 %.

И это следует обязательно учитывать при планировании нефтеотмывающих ПАВ или ПАВ-кислотных обработок в терригенных низкопроницаемых коллекторах.

В качестве дополнительной информации можно отметить, что объем закачки нефтеотмывающих составов в технологиях малообъемных химических методов увеличения нефтеотдачи составляет 50-70 м³, но в зависимости от поставленных практических задач может достигать и больших значений – 150-200 м³. Продолжительность технологического эффекта при использовании НОС в технологиях МОХ МУН составляет в среднем 2-4 месяца.

2.8 Методы увеличения нефтеотдачи, основанные на применении технологий комплексного воздействия

По существу, комплексные технологии предлагают ту или иную комбинацию последовательных обработок нагнетательных скважин потокоотклоняющими составами, например, СПС + ЭС, ВУС + СПС, ПДС + ЭС, ПДНС + СПС и т. д., с целью более надежного тампонирувания высокопроницаемых водопромытых зон и интервалов, в частности, высокопроницаемых трещинных систем или прослоев суперколлектора. Другая группа методов комплексного воздействия предлагает различные комбинации последовательных обработок нагнетательных скважин потокоотклоняющими составами, например, те же ЭС, СПС, ВУС, ПДС, ПДНС и т.д., а затем кислотными, ПАВ-кислотными или ПАВ-содержащими составами: СПС + ПКВ, СПС + ПАВ, СПС + КПАС, ЭСС + ПКВ, СПС + ЭС + Кислота + ПАВ и т.п. Целью таких обработок является блокирование фильтрующей способности высокопроницаемых обводненных зон и восстановление/увеличение проницаемости низкопроницаемых и закольматированных продуктивных прослоев, а также доотмыв нефти в ПЗП и увеличение, тем самым, фазовой проницаемости для воды и, соответственно, приемистости нагнетательной скважины. При этом происходит также и повышение охвата выработки пласта.

Отмеченные выше основные геолого-физические факторы, выполняющие роль критериев выбора технологий для воздействия на пласты (*пластовая температура, приёмистость нагнетательных скважин, обводненность добываемой продукции, степень выработки начальных извлекаемых запасов, проницаемость эксплуатируемого объекта на участке*), достаточно подробно рассмотрены в предыдущих разделах для каждой из групп технологий и остаются теми же и в случае использования этих технологий в комплексе друг с другом. Поэтому нет необходимости рассматривать каждый из указанных геолого-промысловых параметров именно для комплексных методов воздействия на пласты. То есть, при выборе комплекса воздействия следует

руководствоваться критериями применимости, приведенными выше для каждой отдельной группы технологий. При этом следует отметить, что комплексные технологии МОХ МУН применяются в наиболее сложных геологических условиях и имеют, как правило, более высокую эффективность.

В целом же, анализ литературных данных, касающихся комплексных технологий МОХ МУН, позволяет выделить наиболее интересные и эффективные методы, приведенные в табл. 2.8.

В приведенном выше разделе учебного пособия отражены основные и наиболее важные результаты экспериментальных исследований и промысловых испытаний малообъемных химических методов увеличения нефтеотдачи, полученные и опубликованные в последние годы. Рассмотренные группы технологий МОХ МУН описывают наиболее распространенные в нашей стране методы воздействия на пласт и, разумеется, не отражают в полной мере всего многообразия возможных вариантов конкретных технических решений. Тем не менее, описанные характеристики методов, основы механизмов их воздействия и оптимальные параметры применения позволяют выделить наиболее перспективные подходы или их комбинации для максимально результативного воздействия на пласт с целью получения дополнительной добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов

3. ПОДХОДЫ К МОДЕЛИРОВАНИЮ

3.1. Решение задачи об обработке вертикальной скважины, пересекающей пропластки с различными фильтрационными свойствами.

Основной задачей фильтрации рассматриваемой суспензии (полимер дисперсной системы) является изменение профиля приемистости или продуктивности в скважине после ее обработки. Для этого рассмотрим продуктивный пласт, вскрытый вертикальной скважиной, и состоящий из N пропластков разной проницаемостью и мощностью (толщиной). Ввиду того, что объемы закачки полимер-дисперсной системы относительно небольшие, вертикальными перетоками между пропластками можно пренебречь [13] и считать их изолированными друг от друга. Если коэффициент фильтрации λ и соотношение размеров частиц к размерам пор в пропластках с различной проницаемостью отличаются, то коэффициент повреждения β в первом приближении можно считать постоянным. В этом приближении запишем систему (3) в радиальной одномерной системе координат с расстоянием r :

$$h_{\alpha} \left(\frac{\alpha(\alpha_{\alpha} c_{\alpha} + \sigma_{\alpha})}{\alpha_{\alpha}} + \frac{I \alpha(\alpha_{\alpha} \alpha_{\alpha})}{\alpha_{\alpha}} \right) = 0,$$

$$\frac{\alpha_{\alpha}}{\alpha_{\alpha}} = \alpha_{\alpha} \alpha_{\alpha} \alpha_{\alpha},$$

(9)

$$\alpha_{\alpha} = - \frac{\alpha_{\alpha}}{\alpha(I + \alpha_{\alpha})} \frac{\alpha_{\alpha}}{\alpha_{\alpha}}$$

Введем следующие безразмерные переменные:

$$\alpha = \frac{\alpha^2 - \alpha_{\alpha}^2}{\alpha_{\alpha}^2 - \alpha_{\alpha}^2}, \quad \alpha = \frac{\alpha_{\alpha}}{2\alpha \alpha_{\alpha} (\alpha_{\alpha}^2 - \alpha_{\alpha}^2)}, \quad \alpha_{\alpha} = \frac{\alpha_{\alpha}}{\alpha_{\alpha}}, \quad A_{\alpha} = \frac{\alpha_{\alpha} (\alpha_{\alpha}^2 - \alpha_{\alpha}^2)}{2\alpha_{\alpha}}, \quad (10)$$

$$\text{где } \alpha_{\alpha} = 2\alpha \alpha_{\alpha} h_{\alpha} \alpha_{\alpha}, \quad \alpha = \sum \alpha_{\alpha}, \quad \alpha = \sum h_{\alpha},$$

где r_w – радиус скважины, r_c – радиус контура питания скважины, h_i , α_{α} , c_i , k_i , σ_i , U_i , q_i и p_i – мощность, пористость, объемная концентрация частиц в

потоке, проницаемость, объемная концентрация в единице объема всей породы захваченных в пористой среде частиц, скорость фильтрации, расход и давление в i -ом пропластке, Q – суммарный расход, p_c – давление на контуре питания, H – мощность пласта. В этих переменных система уравнений (9) сводится к системе уравнений (5), решения системы с точностью до новых обозначений также совпадают с (6).

Нас будут интересовать решения на ограниченном интервале времени $0 < t < t^*$ соответствующем закачке определенного объема – оторочки полимер дисперсной системы. Следовательно, согласно (8) безразмерный интервал времени будет отличаться в каждом пропластке:

$$\sigma_i^* = \frac{\sigma_{i0} \sigma_{i0}^*}{2 \sigma_{i0} h_{i0} (\sigma_{i0}^2 - \sigma_{i0}^2)},$$

а решение для концентрации захваченных частиц (6) в этом пропластке примет вид:

$$\sigma_i = A_i \sigma_{i0} (\sigma_{i0}^* - \sigma_i) \sigma_{i0} \exp(-A_i \sigma_i) \quad (11)$$

Рассмотрим случай обработки добывающей скважины, тогда приток жидкости из i -го пропластка до воздействия определяется классической формулой Дюпюи:

$$q_{i0} = \frac{2 \sigma_{i0} h_{i0} (\sigma_{i0} - \sigma_{i0}^*)}{\sigma_{i0} \ln \left(\frac{\sigma_{i0}}{\sigma_{i0}^*} \right)}$$

где p_w – давление на забое скважины, а также учтен объемный фактор усадки при разгазировании нефти B .

При загрязнении пористой среды захваченными частицами с распределением (9) приток нефти проводя те же преобразования, что и при получении формулы Дюпюи приходим к следующему выражению:

$$\square_{\square} = \frac{2\square\square\square h_{\square} (\square_{\square} - \square_{\square})}{\square_{\square} \ln\left(\frac{\square_{\square}}{\square_{\square}}\right) + \square_{\square}}, \quad \square_{\square} = \frac{\square}{2} (\square^2 - 1) \int_0^1 \frac{\square_{\square}(\square)}{1 + (\square^2 - 1)\square} \square_{\square}, \quad (12)$$

$$\square_{\square} = \frac{\square}{2} A_{\square} \theta_{\square} \square_{\square} \exp\left(-\frac{A_{\square}}{\square^2 - 1}\right) \left(\square (\ln(\square^2) + \square) + \frac{1}{A_{\square}} \left(\exp\left(-\frac{A_{\square}}{1 - \frac{1}{\square^2}}\right) - \exp\left(-\frac{A_{\square}}{\square^2 - 1}\right) \right) \right) \quad (13)$$

где S_i – скин-фактор i -го пропластка, а также введены обозначения

$$\square = \square_{\square}^* + \frac{1}{\square^2 - 1}, \quad \square = \sum_{\square=1}^{\infty} \frac{(-1)^{\square} A_{\square} (\square_{\square}^2 - \square_{\square}^2)}{(\square_{\square}^2 - \square_{\square}^2)^{\square} \cdot \square \cdot \square!} \quad (14)$$

и безразмерный комплекс

$$\square = \frac{\square_{\square}}{\square_{\square}},$$

равный отношению радиуса контура питания к радиусу скважины.

Изменение дифференциального скин-фактора для каждого пропластка и определяет перераспределение потоков в слоистом пласте.

Используя обобщенную форму уравнения Дарси (6) с учетом снижения проницаемости за счет осажденных частиц, можно получить формулу для изменения приемистости i -го пропластка после обработки вертикальной скважины.

$$\square_{\square} \square_{\square} = \frac{\square_{\square}}{(\square_{\square} - \square_{\square})} = \frac{2\square\square\square h_{\square}}{\square_{\square}} \frac{1}{\int_{\square_{\square}}^{\square_{\square}} (1 + \square_{\square}(\square))^{\square_{\square}}}$$

(15)

где учтен объемный фактор усадки при разгазировании нефти B .

3.2. Задача об изменении профиля приемистости/продуктивности скважины после обработки полимер-дисперсной системой.

Рассмотрим задачу об изменении профиля приемистости/продуктивности скважины после обработки на примере пласта, состоящего из двух изолированных пропластков с контрастными фильтрационными параметрами: $k_1=500$ мД, $\alpha_1 = 0.2, h_1 = 5$ м, $k_2=10$ мД, $\alpha_2 = 0.15, h_2 = 35$ м. Закачка оторочки полимер-дисперсной системы в пласт сопровождается неравномерным распределением суспензии по пропласткам. Засорение пропластков осевшей суспензией вызывает соответственно селективное снижение их эффективной пористости и проницаемости. Пусть добывающая скважина является механизированной, а нагнетательная питается с кустового насоса. В обоих случаях насосное оборудование до определенного значения компенсирует снижение общей продуктивности/приемистости. Если мы положим, что дебит/расход жидкости в скважинах не меняется после обработки, то происходит перераспределение потоков в пропластках в результате селективного снижения их проницаемости. Целью воздействия является выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин для более равномерного продвижения воды по пласту и вытеснения нефти, для добывающих скважин - снижение обводненности продукции за счет селективного/большого снижения проницаемости и дебита обводненных высокопроницаемых пропластков пластовой системы.

Для решения данной практической задачи приведем безразмерные решения, полученные в предыдущем разделе, к размерному виду. Пусть объем закачанной оторочки равен $V=15$ м³, тогда время закачки оторочки составит $T=Q*V$, где Q – общая скорость закачки оторочки полимер-дисперсной системы в пласт. Тогда объемы суспензии, закачанной в пропластки, будут равны $V_1= 1.8$ м³ и $V_2=13.2$ м³.

Изменение приемистости/продуктивности i -го пропластка определяется общей формулой (11) и распределениями осажденной суспензии в

нагнетательной (9) и добывающей скважинах (10). В результате в нагнетательной скважине снижение приемистости в первом пропластке составит 30%, а втором низкопроницаемом - лишь 8%, при общем снижении приемистости 18%. Для добывающей скважины перераспределение потоков описывается несколько иным решением (8), поэтому снижение продуктивности первого составит 25%, а второго – 10%, при падении общей продуктивности на 21%.

3.3. Оптимизационная задача определения наиболее эффективной технологии обработки скважин.

Для решения задачи оптимизации технологии необходимо в первую очередь сформулировать критерий оптимизации. Для этого необходимо определить, что вкладывается в термин выравнивание профиля приемистости/продуктивности скважины. При одинаковой по поперечному сечению пласта скорости продвижения фронта вытеснения нефти водой обеспечивается максимальное время безводной добычи нефти, что и является целью оптимизации разработки при заводнении. Эта цель достигается при одинаковой удельной (на единицу продуктивного интервала) приемистости/продуктивности пласта. Неоднородность пласта по толщине приводит к неоднородному профилю приемистости/продуктивности. Таким образом, для задач обработки нагнетательной и добывающей скважин таким критерием может быть минимизация относительного среднеквадратичного отклонения удельной приемистости/продуктивности от среднего значения к общей приемистости/продуктивности.

С другой стороны, увеличение зоны загрязнения приводит к падению общей приемистости/продуктивности пласта, что влияет на общий расход/дебит скважины. Таким образом, минимизация соотношения приемистости/продуктивности скважины после и до обработки также является целью оптимизации.

Сформулируем условие минимизации удельного по поперечному сечению пласта квадратичного значения приемистости/продуктивности для рассматриваемой модели пласта, состоящего из N изолированных пропластков различной проницаемости:

$$\frac{\sum_{\square} \left(\frac{q_{\square}^l}{h_{\square}} - \frac{\sum_{\square} q_{\square}^l}{\sum_{\square} h_{\square}} \right)^2}{\left(\frac{\sum_{\square} q_{\square}^l}{\sum_{\square} h_{\square}} \right)^2} \rightarrow \square \square \square$$

где q_{\square}^l , q_{\square}^o – значения расходов после и до воздействия. Подчеркнем, что нормировка этого условия возможна как на средний профиль до, так и после воздействия. В дальнейшем будет понятно, почему нами выбрана нормировка на среднеквадратичное значение начального расхода.

Выразим расход через i -ый пропласток с использованием депрессии до и после воздействия и коэффициента продуктивности/приемистости:

$$q_{\square}^l = q_{\square}^o \Delta_{\square}^i; \quad q_{\square}^o = \frac{2 \square \square_{\square} h_{\square}}{\square \square_{\square} (1 - \square \int_{\square}^{\square} \square_{\square}(\square) \square \square) \ln\left(\frac{\square e}{\square}\right)}; \quad \square = 0, 1; \quad \square = 1 - \square.$$

Тогда критерий оптимизации примет вид:

$$\left(\frac{\Delta_{\square}^l}{\Delta_{\square}^o} \right)^2 \frac{\sum_{\square} \left(\frac{q_{\square}^l}{h_{\square}} - \frac{\sum_{\square} q_{\square}^l}{\sum_{\square} h_{\square}} \right)^2}{\left(\frac{\sum_{\square} q_{\square}^l}{\sum_{\square} h_{\square}} \right)^2} \rightarrow \square \square \square$$

Как видим из структуры этого критерия, он подразумевает как минимальное значение изменения депрессии на пласт, так и выравнивание профиля удельной продуктивности/ приемистости скважины.

Если принять, что насосное оборудование позволяет не снижать суммарный дебит скважин после обработки, то это условие можно записать как:

$$\frac{\sum_{\square}(\square\square^I)\Delta\square^I}{\sum_{\square}(\square\square^0)\Delta\square^0} = 1 \quad \text{или} \quad \frac{\sum_{\square}(\square\square^I)}{\sum_{\square}(\square\square^0)} = \frac{\Delta\square^0}{\Delta\square^I}$$

Подставляя это выражение в критерий оптимизации получим:

$$\left(\frac{\sum_{\square}(\square\square^0)}{\sum_{\square}(\square\square^I)}\right)^2 \frac{\sum_{\square} \left(\frac{\square\square^I}{h_{\square}} - \frac{\sum_{\square} \square\square^I}{\sum_{\square} h_{\square}}\right)^2}{\left(\frac{\sum_{\square} \square\square^I}{\sum_{\square} h_{\square}}\right)^2} \rightarrow \square\square\square$$

Управляющими технологическими параметрами являются: применяемая суспензия (размер частиц – r_s), концентрация частиц в суспензии c_o , объем полимер-дисперсной оторочки V .

а. Решение оптимизационной задачи в случае пласта, состоящего из двух пропластков.

Рассмотрим случай залежи, состоящей из двух пропластков с характеристиками: $h_1=5\text{м}$, $k_1=100\text{мД}$, $\phi_1=0.2$; $h_2=45\text{м}$, $\phi_2=0.15$, $k_2=10\text{мД}$. Примем следующие характерные значения эмпирических параметров: $\lambda_o = 50 \text{ л/м}$, $n = 2$, $\beta = 1000$. Размер частиц соответствует дисперсной системе на основе древесной муки с $d = 3\mu\text{к}$, а размер пор пропластов определим по формуле Козени-Кармана [8]: $\square_{\square} = \sqrt{8\square_{\square}/\phi}$. Тогда коэффициент фильтрации, определяемый соотношением d/D , для пропластков равен: $\lambda_1=1,5$, $\lambda_2= 4,1$.

б. Частный случай двух пропластков, поиск условий наиболее эффективного воздействия.

Рассмотрим случай залежи, состоящей из двух пропластков 1 и 2 с характеристиками: $h_1=30$ м, $k_1=70$ мД, $\phi_1=0.15$; $h_2=30$ м, $\phi_2=0.15$, $k_2=100$ мД. Примем следующее характерное значение эмпирического параметра $\lambda_0=50$ л/м. Размер частиц соответствует дисперсной системе на основе древесной муки с радиусом $r_p=1,5$ мкм, а размер пор пропластков определим по формуле Козени-Кармана [8]: $\sigma_{\square} = \sqrt{8\sigma_{\square}/\phi_{\square}}$. Эффективная вязкость суспензии в рассматриваемом случае $\mu=1$ сП, объёмный фактор усадки $B=1,05$, радиус скважины $r_w=0,1$ м, радиус контура питания $r_c=L=200$ м, давление на забое скважины $p_w=6$ МПа, давление на контуре питания $p_c=10$ МПа, начальная концентрация $c_0=0.05$, безразмерный интервал времени в первом приближении примем равным $\square_{\square}^* = \square = 1$. Возьмём для измерения дополнительную точку посередине $X_m=0.5$, где безразмерное давление примем равным $P_m=0.8$ как среднее давление между концами образца. Тогда при решении (8) методом простой итерации и средних значениях $V=0,2$, $\beta=25$ безразмерные коэффициенты фильтрации для обоих пропластков получаются одинаковыми и равными $A_1 = A_2 = 0,0264$, поскольку отличаются только проницаемости. При этом из (7) $n=9,3$.

Далее можно рассчитать скин-фактор из (13) с учётом выражения (7) для коэффициента загрязнения β и найти отношение дебита нефти после закачки полимера и до этого процесса в зависимости от объёма закачки (12), что показано на рис. 2, где также указаны номера пропластков.

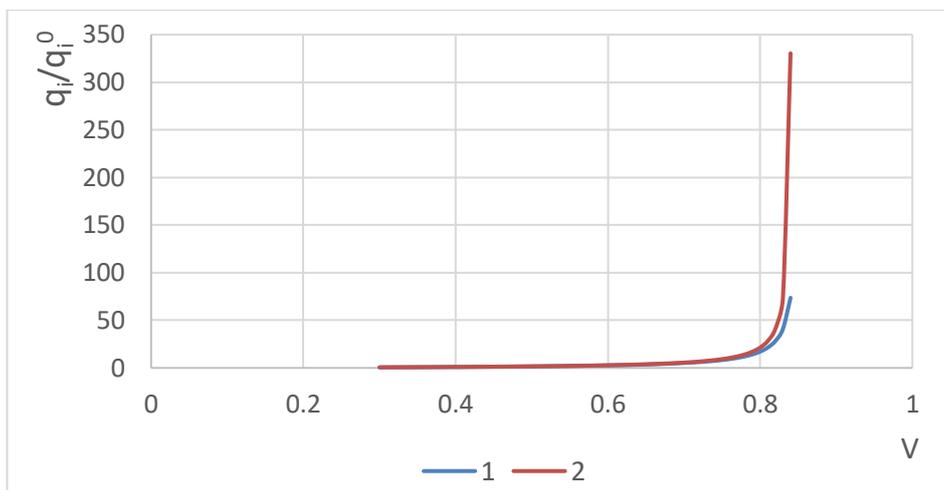


Рис. 7. Зависимость отношения дебита после закачки полимера к дебиту до закачки от объёма закачки.

Анализ результатов показывает, что имеется некоторый предельный объём закачки полимера, когда зависимость отношения указанных дебитов выходит на асимптоту. Этот объём соответствует максимальной эффективности процесса. Закачка большего объёма приводит к забиванию пор полимером и препятствию фильтрации.

Описанный эффект имеет чисто физический смысл и не является математическим. Доказать это можно, построив зависимости отношения дебита после закачки к дебиту до закачки от V при различном количестве членов ряда в сумме. Эти зависимости для второго пропластка показаны на рис. 3, где отмечено количество оставленных членов ряда. Следует отметить, что даже при 2 членах ряда в сумме ряд сходится, а положение асимптоты остаётся неизменным.

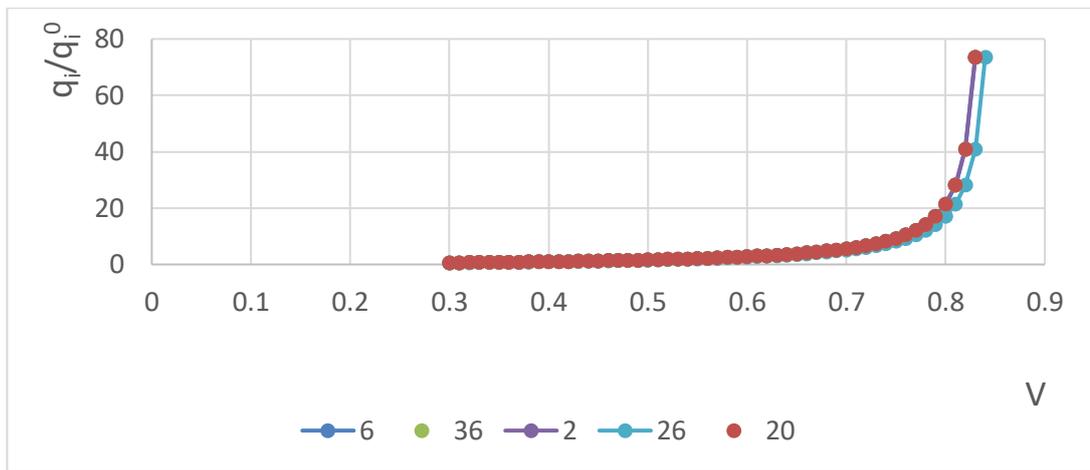


Рис. 8. Зависимость отношения дебита после закачки полимера к дебиту до закачки от объёма закачки при различном количестве членов ряда в сумме.

в. Движение оторочки полимера.

В случае движения оторочки полимера решения для концентрации частиц и концентрации захваченных частиц примут вид

$$\begin{aligned} \tau \leq \tau_1: \tau &= \tau_0 \exp(-\lambda \tau); \quad \sigma = \lambda \theta (\tau_1 - \tau) \tau_0 \exp(-\lambda \tau); \\ \tau > \tau_1: \tau &= \tau_0 \exp(-2\lambda \tau); \quad \sigma = \lambda \theta (\tau_1 - \tau) \tau_0 \exp(-2\lambda \tau), \end{aligned} \quad (14)$$

где τ_1 – время прохождения оторочки полимера.

Кроме того, следует учесть в законе Дарси (3) зависимость вязкости раствора полимера от концентрации:

$$\mu = \mu_0 (1 + \alpha c), \quad (15)$$

$$c = - \frac{\mu}{\mu_0 (1 + \alpha c) (1 + \alpha c)} \frac{d\mu}{d\mu_0} (\mu) \quad (16)$$

где μ_0 – вязкость воды, α – коэффициент пропорциональности.

В безразмерном виде закон Дарси (16) примет вид

$$c = - \frac{1}{(1 + \alpha c)(1 + \alpha c)} \frac{dc}{d\mu_0}, \quad \text{где } c = \frac{\mu - \mu_0}{\mu_0} \quad (17)$$

Тогда распределение давления определяется из выражения

$$\begin{aligned} I - \mu(c, \mu = I) &= \mu \left(I + \alpha \int_0^I \mu(c, \mu) dc + \alpha \int_0^I \mu(c, \mu) d\mu \right. \\ &\quad \left. + \alpha \alpha \int_0^I \mu(c, \mu) \mu(c, \mu) d\mu \right) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \square \leq \square_I: I - \square(\square, \square = I) &= \square \left(I + \square \theta \square \square \left(\square_I(I - \exp(-\Lambda)) + \right. \right. \\ \exp(-\Lambda) + \frac{I}{\Lambda}(\exp(-\Lambda) - I) & \left. \left. \right) + \frac{\square \square \square}{\Lambda} (I - \exp(-\Lambda)) + \frac{\square \square \theta \square \square^2}{2} \left(\square_I(I - \right. \right. \\ \exp(-2\Lambda)) + \exp(-2\Lambda) + \frac{I}{2\Lambda}(\exp(-2\Lambda) - I) & \left. \left. \right) \right), (18) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \square > \square_I: I - \square(\square, \square = I) & \\ &= \square \left(I \right. \\ &+ \frac{\square \theta \square \square}{2} \left(\square_I(I - \exp(-2\Lambda)) + \exp(-2\Lambda) + \frac{I}{2\Lambda}(\exp(-2\Lambda) - I) \right) \\ &+ \frac{\square \square \square}{2\Lambda} (I - \exp(-2\Lambda)) \\ &+ \frac{\square \square \theta \square \square^2}{4} \left(\square_I(I - \exp(-4\Lambda)) + \exp(-4\Lambda) \right. \\ &\left. \left. + \frac{I}{4\Lambda}(\exp(-4\Lambda) - I) \right) \right). (19) \end{aligned}$$

4. РАСЧЁТ ВЛИЯНИЯ ПАРАМЕТРОВ ПОЛИМЕР-ДИСПЕРСНЫХ ЧАСТИЦ НА КОЭФФИЦИЕНТЫ ФИЛЬТРАЦИИ И РАЗРУШЕНИЯ ПОРОДЫ.

Композиционные или многокомпонентные и многофазные модели фильтрации являются достаточно распространенным инструментом решения задач подземной гидромеханики для процессов снижения приемистости нагнетательных скважин при закачке воды низкого качества, продуктивности добывающих скважин для добычи нефтей с высоким содержанием смол и асфальтенов, высоковязких нефтей в плохо консолидированных пластах, закачки пресных вод и т.д. В этих моделях используются стандартное задание приведенной плотности фазы через массовые концентрации компонентов [8]. Под компонентом в гомогенной смеси понимается также вещество в дисперсном состоянии, когда скорости несущей фазы и дисперсных частиц совпадают [9]. Сложившийся подход к описанию миграции суспензий в пористой среде также апеллирует с определением суспензии как гомогенной смеси, однако концентрация частиц определяется через объемное содержание. В результате законы сохранения массы частиц сводятся к следующим уравнениям:

$$(\partial(\phi c))/\partial t + \text{div}(Uc) = -J, \quad \partial\sigma/\partial t = J \quad (1)$$

где ϕ – пористость, c – объемная концентрация частиц в потоке, σ – объемная концентрация в единице объема всей породы захваченных в пористой среде частиц, U – фильтрационный поток, J – скорость захвата частиц, t – время.

Структура выражения для скорости захвата частиц имеет традиционный вид и пропорциональна потоку частиц $J = \lambda U c$, где λ называется коэффициентом фильтрации. Фильтрационный поток задается законом Дарси, снижение

эффективной проницаемости пористой среды при наличии захваченных частиц (clogging) учитывается через коэффициент загрязнения (formation damage) β :

$$U = -k/\mu(1+\beta\sigma) \text{ grad}(p) \quad (2)$$

где k – коэффициент абсолютной проницаемости без захваченных частиц, μ – эффективная вязкость суспензии, p – поровое давление.

Напомним, что в рассматриваемом процессе полимерная составляющая играет роль «цемента», закрепляющего захваченные частицы на матрице породы. В результате в скорости захвата частиц нет члена отвечающего за срыв частиц и вовлечение их обратно в поток [6].

Пренебрегая объемом захваченных частиц по отношению к поровому объему запишем замкнутую систему уравнений глубокого проникновения частиц (deep bed migration):

$$\begin{aligned} (\partial(\phi c + \sigma))/\partial t + U \text{div}(c) &= 0, \\ \partial\sigma/\partial t &= \lambda c U, \end{aligned} \quad (3)$$

$$U = -k/\mu(1+\beta\sigma) \text{ grad}(p)$$

Здесь два эмпирических параметра, которые описывают захват частиц и снижение проницаемости λ и β , причем если константа β , определяется геометрией пористой среды и захваченных частиц, то коэффициент фильтрации λ в некоторых работах, например [10], определяется соотношением среднего радиуса частиц к среднему радиусу пор, в других подходах вероятностью проникновения частиц определённого радиуса через поры большего размера [11]. Так как последний подход требует знания закона распределения пор по размерам в каждом пропластке, что, как правило, недоступно, то более продуктивным подходом видится использование первого типа зависимостей. Как правило, эмпирическая зависимость коэффициента фильтрации от соотношения радиуса частиц к радиусу пор представляется в степенном виде

$\lambda = \lambda_0 (d/D)^n$, где d – средний размер частиц, а D – средний размер пор, λ_0 и n – эмпирические параметры.

4.1. Методика интерпретации данных лабораторных экспериментов по закачке полимер-дисперсной системы в линейный керн.

Рассмотрим одномерную линейную задачу с горизонтальной координатой x для сопоставления теоретических результатов с экспериментальными исследованиями на установках по фильтрации в керновом материале. Будем считать, что лабораторные исследования проводятся при постоянном расходе, давление на выходе зафиксировано и измеряется давление на входе. Таким образом, граничные и начальные условия для системы уравнений (3) будут иметь вид:

$$x = 0, t > 0: V = 1, c = c_0; \quad t > 0, x = L: p = 1; \quad t = 0, 0 < x < L: c = 0, \quad (4)$$

где c_0 – начальная концентрация, p_1 – давление на выходе из образца

Введем безразмерные переменные:

$$\bar{x} = x/l, \quad \bar{t} = \lambda t / (\phi l), \quad \bar{p} = \frac{p - p_1}{p_0 - p_1}, \quad \Lambda = \lambda \phi,$$

где p_0 – давление на входе, а p_1 давление в начальный момент времени на входе в образец. Физический смысл введенных переменных состоит в относительном расстоянии от входа в керн, объеме закачки, отнесенному к поровому объему, депрессии, отнесенной к начальному перепаду давления на образце и коэффициенте фильтрации по всей длине образца. Тогда полагая, что пористость породы изменяется незначительно при захвате частиц, приходим к простой системе безразмерных уравнений:

$$\frac{\partial \bar{p}}{\partial \bar{x}} + \frac{\partial \bar{p}}{\partial \bar{t}} = -\Lambda \bar{p}, \quad \frac{\partial \bar{p}}{\partial \bar{x}} = \Lambda \bar{p}, \quad \bar{p} = -\frac{1}{1 + \Lambda \bar{t}} \bar{p}, \quad \text{где } \bar{p} = \frac{\phi \phi \phi}{\phi(\phi_0 - \phi_1)} = 1 \quad (5)$$

Решение этой системы уравнений получено в [7, 12] методом характеристик. Распределения концентрации частиц в потоке, захваченных пористой средой и динамики давления на входе в образец в произвольный момент времени T имеют вид:

$$\begin{aligned} \sigma < \sigma_0: \sigma &= \sigma_0 \exp(-\lambda \sigma) \quad \sigma \leq 0; & \sigma &= \lambda \theta (\sigma - \\ \sigma) \sigma_0 \exp(-\lambda \sigma) \quad \sigma \leq 0; & & & \end{aligned} \quad (6)$$

$$\begin{aligned} \sigma(\sigma, \sigma = 0) &= 1 + \sigma \int_0^1 \sigma(\sigma, \sigma) \sigma \sigma \\ &= 1 + \sigma \theta \sigma_0 \left(\sigma (1 - \exp(-\lambda)) + \exp(-\lambda) + \frac{1}{\lambda} (\exp(-\lambda) - 1) \right) \end{aligned}$$

Обратите внимание, что одним из допущений, принятых ранее, была несжимаемость жидкостей и горных пород, следовательно, закачка жидкости сопровождается мгновенным образованием перепада давления, необходимого для проталкивания рассола через образец. В экспериментах нагрузка при впрыске жидкости увеличивается на некоторый промежуток времени от нуля и постепенно приближается к теоретической линии.

Таким образом, способ неразрушающего определения фильтрационных параметров раствора полимера заключается в определении наклона tga и точки разрыва T_b зависимости разности в безразмерное давление на безразмерное время. Эти измерения позволяют нам рассчитать комплекс, который определяет скорость распространения фронта полимерного сгустка в соответствии с уравнением 6 и безразмерную эффективную вязкость полимера M . Эта процедура показана на рис. 9 для первого образца горной породы с проницаемостью 52,3 мД.

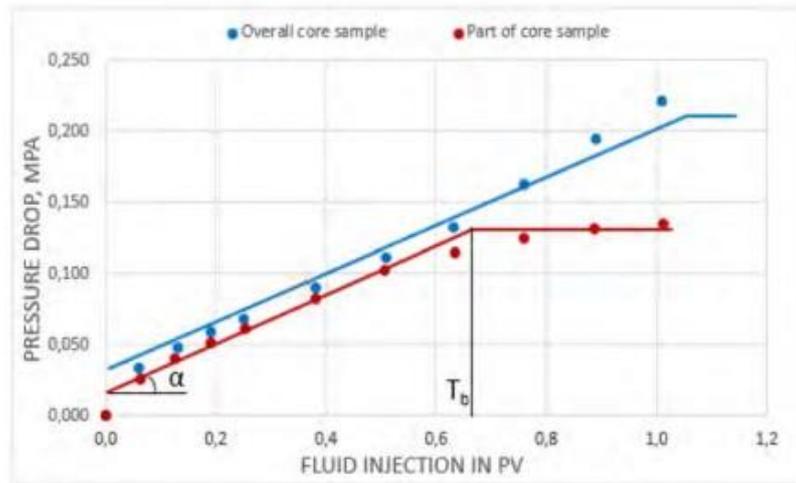


Рис.9 Определение фильтрационных параметров раствора полимера для образца горной породы с проницаемостью 52,3 мД

В таблице 2 также приведены для сравнения значения безразмерной вязкости, полученные в результате экспериментов.

Все экспериментальные данные меньше расчетных значений, поскольку они включают коэффициенты остаточного сопротивления для воды после истечения полимера, а расчетная эффективная вязкость работает с одновременными коэффициентами сопротивления для потока полимерного шлама. Диапазон значений велик и может быть объяснен различиями в разрушении полимера в разных образцах керна.

Проницаемость образца керна, мД	Безразмерный параметр, определяющий скорость фронта полимерной оторочки	Безразмерная эффективная вязкость полимера, расчеты	Безразмерная эффективная вязкость полимера, эксперимент
52,3	0,66	19,8	14,85
63	0,78	9,93	7,16
166,5	0,72	10,72	8,56

Таблица 2 Интерпретация экспериментальных данных и расчетных параметров фильтрации полимера

Для наиболее надежного решения обратной задачи предложен алгоритм минимизации среднеквадратичного отклонения расчетных кривых от экспериментально полученных зависимостей перепада давления от времени.

Пример такой процедуры показан на рис. 10 для образца с минимальной проницаемостью для суспензии на основе глины и полимера. Как уже отмечалось ранее, в экспериментах загрузка образца занимает некоторое время, и перепад давления начинает расти с нулевой точки. Запускаются вычисленные данные от точки, соответствующей перепаду давления для потока раствора полимера, таким образом, данные были скорректированы с учетом интервала перекачки 0,2-1 PV.

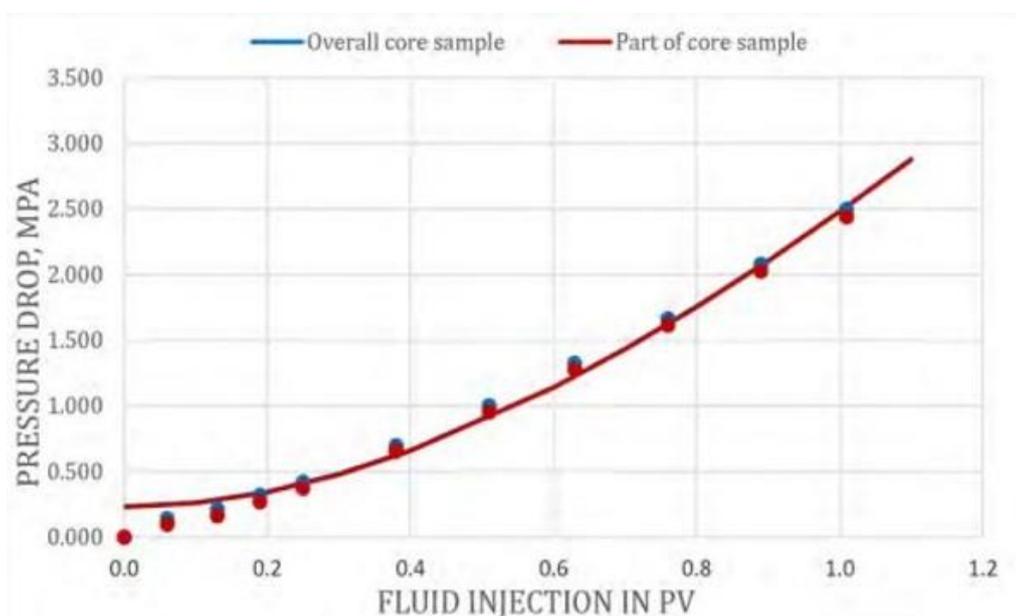


Рис. 10 Сопоставление расчетных данных по перепаду давления при закачке глинистой суспензии в образец горной породы с проницаемостью 52,3 мД.

Качественное поведение объемных концентраций представлено на рис. 10. Фронт частиц в потоке движется с постоянной скоростью, а значение концентрации на фронте падает по экспоненциальному закону, концентрация захваченных частиц возрастает от нуля на фронте подвижных частиц до растущего значения на входе, давление на входе постоянно растет из-за

снижения эффективной проницаемости, обусловленное накоплением захваченных частиц в пористой среде. Как указывалось, например, в работе Бедриковецкого [6], эта стадия процесса переходит со временем к образованию корки на границе пористой среды.

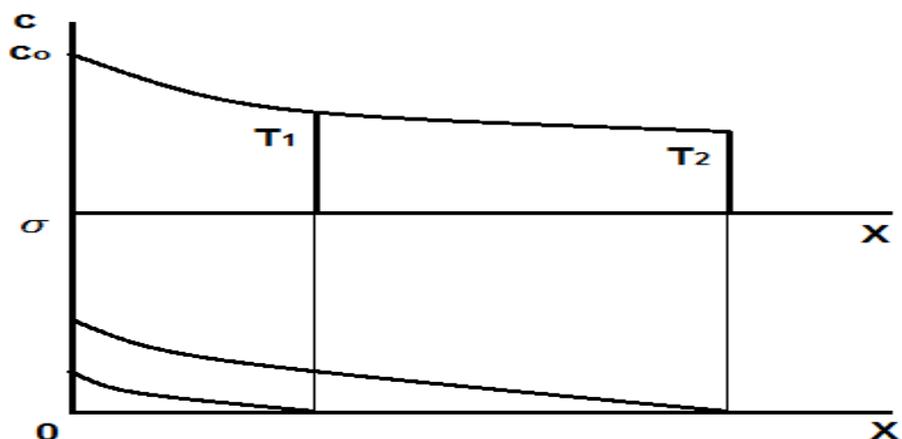


Рис. 10. Качественное решение задачи о закачке суспензии в линейный образец пористой среды.

Решение обратных задач позволяет сформулировать алгоритм интерпретации экспериментальных данных по фильтрации суспензий в линейных образцах. Полученная зависимость давления на входе в образец от времени имеет линейный характер, т.е. определяется двумя константами: $P=a+bT$. Таким образом, аппроксимируя экспериментальные данные линейной функцией можно определить параметры β , Λ [14]. Некоторые экспериментальные данные показывают, что зависимость давления от времени может иметь нелинейный характер [15-16]. Аппроксимируя экспериментальную зависимость квадратичной функцией в [17] получено решение обратной задачи при условии, что искомые параметры β , Λ представлены линейными функциями концентрации осажденных частиц σ . Там же представлена процедура лабораторных исследований с определением давления в трех точках образца и показана ее сходимость.

При учете влияния средних размеров частиц и радиуса пор на коэффициент фильтрации в форме $\lambda = \lambda_o(d/D)^n$ необходимо по данным экспериментов определить три параметра: β , λ_o , n . В этом случае экспериментальные исследования должны проводиться как минимум на двух образцах с разной проницаемостью (разным D) или суспензией на частицах другого размера (другое значение d). Предлагаемая процедура решения обратной задачи основана на линейной зависимости $P(T)$, однако для однозначности определения трех параметров необходимо, чтобы одна из констант линейной зависимости (a или b) должна не зависеть от типа суспензии или проницаемости образца пористой среды. В представленной системе безразмерных уравнений и соответствующих решениях безразмерное давление на входе в начальный момент времени равно единице, т.е. $T=0$, $P=1$, следовательно, константа a постоянна и не зависит от параметров пористой среды и суспензии. Тогда измерение давления на входе при фильтрации суспензии с различным размером частиц или в среде с разными проницаемостями, но равной концентрацией и скоростью прокачки суспензии, позволяет однозначно решить обратную задачу:

$$P_1(P_1, T = 0) = a(P_o, T) + b_1(P_o, T, \beta) P_1$$

$$P_2(P_2, T = 0) = a(P_o, T) + b_2(P_o, T, \beta) P_2$$

Решение обратных задач позволяет сформулировать алгоритмы определения эмпирических параметров β , λ_o (или в безразмерном виде A) и n . Коэффициент повреждения породы достаточно просто определить по сопоставлению лабораторных данных по падению давления на входе с решением (6). Коэффициент фильтрации удобно определить из сопоставления концентрации частиц в момент прорыва суспензии на выходе их пористого образца с решением (6), более сложный алгоритм состоит в сопоставлении динамики роста давления на входе в несколько моментов времени. Для определения эмпирической зависимости коэффициента фильтрации от соотношения средних размеров частиц и поровых каналов необходимо провести

эксперименты на образцах керн с двумя различными проницаемостями (и соответственно разными радиусами поровых каналов) или суспензий с различными размерами частиц. Аналитические формулы для этих параметров имеют вид из (6):

$$\lambda = \frac{I}{\beta} \ln \frac{\beta_0}{\beta}, \quad \beta = \frac{\ln \frac{\lambda}{\lambda_0}}{\ln \frac{\beta_0}{\beta}}$$

$$\beta = \frac{\beta(\beta, \beta = 0) - I}{\beta_0 \left(\beta(1 - \exp(-\lambda)) + \exp(-\lambda) + \frac{I}{\lambda} (\exp(-\lambda) - 1) \right)} \quad (7)$$

Формула для коэффициента фильтрации получена из решения для распределения концентрации (6), формула для эмпирического параметра n получена из зависимости $\lambda = \lambda_0 (r_p/D)^n$, формула для коэффициента повреждения породы получена из распределения давления (6).

Вследствие малого объёма флюида, исследуемого в ходе эксперимента, определение концентрации полимера C является затруднительным. Поэтому для расчёта безразмерного коэффициента фильтрации имеет смысл использовать данные по давлению на входе и выходе из образца с введением дополнительного измерения давления между этими точками. Его введение необходимо, поскольку перепад давления на границах образца уже используется для расчёта параметра β . Тогда распределение давления от входа до этой точки X_m при интегрировании закона Дарси (5) будет определяться выражением:

$$\beta_{\beta} = I + \beta_0 \left(\beta(1 - \exp(-\lambda \beta_{\beta})) + \beta_{\beta} \exp(-\lambda \beta_{\beta}) + \frac{I}{\lambda} (\exp(-\lambda \beta_{\beta}) - 1) \right), \quad (8)$$

где P_m – давление, измеренное в некоторой точке X_m .

Это уравнение является трансцендентным и решается численными методами.

Таким образом, итоговый алгоритм определения параметров β , L и n следующий:

1. Производится измерение давления на входе в образец, выходе из него и в некоторой точке образца.
2. Из уравнения (8) и третьего уравнения системы (7) определяются параметры L и β .
3. Измеряется средний размер частиц и средний размер пор.
4. Из второго уравнения в системе (7) определяется параметр n .

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Сформулирована постановка задачи для закачки полимер – дисперсной системы через образец горной породы
2. Проведена аппроксимация экспериментальных данных по динамике перепада давления в образце керна в виде кусочно – линейной функции.
3. Сформулирована методика Определения параметров полимер – дисперсного воздействия, с помощью которой определены коэффициент фильтрации и повреждения породы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Парасук А.В., Галанцев И.Н., Суханов В.Н., Исмагилов Т.А., Телин А.Г., Баринива Л.Н., Игдавлетова М.З., Скороход А.Г. Гелеобразующие композиции для выравнивания профиля продуктивности и селективной изоляции приемистости воды. //Нефтяное хозяйство, 1994, № 2, с. 64-68.

2. Гасанов М.М., Исмагилов Т.А., Мангазеев В.П. Применение связанных полимерных гелей для повышения нефтеотдачи пластов. //Нефтяное хозяйство, 2002, № 7, с. 110-112. Хасанов М.М., Исмагилов Т.А., Мангазеев В.П. и др. Применение сшитых полимерно-гелевых составов для повышения нефтеотдачи. // Нефтяное хозяйство. – 2002. – №7. – С.110-112.

3. Чжао Х., Чжао П., Бай Б., Сяо Л., Лю Л. Использование сопутствующих полимерных гелей для контроля соответствия требованиям для резервуаров с высокой температурой и соленостью. // Журнал канадских нефтяных технологий, май 2006 г., т. 45, № 5, стр.49-54. DOI:10.2118/06-05-04

4. Эль-Карсани К. С. М., Аль-Мунташери Г. А., Хусейн И. А. Полимерные системы для перекрытия воды и модификации профиля: Обзор за последнее десятилетие. // Журнал SPE, выпуск 19, 1 февраля 2014 г., стр.135-149. doi:10.2118/163100-PA

5. Хисамов Р.С., Газизов А.А., Газизов А.Sh . Основы применения полимерно-суспензионных систем для повышения нефтеотдачи пластов. //Нефтяное хозяйство, 2002, № 11, с. 52-56.

6. Бедриковецкий П., Сикейра Ф.Д., Фуртадо С.А., Соуза А.Л.С. Модифицированное отделение частиц для коллоидного переноса в пористых средах. // Транспорт в пористых средах, 2011, 86, с.353-383. DOI 10.1007/s11242-010-9626-4

7. Сакраменто Р.Н., Янг Ю., Ю З., Вальдман А., Мартинс А.Л., Ваз А.С.Л., Зита П.Л.Дж., Бедриковецкий П. Фильтрация суспензии частиц двух размеров в

пористых средах глубоким слоем и осадком. // Journal of Petroleum Science and Engineering, 2015, 126, стр.201-210.

8. Баренблатт Г.И., Энтов В.М., Рыжик В.М. Теория течений жидкости через природные горные породы. Издательство Kluwer Academic Publishers, Дордрехт, 1990

9. Нигматулин Р.И. Динамика многофазных сред, Т. 1, Полушарие, 1991, 507 с.

10. Родрикес Э., Брайант С.Л. Деформирование мелких частиц в зазоре в пористых средах. //Документ конференции SPE 110425, 2007

11. Бедриковецкий П., Монтейру П. Теория течения взвеси в нефтяных пластах: теория фракционного течения. //Документ конференции SPE 110929, 2007

12. Ван В., Яун Б., Су Ю., Ван К., Цзян М., Моганлу Р.Г., Руи З. Поведение наночастиц при адсорбции, деформировании и отслоении и его влияние на проницаемость сердцевин Berea: аналитическая модель и лабораторные эксперименты. //Документ конференции SPE 1812185 MS, 2016

13. Зубков П.Т., Федоров К.М. Размещение гелей в стратифицированных коллекторах методом последовательной закачки. //Journal of Petroleum Science and Engineering, т.15, № 1, 1996, с.69-80.

14. Панг С., Шарма М.М. Модель прогнозирования снижения приемистости в водонагнетательных скважинах. // SPEFE-28489, том 12, № 3, 194-201, сентябрь-1997.

15. Су, Х., Радке, К.Дж., Модель фильтрации для течения разбавленных стабильных эмульсий в пористых средах – I теория. //Инженерно-химическая наука, 1986, том 41, № 2, 263-272.

16. Су, Х., Радке, К.Дж., 1986, Модель фильтрации для потока разбавленных стабильных эмульсий в пористых средах – II Оценка параметров. //Инженерно-химическая наука, Том 41, № 2, 273-281.

17. Ваз А., Бедриковецкий П., Фернандес П.Д., Бадалян А., Карагеоргос Т. Определение параметров модели нелинейной глубинной фильтрации с использованием лабораторных измерений давления. // Journal of Petroleum Science and Engineering, том 151, 2017, стр. 421-433.