Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет»

На правах рукописи

ШАРИФОВ Анар Рабилович

ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ ИЗ ТРЕЩИННО-ПОРОВЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
кандидат технических наук, доцент
Мардашов Дмитрий Владимирович

Санкт-Петербург – 2019

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ..... 5

ГЛАВА 1 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ДОБЫЧИ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ 11

1.1 Анализ ресурсной базы высоковязкой и сверхвязкой нефти 11

1.2 Анализ разработки карбонатных коллекторов со сверхвязкой нефтью..... 14

1.3 Термическое воздействие на нефтенасыщенные пласты 20

1.4 Применение растворителей для повышения эффективности закачки теплоносителей..... 30

1.5 Краткая геолого-физическая характеристика объекта исследований 39

1.6 Выводы по главе 1..... 40

ГЛАВА 2 МЕТОДИКИ ПРОВЕДЕНИЯ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ..... 42

2.1 Программа проведения лабораторных исследований..... 42

2.2 Методика изучения реологических свойств сверхвязкой нефти 43

2.3 Определение реологических свойств смеси нефти и растворителя при различных температурах 46

2.4 Методика определения количества твердого органического осадка при смешении нефти с растворителем..... 46

2.5 Методика подготовки кернов к фильтрационным исследованиям 47

2.6 Методика определения краевого угла смачивания 48

2.7 Методика определения относительных фазовых проницаемостей по нефти и воде при различных температурах 49

2.8 Методика исследования углеводородного состава нефти методом газовой хроматографии 51

2.9 Методика определения коэффициента вытеснения нефти углеводородными растворителем из модели трещинной карбонатной породы 52

2.10 Методика определения коэффициента вытеснения нефти горячей водой и водяным паром 54

2.11 Выводы по главе 2..... 58

ГЛАВА 3 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОБОСНОВАНИЕ РАЗРАБОТАННОЙ ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ 59

3.1 Результаты реологических исследований нефти 59

3.2 Обоснование комплексного воздействия на сверхвязкую нефть углеводородным растворителем и теплоносителем 63

3.3 Обоснование состава углеводородного растворителя на основе изучения количества органического осадка при смешении с нефтью 64

3.4 Изучение влияния температуры на краевой угол смачивания 65

3.5 Результаты определения углеводородного состава нефти методом газовой хроматографии 65

3.6 Изучение относительных фазовых проницаемостей по нефти и воде при различных температурах 66

3.7 Результаты определения коэффициента вытеснения нефти растворителем из модели трещиной карбонатной породы 71

3.8 Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой и водяным паром 79

3.9 Выводы по главе 3 84

ГЛАВА 4 ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ТЕПЛОНОСИТЕЛЕМ И УГЛЕВОДОРОДНЫМ РАСТВОРИТЕЛЕМ 87

4.1 Определение оптимальных параметров закачиваемого теплоносителя с учетом теплофизических характеристик скважины 87

4.2 Гидродинамическое моделирование процесса пароциклического воздействия с углеводородным растворителем на призабойную зону трещинно-порового карбонатного коллектора 95

4.3 Результаты гидродинамических расчетов 100

4.4 Выводы по главе 4 111

ГЛАВА 5 РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ПАРОЦИКЛИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ С УГЛЕВОДОРОДНЫМ РАСТВОРИТЕЛЕМ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА С ТРЕЩИННО-ПОРОВЫМ ТИПОМ КАРБОНАТНОГО КОЛЛЕКТОРА И СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ 112

5.1 Характеристика используемых компонентов технологии 112

5.2 Область эффективного применения технологии 113

5.3 Технические требования к технологии 113

5.4 Реализация технологического процесса 115

5.5 Методика расчета основных параметров технологии 117

5.6 Расчет экономической эффективности технологии 128

5.7 Выводы по главе 5 131

ЗАКЛЮЧЕНИЕ 132

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ 134

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ 136

ПРИЛОЖЕНИЕ А Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ 150

ПРИЛОЖЕНИЕ Б Исходный код разработанной математической модели. 151

ПРИЛОЖЕНИЕ В Блок-схема разработанной математической модели 161

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследований и степень ее разработанности

Увеличение доли запасов сверхвязких углеводородов (СУВ) на фоне неуклонного снижения добычи традиционной нефти вызывает интерес к ее изучению. С другой стороны, высокие технологические риски, низкая экономическая рентабельность, недостаток оборудования для транспортирования нефти и воздействия на пласт препятствуют масштабному освоению таких объектов.

Проблема разработки залежей сверхвязких нефтей, сложенных трещинно-поровыми карбонатными коллекторами, особенно актуальна для Российской Федерации: по различным данным от 20 до 40 % всех запасов сосредоточены в коллекторах данного типа. Вязкость нефти в продуктивных пластах данных месторождений может достигать 10 Па·с и более, в результате чего применение традиционных методов теплового воздействия оказывается малоэффективным.

Широко развиваются методы добычи нефти, исключающие использование теплоносителей: закачка химических реагентов, воздействие сверхвысокочастотными (СВЧ) электромагнитными полями на призабойную зону пласта, карьерная и шахтная добыча. Эффективность большинства технологий добычи СУВ невелика, либо их применение ограничено: к примеру, для применения СВЧ электромагнитных полей необходимо использование обсадной колонны из композиционных материалов взамен металлическим.

Тепловые методы остаются безальтернативными способами воздействия на залежи, вмещающие сверхвязкие нефти, а интенсификация их добычи – особенно актуальная задача, требующая разработки новых эффективных методов воздействия и адаптации существующих путем их комплексирования.

Степень проработанности темы исследования

Изучением вопросов повышения эффективности разработки месторождений высоковязкой (ВВН) и сверхвязкой нефти (СВН) начали заниматься еще в XIX веке, но основополагающие наработки были сделаны позже отечественными и

зарубежными учеными, среди которых можно выделить следующих: Антониади Д.Г., Бакиров И.М., Байбаков Н.К., Боксерман А.А., Валеев М.Д., Гарушев А.Р., Гуськова И.А., Девликамов В.В., Жданов С.А., Желтов Ю.П., Закиров С.Н., Золотухин А.Б., Ибатуллин Р.Р., Кудинов В.И., Малофеев Г.Е., Мартос В.Н., Мирзаджанзаде А.Х., Мищенко И.Т., Муслимов Р.Х., Намиот А.Ю., Рогачев М.К., Рузин Л.М., Сургучев М.Л., Телков А.П., Хабибулин З.А., Чарный И.А., Щелкачев В.Н., Батлер Р., Бурже Ж., Жао Л., Ловерье Х., Фарух А М. и др.

Несмотря на столь долгий период изучения, недостаточен объем достоверных лабораторных данных, а количество опытно-промысловых работ по добыче сверхвязкой нефти из трещинно-поровых карбонатных коллекторов не превышает десятка. В результате, проблема добычи сверхвязкой нефти остается сложной научной и практической задачей.

С целью разработки новых комплексных технологий извлечения сверхвязкой нефти из трещинно-поровых карбонатных коллекторов необходимо изучение механизмов ее добычи при изменении гидродинамических и теплофизических характеристик флюидов в пластовых условиях.

Объектом исследований в диссертационной работе является призабойная зона пласта со сверхвязкой нефтью и трещинно-поровым типом карбонатного коллектора, вскрытого скважиной с горизонтальным окончанием, а **предметом исследований** – гидродинамические, физико-химические и теплофизические процессы, протекающие в объекте исследований.

Цель диссертационной работы

Повышение эффективности извлечения сверхвязкой нефти из трещинно-поровых карбонатных коллекторов.

Идея работы

Поставленная цель достигается применением в добывающих скважинах разработанной технологии пароциклического воздействия с углеводородным растворителем на призабойную зону пласта с трещинно-поровым типом карбонатного коллектора и сверхвязкой нефтью.

Поставленная в диссертационной работе цель достигается посредством решения нижеуказанных **задач:**

1. Анализ современных технологий интенсификации добычи сверхвязкой нефти.

2. Исследование влияния углеводородного растворителя и температуры на физико-химические свойства нефти, определение оптимальной концентрации и состава растворителя, а также температуры теплоносителя.

3. Изучение влияния температуры и градиента давления фильтрации углеводородного растворителя на коэффициент вытеснения сверхвязкой нефти из модели трещинно-поровой карбонатной породы.

4. Проведение лабораторных исследований по физическому моделированию обработки призабойной зоны пласта паром.

5. Разработка гидродинамической модели процесса обработки призабойной зоны пласта теплоносителем и углеводородным растворителем.

6. Обоснование технологии пароциклического воздействия с применением углеводородного растворителя на призабойную зону пласта в условиях добывающей скважины с горизонтальным окончанием.

Научная новизна работы:

1. На основе лабораторных экспериментальных исследований установлены зависимости фильтрационных свойств (относительные фазовые проницаемости по нефти и воде, коэффициент вытеснения нефти водой) карбонатных пород, насыщенных сверхвязкой (9 Па·с) нефтью, от температуры в диапазоне 28-330 ºС.

2. Установлен механизм вытеснения сверхвязкой нефти из матрицы карбонатной породы при закачке углеводородного растворителя в трещину, заключающийся в том, что при градиентах давления фильтрации растворителя менее 0,96 МПа/м при температурах 50-100 °С и менее 0,19 МПа/м при температурах 28-49 °С вытеснение нефти из матрицы породы обеспечивается за счет молекулярной диффузии нефти и растворителя, а при повышении градиента давления фильтрации растворителя – за счет конвективной диффузии.

Теоретическая и практическая значимость работы:

1. Проведенный в работе обзор литературных источников, освещающих современные технологии паротеплового воздействия и мировой опыт их применения, может быть использован при составлении проектных документов на стадии выбора концепции разработки месторождений высоковязкой и сверхвязкой нефти.

2. Предложена методика экспериментальных исследований для обоснования технологии интенсификации притока к скважине сверхвязкой нефти в трещинно-поровых карбонатных коллекторах.

3. Разработана программа для ЭВМ (№2019616199), позволяющая определять вязкость нефти при различных температурах в случае отсутствия или недостаточного количества данных экспериментальных исследований.

4. Разработана математическая модель процесса пароциклического воздействия с растворителем на призабойную зону пласта, вскрытого добывающей скважиной с горизонтальным окончанием.

5. Разработана комплексная технология пароциклического воздействия с растворителем на призабойную зону пласта, вскрытого добывающей скважиной с горизонтальным окончанием, позволяющая повысить количество добываемой нефти в сравнении с традиционными технологиями термического воздействия.

Методология и методы исследования

Решение поставленных задач осуществлялось с помощью экспериментальных исследований и математического моделирования, в соответствии с общепринятыми и вновь разработанными методиками.

На защиту выносятся следующие положения:

1. Установленные зависимости фильтрационных свойств (относительные фазовые проницаемости по нефти и воде, коэффициент вытеснения нефти водой) карбонатных пород, насыщенных сверхвязкой нефтью, от температуры позволили разработать математическую модель для прогнозирования технологической эффективности работ по пароциклическому воздействию с растворителем на призабойную зону пласта, вскрытого скважиной с горизонтальным окончанием.

2. Установленный механизм вытеснения сверхвязкой нефти из матрицы карбонатной породы при закачке углеводородного растворителя в трещину позволил определить оптимальные параметры технологии пароциклического воздействия с растворителем на призабойную зону пласта, вскрытого скважиной с горизонтальным окончанием: глубину проникновения растворителя в матрицу карбонатного коллектора трещинно-порового типа в зависимости от объемного расхода и температуры – для цикла закачки растворителя, а в период выдержки пласта на пропитку – необходимое время молекулярной диффузии между растворителем и сверхвязкой нефтью.

Степень достоверности результатов исследования обусловлена теоретическими и экспериментальными исследованиями, проведенными на современном лабораторном оборудовании, сходимостью расчетных параметров с эмпирическими данными и математическими моделями, полученными при помощи специального программного обеспечения.

Апробация результатов

Основные положения и результаты работы докладывались на следующих семинарах и конференциях: Всероссийская конференция-конкурс студентов выпускного курса (г. Санкт-Петербург, Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», 2015 г.); Международный форум молодых ученых «Проблемы недропользования» (г. Санкт-Петербург, Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», 2015 г.); Международная молодежная научная конференция «Нефть и Газ – 2017» (г. Москва, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2017 г.); Международная молодежная научная конференция «Нефть и Газ – 2018» (г. Москва, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2018 г.); Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса (г. Нижневартовск, 2017 г.); 8-ая международная научно-практическая конференция и выставка EAGE (г. Санкт-Петербург, 2018 г.); Международная научно-практическая конференция студентов, аспирантов и молодых учёных «Новые технологии – нефтегазовому региону» (г. Тюмень, 2019 г.).

Личный вклад автора

Осуществлён анализ опубликованных ранее научно-технических материалов по теме диссертации; сформулированы цель и задачи исследований, научная новизна, практическая значимость, защищаемые положения и выводы; разработаны методики и проведены экспериментальные исследования для обоснования технологии интенсификации добычи сверхвязкой нефти из трещинно-поровых карбонатных коллекторов; разработаны гидродинамические модели и проведены расчеты; описаны требования к выбору объектов воздействия и методике расчета эффективности к разработанной технологии.

Публикации по работе

Результаты диссертационной работы в достаточной степени освещены в 7 печатных работах, в том числе в 3 статьях – в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук (далее – Перечень ВАК), в 3 статьях – в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования Scopus; получено 1 свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ.

Структура диссертации

Диссертация состоит из оглавления, введения, 5 глав с выводами по каждой из них, заключения, списка сокращений и условных обозначений, списка литературы, включающего 127 наименований, и 3 приложений. Диссертация изложена на 161 странице машинописного текста, содержит 66 рисунков и 23 таблицы.

ГЛАВА 1 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ДОБЫЧИ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ

1.1 Анализ ресурсной базы высоковязкой и сверхвязкой нефти

Нефтяная промышленность на протяжении последних десятилетий составляет основу топливно-энергетического комплекса России, являясь гарантией политической и энергетической безопасности. С целью поддержания уровня добычи нефти необходимо активное вовлечение в разработку новых месторождений, однако в последние годы из-за преимущественной отработки легкоизвлекаемых запасов нефти доля трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) стабильно растет: по данным [65] за последние 5 лет годовая добыча ТРИЗ нефти увеличилась на 80 % (на 33 млн т) с 41 до 74 млн т, из которых 10 % – ВВН и СВН.

В данной работе разделение нефтей по вязкости было произведено согласно классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов (таблица 1.1 [26]).

Таблица 1.1 – Классификация нефтей по вязкости

Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	**Тип нефти**
до 5,0	Незначительной вязкости
от 5,1 до10,0	Маловязкая
от 10,1 до 30,0	Повышенной вязкости
от 30,1 до 200,0	Высоковязкая
более 200,0	Сверхвязкая

Согласно [65] на нефть с вязкостью более 100 мПа·с приходится более 1,9 млрд т текущих извлекаемых запасов (ТИЗ) нефти, что составляет 6 % от всех запасов в России, в то время как на нефть с вязкостью более 200 мПа·с – всего на 600 млн т меньше, т.е. 1,3 млрд т (рисунок 1.1). Выработанность запасов СВН на территории России составляет менее 10 %, столь низкий показатель добычи отчасти является следствием отсутствия развитой исследовательской базы и недостаточного практического опыта добычи СВН.

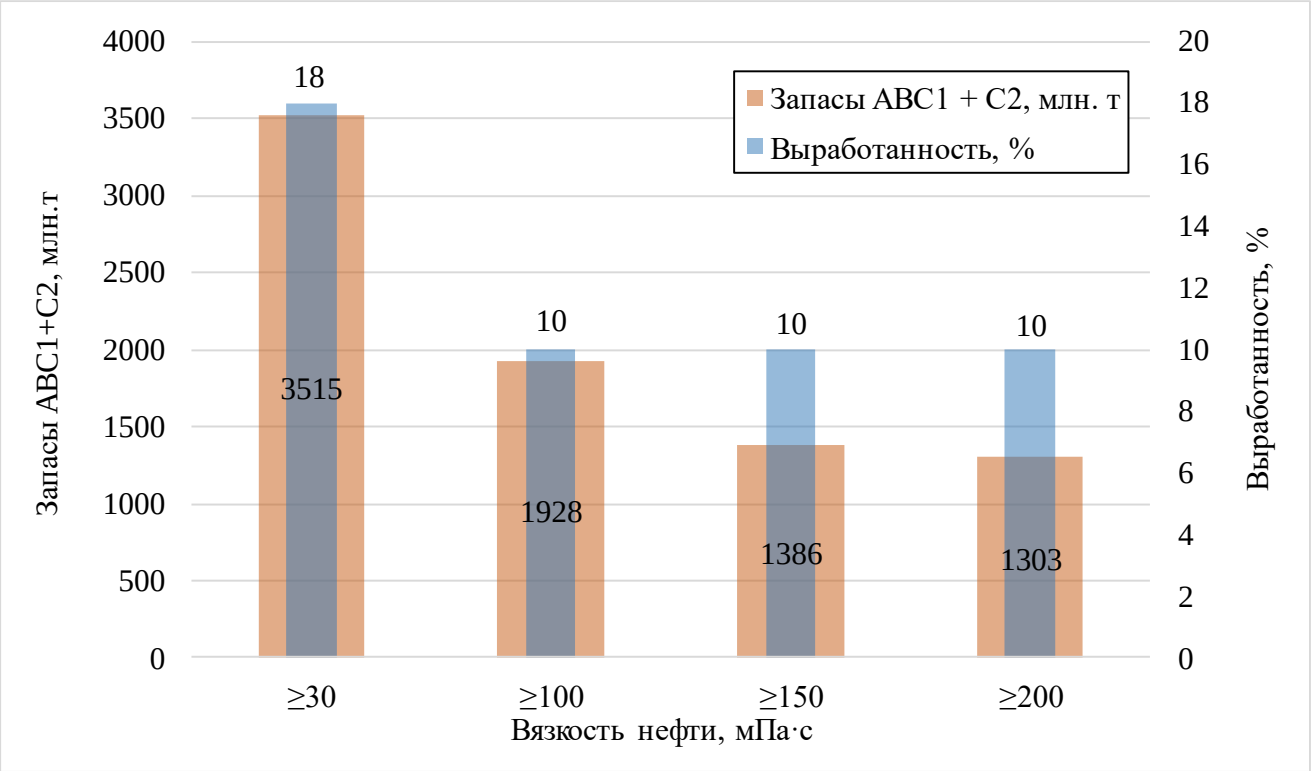


Рисунок 1.1 – Распределение месторождений по вязкости текущих извлекаемых запасов нефти и выработанности на 01.01.2016 [65]

Запасы высоковязкой и сверхвязкой нефти на территории Российской Федерации сосредоточены в Тимано-Печорской (22,4 %), Волго-Уральской (34,1 %) и Западно-Сибирской (37,3 %) нефтегазоносных провинциях (НГП). Приблизительно 86 % остаточных балансовых запасов высоковязкой и сверхвязкой нефти на территории России сосредоточены на глубинах от 1000 до 1500 м [102].

В таблице 1.2 представлены основные разрабатываемые месторождения ВВН и СВН на территории России [17, 36, 68, 102].

Таблица 1.2 – Краткая характеристика основных регионов добычи ВВН и СВН

Нефтегазоносная провинция	Месторождение	Данные о ресурсах, запасах и характеристике нефти	Методы добычи нефти и интенсификации притока
Тимано - Печорская	Ярегское	Запасы нефти – 131,8 млн т, плотность нефти 910 – 940 кг/м^3, температура в пласте – 6 - 8 ºС, вязкость до 16000 мПа·с, пластовое давление – 1,3 МПа	Тепловые (термошахтный)
	Усинское	Запасы нефти – 60,7 млн т., вязкость до 1050 мПа·с, пластовое давление – 14,3 МПа	Пароцикическая обработка скважин, парогравитационный дренаж, химические
Волго-Уральская	Ашальчинское	Ресурсы нефти – 1,5 - 1,7 млрд т, плотность нефти 980 - 1008 кг/м^3, вязкость нефти в среднем 27000 мПа·с,	Пароцикическая обработка скважин, парогравитационный дренаж
	Мордово-Кармальское	Нефть тяжелая, битуминозная, высокосернистая высокосмолистая	
	Гремихинское	Запасы – 65,44 млнт., плотность нефти – 907 кг/м^3, вязкость – 150 мПа·с, температура в пласте – 6 - 8 ºС, пластовое давление – 14,3 МПа	Импульсно-дозированное тепловое, теплоциклическое и импульсно-дозированное тепловое воздействие с паузой
	Мишкинское	Запасы нефти – 80 млн т, плотность нефти – 895 - 923 кг/м^3, вязкость – 65 мПа·с	
	Лиственское	Запасы нефти – 30 млн т, плотность нефти – 905 кг/м^3, вязкость – 36 мПа·с, пластовое давление – 14,2 МПа	
Северо-Кавказско-Мангышлакская	Зыбза-Глубокий Яр	Остаточные извлекаемые запасы нефти – 180 тыс. т, плотность нефти – 975 кг/м^3, вязкость до 2000 мПа·с	Пароциклическая обработка скважин

Выработанность запасов СВН на территории России составляет менее 10 % (рисунок 1.1), столь низкий показатель добычи отчасти является следствием отсутствия развитой исследовательской базы и недостаточного практического опыта добычи СВН [21].

1.2 Анализ разработки карбонатных коллекторов со сверхвязкой нефтью

В 60-70-ые годы XX века велась разработка месторождения Зыбза на территории Краснодарского края, содержащего нефть с вязкостью в пластовых условиях до 2000 мПа·с в трещинно-кавернозно-поровых коллекторах. Глубина продуктивных отложений составляла 400 - 700 м, проницаемость по керну – 0,1 - 0,2 мкм^2, а по результатам гидродинамических исследований – 5 - 1000 мкм^2 [21].

На месторождении были безуспешно проведены опытно-промышленные работы (ОПР) по закачке различных газов. Безуспешными были попытки применения вытеснения водой с различной температурой: при холодном вытеснении водой из-за неблагоприятного соотношения вязкости нефти и воды, а также наличия пузырьков газа не позволили в полной мере вытеснить нефть даже из высокопроницаемых участков, а слабая смачивающая способность воды не позволила вытеснить нефть из низкопроницаемых участков капиллярными силами. Повышение температуры закачиваемой воды также оказалось неуспешным – из-за наличия трещин вода прорывалась по высокопроницаемым каналам, в результате чего нефть в слабопроницаемых участках не подвергалась гидродинамическому вытеснению [11]. Наибольшей эффективностью отличились пароциклические обработки скважин, дополнительная добыча от которых составила 50000 т нефти, при среднем паронефтяном факторе 2,5 т/т [6].

На Усинском нефтяном месторождении, открытом в 1963 г., разрабатывается пермо-карбоновая залежь, залегающая на глубине 1100 - 1500 м. Динамическая вязкость нефти при начальной пластовой температуре 28 °С составляет 710 мПа·с. Для интенсификации добычи нефти с 1992 г. применяются пароциклическая обработка добывающих скважин и площадная закачка пара. Основным фактором, снижающим эффективность применения термических методов интенсификации притока нефти, является крайне неоднородное строение залежи: наличие каверно-поровых, трещинно-поровых и трещинно-каверно-поровых коллекторов. Проницаемость некоторых участков достигает 10 - 20 мкм^2 [55]. Закачка теплоносителя в данных условиях производится в основном по высокопроницаемым трещинам, а прогрев – только за счет теплопередачи. Для

решения данной проблемы с 2003 г. ведутся опытно-промысловые исследования (ОПИ) комплексных технологий паротеплового и физико-химического воздействия, заключающиеся в закачке термотропных гелей и композиций на основе поверхностно-активных веществ (ПАВ) [55]. В работе [4] приведена зависимость прироста коэффициента извлечения нефти (КИН) пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения от обводненности: при уменьшении обводненности с 90 % до 50 % заметно практически линейное увеличение прироста КИН с 3 % до 15 %; дальнейшее снижение не ведет к существенному приросту КИН. Данные показатели согласуются с результатами лабораторных исследований, которые отражены в работе Байбакова Н.К. [11]. Пароциклические обработки скважин (ПЦО) характеризуются значительным эффектом. Среднее паронефтяное отношение (ПНО) за 13 лет составило 0,86 т/т. Столь низкое ПНО объясняется тем, что в первые годы ПЦО выполнялись на мало обводненных скважинах с высокими значениями фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), которые, также, положительно реагировали на площадную закачку пара, а эффект приписывали ПЦО. Начиная с 1993 г. значительно увеличилось количество операций ПЦО, с увеличением удельного годового эффекта (рисунок 1.2).

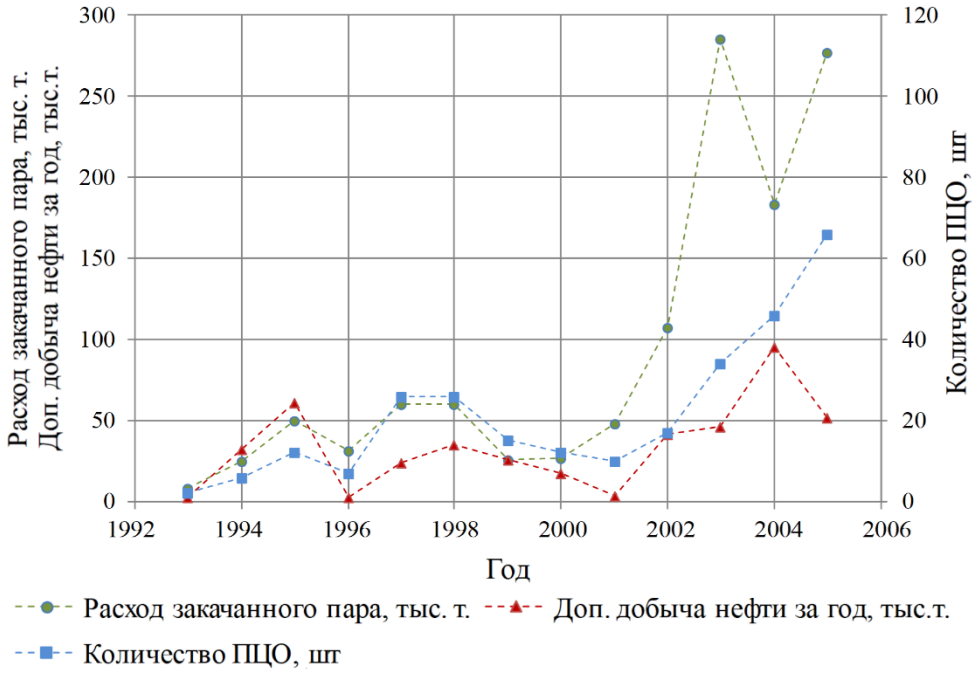


Рисунок 1.2 – Динамика расхода закачанного пара, дополнительной добычи нефти за год и числа ПЦО [64]

Еще одним методом повышения эффективности закачки пара на пермо-карбоновой залежи Усинского нефтяного месторождения по мнению авторов [64] является закачка пара в скважины с горизонтальным окончанием (ГС).

Начиная с 2015 года ведутся ОПР паротеплового воздействия на карбонатный пласт «М», насыщенный природным битумом, на месторождении Бока де Харуко (Республика Куба). Основная проблема разработки месторождения – значительная тектоническая и стратиграфическая неоднородность разреза. Пласт сложен в основном битуминозными известняками с примесями зерен кварца и пирита в количестве до 9 % [39]. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина пласта 73 м, при общей толщине 207 м. Абсолютная отметка кровли пласта изменяется в широких пределах от -207 до -1140 м. Пластовое давление 6,16 МПа на глубине 600 м. Пористость составляет 0,38, средняя проницаемость пород из-за наличия трещин достигает 869 мкм^2. Вязкость нефти в пластовых условиях составляет 35552 мПа·с. В качестве первого способа разработки пласта была сделана попытка провести площадную закачку пара сразу на двух опытных участках: на первом среднее расстояние между скважинами составляло 100 м, на втором – 25 м. Приток в добывающих скважинах отсутствовал. Отсутствие притока в добывающих скважинах стало причиной предпринять попытку провести на них ПЦО. По результатам ПЦО первого участка было получено высокое паронефтяное отношение от 11,5 до 23,8 т/т, а объем добытой воды составил всего от 3 до 5 % от закачанной ранее. На втором участке ПНО составило 4,9 т/т. Значительное отличие в полученных результатах, по мнению авторов [39], связано с наличием на втором участке трещиноватых прослоев. На первом участке трещины раскрываются при закачке пара при забойных давлениях свыше 8 МПа, что может свидетельствовать о развитии трещины гидравлического разрыва пласта (ГРП). После проведения ПЦО на первом участке скважины работали на фонтанном режиме в течение 14 суток, причем за это время было отобрано около 50 % всего объема нефти. Начальный дебит жидкости составил свыше 90 м^3/сут при обводненности менее 30 %, при переходе на механизированный способ эксплуатации дебиты нефти не превышали 2-3 т/сут [39].

Формация Гросмонт (Канада) содержит 64,5 млрд $м^3$ битумов в плотных карбонатных пластах с общей толщиной 120 м. Представлена пластами A, B, C, D, которые разделены глинистым пачками [113]. Вязкость битумов в пласте превышает $1 \cdot 10^6$ мПа·с. На ранних стадиях изучения формаций Гросмонт отсутствовало понимание механизмов течения флюидов в пласте. В связи с этим с середины 1970-х по 1980-ый были опробованы различные методы добычи нефти, среди которых особую надежду вселяли термические: ПЦО, парогравитационное дренирование (ПГД), площадная закачка пара и внутрипластовое горение. Основной проблемой термических методов являлось отсутствие пластовой энергии, за счет которой производилась бы фильтрация битума к забою добывающих скважин, даже после снижения ее вязкости до 200 мПа·с. В ходе дальнейших исследований было установлено, что в термобарических условиях пласта битум неподвижен из-за значительной вязкости, отсутствия растворенного газа и низкого пластового давления. Высокая анизотропия и гидрофобность породы вызывали дополнительные проблемы при разработке месторождения. Вследствие этого, методы, связанные с вытеснением битума от нагнетательных скважин к забою добывающих скважин, оказались неэффективны. Первые попытки применения ПЦО закончились неудачно: ПНО превысило 100 т/т. По мнению авторов [88], это могло быть вызвано вытеснением нефти из призабойной зоны пласта и низкой сухостью закачиваемого пара, т.к. теплофизические свойства пара не контролировались. При следующей операции ПЦО давление закачки пара превысило 11 МПа. Накопленная добыча нефти и воды составили 27 $м^3$ и 245 $м^3$, соответственно. Вероятной причиной низкой добычи является раскрытие имеющихся трещин при превышении определенного значения давления закачки, с полным их смыканием при прекращении закачки пара. На 6-ом цикле была предпринята попытка снизить ПНО предварительной закачкой 3000 $м^3$ горячей воды с температурой 80 ºС. Однако, из-за низкой энтальпии воды, не удалось в достаточной степени погреть пласт. С 1980 по 1986 год было проведено 10 стадий ПЦО скважины 10A, вскрывшей пласт C на глубине 286 м. Сухость пара на забое составляла 80 %. Было отмечено увеличение приёмистости скважины от цикла к

циклу: на первом цикле давление закачки составило 4 МПа, а на 10-ом – 1,8 МПа. На рисунке 1.3 приведены результаты определения энергобаланса закачки теплоносителя для каждого цикла закачки. Сухость закачиваемого пара – 80 %, начальная температура пласта составляла 12 ºС. Для оценки эффективности закачки теплоносителя использован коэффициент полезного использования энергии (КПИ), являющегося отношением энергии закачанного пара (с учетом сухости и объемов) к энергии добытой жидкости (битума и воды).

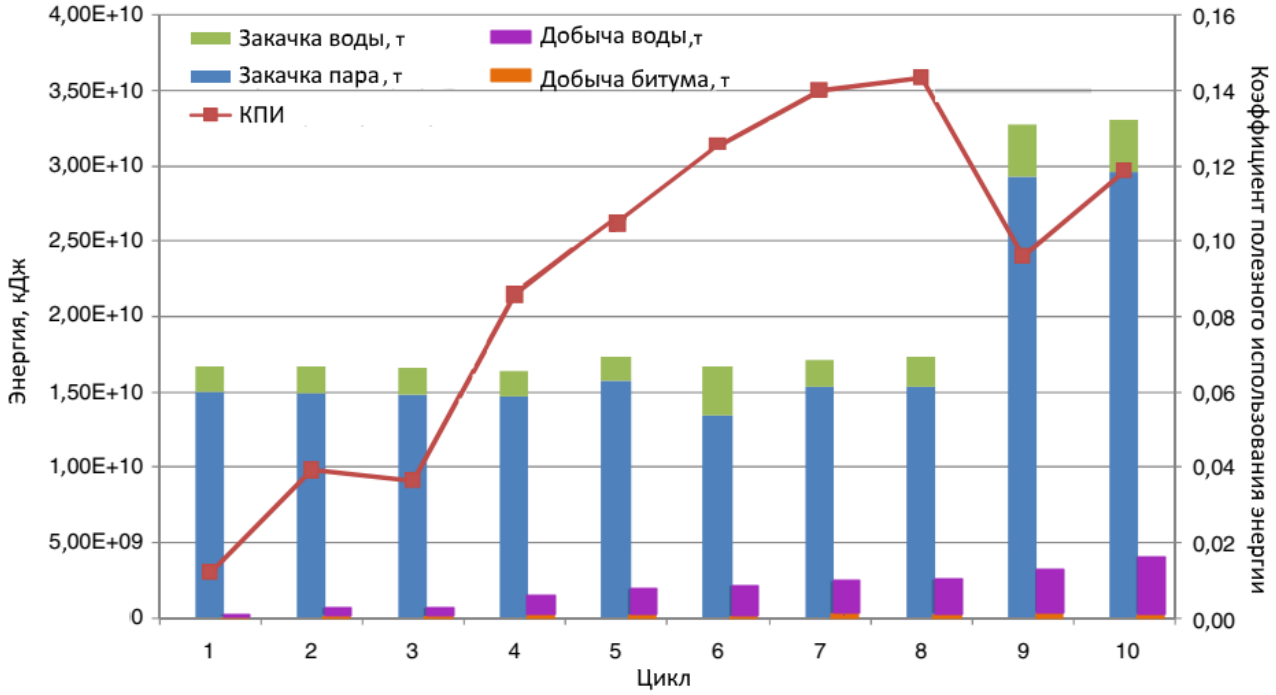


Рисунок 1.3 – Энергетический баланс закачки теплоносителей и добычи нефти [88]

По результатам проведенного анализа энергетического баланса, заметно увеличение коэффициента полезного использования энергии с 1-го по 8-ой циклы, причиной этому являлся расход энергии теплоносителя на прогрев окружающих пород на ранних стадиях. На 9 и 10 цикле был закачан необоснованно завышенный объем теплоносителя (14000 т): извлечено только 9 % закачанной энергии, из которых на битум пришлось около 1 %. С декабря 2010 начато промышленное внедрение технологии ПГД на двух парах скважин с горизонтальным окончанием 450 и 800 м, расстояние между нагнетательной и добывающей скважинами составило 6 м, а между соседними скважинами 100 м. С июня по сентябрь 2011 года удалось добиться периода в 78 дней устойчивой работы скважин, в результате чего

было закачано 16500 т пара, извлечено 2200 т битума. Среднее ПНО – 7,5 т/т. Данные показатели оказались экономически нерентабельны и было решено перевести скважины на добычу в режиме ПЦО. На сегодняшний день все работы по закачке теплоносителей на формациях Гросмонт прекращены.

В северной части Сирийской Арабской Республики ведется разработка месторождения Oudeh Shiranish с общими запасами сверхвязкой нефти свыше 589 млн $м^3$. Плотность нефти в пласте изменяется в пределах 965 - 986 $кг/м^3$[104]. Пласт залегает на глубине 1600 м, сложен карбонатными породами (известняки), трещины отсутствуют. Средняя проницаемость $10 \cdot 10^{-3}$ - $50 \cdot 10^{-3}$ $мкм^2$, коэффициент пористости 0,15 - 0,23, средняя пластовая температура 49 ºС, толщина пласта изменяется от 10 до 95 м, начальное пластовое давление 15,9 МПа. Вязкость нефти в пластовых условиях меняется в пределах 400 - 16000 мПа·м, газовый фактор 26 $м^3/м^3$. Нижележащий водоносный горизонт отсутствует. Промышленные работы по ПЦО на добывающие скважины велись с сентября 2006 года по ноябрь 2009 г. При соответствующих пластовом давлении и глубине залегания, необходимо обеспечить температуру теплоносителя на забое свыше 349 ºС для обеспечения 100 % сухости пара. С целью уменьшения тепловых потерь закачка теплоносителя велась в вакуумно-экранированные насосно-компрессорные трубы (ЭВ НКТ). При начальной сухости пара на устье 80 % применение ЭВ НКТ обеспечило поддержание сухости 20 - 40 % на забое. Закачка велась при постоянном расходе 200 $м^3$/сут. Средний период закачки был равен 30 сут, период выдержки 4 сут, среднее время добычи 120 сут. Фактическое количество циклов изменялось от 2 до 5. На начальных циклах приёмистость скважин была недостаточной для закачки пара, в пласт закачивалась перегретая вода.

Проведенный анализ разрабатываемых карбонатных коллекторов со сверхвязкой нефтью позволяет сделать следующие выводы: по причине высокой неоднородности и гидрофобности пород методы, связанные с вытеснением нефти от нагнетательных скважин к добывающим малоэффективны, наиболее эффективной технологией интенсификации нефти является пароциклическая обработка скважин.

Краткая информация представленной выше информации отражена в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Сводная информация по методам интенсификации скважинной добычи СВН из карбонатных коллекторов

Месторож-дение	Oudeh Shiranish (Сирия)	Гросмонт (Канада)	Бока де Харуко (Куба)	Усинское (Россия)	Зыбза (Россия)
Глубина залегания, м	1600	250 - 400	600	1100 - 1500	400 - 700
Пластовое давление, МПА	15,9	2,1 - 3,6	6,16	12,5	7,5
Температура в пласте, °С	49	11	36	23	32 - 40
Пористость пород, д.ед.	0,15 - 0,23	18 - 30	0,38	0,2	0,15 - 0,25
Проницаемость пород, мкм^2	$10\cdot10^{-3}$ - $50\cdot10^{-3}$	до 20	до 869	0,02 - 20	0,1 - 1000
Плотность нефти, кг/м3	965 - 986	980 - 1020	960 - 980	920 - 940	960 - 970
Вязкость нефти, мПа·с	400 - 16000	более 1·106	35552	710	до 2000
Способ интенс-фикации добычи / эффект	1. ПЦО/ низкая сухость пара при пласто-вом давлении	1. ПЦО/ ПЦО с закачкой холодной воды	1. Площадная закачка пара, неэффективно	1. Площадная закачка пара / прорыв пара по высокпроницае-мым каналам	1. Холодная закачка воды и УВ газов / неэффективно
		2. ПГД, ПНО - 7,5 т/т; доп. добыча нефти - 2200 т	2. ПЦО, смыкание трещин с резким снижением добычи,	2. ПЦО и ПЦО с закачкой химических композиций	2. ПЦО, ПНО - 2,5 т/т; дополнитель-ная добыча нефти - 50000 т

1.3 Термическое воздействие на нефтенасыщенные пласты

1.3.1 Технология пароциклической обработки скважин

Циклическая закачка пара является одной из самых распространённых технологий интенсификации притока нефти на залежах высоковязких и сверхвязких нефтей. Впервые ПЦО была проведена в Венесуэле в 1959 году, после началось активное внедрение данной технологии на территории СССР (Краснодарский край, Башкирия и Татарстан), США (месторождения в бассейне Лос-Анджелеса), Канады (на нефтеносных песках ColdLake, PeaceRiver), Китая (на месторождении Ляохэ) [30]. На сегодняшний день ПЦО на территории России

активно применяется на битуминозных месторождениях Татарстана, на Усинском месторождении (республика Коми), на месторождениях высоковязких нефтей на Сахалине. В Китае свыше 75 % тяжелой нефти добывается методом циклической закачки пара [78]. Приёмистость скважин по пару варьируется в широких пределах – от 20 до 500 т/сут пара на скважину, давление нагнетания в среднем – 7 МПа.

Традиционно, ПЦО включает 3 стадии: период закачки пара (обычно длится несколько недель), период выдержки на капиллярную пропитку (как правило не более одной недели) и период добычи нефти (до нескольких сотен дней) [89]. Количество циклов варьируется и зависит от начальных запасов, вязкости нефти и обводненности добываемой продукции. На рисунке 1.4 приведены основные механизмы добычи нефти при ПЦО в зависимости от температуры воздействия [8, 11, 14, 29, 35, 51].

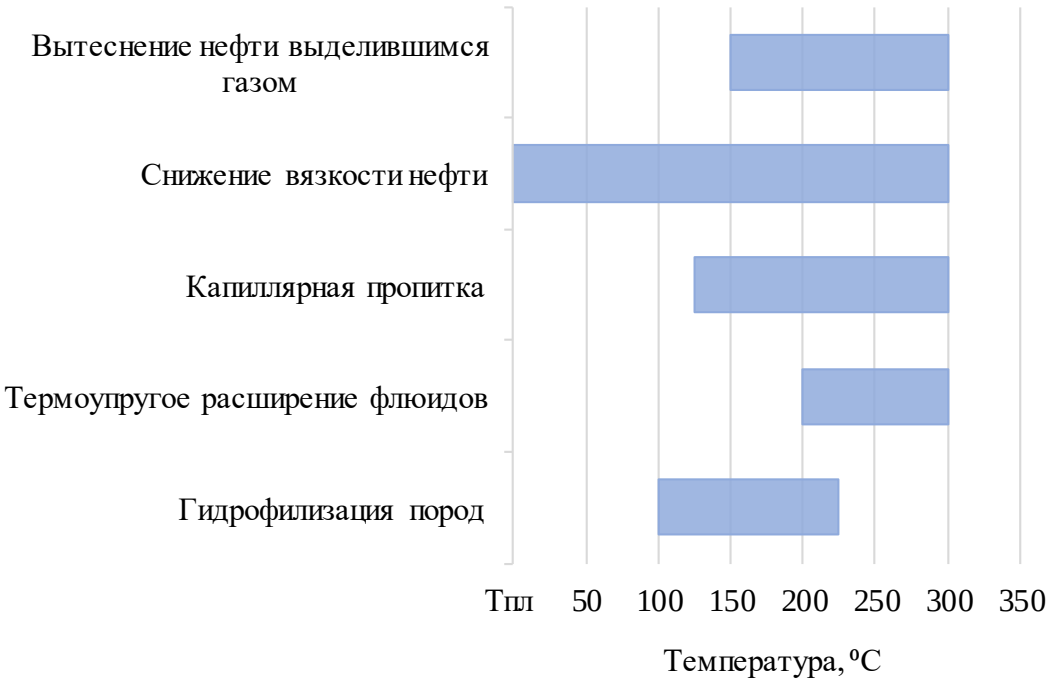


Рисунок 1.4 – Механизм вытеснения нефти при ПЦО в зависимости от температуры

По мнению большинства исследователей [30, 39, 88, 104, 113], основными факторами, ограничивающими применение ПЦО, являются: глубина залегания пласта (не более 1500 м), пористость (не менее 10 %), начальная нефтенасыщенность (не менее 40 %), проницаемость (не менее 0,1 мкм^2), нефтенасыщенная толщина (не менее 6 м).

На сегодняшний день активно разрабатываются технологии для расширения границ применимости ПЦО. В связи с удешевлением стоимости направленного бурения активно развивается технология ПЦО на скважинах с горизонтальным окончанием. Паронефтяное отношение при экономически рентабельной ПЦО в среднем менее 6 т/т.

На заключительных стадиях эффективность закачки пара резко снижается. Для замедления темпов падения добычи нефти возможно проведение ПЦО сразу на нескольких соседних скважинах, разрабатывающих один пласт. В таком случае активнее вступает в работу межскважинное пространство за счет теплопроводного прогрева.

Технология ПЦО также используется как подготовительный этап при добыче нефти методом ПГД: количество стадий выбирается таким образом, чтобы при минимально закачанном количестве пара установить гидродинамическую связь между добывающей и нагнетательной скважинами.

1.3.2 Способы снижения потерь тепла в стволе скважины

Решением проблемы потери тепла в процессе закачки веществ с температурой выше окружающих горных пород является использование материалов с низкими коэффициентами теплопроводности: заполнение кольцевого пространства специальными веществами и использование теплоизолированных насосно-компрессорных труб.

Заполнение кольцевого пространства скважины специальным веществами подразумевает закачку в пространство между НКТ и обсадной колонной жидкостей (диэтиленгликоль, флотореагент оксаль Т-80 и др.) и твердых веществ (гидрофобизированные газонаполненные микросферы) в виде суспензий [43]; нефти с наполнителями (пламилон, базальтовое волокно и т.д.); заполнение кольцевого пространства микропористыми эластичными элементами различных форм, содержащих внутренние полости с воздухом [1] и др. Главными недостатками данной технологии являются: ограничение по температуре применения (ограничена температурой кипения жидкости), значительные

коэффициенты теплопроводности (свыше 0,1 Вт/(м·°С)) и сложность проведения спуско-подъемных работ.

Наиболее доступным способом достижения целевых температур теплоносителя является использование теплоизолированных НКТ. Помимо решения проблем потерь тепла при закачке теплоносителя, данные НКТ обеспечивают механическую устойчивость конструкции труб при воздействии высоких температур.

Первая конструкция теплоизолированной насосно-компрессорной трубы (ТЛ НКТ) представляла собой обычную НКТ, на которую, непосредственно перед спуском, крепились теплоизолированные обечайки [112]. На сегодняшний день широкое применение получили два вида теплоизолированных НКТ, отличающиеся материалами изготовления и конструкцией.

1. Насосно-компрессорные трубы, изолированные термостойкими материалами. К таким типам изоляции можно отнести экранно-полимерную, силикатно-базальтовую или фторпластовую изоляцию. Конструктивно представляют НКТ, на внешней поверхности которой закреплен пористый материал (полимер, базальтовое волокно, фторпласт). Поверх пористого материала наносится экранирующий слой. Слои могут чередоваться. Коэффициент теплопроводности таких труб, как правило, не превышает 0,016 Вт/(м·°С). Основным преимуществом такой термоизоляции относительно других является легковесность конструкции относительно других видов теплоизолированных НКТ, что позволяет использовать ее для скважин глубиной до 3000 м [10].

2. Вакуумно-экранированные НКТ (ЭВ НКТ). Представляют собой две трубы, одна в другой, в промежутках которых находится отражающий материал. Трубы изготавливаются, как правило, из углеродистой стали. После того, как конструкция собрана, через специальный клапан из промежутка между трубами удаляется воздух. Коэффициент теплопроводности таких труб, как правило, составляет не более 0,006 Вт/(м·°С) [98]. Основным недостатком экранно-вакуумных труб является значительный вес готовой конструкции (рисунок 1.5), в результате их применение ограничено глубиной 1500 м [75].

Рисунок 1.5 – Упрощенная конструкция вакуумно-экранированных НКТ [75]

В работе [83] описана технология закачки теплоносителя без смены НКТ с применением теплоизолированных гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ) малого диаметра. Данный способ особо актуален для скважин старого фонда, на которых могут возникнуть проблемы при спускоподъемных операциях. Также возможно применение данного способа при циклическом воздействии на группу скважин, с постоянным перемещением оборудования ГНКТ. Коэффициент теплопроводности труб составляет 1,1 Вт/(м·°С), что на порядок выше, чем у ТЛ НКТ, но и значительно меньше стандартных – 35 – 40 Вт/(м·°С).

1.3.3 Влияние температуры на свойства флюидов и породы

Наибольшей эффективностью среди методов воздействия на пласт для добычи высоковязких и сверхвязких нефтей отличаются термические в результате комплексного воздействия как на нефть (снижение вязкости, растворение легких фракций), так и на породу, слагающую коллектор (изменение смачиваемости, повышение проницаемости). Данный раздел посвящён изучению свойств нефти и породы пласта при повышении температуры в результате закачки теплоносителей.

Влияние температуры на реологические свойства нефти.

Известно, что с увеличением температуры вязкость жидкости снижается, а скорость ее снижения тем больше, чем выше начальное значение. Снижение вязкости флюидов является причиной изменения фильтрационных потоков. Установлено, что наибольший темп падения вязкости нефти достигается при ее нагреве до температуры 50 - 60 °С [8, 28]. Данная область температур, при которой

производная снижения вязкости нефти максимальна, называется «эффективной температурой» [28].

Анализ влияния температуры на вязкость нефти можно провести на основе лабораторных исследований и опубликованных корреляций. Корреляции, используемые для установления свойств нефти не всегда достоверны, т.к. получены для разных объектов, однако при отсутствии данных могут быть применимы в качестве первого приближения. Среди корреляций по определению вязкости дегазированной нефти от температуры можно выделить следующие:

1. Beal (1946) [73]:

Корреляция (1.1, 1.2) получена на основе анализа вязкости сепарированных нефтей с 492 объектов на территории США в температурном диапазоне 38 – 45 °C:

$$\mu = \left(0{,}32 + \frac{1{,}8 \cdot 10^7}{\mathrm{API}^{4{,}53}}\right)\left(\frac{360}{\mathrm{T} - 460}\right)^{\mathrm{a}} \quad (1.1)$$

$$\mathrm{a} = 10^{0.43 + \frac{8{,}33}{\mathrm{API}}}, \quad (1.2)$$

где μ – вязкость дегазированной нефти, мПа·с; API – плотность нефти, градусы API; T – температура, °F.

Среднее отклонение с фактическими значениями вязкостей нефтей США составляет 25 %.

2. Beggs-Robinson (1975) [74]:

Корреляция (1.3 - 1.5) была выявлена на основе анализа 93 различных образцов нефти, при средней погрешности 13 %:

$$\mu = 10^{\mathrm{x}} - 1, \quad (1.3)$$

$$\mathrm{x} = \mathrm{y} \cdot (\mathrm{T} - 460)^{-1{,}163}, \quad (1.4)$$

$$\mathrm{y} = 10^{3{,}0324 - 0{,}02023 * \mathrm{API}} \quad (1.5)$$

3. Glaso (1980) [91]:

Корреляция (1.6, 1.7) была получена для нефти Северного моря на основе анализа 26 образцов парафинистых нефтей:

$$\mu = (3{,}141 \cdot 10^{10}) \cdot (\mathrm{T} - 460)^{-3{,}444} \cdot \log(\mathrm{API})^{\mathrm{a}}, \quad (1.6)$$

$$\mathrm{a} = 10{,}313 \cdot (\log(\mathrm{T} - 460)) - 36{,}447 \quad (1.7)$$

4. Корреляция (1.8) Дунюшкина И.И. [20]:

$$\frac{\lg\mu'_t}{\lg\mu'_{20}} = \left(\frac{\lg\mu'_{50}}{\lg\mu'_{20}}\right)^{\frac{T-20}{30}}, \quad (1.8)$$

где μ'_t, μ'_{20}, μ'_{50} – относительные (к воде) динамические вязкости дегазированной нефти при атмосферном давлении и температурах (Т) 20 и 50 ºС, соответственно.

Формула (1.8) проверена по 109 экспериментальным зависимостям вязкости дегазированной нефти от температуры для различных месторождений на территории стран содружества независимых государств. Среднее расхождение в диапазоне температур от 10 до 50 °С составляет менее 4 %.

Как правило ВВН и СВН выделяются наличием особенностей реологического поведения жидкости, выражающееся изменением вязкости жидкости от скорости ее фильтрации, ввиду наличия в составе высокомолекулярных компонентов, образующих сложные пространственные структуры [47].

Опытно-промышленные работы на месторождении Узень позволили установить, что закачка воды с целью поддержания пластового давления (ППД) с температурой ниже начальной пластовой ведет к снижению коэффициента охвата пласта вытеснением и снижению подвижности флюида в результате выпадения асфальтеносмолопарафиновых веществ (АСПВ) и изменению реологических свойств жидкости [12, 13].

По результатам лабораторных исследований высоковязкой нефти Усинского месторождения было установлено, что повышение температуры закачиваемой воды выше начальной пластовой позволяет избежать проявления структурно-механических свойств нефти и увеличить коэффициент ее вытеснения [57].

Влияние температуры на поверхностные свойства породы.

По мнению исследователей, изменение температуры влияет на смачиваемость породы [27]. Учитывая то, что залежи ВВН и СВН характеризуются природной гидрофобностью, при увеличении температуры наблюдается

гидрофилизация породы за счет десорбции тяжелых компонентов нефти с поверхности породы [71]. Величина изменения смачиваемости значительно зависит от состава породы: было установлено, что краевой угол смачивания на границе «тефлон – минерализованная вода» не зависит от температуры, а увеличение температуры для системы «кварц – минерализованная вода» ведет к снижению краевого угла смачивания [105]. В работе [115] определены краевые углы смачивания для различных по вязкости нефтей при температурах 20 - 90 °С на границе со стеклянной пластиной. По результатам всех исследований было установлено уменьшение краевого угла смачивания при увеличении температуры. Влияния вязкости нефти на смачиваемость не установлено.

Численно определить влияние температуры на изменение смачиваемости системы можно при помощи определения термодинамической работы адгезии на основе уравнения Дюпре-Юнга (1.9):

$$W_a = \sigma_ж \cdot (1 - \cos\theta), \quad (1.9)$$

где W_a – обратимая работа адгезии, Дж/м^2; $\sigma_ж$ – поверхностное натяжение на границе раздела фаз «нефть – воздух», Н/м; cosϴ – краевой угол смачивания, д.ед.

Влияние температуры на межфазное натяжение.

Причиной повышенных значений межфазного натяжения на границе «СВН - вода» является высокое содержание тяжелых компонентов в составе сверхвязкой нефти. В связи с тем, что с увеличением температуры меняется и вязкость флюидов, изучение влияния температуры только на межфазное натяжение на границе «нефть – вода» не представляется возможным. Согласно [121], изменение межфазного натяжения сказывается на значениях остаточной водонасыщенности.

В работе [115] утверждается, что с ростом температуры значение межфазного натяжения между СВН и водой монотонно снижается: при увеличении температуры с 20 °С до 163 °С значение межфазного натяжения на границе «нефть – вода» изменилось с 53 мН/м до 32 мН/м.

Влияние температуры на относительные фазовые проницаемости по нефти и по воде.

Согласно информации, опубликованной в [87], только 29 % исследований по изучению относительных фазовых проницаемостей (ОФП) были проведены с использованием высоковязкой нефти, из которых менее 1 % – проведены с использованием нефти с вязкостью более 1000 мПа·с.

Для систем с отсутствующим растворенным газом в составе нефти можно использовать двухфазные относительные фазовые проницаемости. Необходимо понимать, что фазовая проницаемость является функцией от вязкости флюидов, их насыщенностей, межфазного натяжения, смачиваемости породы, размеров и геометрии пор, в связи с чем она будет зависеть от изменения свойств флюидов и породы. Для изучения влияния температуры следует выделить и рассмотреть основные параметры ОФП: остаточная водонасыщенность, остаточная нефтенасыщенность, фазовая проницаемость по нефти при остаточной водонасыщенности, фазовая проницаемость по воде при остаточной нефтенасыщенности, форма кривой ОФП по воде и форма кривой ОФП по нефти.

Большинство исследователей [87, 110, 111, 124] утверждают, что рост температуры способствует увеличению остаточной водонасыщенности. В работе [120] увеличение температуры на 18 °С способствовало увеличению остаточной водонасыщенности с 0,2 до 0,3. По мнению [87] основными факторами, влияющими на остаточную водонасыщенности, являются смачиваемость, размер и форма пустотного пространства, капиллярное число (отношение вязких сил к капиллярным).

Влияние температуры на остаточную нефтенасыщенность однозначно: увеличение температуры способствует снижению остаточной нефтенасыщенности [54]. Основными факторами, влияющими на остаточную нефтенасыщенность, являются: отношение подвижностей нефти и воды и смачиваемость породы. По мнению некоторых ученых [104], остаточные водонасыщенность и нефтенасыщенность являются функциями от температуры только в случае достаточно сильного повышения температуры.

В результате изменения смачиваемости и увеличения остаточной водонасыщенности с ростом температуры изменение фазовой проницаемости по

воде ($k_в$) при остаточной нефтенасыщенности ($S_{в\ max}$) уникально для различных систем «флюид – порода». Так $k_в$ при $S_{в\ max}$ для карбонатных пород с ростом температуры меняется значительнее, чем для осадочных пород [87].

Гидрофилизация породы, снижение вязкости нефти и межфазного натяжения – основные факторы повышения фазовой проницаемости по нефти ($k_н$) при остаточной водонасыщенности ($S_{в\ min}$). Рост остаточной водонасыщенности вносит значительный вклад на величину $k_н$ при $S_{в\ min}$, в результате чего, изменение фазовой проницаемости по нефти, также как фазовой проницаемости по воде, при различных температурах уникально для различных систем «флюид – порода».

Форму кривых ОФП можно описать показателями степени при обработке методом Corey [81]. Как правило, показатель степени ОФП по сверхвязким и высоковязким нефтям меньше 1, в результате чего график выпуклый к оси водонасыщенности. Изменение температуры способствует увеличению показателя степени. Форма кривой ОФП по воде не зависит от температуры [121].

Изменение компонентного состава нефти.

При интенсификации добычи нефти с закачкой теплоносителей необходимо обратить внимание на то, что увеличение начальной пластовой температуры может сопровождаться изменением состава нефти. В работе [63] приведены результаты исследований по анализу состава нефти Усинского месторождения при ее выдержке в автоклаве при температуре 150 °С в течение 24 часов. Установлено увеличение содержания парафино-нафтеновых углеводородов (УВ) и смолисто-асфальтеновых веществ при снижении содержания ароматических углеводородов.

В работе [18] изучен компонентный состав сверхвязкой нефти, вытесняемой из керна при различных температурах н-гексаном. В ходе исследований установлено, что повышение температуры с начальной пластовой до 150 и 200 °С ведет к адсорбции тяжелых УВ группы C_{30} - C_{40} на поверхности породы, что снижает эффективность дальнейшего вытеснения нефти углеводородным растворителем.

При температуре закачиваемой воды 50 °С начинается жидкофазное окисление нефти. При достижении температуры 200 °С скорость реакции быстро

возрастает и происходит окисление легких и средних компонентов нефти. В результате увеличивается содержание смол и асфальтенов.

При температурах от 200 °С до 300 - 320 °С реализуется интенсивное превращение по схеме:

масла → смолы → асфальтены.

С повышением температуры до 300 - 350 °С, характерные, к примеру, для внутрипластового горения [22], в нефти остаются только тяжелые фракции со сложной структурой молекул преимущественно нафтено-ароматического характера. В области температур от 350 °С до 400 - 450 °С происходят процессы крекинга тяжелой нефти, условно называемого «коксом». Эти процессы происходят по схеме:

асфальтены → карбены → карбоиды.

Приведенные выше особенности механизма окислительных процессов необходимо учитывать при построении геолого-гидродинамических моделей с учетом компонентного состава пластовой нефти.

1.4 Применение растворителей для повышения эффективности закачки теплоносителей

Тепловые методы интенсификации притока ограничены геоло-физическими характеристиками залежей. Основным способом расширения границ применимости закачки теплоносителей является их комбинация с другими технологиями. При правильной адаптации технологий возможно снижение неэффективных потерь тепла и необходимых энергетических показателей теплоносителя [62]. Среди комплексных технологий воздействия на залежи сверхвязких нефтей выделяют закачку теплоносителей совместно с УВ растворителями. Выделяют несколько способов закачки растворителей совместно с паром:

I. Чередующаяся закачка пара и растворителя (SAS).

Чередующаяся закачка пара и растворителя (рисунок 1.6) схожа с технологией ПГД по расположению скважин: необходимы две горизонтальные скважины, расположенные одна над другой. Отличительной особенностью SAS

является применение растворителей и очередность их закачки:

1. Закачка пара для установления гидродинамической связи между скважинами.

2. Остановка закачки пара при достижении оптимальных размеров паровой камеры или при значительных потерях тепла в окружающие горные породы.

3. Закачка растворителя.

4. Остановка закачки растворителя.

5. Закачка пара.

Температура точки росы закачиваемого растворителя при пластовом давлении должна быть в интервале между температурой пласта и температурой закачиваемого пара [127].

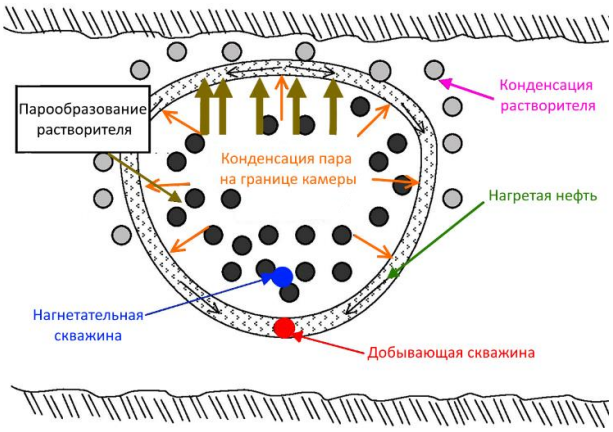


Рисунок 1.6 – Концепция чередующейся закачки пара и растворителя [127]

II. Дозирование растворителя в пар (SAP).

Технология SAP включает закачку небольшого количества легких УВ растворителей (чаще бутана) при массовой концентрации около 15 % совместно с паром при добыче нефти методом ПГД и давлениях 2,5 - 4 МПа. Снижение вязкости нефти, в таком случае, осуществляется за счет комплексного воздействия высокотемпературным паром и разбавлением растворителем.

В работе [94] проведена серия вычислений, на основе которых было установлено, что с уменьшением молекулярного веса парафиновых углеводородов повышается эффективность технологии SAP.

В работе [96] отражены результаты лабораторных экспериментов технологии SAP. Было установлено, что несмотря на повышение количества осажденных асфальтенов при закачке более легких парафиновых углеводородов, количество добываемой нефти обратно пропорционально молекулярному весу закачиваемых углеводородов.

III. Парогравитационное дренирование с закачкой расширяющихся растворителей (ES-SAGD).

Также, как и в SAP, при ES-SAGD в пар дозируются углеводороды (или их смесь) при низких концентрациях. Наиболее эффективными растворителями считаются те, у которых температура конденсации и парообразования приближены к свойствам воды [108], в результате, именно гексан применялся в качестве растворителя при ОПИ. Главным преимуществом ES-SAGD перед ПГД являются более высокие дебиты нефти при меньшем ПНО [61].

Важным аспектом технологии ES-SAGD является момент начала закачки растворителей. В работе [95] утверждается, что наилучший момент начала закачки с точки зрения оптимального ПНО – время, когда паровая камера достигнет максимальных размеров по вертикали и начнется ее расширение в горизонтальном направлении. При проведении промышленных экспериментов на проектах Selnac и Christina Lake закачка производилась именно в момент расширения паровой камеры. В работах [111, 124] проанализированы исторические данные закачки растворителей на нескольких объектах и было установлено, что оптимальным временем является начальный период: после установления гидродинамической связи между скважинами. А численное моделирование показало, что с увеличением концентрации гексана в паре до 14 % по массе, увеличивается количество извлеченной нефти, а дальнейшее увеличение концентрации не повышает эффективность процесса. В работе [99] на основе численных экспериментов, также установлено, что с уменьшением молекулярного веса углеводородных растворителей увеличивается потери тепла на границе паровой камеры.

В работе [106] ставился вопрос влияния давления закачки на эффективность применения растворителей. Были построены гидродинамические модели для

сравнения технологий ПГД и ES-SAGD, отличающиеся давлением закачки и средней проницаемостью коллектора. В качестве растворителя использовался бутан. Параметрами, определяющими эффективность процесса, являлись: ПНО, накопленная добыча нефти, потребное количество воды. По результатам проведенных работ было определено, что на эффективность процесса ES-SAGD значительно влияет проницаемость коллектора и давление закачки: для низкопроницаемого коллектора (до $2 \cdot 10^{-3}$ мкм^2) с увеличением давления закачки, эффективность ES-SAGD по сравнению с ПГД уменьшается. Для высопроницаемого коллектора наблюдается обратная зависимость: при повышении давления эффективность применения технологии с закачкой растворителей повышается по сравнению с технологией парогравитационного дренирования.

В работе [86] проведены лабораторные исследования применения смеси углеводородных растворителей и лигроина [31] взамен гексану. Было установлено, что наличие ароматических углеводородов в составе способствует лучшей смесимости растворителя и нефти. Однако, из-за более высокого молекулярного веса лигроина и смеси углеводородных растворителей, для достижения целевой вязкости нефти требуется большее их количество, чем гексана.

1.4.1 Выбор растворителей

Выбор растворителя для закачки совместно с теплоносителем сложный процесс, который требует проведения качественных экспериментальных исследований и детального понимания механизмов, протекающих в пласте. Опираясь на опыт ведущих ученых, можно выделить наиболее важные свойства углеводородных растворителей [23]:

- скорость диффузии растворителя в нефть;
- смешиваемость нефти и осаждение асфальтенов;
- температура парообразования.

Диффузия растворителя в нефть.

При контакте двух смешивающихся жидкостей, которые не находятся в состоянии термодинамического равновесия, неизбежен процесс молекулярной диффузии [49]. Процесс диффузии может протекать стационарно и не стационарно. Процесс диффузии можно считать стационарным при соблюдении следующих условий: размеры и формы молекул взаимодействующих веществ одинаковы; межмолекулярными силами можно пренебречь. Эти условия не выполняются при реакции растворителя и нефти. Поэтому в сложных системах коэффициент диффузии является функцией от концентрации. Теория процесса диффузии слишком сложна для учета всех составляющих, в связи с этим в задачах по моделированию закачки растворителя в пласт принято учитывать, что коэффициент диффузии является параметром, не зависящим от концентрации веществ.

Процесс диффузии при отсутствии химических реакций описывается вторым законом Фика (1.10) [49]:

$$\frac{\partial \mathrm{C}}{\partial \mathrm{t}} = \frac{\partial}{\partial \mathrm{x}}\left(\mathrm{D}\frac{\partial \mathrm{C}}{\partial \mathrm{x}}\right), \tag{1.10}$$

где C – концентрация, д.ед.; D – кажущийся коэффициент диффузии, который зависит от коэффициентов диффузии взаимодействующих веществ, м^2/с.

В работе [93] представлено эмпирическое выражение (1.11) для определения коэффициента диффузии растворителя в нефть при бесконечном разбавлении:

$$\mathrm{D} = (\mathrm{D}^0_{\mathrm{AB}})^{\mathrm{C_B}} \cdot (\mathrm{D}^0_{\mathrm{BA}})^{\mathrm{C_A}} \cdot \frac{\partial \ln a_{\mathrm{A}}}{\partial \ln \mathrm{C_A}}, \tag{1.11}$$

где D_{AB} и D_{BA} – коэффициенты диффузии при бесконечном разбавлении, м^2/с; a_A – коэффициент, характеризующий скорость диффузии.

Коэффициент диффузии при бесконечном разбавлении может быть рассчитан на основе уравнения Вильке-Ченга (1.12), которое является эмпирической модификацией уравнения Стокса-Эйнштейна:

$$\mathrm{D}^0_{\mathrm{AB}} = \frac{7{,}4 \cdot 10^{-8} \cdot \mathrm{M_B^{0,5}} \cdot \mathrm{T}}{\mu_{\mathrm{в}} \cdot \mathrm{V}^{0,6}}, \tag{1.12}$$

где M_B – молекулярная масса нефти, г/моль; T – температура, К; $\mu_в$ – вязкость нефти при температуре T, мПа·с; V – молярный объем растворителя, мл/моль.

На основе второго закона Фика можно определить концентрацию растворителя на расстоянии x от места контакта веществ при начальной концентрации растворителя C_0 (1.13):

$$C(x,t) = C_0\left(1 - \mathrm{erfc}\left(\frac{x}{2\cdot(Dt)^{0,5}}\right)\right), \quad (1.13)$$

где erfc – интеграл вероятности ошибок; x – расстояние области контакта, м; t – время с начала процесса диффузии, с; C_0 – начальная концентрация растворителя в области контакта, д.ед.

Коэффициент диффузии можно определить экспериментально прямым и косвенным методом. Прямым методом является композиционный анализ смеси нефти и растворителя в разные моменты времени. Этот метод дорог, требует большого количества экспериментальных точек и, соответственно, занимает продолжительное время.

Косвенные методы связаны с изменением свойств нефти и растворителя в процессе диффузии: изменение границы контакта в капилляре; изменение оптических свойств; давления газа; формы капли нефти, окруженной газом.

В работе [90] было определено, что диффузионные способности углеводородов в нефти уменьшаются с увеличением молекулярной массы углеводородов и разветвленности молекул.

Растворимость с нефтью и осаждение асфальтенов.

Нефть, характеризующаяся повышенным содержанием асфальтенов в составе, требует особого внимания при выборе химических веществ, закачиваемых в пласт. Асфальтены, являющиеся наиболее полярными веществами в составе нефти, при взаимодействии с водой повышают вероятность образования водонефтяных эмульсий [48]. При изменении содержания углеводородов алканового ряда происходит коагуляция и осаждение асфальтенов [24]. Традиционно, в зарубежной практике принято закачивать газы алканового ряда для осаждения асфальтенов непосредственно в пласте. Логику такого решения легко

проследить: при осаждении асфальтенов происходит, так называемое, «внутрипластовое облагораживание нефти», в результате значительно упрощается процесс ее подготовки, снижается вероятность образования водонефтяных эмульсий и отложений на поверхности внутрискважинного и наземного оборудования [85]. Без сомнения, при осаждении асфальтенов значительно снижается и вязкость нефти. В работе [84] проведены эксперименты по определению динамической вязкости нефти месторождения Cold Lake (Канада) в зависимости от содержания асфальтенов. Изменение остаточного содержания асфальтенов в каждой точке было фиксированным и составляло 4,7-5 %.

Как видно из рисунка 1.7, вслед за снижением содержания асфальтенов в нефти значительно снижается и ее вязкость. Эффект снижения вязкости нефти за счет уменьшения количества асфальтенов заметен лишь при значительном их количестве и при невысоких температурах системы: так при изменении концентрации асфальтенов с 0,147 % до 0,97 % при температуре 20 °С относительное изменение вязкости равно 660 %, а при температуре 60 ºС – 330 %.

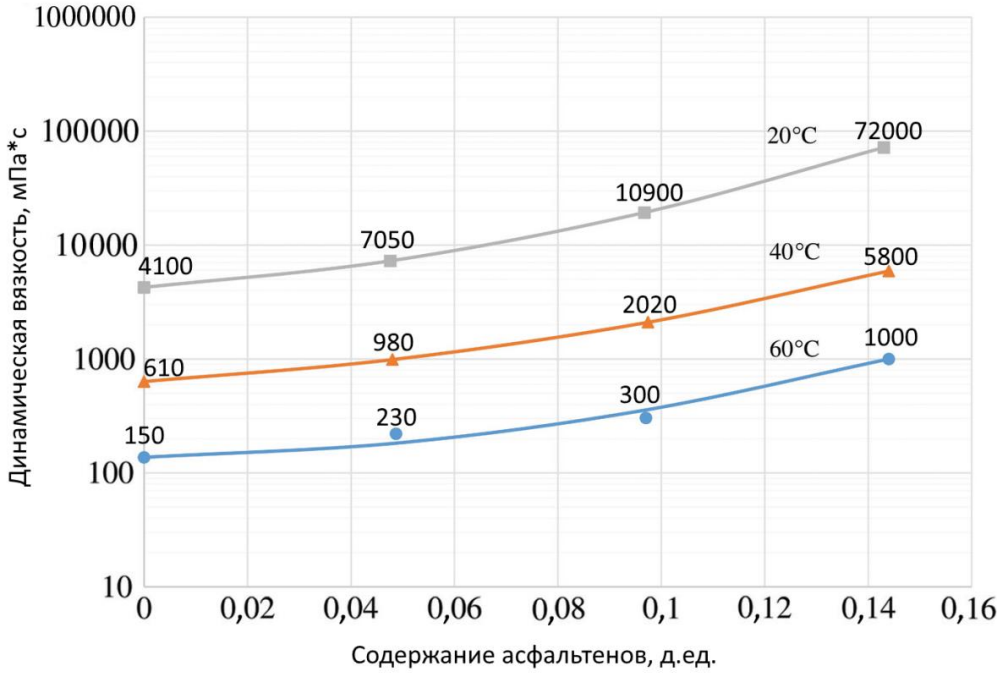


Рисунок 1.7 – Зависимость динамической вязкости нефти от содержания асфальтенов при различной температуре

Для осаждения асфальтенов необходимо, чтобы концентрация алкановых углеводородов была больше критического значения. В работе [76] указывается, что

критическая концентрация, к примеру, пропана составляет 20 - 30% по массе для нефти месторождения Гросмонт.

Не стоит забывать, что осаждение асфальтенов в пласте может значительно снизить фильтрационно-емкостные свойства. Механизмами снижения ФЕС в таком случае являются: механическая закупорка мелких поровых каналов и адсорбция на поверхности горных пород в результате которой меняются силы поверхностного натяжения и смачиваемость пород [101].

В работе [103] проведены сравнительные исследования по закачке пропана, гептана и легкого лигроина при различных температурах в трещиноватый керн. Было обнаружено, что при закачке легких парафиновых углеводородов на поверхности трещины образуется слой асфальтенов (рисунок 1.8), препятствующий проникновению растворителя в матрицу керна. При увеличении молекулярного веса углеводородного растворителя количество осаждаемых асфальтенов на поверхности трещины уменьшалось. Аналогичные результаты получены в работе [119].

Рисунок 1.8 – Процесс осаждения асфальтенов на поверхности трещины

В работе [107] были выполнены лабораторные эксперименты для сравнения типа закачиваемых растворителей на коэффициент вытеснения нефти по технологии ES-SAGD. Было выяснено, что применение смеси растворителей (толуол + гексан) способствует повышению коэффициента вытеснения нефти на

11 % по сравнению с технологией ES-SAGD с применением только гексана. Было также отмечено, что при поочередной или совместной закачке растворителей (гексан и толуол) значения коэффициентов вытеснения в рамках лабораторных исследований отличались незначительно.

По результатам проведенного анализа можно сделать вывод, что с увеличением молекулярного веса закачиваемого углеводорода повышается его растворимость в нефти, снижается количество осажденных асфальтенов. Зависимость вязкости нефти от концентрации асфальтенов имеет экспоненциальную зависимость с уменьшением степени экспоненты по мере увеличения температуры.

Изменение фазового состояния углеводородного растворителя.

В работе [103] было определено, что наибольшего коэффициента вытеснения нефти удавалось добиться, когда термобарические условия закачиваемого растворителя были такими, что все его компоненты находились в жидком фазовом состоянии, но максимально близко к точке парообразования.

Поддержание растворителя в парообразном состоянии позволяет увеличить эффект от гравитационного механизма добычи нефти за счет различной плотности фаз: менее плотный газообразный растворитель стремится к кровле пласта, в то время как более плотная нефть под воздействием гравитационных сил стремится к подошве пласта. В работе [84] было подсчитано, что пары пропана занимают в 25 раз больший объем по сравнению с равной массой пропановой жидкости, что позволяет занимать максимальный объем порового пространства.

1.4.2 Аналитические уравнения процесса добычи нефти с применением углеводородных растворителей

Как было сказано выше, основным механизмом добычи нефти при применении растворителей является его молекулярная диффузия в нефть. Впервые аналитическое уравнение (1.14), описывающее дебит горизонтальной скважины по нефти после воздействия углеводородными растворителями, представлено в работе [77], при помощи экспериментов с ячейкой Хеле-Шоу:

$$Q = \sqrt{2 \cdot k \cdot h \cdot g \cdot m \cdot \Delta S \cdot N_s}, \quad (1.14)$$

где Q – стабилизированный дебит нефти на единицу длины скважины с горизонтальным окончанием, м^3/с; k – фазовая проницаемость по нефти, м^2; h – нефтенасыщенная толщина пласта, м; g – постоянная ускорения свободного падения, м/с^2; m – пористость, д.ед.; ΔS – разница между начальной нефтенасыщенностью и текущей, д. ед.

$$N_s = \int_{c_{min}}^{c_{max}} \frac{\Delta\rho(1-C_s)D}{\mu} d\ln C_s, \quad (1.15)$$

где C_s – концентрация растворителя, д. ед.; μ – вязкость смеси растворителя и нефти, Па·с; Δρ – изменение плотности нефти при изменении концентрации растворителя, кг/м^3.

В работе [85] представлена модификация уравнения (1.14) для его применения в условиях пористой среды (1.16):

$$Q = \sqrt{2 \cdot k \cdot h \cdot g \cdot m^{\varphi} \cdot \Delta S \cdot N_s}, \quad (1.16)$$

где φ – коэффициент сцементированности пород, д. ед.

1.5 Краткая геолого-физическая характеристика объекта исследований

Рассматриваемый в диссертационной работе объект исследований расположен на территории Мелекесской впадины, приурочен к карбонатным пластам. По характеру емкостно-фильтрационных свойств коллектор относится к трещинно-поровому типу. Пористость по результатам исследований керна меняется от 10 до 20 %. По данным [37] фильтрация нефти в коллекторах контролируется системой трещин, частота распределения которых по раскрытости приведена на рисунке 1.9.

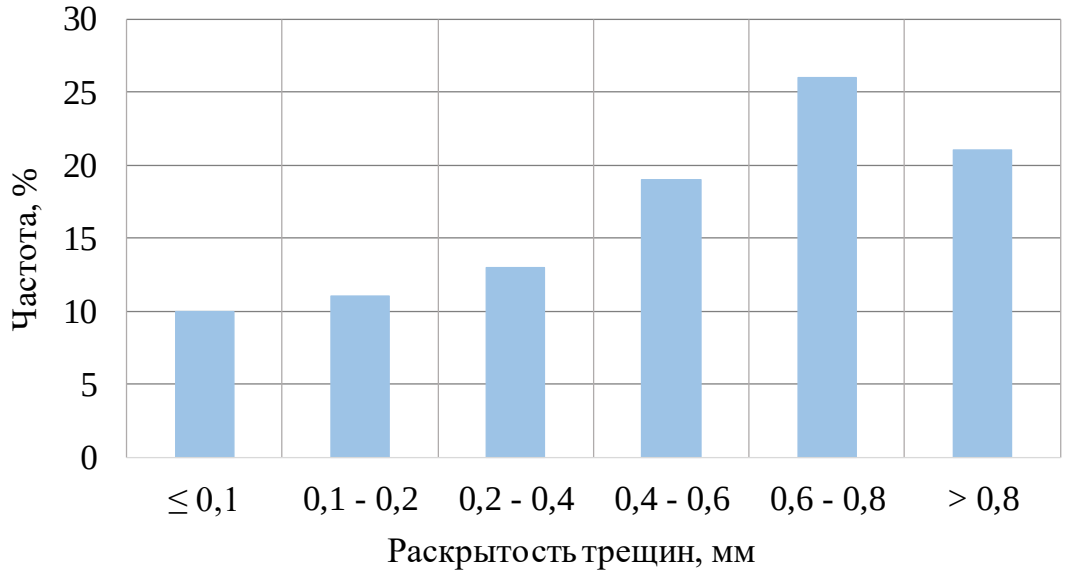


Рисунок 1.9 – Распределение естественных трещин по степени раскрытости в карбонатном коллекторе Мессояхской впадины

Начальная нефтенасыщенная толщина (ННТ) определена интерпретацией геофизических исследований единственной скважины и составила 10,5 м. Газовый фактор нефти менее 3 м^3/т. Температура пласта 28 ºС. Пластовое давление 8 МПа.

1.6 Выводы по главе 1

1. Анализ технологий интенсификации добычи сверхвязкой нефти из карбонатных коллекторов позволяет сделать вывод, что базовой технологией для стимулирования ее добычи остается термическое воздействие на призабойную и удаленную зоны пласта закачкой пара или перегретой воды. Главной проблемой разработки залежей сверхвязкой нефти, сложенных карбонатными породами, являются гидрофобность пород и неблагоприятные свойства вмещающих флюидов. Наличие зон с повышенной трещиноватостью увеличивает тепловые потери в окружающие горные породы, однако обеспечивает необходимую приёмистость скважин, а также позволяет при закачке теплоносителей прогреть зоны с пониженными фильтрационными свойствами за счет теплопроводности.

2. Способом повышения эффективности закачки теплоносителей является комбинация с другими технологиями, в частности с применением углеводородных растворителей. Ввиду высоких начальных пластовых давлений изучаемого объекта обосновано применение жидких углеводородных

растворителей взамен газообразным. Также известно, что использование только парафиновых углеводородов нарушает коллоидную стабилизацию асфальтенов и ведет к их осаждению, в связи с этим необходимо применение комплексных составов из ароматических и алифатических углеводородов.

ГЛАВА 2 МЕТОДИКИ ПРОВЕДЕНИЯ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

2.1 Программа проведения лабораторных исследований

Процесс физического моделирования методов воздействия на продуктивный пласт сложен с точки зрения соблюдения критериев подобия. Основная проблема при проведении лабораторных исследований – в несоизмеримости размеров керна и пласта, которая при проведении изотермических фильтрационных исследований решается подбором линейной скорости фильтрации и учетом капиллярных эффектов. При неизотермической постановке задачи возникает сложность учета теплообмена между всеми компонентами системы. Основной целью лабораторных исследований являлось получение функциональных зависимостей для дальнейшего математического обоснования процесса интенсификации добычи сверхвязкой нефти в условиях трещинно-порового карбонатного коллектора. Программа проведения лабораторных исследований представлена на рисунке 2.1.

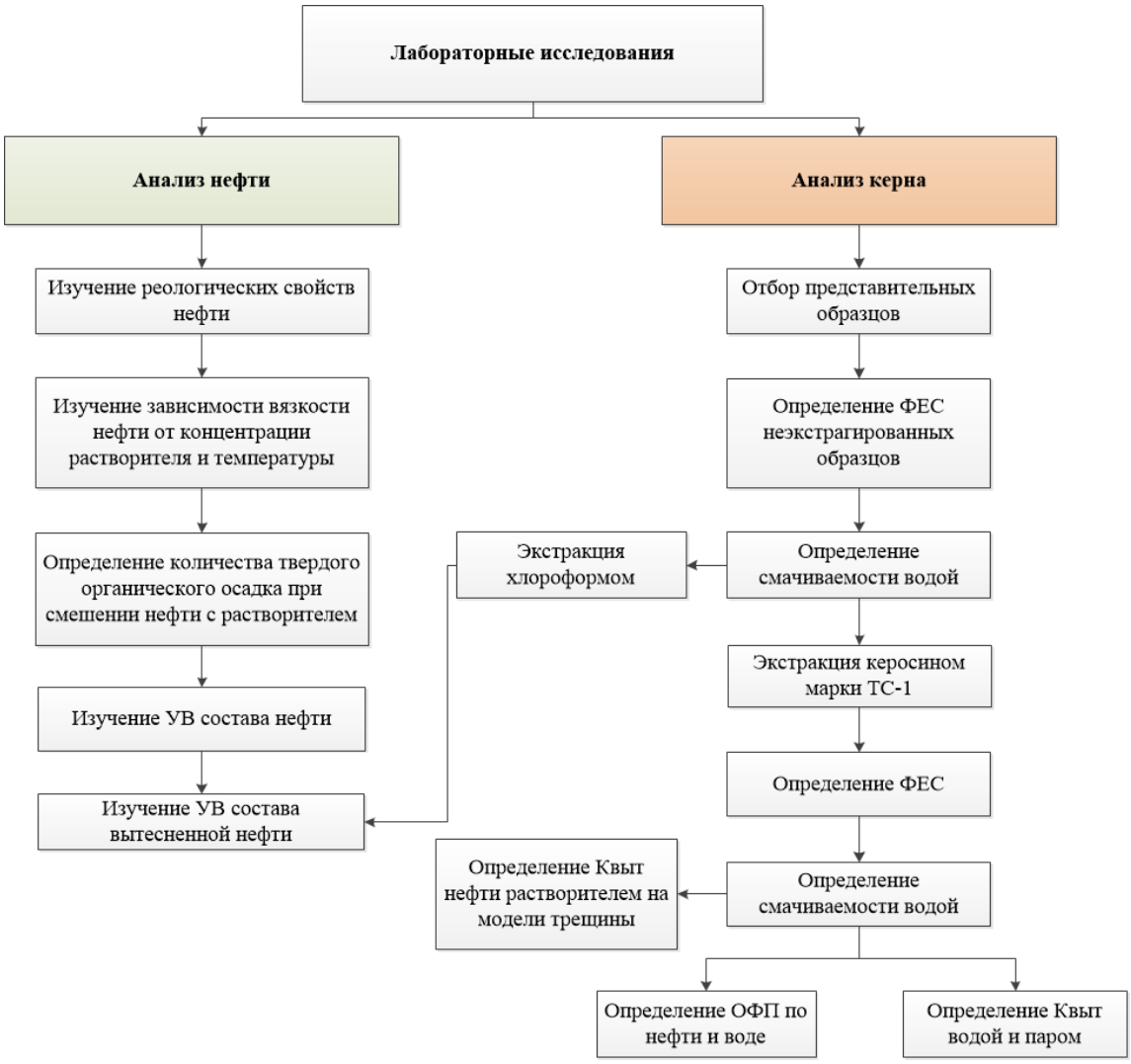


Рисунок 2.1 – Схема программы проведения лабораторных исследований

2.2 Методика изучения реологических свойств сверхвязкой нефти

Объектом исследований являлась обезвоженная нефть башкирского яруса Мелекесской впадины. В таблице 2.1 приведены основные параметры изучаемой нефти.

Таблица 2.1 – Основные параметры нефти

Параметр	Значение
Содержание асфальтенов, %	12,4
Содержание смол, %	9,4
Содержание парафина, %	4,7
Плотность нефти при 20 °С и 101325 Па, кг/м^3	980

В методику изучения флюидов с повышенной вязкостью должны быть включены реологические исследования, а при моделировании неизотермических

процессов – данный вид исследования является основополагающим и должен быть проведен в зависимости от температуры.

Реологические исследования проводились с использованием реометра «Anton Paar MCR 102» (производитель Anton Paar GmbH) с измерительной системой «плита/плита» (рисунок 2.2) при атмосферном давлении.

а б

Рисунок 2.2 – Фотография реометра (а) и модель измерительной системы (б):

1 – измерительная система; 2 – образец нефти; 3 – нагреваемая плита.

В процессе проведения исследований соблюдались следующие условия: ламинарное установившееся течение, отсутствие проскальзывания, гомогенность образцов нефти, постоянство температуры и отсутствие химических изменений в образце при проведении исследований [66].

Испытания проводились в температурном диапазоне 10 °С - 100 °С. Каждая точка выдерживалась в течение 1 мин для полного термостатирования системы.

При определении вязкости нефти в зависимости от температуры скорость сдвига поддерживалась постоянной. Исследования проводились при скоростях сдвига 0,0024; 5 и 10 $с^{-1}$. Температурный шаг составлял 1 °С, при этом каждая точка выдерживалась в течение 1 мин для полного термостатирования системы [16].

Исследования по определению тиксотропных свойств (способность материала восстанавливать структуру после снятия внешних нагрузок [47]) нефти выполнялись по следующей методике:

1. Образец нефти помещался на измерительную систему (для предотвращения изменения структуры нефтяной дисперсной системы (НДС), для этого были использованы специальные шпатели).

2. Задавалось постоянное значение температуры. Проводилась проверка системы на термостатирование: в течение 3 минут изменение температуры не должно было превышать 0,1 °С.

3. После стабилизации температуры, скорость сдвига плавно увеличивалась с 0,0024 до 300 $с^{-1}$ в течение 600 секунд. Для полного разрушения внутренней структуры нефти система выдерживалась при скорости сдвига 300 $с^{-1}$ в течение 300 секунд.

4. На последнем этапе плавно уменьшалась скорость сдвига с 300 $с^{-1}$ до 0,0024 $с^{-1}$ в течение 600 секунд.

5. Результатом работ являлось получение зависимости напряжения от скорости сдвига в виде петель гистерезиса, площадь которых характеризуют энергию тиксотропии [19].

Для определения начального напряжения сдвига регистрировалась скорость сдвига измерительной системы при плавном увеличении напряжения сдвига при фиксированной температуре. Напряжение сдвига при первом значении скорости сдвига отличной от нуля соответствовала начальному напряжению сдвига.

Также были изучены вязкоупругие свойства (способность материала проявлять свойства твердого тела и жидкости в результате приложенного напряжения сдвига [34]) нефти. Согласно закону Гука, для упругих тел фаза результирующего напряжения пропорциональна фазе деформации. Для вязких тел наблюдается отставание фазы напряжения от фазы деформации на 90º. Для вязкоупругих тел характерно фазовое отставание напряжения от деформации в пределах 0-90º [66]. С целью изучения вязкоупругих свойств образец подвергался осциллирующим напряжениям сдвига при постоянной частоте 1 Гц и напряжении 1 Па. Определялась деформация при различных температурах. Результат – получение зависимостей комплексного модуля сдвига G^*, упругой компоненты

модуля сдвига G" (мнимая вязкость) и динамической компоненты модуля сдвига G' (ползучести) от температуры [66].

При определении реологических свойств нефти результатом исследования являлось среднее арифметическое трех измерений при величине относительной погрешности опыта не более 1 %.

2.3 Определение реологических свойств смеси нефти и растворителя при различных температурах

Методика определения реологических свойств нефти в смеси с растворителем была аналогичной, описанной в разделе 2.2. Исследования проводились при скорости сдвига 0,0024 $с^{-1}$. Изучаемый растворитель предварительно смешивался с нефтью в емкости из кварцевого стекла на протяжении не менее 2 минут [117]. Исследуемые концентрации растворителя в составе нефти составляли 5; 10; 15; 20; 25 (либо 30) %, соответственно. Образцы разово приготавливались непосредственно перед проведением испытаний.

2.4 Методика определения количества твердого органического осадка при смешении нефти с растворителем

Для уточнения минимальной допустимой концентрации ароматических углеводородов в составе растворителя были проведены исследования по определению количества осажденных органических веществ (ОВ) по стандарту ASTM D2042-97 [72]: 1 г нефти разбавлялся в 100 $см^3$ исследуемого растворителя с дальнейшей фильтрацией через фильтровальную бумагу (рисунок 2.3). Далее фильтр помещался в печь для сушки на 24 часа при температуре 105 °С. Фильтр с остатком взвешивался и определялся процент осажденных ОВ по формуле (2.1):

$$A = \frac{M_{\text{ост.ф}} - M_{\text{ф}}}{M_{\text{н}}} \cdot 100\ \%, \qquad (2.1)$$

$M_{ост.ф}$– масса остатка с фильтром, г; $M_ф$ – масса фильтра, г; $M_н$ – начальная масса нефти, г.

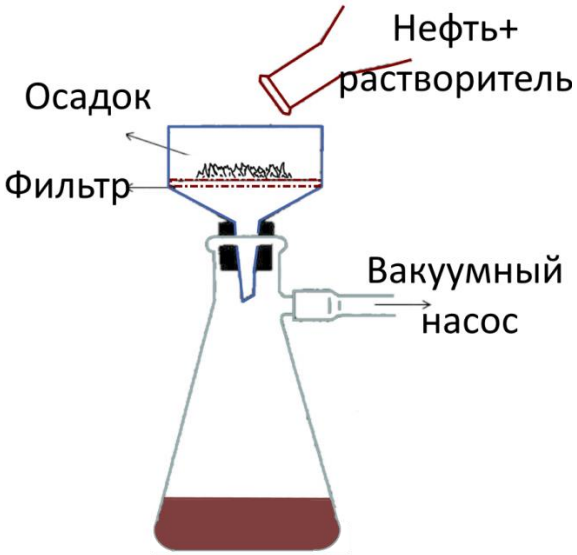


Рисунок 2.3 – Схема процесса определения количества органического осадка при смешении нефти и растворителя

2.5 Методика подготовки кернов к фильтрационным исследованиям

Отраслевым стандартом [41] рекомендуется проведение экстрагирования спиртобензольной смесью. Такое предельное отмывание необратимо меняет структуру порового пространства, удаляя неподвижные углеводороды, которые являются цементом породы [27]. В результате таких операций значения фильтрационно-емкостных свойств получаются завышенными, а для образцов, насыщенных ВВН или СВН, необратимо меняется смачиваемость породы.

Существуют методики, согласно которым необходимо проведение исследований на образцах с естественной насыщенностью и полностью экстрагированных образцов, с дальнейшим усреднением полученных результатов. Данная методика абсолютно не позволяет воссоздать реальные условия в пласте, т.к. исследования на неэкстрагированном керне приводят к занижению коэффициента вытеснения и завышению остаточной нефтенасыщенности [27].

Существует методика восстановления поверхностных свойств керна искусственным «старением». Суть «старения» заключается в длительной выдержке (от 10 до 100 и более суток) насыщенного нефтью керна при термобарических условиях пласта. «Старение» керна не позволяет придать ему реальные пластовые свойства, а лишь гидрофобизирует поверхность породы, причем непредсказуемо [27].

В данной работе очистка кернов производилась проточной экстракцией керосином, впервые описанной в работах Амотта [70]. Метод проточной экстракции керосином в некоторых работах также называют способом «щадящей экстракции» [27, 58].

На рисунке 2.4 приведены фотографии керна при различных способах экстракции.

Рисунок 2.4 – Фотография образца керна:

а – не экстрагированный; б – экстрагирован методом проточной фильтрации; в – экстрагирован по ОСТ 39-195-86.

Методика проточной экстракции керосином заключалась в следующем:

1. Нефтенасыщенный керн помещался в вертикально расположенный кернодержатель. Для предотвращения разрушения образцов давление обжима ограничивалось 7 МПа. Противодавление устанавливалось на уровне 3,5 МПа.

2. Скорость фильтрации керосина (марки ТС-1) составляла 0,1 $см^3$/мин. Направление фильтрации – «снизу - вверх».

3. Процесс экстрагирования продолжался до визуального фиксирования прозрачности выходящего из керна керосина (свыше 10-ти суток).

При определении длины составной модели керна использовалось среднее арифметическое трех измерений, а относительная погрешность измерений составляла не более 0,1 %.

2.6 Методика определения краевого угла смачивания

После экстрагирования один из образцов керна использовался для определения зависимости краевого угла смачивания от температуры. Образцы, использованные для определения краевого угла смачивания, исключались из

дальнейших работ. Перед определением краевого угла смачивания керны выдерживались в термошкафу при температуре исследований (28, 50, 75, 100 °С) в течение 72-х часов. После выдержки образцов, они извлекались, выдерживались при стандартной температуре до полного остывания, после чего производилось определение краевого угла смачивания на тензиометре «Easydrop» (KRUSS). Для создания капли жидкости использовалась дистиллированная вода, которая формировалась на поверхности керна с помощью специальной иглы. После формирования капли определялся краевой угол смачивания на границе «жидкость – твердое тело».

Результатом определения краевого угла смачивания было среднее арифметическое пяти измерений при относительной погрешности не более 5 %.

2.7 Методика определения относительных фазовых проницаемостей по нефти и воде при различных температурах

После подготовки кернов была определена абсолютная проницаемость и пористость по гелию на приборе ПИК-ПП (АО «Геологика») согласно методике [32]. После чего керны были помещены в кернодержатель таким образом, чтобы по направлению фильтрации каждый последующий образец имел меньшую проницаемость. Далее образцы насыщались водой при пластовой температуре 28 ºС. Расход закачиваемой воды составлял 0,05 $см^3$/мин. Система выдерживалась при постоянном расходе до стабилизации перепада давления между входным и выходным торцами керна. Таким образом была определена проницаемость при 100 % насыщении керна водой. После этого, образец керна и жидкости были выдержаны при исследуемой температуре и давлении в течение 5 часов, с определением количества вытекшей из образца воды.

Далее моделировался процесс создания остаточной водонасыщенности. Для этого керны помещались в центрифугу с постоянным контролем массы керна, при стабилизации массы керна производился пересчет содержания воды при учете плотности воды, массы сухого керна и исходной массы керна. Далее производилась закачка нефти до стабилизации градиента давления с целью определения фазовой проницаемости керна по нефти при остаточной водонасыщенности. Следующие

этапы фильтрационного эксперимента проводились с увеличением количества воды в потоке при постоянном суммарном расходе жидкостей.

Расход жидкостей равный 0,1 $см^3$/мин соответствовал линейной скорости фильтрации флюида в пласте 0,2 м/сут. Длина составной модели керна соответствовала минимально допустимой длине для учета концевых эффектов согласно ОСТ 39-195-86 [41].

Истинные значения расхода флюидов определялись на выходном торце керна, для этого при стабилизации давлений отбирались пробы выходящей из керна жидкости в градуированные цилиндры за определенный промежуток времени.

Проведение лабораторных экспериментов с использованием высоковязкой и сверхвязкой нефти потребовало модернизации существующих методик. Из-за высокого количества полярных компонентов в составе нефти и адгезии нефти к стенке сосуда (рисунок 2.5) гравитационного разделения добиться не удалось. Определение содержания углеводородной фазы в воде осуществлялось согласно ОСТ-39-133-81 [40].

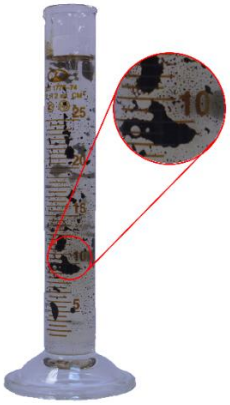


Рисунок 2.5 – Мерный цилиндр с вытесненной из керна нефтью и водой

Обработка результатов фильтрационных экспериментов проводилась согласно ОСТ-39-235-89 [42], однако нормирование осуществлялось не к проницаемости для воды при 100 % водонасыщенности, а к среднему значению абсолютной проницаемости составных образцов керна по гелию.

Горное давление (давление на скелет горной породы, возникающее под действием веса вышележащих горных пород) поддерживалось равным 22,4 МПа.

Для всех заданных температур поровое давление составляло 8 МПа и поддерживалось на выходе из кернодержателя системой противодавления. Термобарические условия соответствовали пластовым условиям изучаемого объекта. Принципиальная схема проведения фильтрационных исследований приведена на рисунке 2.6.

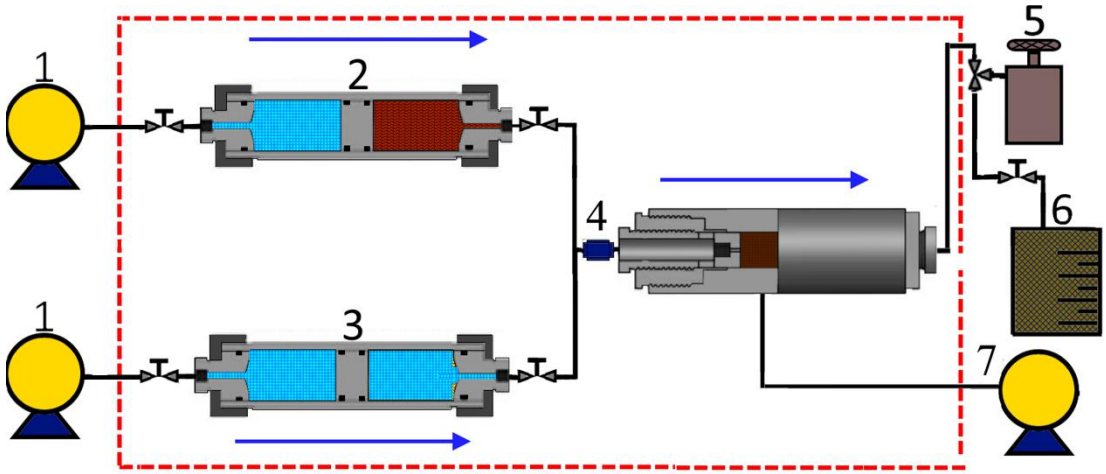


Рисунок 2.6 – Принципиальная схема фильтрационной установки для определения относительных фазовых проницаемостей по нефти и воде:

1 – насосы для закачки нефти и воды; 2 и 3 – ёмкость с нефтью и водой; 4 – обратный клапан; 5 – система противодавления; 6 – мерный цилиндр; 7 – насос для создания горного давления.

2.8 Методика исследования углеводородного состава нефти методом газовой хроматографии

Для изучения компонентного состава вытесненной из керна при фильтрационных исследованиях нефти были проведены исследования методом газовой хроматографии. Керны были отобраны из той же скважины, откуда отбирались пробы нефти.

Вытеснение нефти из керна производилось хлороформом до бесцветного состояния выходящей продукции. Исследования проводились на газовом-масс-спектрометре GCMS-QP2010 Ultra (Shimadzu) (рисунок 2.7) в режиме программирования температуры: от 50 ºС до 280 ºС. Скорость нагрева 5 ºС/мин. Объем вводимой пробы 0,001 см^3. В качестве газа-носителя использовался водород.

Рисунок 2.7 – Спектрометр GCMS-QP2010 Ultra

2.9 Методика определения коэффициента вытеснения нефти углеводородными растворителем из модели трещинной карбонатной породы

Процесс подготовки керна был начат с проточного экстрагирования керосином. С целью создания модели трещины карбонатного коллектора керн был распилен пополам. Между половинками керна была помещена резиновая прокладка для предотвращения прорыва нефти из трещины при насыщении. Для насыщения нефтью керн был помещен в кернодержатель с созданием давления обжима 3 МПа. Из-за высокой вязкости нефти температура термошкафа поддерживалась на уровне 50 °С. После закачки 5 поровых объемов нефти при скорости фильтрации 0,1 $см^3$/мин процесс насыщения прекращался, температура в системе снижалась до 28 °С, а керны извлекались из кернодержателся и взвешивались с целью определения их нефтенасыщенности. После определения нефтенасыщенности керны соединялись, а в промежутки между ними помещались металлические стержни толщиной 0,5 мм таким образом, чтобы собранная система моделировала процесс добычи нефти из матричной системы с единичной трещиной (рисунок 2.8).

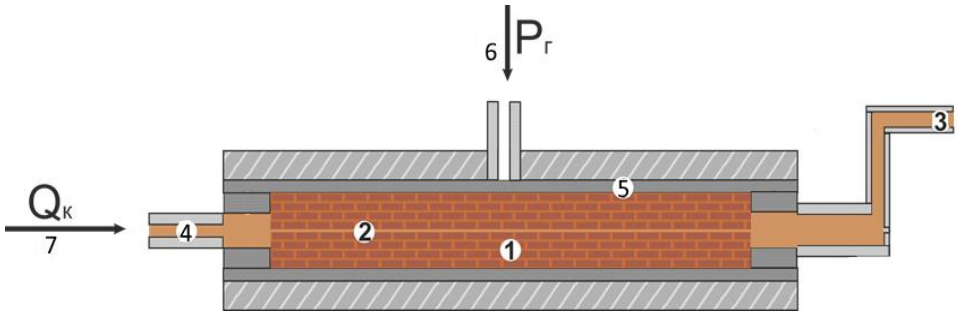


Рисунок 2.8 – Схема кернодержателя:

1 – образец естественного керна; 2 – трещина; 3 – выход растворителя в систему противодавления; 4 – углеводородный растворитель; 5 – уплотняющая манжета; 6 – направление подачи жидкости для создания давления обжима; 7 – направление фильтрации растворителя.

Фильтрационные исследования проводились на установке (рисунок 2.9), оснащённой насосом (1), накопителями для нефти (2) и растворителя (3), кернодержателем (4), системой противодавления (5), градуированной мерной ёмкостью (6) и обратным клапаном (7). Элементы установки №№2, 3, 4, и 7 были помещены в термошкаф для обеспечения постоянной заданной температуры.

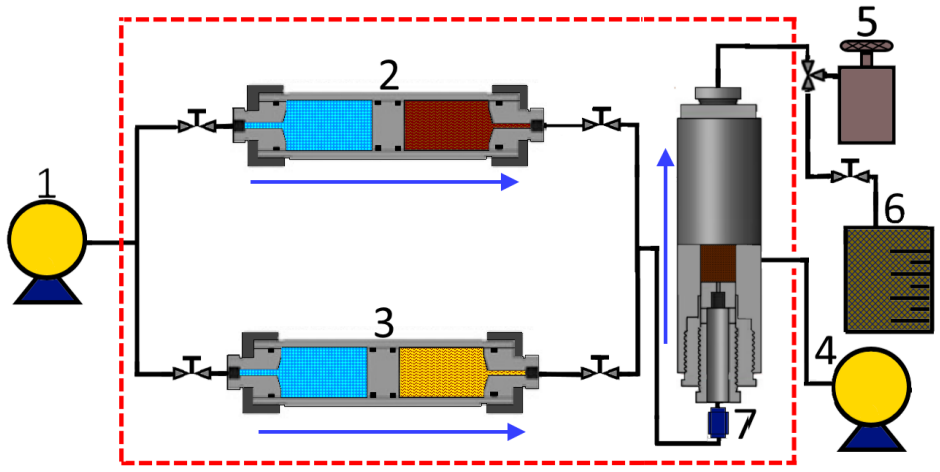


Рисунок 2.9 – Схема фильтрационной установки для определения коэффициента вытеснения нефти углеводородным растворителем из модели трещинной карбонатной породы

Для определения доли нефти на выходе из керна определялась плотность полученной смеси и сопоставлялась с заранее определенными значениями при известных концентрациях растворителя. Эксперименты проводились для температур 28; 50; 75 и 100 °С и объемных расходов закачиваемого растворителя 0,25; 0,5; 1 и 5 $см^3$/мин. Было решено проводить эксперимент без системы

противодавления с целью устранения реакции углеводородного растворителя с нефтью в период достижения давления на входе в керн выше значения на выходе из него.

2.10 Методика определения коэффициента вытеснения нефти горячей водой и водяным паром

Внешний вид фильтрационной установки и ее принципиальная схема для моделирования процесса вытеснения нефти горячей водой и водяным паром представлена на рисунке 2.10.

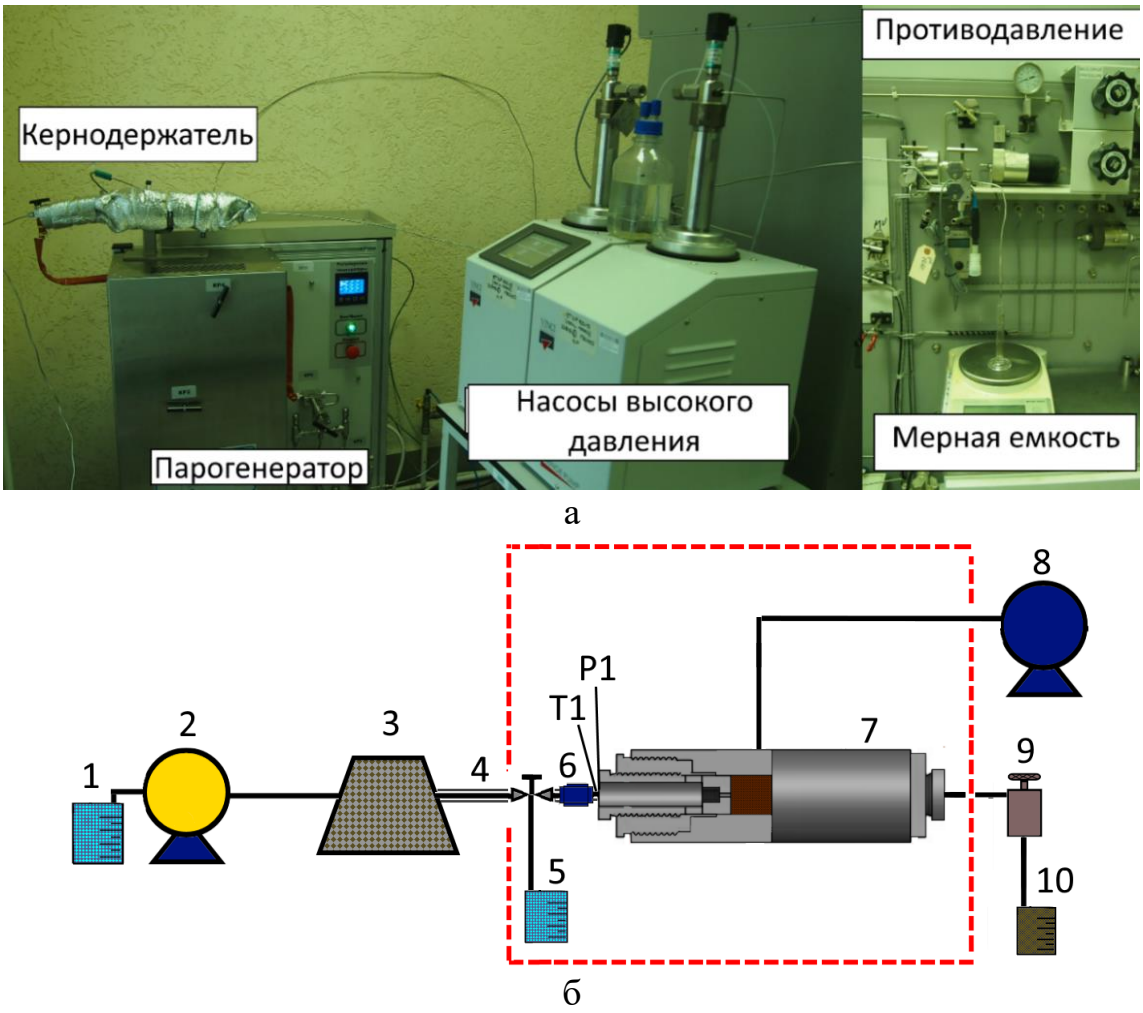


Рисунок 2.10 – Фотография (а) и схема фильтрационной установки (б) для определения коэффициента вытеснения нефти водой и водяным паром:

1 – дистиллированная вода; 2 – насос; 3 – парогенератор ПИК-ГП; 4 – термоизолированная трубка; 5 – емкость для слива конденсата; 6 – обратный клапан; 7 – кернодержатель; 8 – система горного давления; 9 – система противодавления; 10 – мерная емкость; Т1, Т2, Т3 – термопары на входе, на поверхности и на выходе из кернодержателя, соответственно; Р1 – датчик давления

С целью минимизации теплопотерь линия подачи пара и кернодержатель были покрыты термоизоляционным материалом. Методика подготовки керна была аналогична методике, описанной в разделе 2.7. Для повышения сухости закачиваемого пара в керн за счет эффекта дросселирования диаметр подводящей трубки к кернодержателю был расширен вдвое, непосредственно перед входом в керн. Для контроля температуры были установлены термопары на входе в кернодержатель, на поверхности и на выходе из него. Контроль давления на входе производился выносным датчиком высокого давления. Давление обжима соответствовало 22,4 МПа, а противодавление в системе – 8 МПа. Вытеснение нефти производилось из составных моделей, скомпонованных согласно ОСТ 26450.2-85. Нагрев воды для генерации пара производился на парогенераторе проточного типа (рисунок 2.11). Парогенератор позволяет поддерживать температуру нагрева от 100 до 360 ºС при расходах воды до 50 $см^3$/мин.

Для установления постоянной температуры пара производилась его прокачка через линию подачи в ёмкость для слива конденсата (8), расход пара по мере повышения его температуры снижался до необходимого.

Эксперименты по закачке горячей воды производились при постоянном расходе 0,1 $см^3$/мин и температурах 28, 50, 75 и 100 °С. Закачка пара производилась при постоянном расходе, однако, из-за фазового перехода воды на входе в кернодержатель наблюдалось скачкообразное снижение давления при начале фильтрации пара. Температура закачиваемого пара на входе в кернодержатель достигала 200, 250 и 330 °С.

Для определения коэффициента вытеснения нефти при заданной температуре производился полный цикл подготовительных операций по очистке системы, экстракции и насыщению кернов, подробно описанные ранее.

При проведении фильтрационных экспериментов относительная ошибка полученного значения складывалась из относительных ошибок экспериментального определения всех величин, входящих в расчетную формулу (2.2):

$$\frac{\partial \mathrm{FI}}{\mathrm{FI}} = \frac{\partial \mathrm{V}}{\mathrm{V}} + \frac{\partial \mu}{\mu} + \frac{\partial \mathrm{L}}{\mathrm{L}} + \frac{\partial \mathrm{t}}{\mathrm{t}} + \frac{\partial \Delta \mathrm{P}}{\Delta \mathrm{P}}, \quad (2.2)$$

где $\frac{\partial FI}{FI}$ – относительная погрешность фильтрационного эксперимента; $\frac{\partial V}{V}$ – погрешность определения объемов < 0,01; $\frac{\partial \mu}{\mu}$ – погрешность определения вязкости < 0,01; $\frac{\partial L}{L}$ – относительная погрешность определения длины керна < 0,01; $\frac{\partial t}{t}$ – погрешность определения времени < 0,01; $\frac{\partial \Delta P}{\Delta P}$ – погрешность определения перепада давления < 0,024.

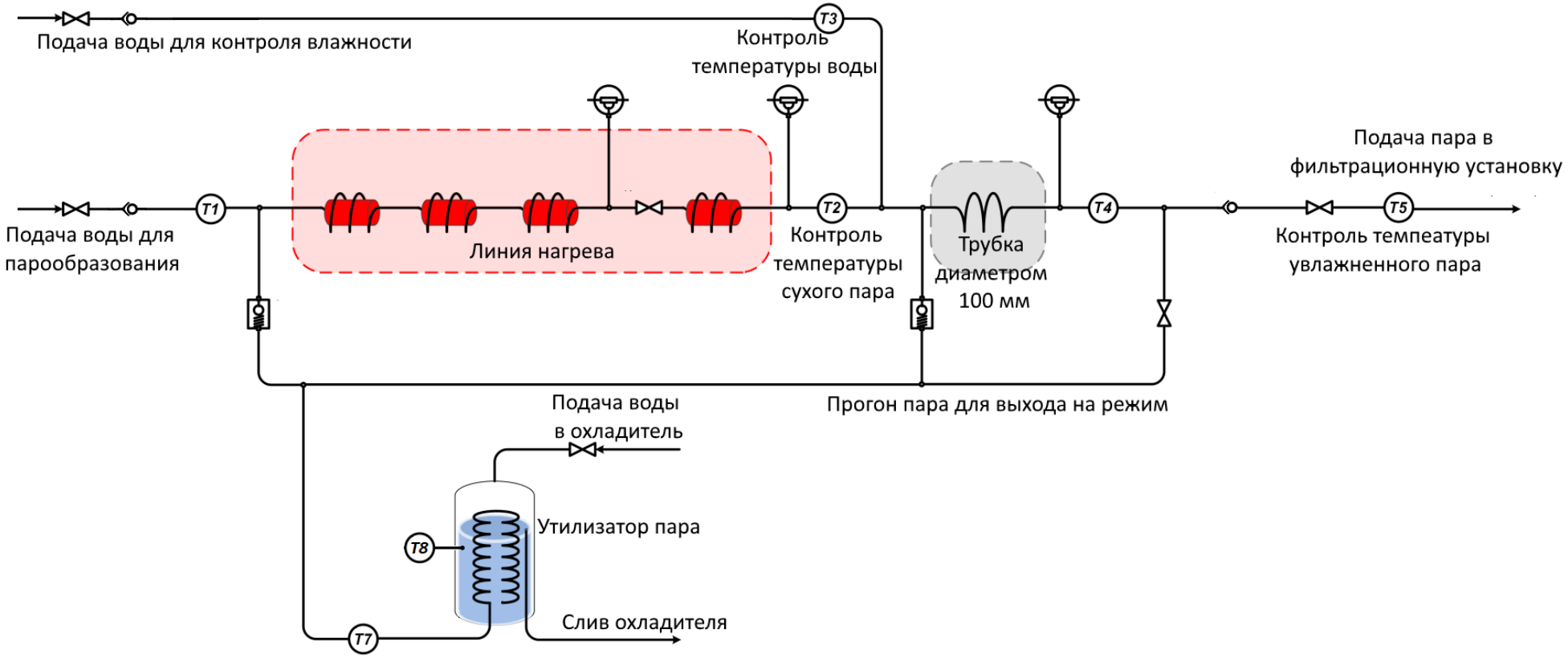


Рисунок 2.11 – Схема парогенератора ПИК-ГП фирмы АО «Геологика»

2.11 Выводы по главе 2

1. Разработана программа проведения лабораторных исследований сверхвязкой нефти и вмещающих карбонатных пород для изучения реологических, физико-химических и фильтрационных свойств при различных термобарических условиях. Собран лабораторный фильтрационный стенд, позволяющий моделировать процесс вытеснения сверхвязкой нефти водяным паром с температурой 100-360 ºС. Разработана методика проведения лабораторных экспериментальных исследований для определения коэффициента вытеснения сверхвязкой нефти углеводородным растворителем из модели трещинной карбонатной породы при различных температурах и объемных расходах подаваемого растворителя.

2. Обосновано, что для условий карбонатных пород, вмещающих сверхвязкую нефть, необходима адаптация и видоизменение стандартных методик лабораторных исследований. Значительное различие состава добываемой и вытесненной из керна нефти требуют иного подхода к проведению фильтрационных исследований. В частности, при экстрагировании кернов должны быть обеспечены условия, при которых сохраняются поверхностные свойства пород, остаются неподвижны тяжёлые углеводородные компоненты в керне, служащие цементом породы.

ГЛАВА 3 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОБОСНОВАНИЕ РАЗРАБОТАННОЙ ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ

3.1 Результаты реологических исследований нефти

На рисунке 3.1 приведены результаты определения динамической вязкости нефти башкирского яруса Мелекесской впадины в зависимости от температуры при различных температурах и скоростях сдвига: 0,0024; 1; 3; 5; 10; 20; 50 и 100 $с^{-1}$.

Необходимо отметить, что в диапазоне температур 10 - 40 °С зависимость вязкости нефти от скорости сдвига значительна: так при пластовой температуре 28 °С и скорости сдвига 0,0024 $с^{-1}$ вязкость нефти соответствует 10,7 Па·с, а при скорости сдвига 100 $с^{-1}$ – 7,9 Па·с. Зависимость динамической вязкости от скорости сдвига является признаком наличия неньютоновских свойств нефти.

Согласно данным, представленным на рисунке 3.1, повышение температуры в пласте будет сопровождаться увеличением подвижности флюидов и снижением зависимости вязкости нефти от скорости ее фильтрации, что положительно повлияет на выработку запасов [38].

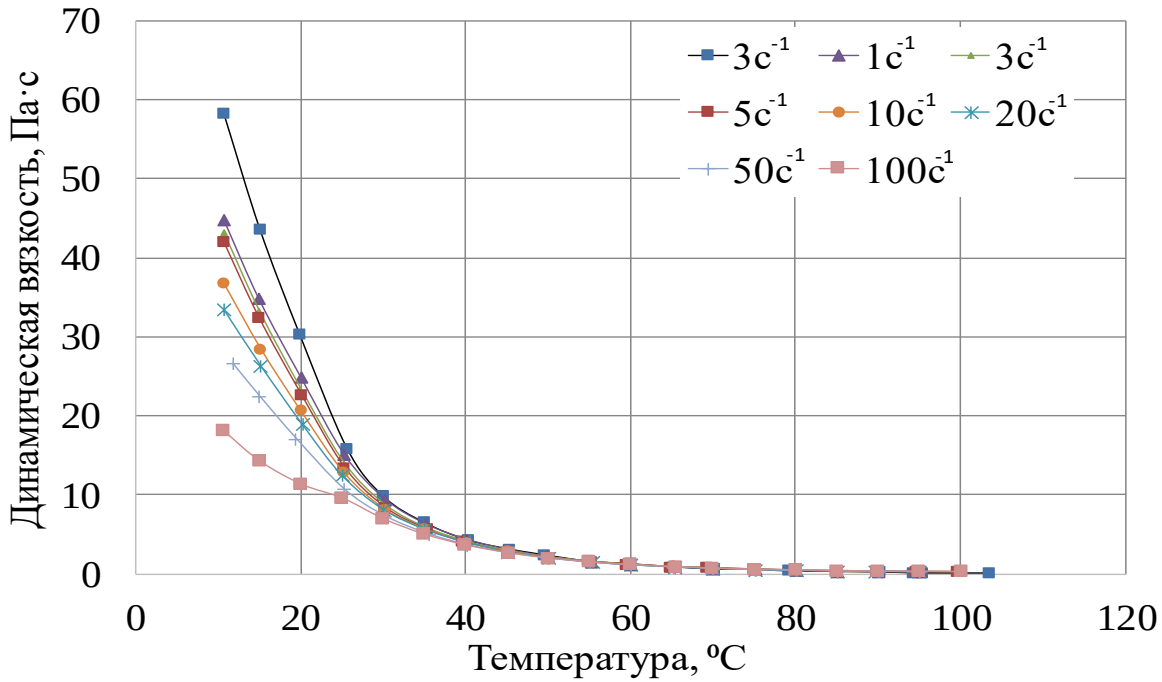


Рисунок 3.1 – Зависимость динамической вязкости нефти от температуры при различных скоростях сдвига

Кривая течения нефти необходима для изучения её тиксотропных свойств (рисунок 3.2). При начальной пластовой температуре наблюдается характерный для тиксотропных материалов гистерезис кривой течения.

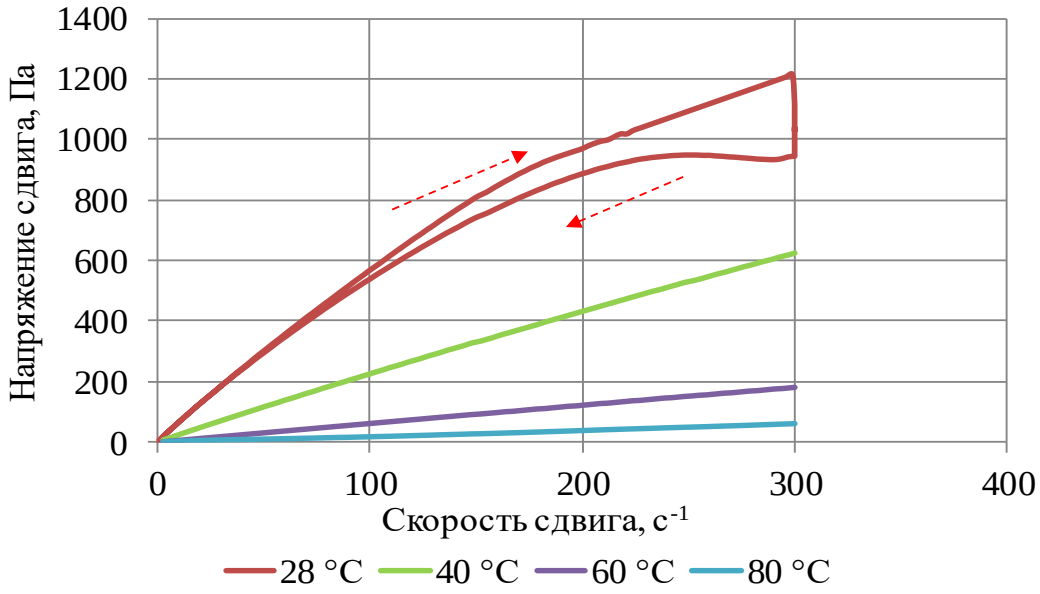


Рисунок 3.2 – Зависимость напряжения сдвига СВН от скорости сдвига при температурах 28 - 80 °C

Выделяют две причины появления гистерезиса кривой течения нефти. Первая связана с тем, что время пребывания системы при данной скорости ограничено и недостаточно для достижения равновесного состояния течения. Вторая причина связана с необратимым разрушением структуры системы [25]. Учитывая то, что при проведении исследований каждая точка выдерживалась на протяжении 1 мин, можно предположить, что условия равновесного состояния течения добиться удалось. Площадь петли гистерезиса, отнесенная к объему образца нефти, численно равна энергии, которая необходима для разрушения ее тиксотропных свойств. Площадь петли гистерезиса равна 17,4 кПа/с, энергия тиксотропии – $3{,}48 \cdot 10^6$ Дж/м^2.

При температурах 40, 60 и 80 °C наблюдается линейная зависимость между скоростью и напряжением сдвига, что подтверждает факт отсутствия неньютоновских свойств.

Исследуемая нефть для изучения вязкоупругих свойств была подвержена осциллирующим напряжениям с частотой 1 Гц. Для этого перед проведением

исследования был пройден частотный интервал 0-10 Гц и обнаружено, что наибольшее влияние на угол сдвига фаз и комплексную вязкость оказывает воздействие частотой 1 Гц [46].

На рисунке 3.3 приведены зависимости комплексного модуля сдвига, ползучести (упругая компонента) и мнимой вязкости (динамическая компонента) от температуры. Установлено, что с увеличением температуры доля упругой компоненты в комплексном модуле сдвига нефти снижается, что является следствием разрушения устойчивых структур из высокомолекулярных углеводородов в результате их броуновского движения [19]. Наличие вязкоупругих свойств говорит о том, что энергия сдвига, временно запасенная в упругой деформации, проявится, вызывая течение образца нефти в состоянии покоя [46].

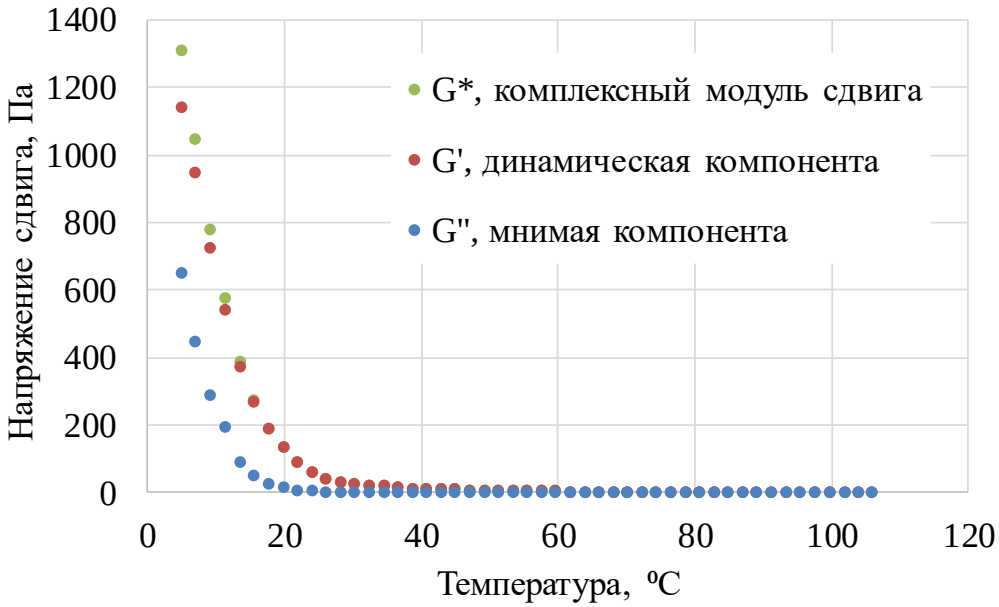


Рисунок 3.3 – Зависимость комплексного модуля сдвига (G*), ползучести (G’) и мнимой вязкости (G’’) от температуры

При начальной пластовой температуре доля упругой компоненты составила 2 % (рисунок 3.4).

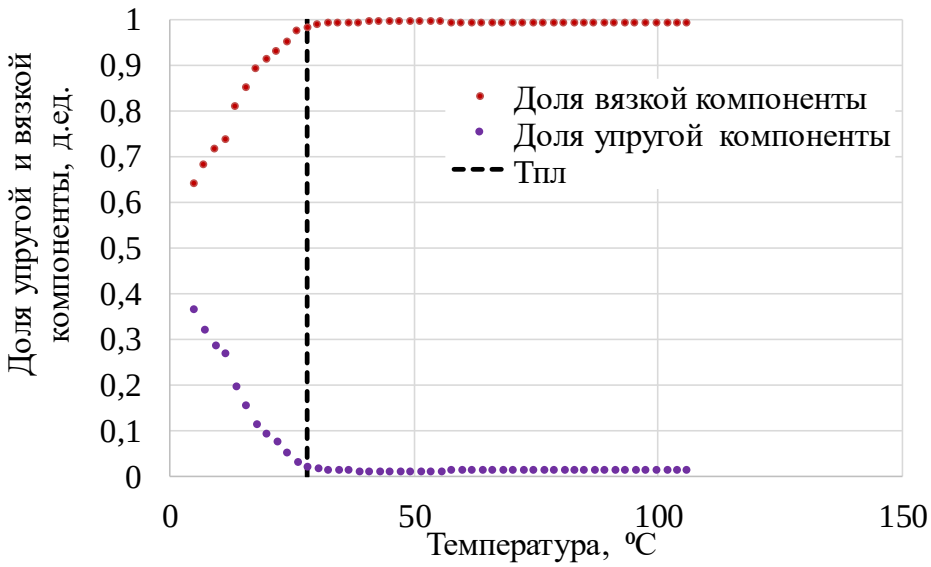


Рисунок 3.4 – Доли упругой и вязкой компоненты в комплексном модуле сдвига

Значения начальных напряжений сдвига, определенных при различных постоянных температурах, представлены на рисунке 3.5. Снижение температуры с начальной пластовой до 20 °С ведет к увеличению начального напряжения сдвига более чем в 95 раз, что может негативно отразиться при подъеме жидкости по стволу скважины и транспортировке по наземным трубопроводам, а при использовании с целью ППД воды с температурой ниже начальной пластовой – кратному снижению КИН.

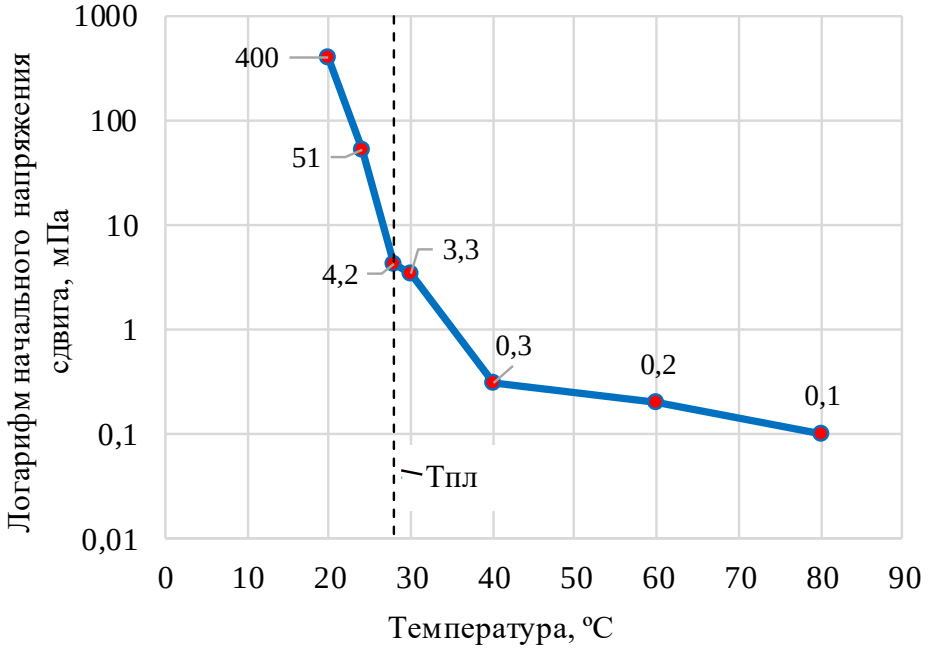


Рисунок 3.5 – Зависимость между начальным напряжением сдвига нефти от температуры

3.2 Обоснование комплексного воздействия на сверхвязкую нефть углеводородным растворителем и теплоносителем

Для изучения влияния различных по составу растворителей на реологические свойства исследуемой нефти были проведены эксперименты по определению коэффициента динамической вязкости смеси при различных температурах и концентрациях растворителя. В качестве углеводородных растворителей использовались алифатические (гексан, петролейный эфир фракции 70 - 100) и ароматические углеводороды (о-ксилол, нефрас-А-130/150).

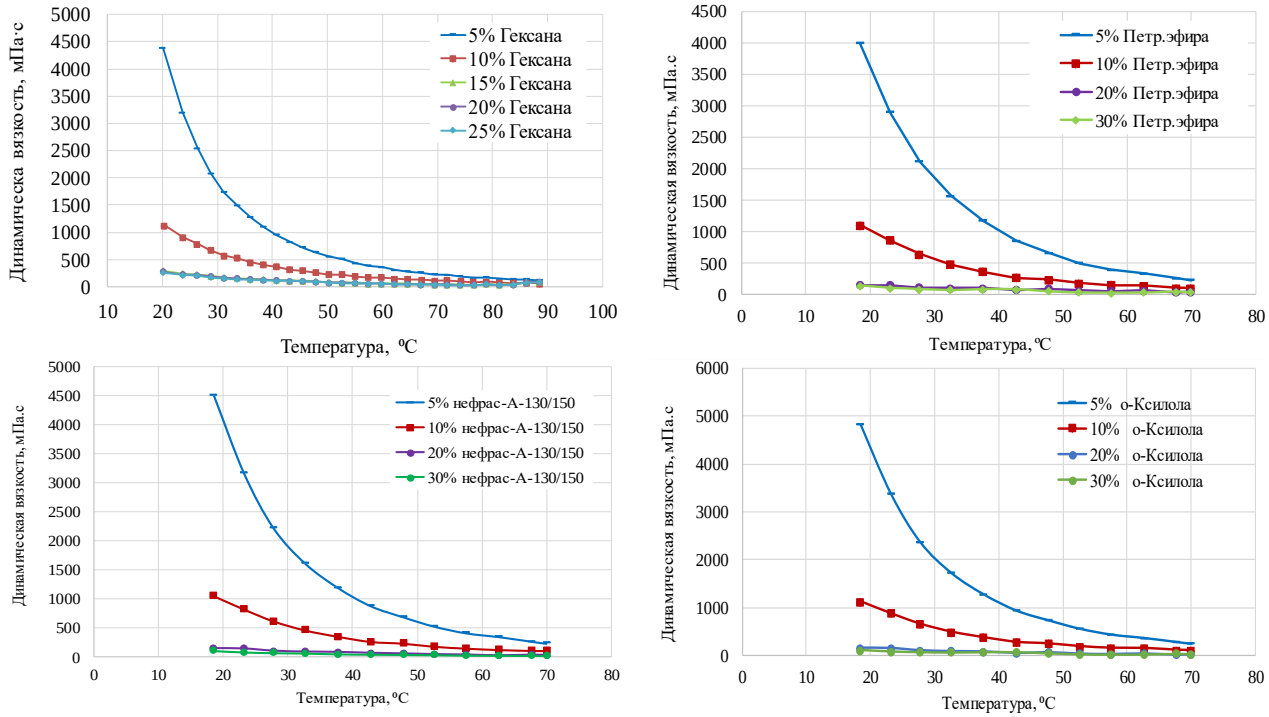


Рисунок 3.6 – Зависимость вязкости смеси нефти с различной концентрацией углеводородных растворителей от температуры

Было установлено, что вне зависимости от типа углеводородного растворителя, снижение вязкости нефти при температурах 20-28 °С происходит одинаково (в рамках погрешности) и достигается в среднем 7-ми кратное снижение при концентрации растворителей 5 %, при 10 % концентрации – 30-ти кратное снижение, при 20 % концентрации – 100 кратное снижение. С ростом температуры изменение вязкости за счет добавления растворителя нивелируется: при температуре 50 °С гексан снижает вязкость нефти в 3,4 раза, петролейный эфир – в 3,6 раза, о-ксилол и нефрас-А-130/150 в 3,3 и 3,5 раз, при концентрации 5 % соответственно [56].

Влияние концентрации растворителя в составе нефти более заметно при пониженных температурах, однако необходимо заметить, что даже при повышенных температурах величина динамической вязкости нефти остается значительной без применения растворителей.

3.3 Обоснование состава углеводородного растворителя на основе изучения количества органического осадка при смешении с нефтью

Для определения минимально допустимой доли ароматических углеводородов в составе алифатических, представленных петролейным эфиром 70 - 100, были проведены исследования по методике, описанной в главе 2.4. Результаты исследований представлены на рисунке 3.7.

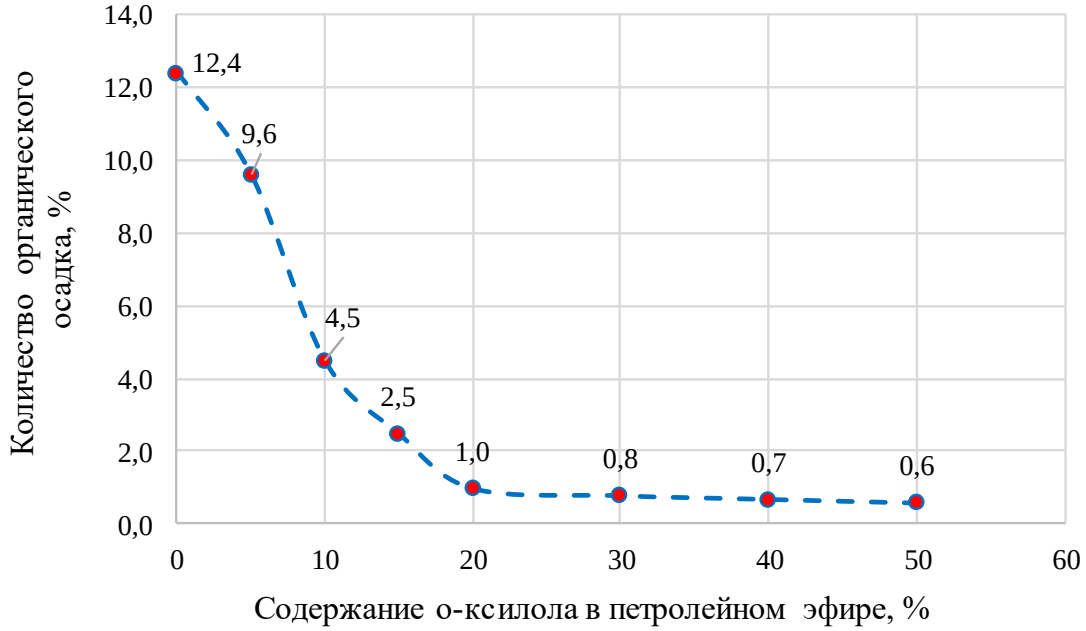


Рисунок 3.7 – Зависимость количества осажденных органических веществ от содержания о-ксилола в составе петролейного эфира

По результатам работ по определению количества осажденных органических веществ было установлено, что минимально допустимая доля ароматических углеводородов в составе растворителя для изучаемой нефти составляет 20 % [100]. При уменьшении концентрации о-ксилола наблюдается скачкообразное увеличение органического осадка. Согласно [19], при избытке парафиновых УВ в нефти происходит десорбция ароматических компонентов с поверхности мицеллы асфальтенов, в результате снижается их стабилизирующее действие и происходит

коагуляция асфальтенов и выпадение их в осадок. Коагулирующее действие на асфальтены тем выше, чем меньше молекулярный вес парафиновых УВ [15].

3.4 Изучение влияния температуры на краевой угол смачивания

По результатам определения краевого угла смачивания кернов, предварительно выдержанных при температуре исследований, было определено, что изменение температуры с 28 до 75 °С не влияет на краевой угол смачивания, разница между значениями находится в пределах погрешности. После выдержки керна при температуре 100 °С краевой угол смачивания на границе «дистиллированная вода – порода» снизился с 131 °до 96,7 ° (рисунок 3.8). Изменение краевого угла смачивания породы водой говорит об ее гидрофилизации при повышении температуры.

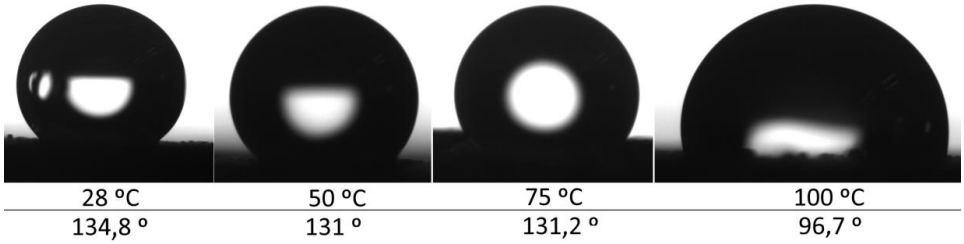


Рисунок 3.8 – Краевой угол смачивания на границе «дистиллированная вода - порода» при различных температурах

3.5 Результаты определения углеводородного состава нефти методом газовой хроматографии

Было установлено различие в углеводородном составе пробы нефти, отобранной из скважины (устьевой пробы) в сравнении с вытесненной из керна, отобранного с той же скважины, с помощью хлороформа. Полученные результаты свидетельствуют о необходимости применения иного подхода к моделированию пластовых процессов и лабораторных исследований [44]: экстракцию кернов при их подготовке необходимо проводить с помощью растворителей, не вступающих в реакцию с остаточной нефтью (битумом), а при построении геологических и гидродинамических моделей следует учитывать наличие остаточной нефти, отличающейся от добытой нефти углеводородным составом (рисунок 3.9).

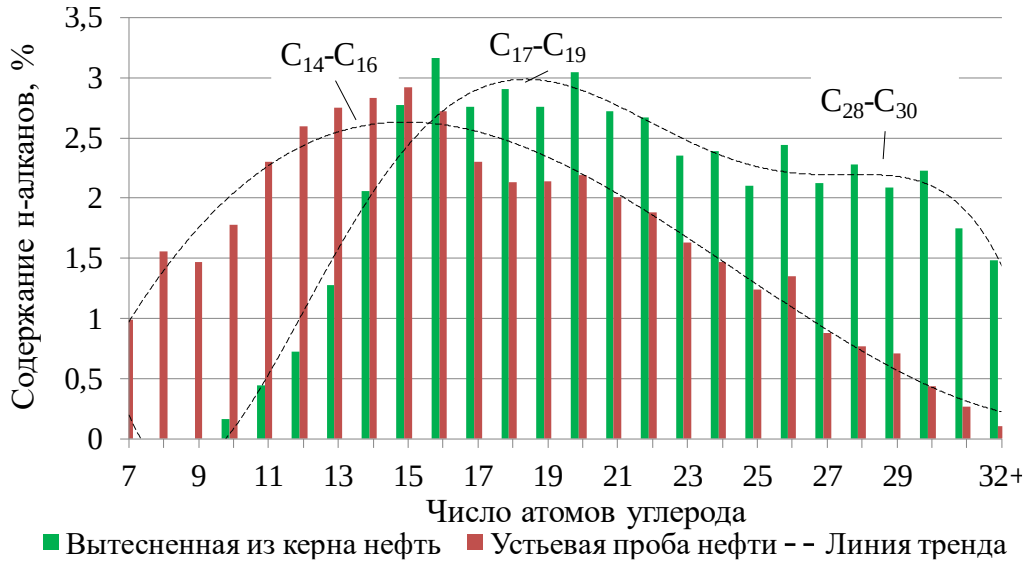


Рисунок 3.9 – Диаграмма массового соотношения н-алканов в устьевой пробе нефти и вытесненной из керна

Максимум распределения н-алканов в составе вытесненной из керна нефти приходится на область C_{17}-C_{19}, в то время как в составе устьевой пробы нефти – C_{14}-C_{16}. В составе вытесненной из керна нефти отсутствуют н-алканы C_7-C_9, а их распределение имеет четко выраженный мономодальный характер. Содержание н-алканов C_{27}-C_{32} в составе вытесненной из керна нефти превышает их содержание в составе устьевой пробы нефти более чем в 3 раза, а распределение н-алканов имеет бимодальный характер.

3.6 Изучение относительных фазовых проницаемостей по нефти и воде при различных температурах

Значения измеренной пористости и абсолютной проницаемости образцов керна, используемых в фильтрационных экспериментах, а также усредненное значение проницаемости составной модели представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Абсолютная проницаемость и пористость кернов

Абсолютная проницаемость по гелию, мкм^2	**Пористость, д.ед.**	**Средняя проницаемость, мкм^2**
904	18,4	0,903
826	18,4	
844	18,3	
896	18,7	
986	19,2	
953	19,6	

Результаты определения ОФП при температурах 28, 50, 75 и 100 °С приведены на рисунке 3.10 и в таблице 3.2.

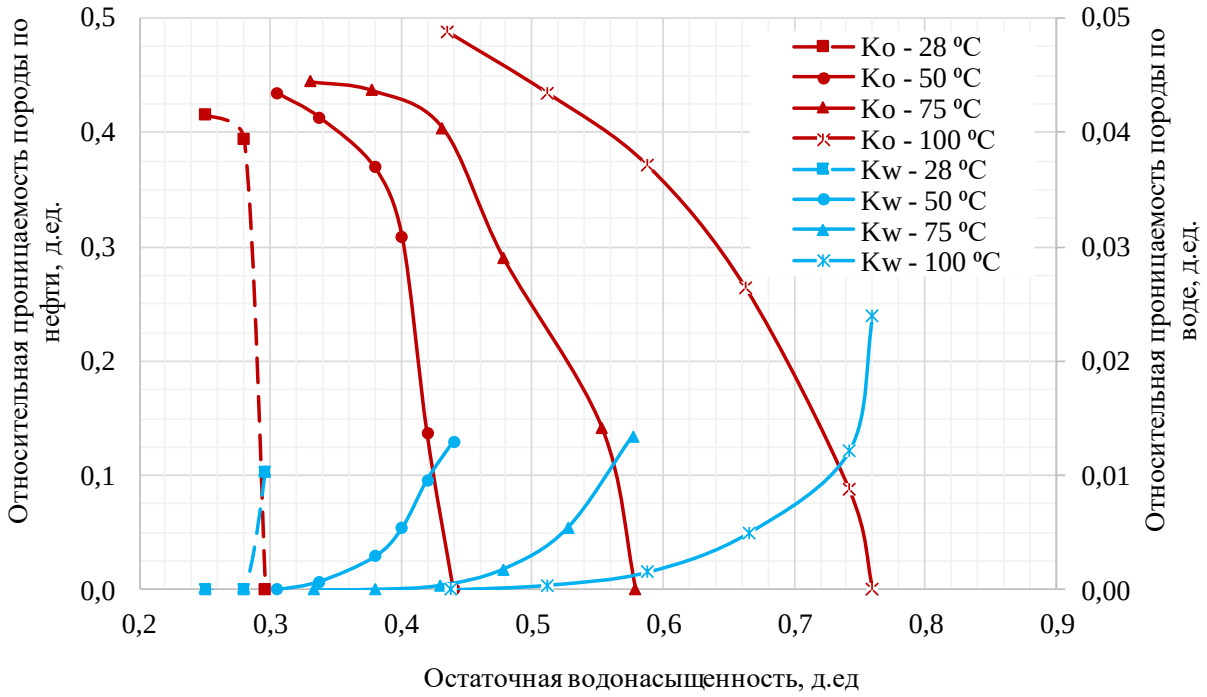


Рисунок 3.10 – Зависимость относительных фазовых проницаемостей карбонатного образца керна по сверхвязкой нефти и воде от температуры (при 28, 50, 75 и 100 °С)

Фазовая проницаемость по нефти стремится к нулю при температуре 28 °С и увеличении содержания воды в потоке свыше 0,28 д.ед. Таким образом, достичь стационарного притока нефти при скорости фильтрации 0,2 м/сут и градиентах давления, полученных при температуре 28 °С, невозможно.

Повышение температуры способствует смещению области пересечений кривых ОФП вправо. По результатам проведенных фильтрационных исследований изменение смачиваемости породы не было установлено при температурах 28, 50 и 75 °С. Наиболее вероятная причина смещения точки пересечений кривых – растворение твердых углеводородных компонентов в нефти и изменение вязкости флюидов при повышении температуры.

Ошибочно полагать, что изменение остаточной водо- и нефтенасыщенности связано только с ростом температуры. Согласно результатам, представленным в таблице 3.2, при увеличении температуры с 28 до 50 °С значительно уменьшаются

градиенты давления фильтрации нефти и воды с 67,2 МПа до 12,49 МПа при остаточной водонасыщенности.

Несмотря на изменение градиентов давления фильтрации флюидов, можно сделать вывод о положительном тренде изменения остаточной водонасыщенности и уменьшении значения остаточной нефтенасыщенности с увеличением температуры. Несмотря на увеличение остаточной водонасыщенности, с увеличением температуры наблюдается заметный рост фазовой проницаемости нефти, в соответствие с [87] это связано с уменьшением межфазного натяжения и гидрофилизацией породы. Следует полагать, что гидрофилизация пород с увеличением температуры вызовет уменьшение фазовой проницаемости воды при остаточной нефтенасыщенности. Однако, с увеличением температуры наблюдается снижение остаточной нефтенасыщенности, в результате чего фазовая проницаемость воды растет.

Таблица 3.2 – Результаты определения относительных фазовых проницаемостей

Т, °С	**Насыщенность, %**		**Градиент давления, МПа/м**		**Фазовая проницаемость, мкм²**		**Относительная фазовая проницаемость, д.ед.**		**$V_{пор}$ для установления стационарного режима фильтрации, ед.**
	по нефти	**по воде**	**нефти**	**воды**	**по нефти**	**по воде**	**по нефти**	**по воде**	
28	0,75	0,25	67,2	-	0,38	0	0,41	0	18,2
	0,72	0,28	70,7	26,2	0,36	$7,5\cdot10^{-5}$	0,39	$8,31\cdot10^{-5}$	
	0,67	0,33	-	0,21	0	$9,4\cdot10^{-3}$	0	0,01	
50	0,70	0,30	12,5	-	0,39	0	0,43	0	15,6
	0,66	0,34	14,9	1,91	0,38	$6,74\cdot10^{-4}$	0,41	$7,64\cdot10^{-4}$	
	0,62	0,38	17,6	0,49	0,33	$2,62\cdot10^{-3}$	0,37	$2,9\cdot10^{-3}$	
	0,60	0,40	22,7	0,26	0,28	$4,92\cdot10^{-3}$	0,31	$5,44\cdot10^{-3}$	
	0,58	0,42	39,8	0,15	0,12	$8,7\cdot10^{-3}$	0,14	$9,63\cdot10^{-3}$	
	0,56	0,44	-	0,11	0	$1,17\cdot10^{-2}$	0	$1,3\cdot10^{-2}$	
75	0,67	0,33	2,05	-	0,40	0	0,44	0	10,6
	0,62	0,38	2,08	20,2	0,39	$4,39\cdot10^{-5}$	0,44	$4,86\cdot10^{-5}$	
	0,57	0,43	2,25	2,64	0,37	$3,37\cdot10^{-4}$	0,40	$3,37\cdot10^{-4}$	
	0,52	0,48	2,62	0,55	0,31	$1,63\cdot10^{-3}$	0,29	$1,8\cdot10^{-3}$	
	0,45	0,55	6,40	0,18	0,13	$4,85\ 10^{-3}$	0,14	$5,37\cdot10^{-3}$	
	0,42	0,58	-	0,07	0	$1,21\cdot10^{-2}$	0	$1,34\cdot10^{-3}$	
100	0,56	0,44	0,67	0	0,44	0	0,49	0	8,5
	0,49	0,51	0,75	2,34	0,39	$3,7\cdot10^{-4}$	0,43	$4,1,\cdot10^{-4}$	
	0,41	0,59	0,88	0,62	0,34	$1,4\cdot10^{-3}$	0,37	$1,55\cdot10^{-3}$	
	0,34	0,66	1,24	0,19	0,24	$4,49\cdot10^{-3}$	0,26	$4,97\cdot10^{-3}$	
	0,26	0,74	3,71	0,08	0,08	$1,09\cdot10^{-2}$	0,09	$1,21\cdot10^{-2}$	
	0,24	0,76	0	0,04	0	$2,17\cdot10^{-2}$	0	$2,4\cdot10^{-2}$	

Для определения влияния температуры на форму ОФП нефти и воды полученные результаты были обработаны по методу Corey (3.1, 3.2) [81]:

$$\begin{cases} k_{\text{н}} = k_{\text{н}S_{\text{во}}}[1 - S_{\text{В}}^{*}]^{C_{\text{Н}}} \\ k_{\text{В}} = k_{\text{в}_{S_{\text{но}}}}[S_{\text{В}}^{*}]^{C_{\text{в}}} \end{cases}, \tag{3.1}$$

$$S_{\text{В}}^{*} = \frac{S_{\text{в}\,i} - S_{\text{во}}}{1 - S_{\text{во}} - S_{\text{но}}}, \tag{3.2}$$

где $k_{\text{в}}$ – ОФП по воде, д.ед.; $k_{\text{н}}$ – ОФП по нефти, д.ед.; $k_{\text{в}S_{\text{но}}}$ – ОФП по воде при остаточной нефтенасыщенности, д.ед; $k_{\text{н}S_{\text{во}}}$ – ОФП по нефти при остаточной

водонасыщенности, д.ед; $S_в$* – нормализованная водонасыщенность системы, д.ед.; $S_{вi}$ – текущая водонасыщенность системы, д.ед.; $S_{но}$ – остаточная нефтенасыщенность системы, д.ед.; $S_{во}$ – остаточная водонасыщенность, д.ед.; $C_н$ – степень Corey для нефти, д.ед.; $C_в$ – степень Corey для воды, д.ед.

Основными параметрами, характеризующими форму кривых ОФП, являются степени Corey по воде и нефти. С увеличением вязкости нефти значения $C_н$ и $C_в$ снижаются, а если после обработки экспериментальных исследований превышают 6 – считаются ошибочными [110].

Как видно из зависимостей на рисунке 3.11 влияние температуры на степени Corey по нефти значительно: при увеличении температуры степень Corey по нефти растет [61]. Зависимость степени Corey по воде и температуре не установлена, что согласуется с данными, отраженными в [87].

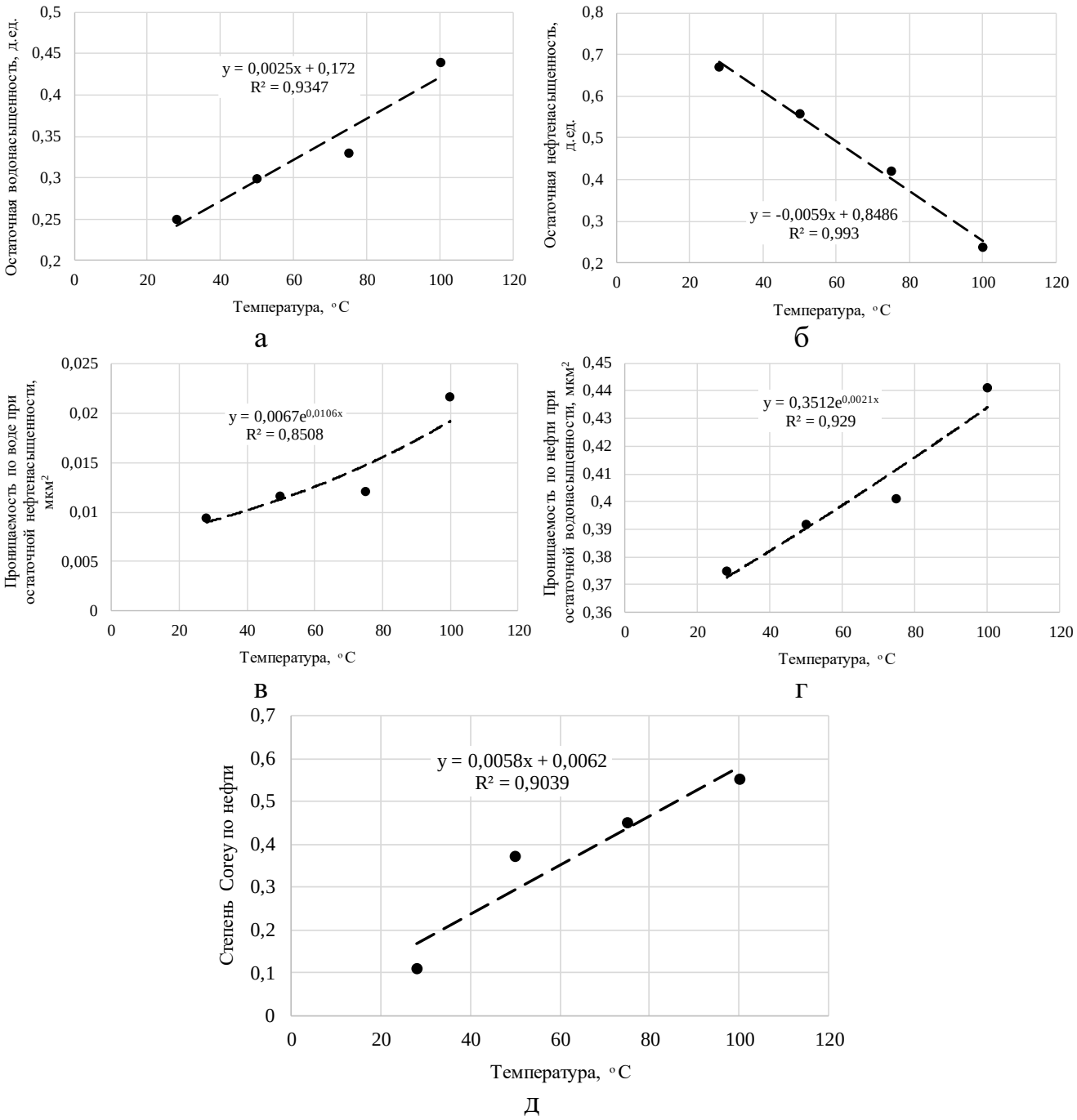


Рисунок 3.11 – Зависимости показателей ОФП от температуры:
а – зависимость остаточной водонасыщенности от температуры; б – зависимость остаточной нефтенасыщенности от температуры; в – зависимость проницаемости по воде при остаточной нефтенасыщенности от темпертуры; г – зависимость проницаемости по нефти при остаточной водонасыщенности от температуры; д – зависимость степени Corey по нефти от температуры

3.7 Результаты определения коэффициента вытеснения нефти растворителем из модели трещиной карбонатной породы

Среди растворителей, широко применяемых в нефтяной промышленности, можно выделить керосин марки ТС-1, содержащий в своем составе в среднем 22 %

ароматических углеводородов. Зависимость динамической вязкости нефти от температуры при различной концентрации керосина показана на рисунке 3.12.

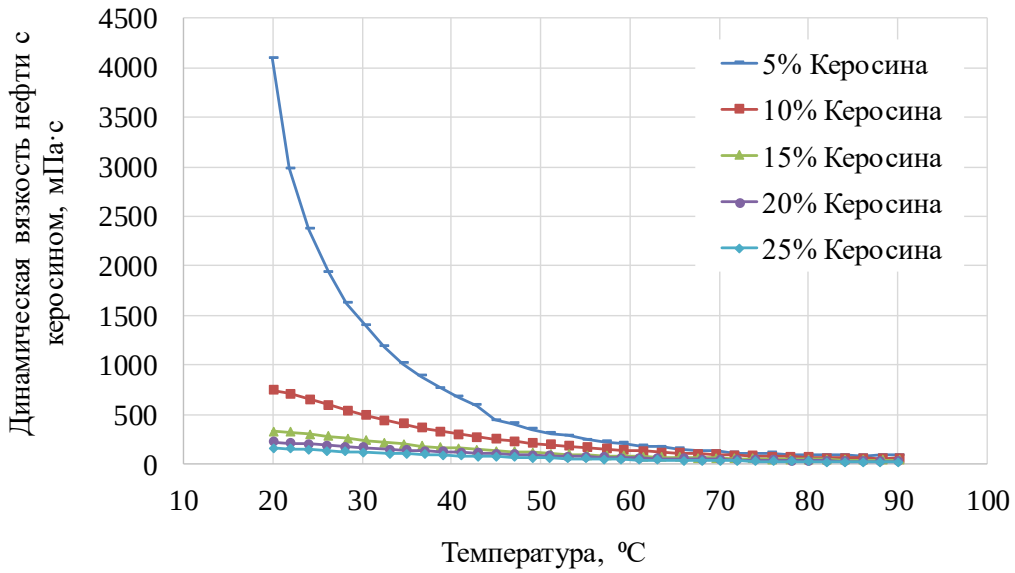


Рисунок 3.12 – Зависимость коэффициента динамической вязкости нефти при различных концентрациях керосина ТС-1 от температуры

По результатам проведенного анализа экспериментальных значений динамической вязкости сверхвязкой нефти при различной концентрации углеводородного растворителя и температуры определена зависимость, которая описывается следующей формулой (3.3, 3.4):

$$\mu_{нр} = e^{A} - 1, \tag{3.3}$$

$$A = e^{6{,}78-0{,}37\cdot\ln(T)-\ln(28{,}9+C_р)},$$

где $\mu_{нр}$ – вязкость смеси нефти и растворителя, мПа·с; $C_р$ – концентрация растворителя в нефти, %; Т – температура, ºС.

Формула (3.3) справедлива для температур 20-100 ºС и концентрации керосина в исследуемой нефти 0-25 % с относительной погрешностью не более 5 %.

На рисунке 3.13 представлены результаты определения коэффициента вытеснения нефти из керна с продольной трещиной при температурах 28, 50, 75 и 100 °С и расходах керосина 0,25, 0,5, 1 и 5 см^3/мин.

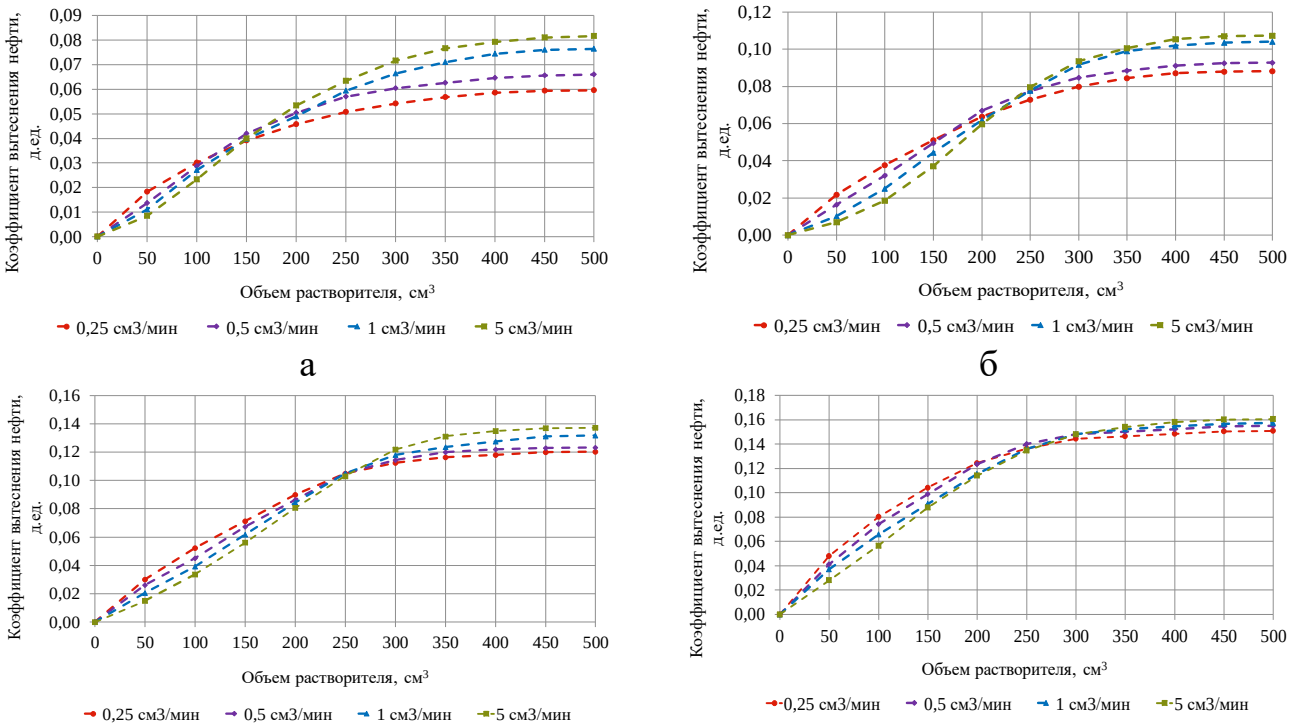


Рисунок 3.13 – Зависимость коэффициента вытеснения нефти от объема закачанного растворителя при различных объёмных расходах и температурах: а – 28 °С; б – 50 °С; в – 75 °С; г – 100 °С

Повышение объемного расхода закачки растворителя в модель трещинно-порового керна ведет к увеличению коэффициента вытеснения нефти во всем температурном диапазоне 28-100 °С. Это объясняется повышением течения закачиваемых жидкостей в направлении, ортогональном плоскости трещины в результате повышения давления в трещине. Можно также заметить, что при начальных объемах закачки углеводородного растворителя коэффициент вытеснения нефти обратно пропорционален объемному расходу его закачки. Это можно связать только с лучшей молекулярной диффузией с нефтью на поверхности трещины, учитывая то, что для вытеснения нефти из матрицы за счет гидродинамических сил необходимы градиенты давления свыше 0,7 МПа/м даже при температуре 100 °С.

Повышение температуры в кернодержателе ведет к увеличению коэффициента вытеснения нефти керосином: с 28 до 50 °С в среднем на 42,8 %; с 50 до 75 °С – на 30 %; с 75 до 100 °С – на 15,4 % для объемного расхода 5 см^3/мин.

Помимо повышения величины коэффициента вытеснения с увеличением температуры, наблюдается снижение разницы в его значении для различных объемных расходов закачки растворителя: так, при температуре 28 °С относительная разница для 5 см^3/мин и 0,25 см^3/мин составляет 37 %, а при температуре 100 °С – 6 %.

В таблице 3.3 приведены значения градиента давления фильтрации керосина в трещине в зависимости от объемного расхода его закачки и температуры в кернодержателе.

Таблица 3.3 – Градиент давления фильтрации керосина

Объемный расход закачки, см^3/мин	**Температура, °С**			
	28	**50**	**75**	**100**
	Градиент давления фильтрации керосина, МПа/м			
0,25	0,05	0,03	0,02	0,02
0,5	0,09	0,07	0,05	0,04
1	0,19	0,14	0,11	0,08
5	1,08	0,96	0,88	0,82

Приняв то, что геометрические параметры трещины постоянны по всей длине керна, на основе полученных зависимостей можно определить радиус проникновения растворителя в матрицу в зависимости от градиента давления фильтрации керосина и температуры в системе. Для этого следует принять, что глубина проникновения растворителя зависит от коэффициента вытеснения по следующей зависимости (3.4):

$$\mathrm{r_p} = \sqrt{\frac{\mathrm{Квыт} \cdot \mathrm{V_{нач}}}{2 \cdot \pi \cdot \mathrm{L}}}, \qquad (3.4)$$

где $V_{нач}$ – начальный объем нефти в керне, м^3; L – длина керна, м; r_p – радиус проникновения растворителя в матрицу породы (3.5), м.

$$\mathrm{r_p}\left(H_\mathrm{p}, \mathrm{T}\right) = 3{,}1 \cdot 10^{-5} \cdot \ln\left(H_\mathrm{p}\right) + 4{,}1 \cdot 10^{-4} \cdot \ln(\mathrm{T}), \qquad (3.5)$$

где H_p – градиент давления фильтрации растворителя, МПа/м; Т – температура, °С

Уравнение (3.5) справедливо для температур 28-100 °С и градиента давления фильтрации растворителя 0,02-1,08 МПа/м. Относительная погрешность между фактическим значениями и полученными из уравнения 3.5 составляет не более 3 %.

Для установления механизма вытеснения нефти при различных температурах и градиентах давления фильтрации растворителя можно использовать численный показатель – критерий подобия Пекле (3.6) [61]:

$$N_{Pe} = \frac{v \cdot b}{m \cdot D}, \quad (3.6)$$

где N_{Pe} – число Пекле; v – линейная скорость фильтрации, м/с; b – раскрытость трещины, м; m – пористость, д.ед.; D – коэффициент молекулярной диффузии, м^2/с.

При значении числа Пекле менее 1 можно учитывать только молекулярную диффузию при вытеснении нефти, а при значениях выше 1 пренебрежение конвективным механизмом диффузии ошибочно [82].

На основании уравнения Wilke-Chang [82], которое является модификацией уравнения Стокса-Эйнштейна, можно определить коэффициент молекулярной диффузии растворителя и нефти (3.7) (таблица 3.4):

$$D = \frac{7{,}4 \cdot 10^{-8} \cdot {M_н}^{0,5} \cdot T}{\mu_н \cdot V^{0,6}}, \quad (3.7)$$

где D – коэффициент диффузии, см^2/с; $M_н$ – молекулярная масса нефти, г/моль; T – температура, К; $\mu_н$ – вязкость нефти при температуре T, мПа·с; V – мольный объем растворителя, см^3/моль.

Молекулярную массу нефти можно найти из корреляции (3.8) [80]:

$$M_н = 140{,}5 + 53{,}7 \cdot ln\mu_{нП} - 1{,}915 \cdot (ln\mu_{нП})^2, \quad (3.8)$$

где $\mu_{нП}$ – динамическая вязкость нефти при температуре 20 ºС, мПа·с; $M_н$ – молекулярная масса нефти, г/моль.

Таблица 3.4 – Результаты расчетов коэффициента диффузии

Температура, К	**Молекулярная масса нефти, г/моль**	**Вязкость нефти, Па·с**	**Мольный объем растворителя, мл/моль [3]**	**Коэффициент диффузии растворителя в нефть, см^2/с**
301	326	10,7	191	$1{,}6 \cdot 10^{-6}$
323		1,99	195	$9{,}6 \cdot 10^{-6}$
348		0,50	199	$3{,}8 \cdot 10^{-5}$
373		0,23	204	$8{,}7 \cdot 10^{-5}$

В таблице 3.5 отражены расчетные значения числа Пекле при различных градиентах давления закачиваемого растворителя и температуры в

кернодержателе. Установлено, что при температуре 28 ºС с увеличением расхода закачиваемого растворителя изменяется характер вытеснения нефти: при расходах 0,25 - 0,5 см^3/мин наблюдается равномерное вытеснение нефти под воздействием за счет молекулярной диффузии: за счет разности концентраций растворителя происходит самопроизвольное его перемещение из области повышенной концентрации в область пониженной концентрации [49]. При повышении скорости закачки преобладает конвективный механизм диффузии вытеснения нефти растворителем, т.е. за счет перемещения потока растворителя из трещины в матрицы за счет гидродинамических сил [2, 60, 45].

Таблица 3.5 – Значения числа Пекле при различных скоростях фильтрации

Температура, ºС	**Градиент давления закачки растворителя, МПа/м**	**Число Пекле**
28	0,05	0,48
	0,09	0,97
	0,19	1,93
	1,08	9,66
50	0,03	0,08
	0,07	0,16
	0,14	0,32
	0,96	1,61
75	0,02	0,02
	0,05	0,04
	0,11	0,08
	0,88	0,41
100	0,02	0,01
	0,04	0,02
	0,08	0,04
	0,82	0,18

Для температур 50-100 ºС и всех рассматриваемых объемных расходов закачки растворителя выполняется условие вытеснения нефти из матрицы пласта в область трещины за счет молекулярной диффузии, соответственно механизмом конвективной диффузии для данных температурных условий и линейных скоростей фильтрации растворителя в трещине можно пренебречь.

На основе второго закона Фика (3.9) можно определить концентрацию растворителя в зависимости от расстояния до трещины при различной температуре и времени выдержки для периода пропитки пласта растворителем [49]:

$$\frac{\partial C(x,t)}{\partial t} = D\frac{\partial^2 C}{\partial x^2}, \quad (3.9)$$

где C (x, t) – концентрация растворителя на расстоянии от трещины x в момент времени t после начала процесса диффузии, д.ед.

Решением уравнения (3.9) относительно концентрации растворителя C в зависимости от удаленности x от трещины является (3.10):

$$\mathrm{C}(x,t) = C_0\left(1 - erf\left(\frac{x}{2\cdot(Dt)^{0,5}}\right)\right) \quad (3.10)$$

Как видно из рисунка 3.14 область проникновения растворителя сильно зависит от температуры пласта и времени выдержки. К примеру, при температуре 100 °C для достижения оптимальной концентрации УВ растворителя в нефти 15 % и глубины проникновения 10 см сроки молекулярной диффузии составляют менее 5 суток, а для пластовой температуры 28 °C требуется не менее 50 суток для достижения концентрации растворителя в нефти 15 % на расстоянии 5,5 см [61].

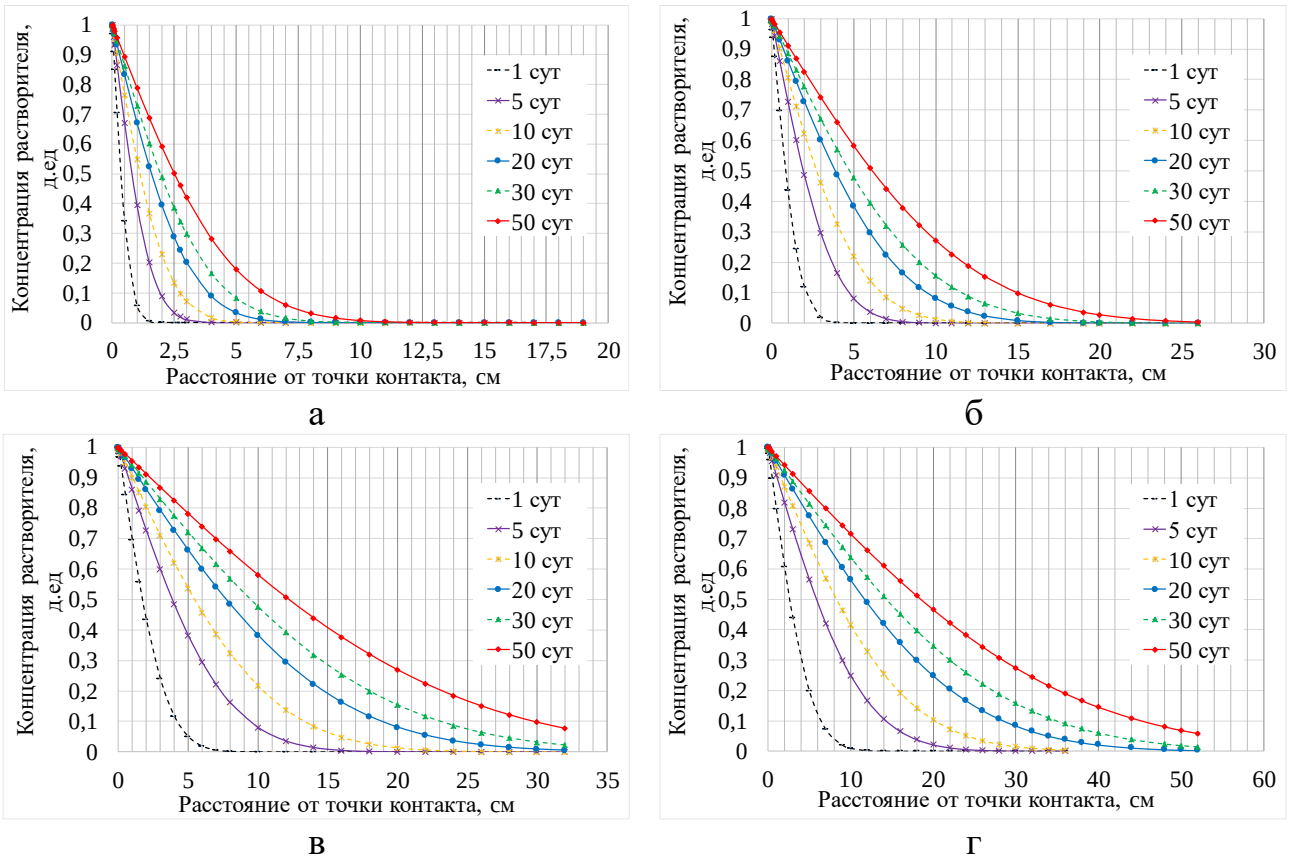


Рисунок 3.14 – Распределение концентрации растворителя в керне в зависимости от расстояния от точки контакта при температурах:

а – 28 °С; б – 50 °С; в – 75 °С; г – 100 °С.

При условии, что весь начальный объем закачиваемого растворителя поступает в систему трещин, можно определить радиус его проникновения в матрицу трещинно-порового карбонатного пласта в зависимости от градиента его давления фильтрации и температуры пласта – для цикла закачки растворителя, а в период выдержи пласта на пропитку – определить необходимое время обмена растворителя и сверхвязкой нефти в зависимости от температуры [61].

С целью повышения эффективности применения растворителя для интенсификации добычи сверхвязкой нефти необходимо вести его закачку с максимально возможным расходом и дальнейшей выдержкой для обеспечения его молекулярной диффузии с нефтью. Это позволит повысить глубину обработки в призабойной зоне пласта за счет конвективной диффузии с нефтью, а для удаленной зоны пласта, в которой достичь высоких скоростей фильтрации невозможно – за счет молекулярной диффузии.

3.8 Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой и водяным паром

Закачка воды и пара в исследуемый образец керна карбонатного коллектора велась при температурах 28, 50, 75, 100, 200, 250 и 330 ºС. В соответствии с фазовой диаграммой воды (рисунок 3.15), при противодавлении в системе 8 МПа только при температуре 330 ºС обеспечивается условие полного парообразования воды, при всех остальных температурах в систему подается насыщенный водяной пар или вода.

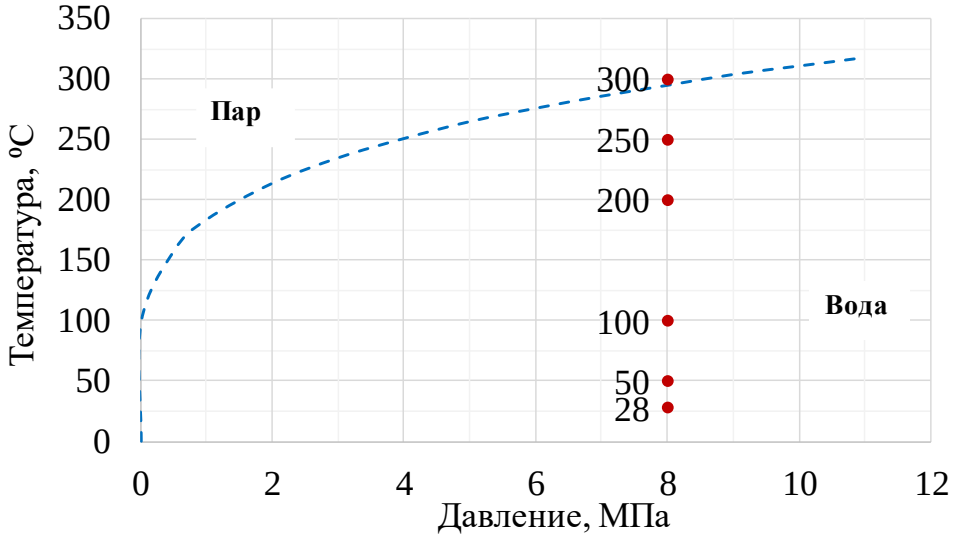


Рисунок 3.15 – Фазовое состояние закачиваемой воды в зависимости от температуры и давления

При закачке воды с начальной пластовой температурой (28 ºС) максимальное давление закачки достигало 18,4 МПа (градиент давления 52,6 МПа/м), после прокачки 1,1 порового объема воды давление закачки снизилось до постоянного значения 15,6 МПа (градиент давления 44,6 МПа/м) (таблица 3.6). Коэффициент вытеснения нефти составил 0,02 (рисунок 3.17). Согласно результатам определения коэффициента вытеснения и ОФП (раздел 3.6) можно сделать вывод, что при начальной пластовой температуре отсутствуют условия для капиллярной пропитки керна водой по причине высоких значений вязкости нефти и гидрофобности породы.

Таблица 3.6 – Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой и паром

Температура, ºС	Размеры образца керна, см		Проницаемость керна по азоту до насыщения, мкм^2	Объем, см^3			Коэф. вытеснения нефти водой, д.ед.	Фазовое состояние воды на выходе из парогенератора
	Длина	Диаметр		Пустот	Нефти, извлеченной из образца керна	Остаточной нефти в образце керна		
28	35	3	903	45	0,9	41,3	0,02	Жидкость
50			902	46	4,1	39,1	0,09	Жидкость
75			903	46,2	8,3	35,1	0,18	Жидкость
100			906	46,8	12,6	31,4	0,27	Жидкость
200			909	46,9	22,0	22,1	0,47	Пар
250			913	46,8	26,2	17,8	0,56	Пар
330			918	47,3	28,9	15,6	0,61	Пар

Повышение температуры до 50; 75 и 100 ºС позволило увеличить коэффициент вытеснения нефти относительно начальной температуры на 278, 682 и 1073 %, соответственно.

При вытеснении нефти водой с температурой 100 ºС не удалось добиться стабилизации градиента давлении, что объясняется систематическим изменением фазового состояния закачиваемой воды на входе в кернодержатель (рисунок 3.16). Стоит отметить, что градиент давления при закачке воды с температурой 100 ºС в начальный момент времени достигал 23,5 МПа/м, с постепенным снижением до значения 10,8 МПа/м, что ниже градиента давления закачки воды с начальной пластовой температурой (28 ºС) в 4,1 раза.

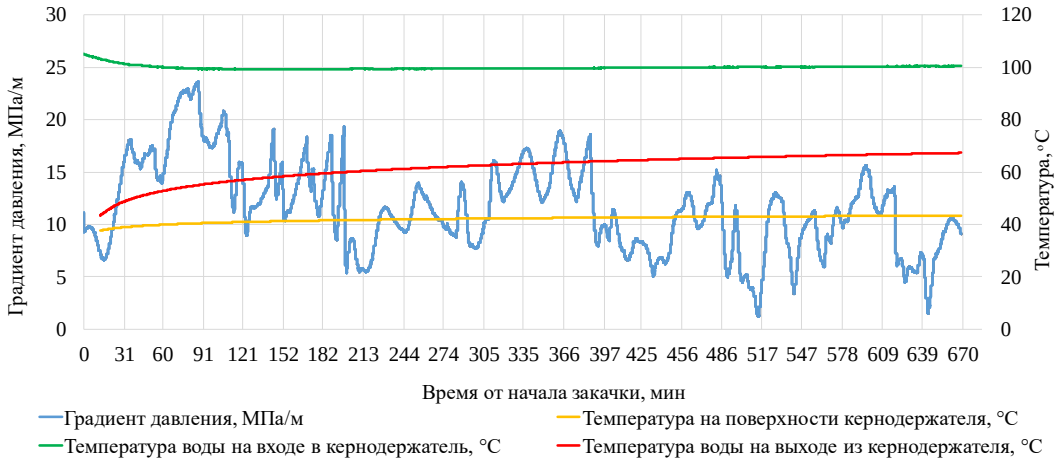


Рисунок 3.16 – Результаты эксперимента по вытеснению сверхвязкой нефти водой с температурой 100 °С

Как видно из рисунка 3.17, в начальный момент времени (при поровых объемах закачки менее 0,5) разница между коэффициентом вытеснения нефти при различных температурах менее 383 %, при повышении объемов закачиваемой воды разница стремительно увеличивается. Рост скорости вытеснения нефти при повышении объемов закачиваемой воды объясняется отставанием теплового фронта от фронта вытеснения, в результате чего в начальный момент времени основным механизмом вытеснения нефти является гидродинамическое вытеснение нефти закачиваемой водой, а с увеличением объема закачиваемой воды – снижение вязкости нефти за счет увеличения ее температуры.

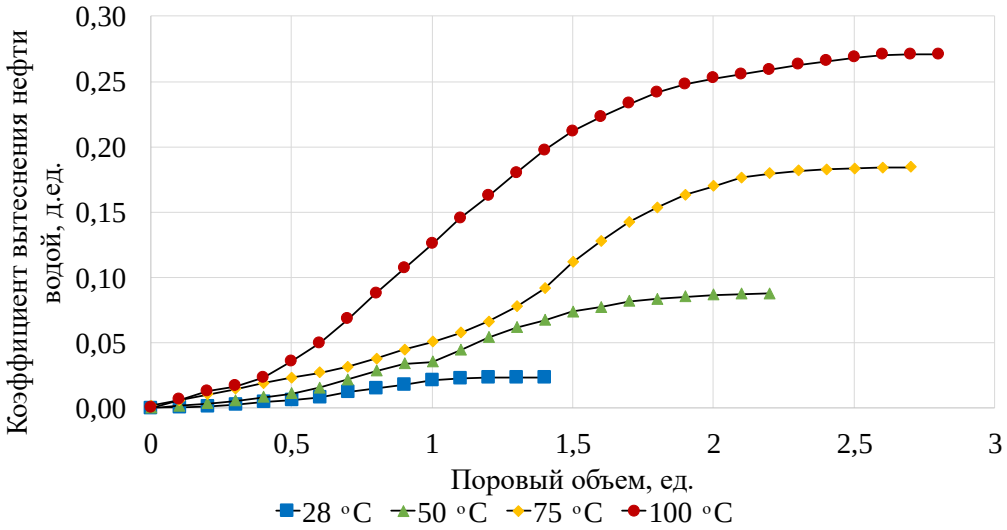


Рисунок 3.17 – Коэффициент вытеснения нефти водой в зависимости от порового объема закачиваемой воды с температурой 28, 50, 75 и 100 ºС

Динамика вытеснения нефти паром (рисунок 3.18) значительно отличается от динамики вытеснения нефти водой. Из-за высокой энтальпии пара прогрев образца породы происходит быстрее, чем при закачке горячей воды. В результате при закачке 1 порового объема пара (при пересчете на равную массу сконденсированной жидкости) коэффициент вытеснения нефти больше на 74, 107 и 126 %, при температурах 200, 250 и 330 ºС, соответственно, при сравнении с коэффициентом вытеснения нефти водой при температуре 100 ºС [116].

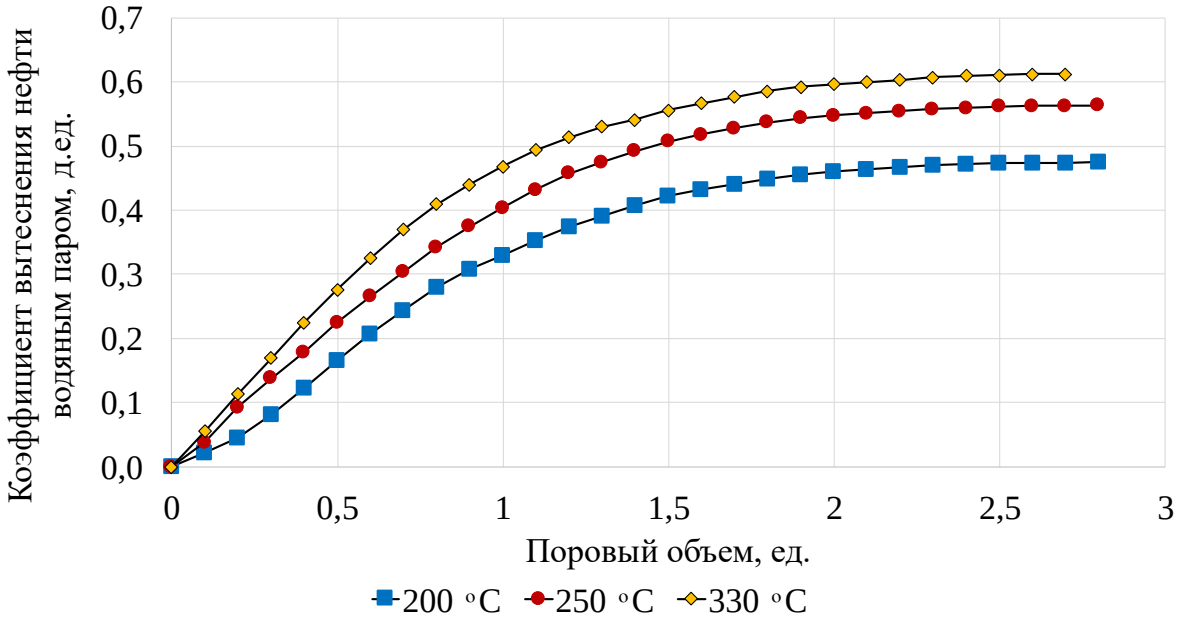


Рисунок 3.18 – Коэффициент вытеснения нефти в зависимости от порового объема закачиваемого пара с температурой 200, 250 и 330 ºС

Отличительной особенностью лабораторных исследований по вытеснению сверхвязкой нефти паром является наличие на графике зависимости градиента давления закачиваемого пара от времени перегибов в результате изменения фазового состояния закачиваемой воды непосредственно на входе в керн (рисунок 3.19). Градиент давления при закачке пара с температурой 300 ºС в начальный момент проведения исследования составлял 4,5 МПа/м, однако далее произошло его снижение на 11 % до 4 МПа/м.

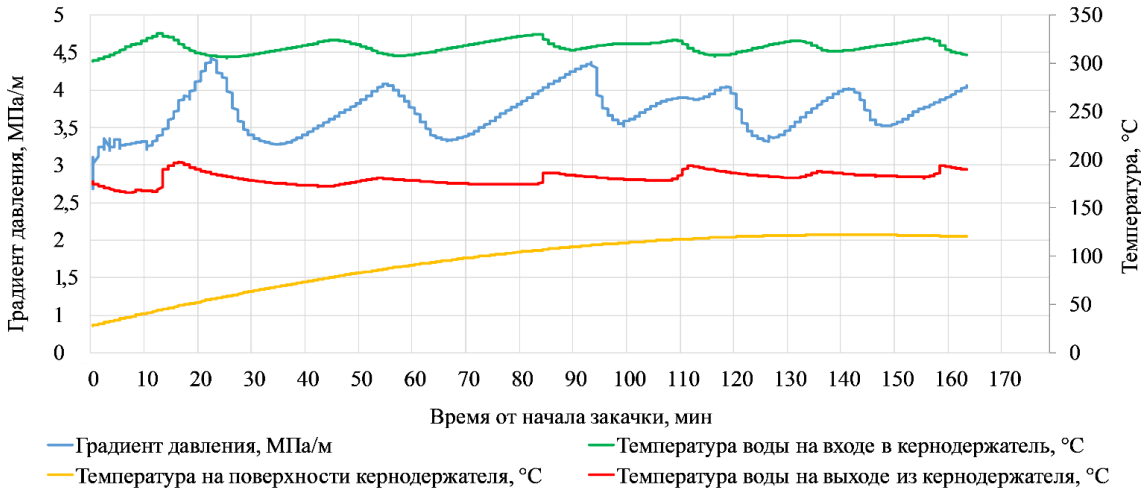


Рисунок 3.19 – Результаты эксперимента по вытеснению сверхвязкой нефти паром с температурой 300 °C

Стоит отметить, что изменение градиента давления фильтрации пара относительно его начального значения в 5 раз ниже, чем аналогичный показатель для воды с температурой 100 ºС. Согласно [11] это связано с меньшей зависимостью фазовой проницаемости по пару от насыщенности по сравнению с фазовой проницаемости воды.

По полученным данным была определена зависимость коэффициента вытеснения нефти от температуры и фазового состояния закачиваемой в керн воды (рисунок 3.20).

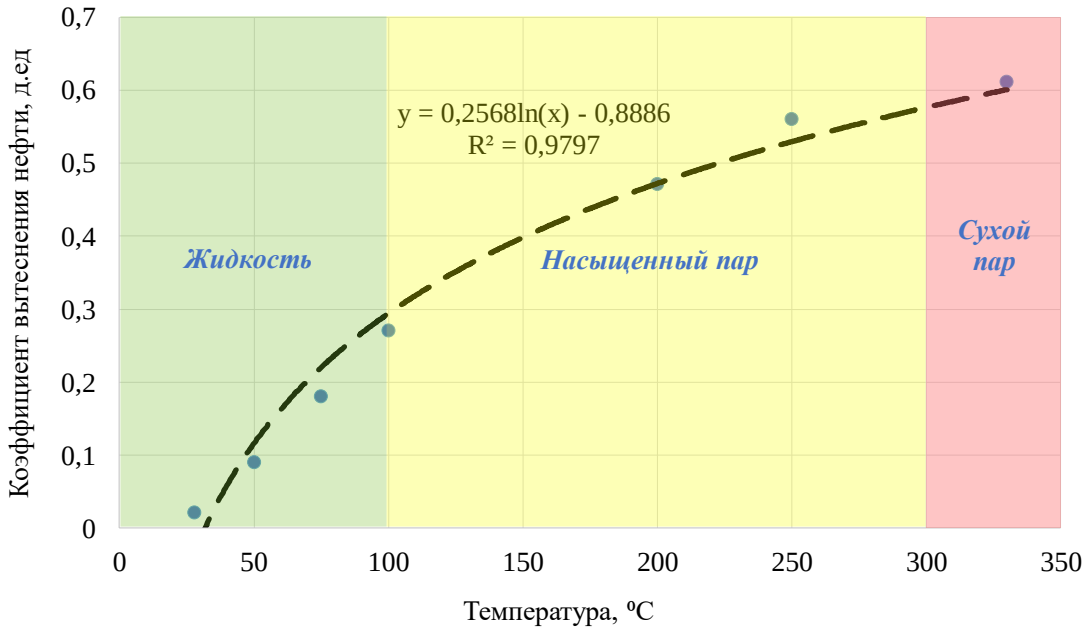


Рисунок 3.20 – Зависимость коэффициента вытеснения нефти от температуры и фазового состояния закачиваемой воды

Полученные значения с высокой точностью описываются логарифмической зависимостью вида (3.11):

$$К_{выт} = 0{,}2568 \cdot \ln(Т) - 0{,}886, \quad (3.11)$$

где $К_{выт}$ – коэффициент вытеснения нефти водой, д.ед.; Т – температура воды, ºС.

Стоит отметить, что после закачки в образец породы 2,5 поровых объемов пара при температуре 330 ºС наблюдалось помутнение вытесняемой из керна жидкости (рисунок 3.21, а). После растворения в хлороформе вытесненных из керна веществ произошло образование двух несмешивающихся жидкостей, при этом окрас воды не изменился (рисунок 3.21, б). Соответственно вещества в

составе воды имеют не углеводородный состав. Определение проницаемостей образцов керна после завершения работ по изучению коэффициентов вытеснения нефти паром с температурой 330 ºС показало, что их средняя абсолютная проницаемость увеличилась на 6,4 % и составила 0,965 мкм^2. Можно сделать вывод, что повышение температуры пара до 330 ºС способствует вытеснению тяжелых УВ фракций нефти, составляющих цементный материал для породы, что может привести к разрушению ПЗП и выносу его частиц.

а б

Рисунок 3.21 – Внешний вид жидкостей, вытесненных из керна при температуре 330 ºС: а – в исходном виде; б – после добавления хлороформа

3.9 Выводы по главе 3

1. В результате исследования реологических свойств сверхвязкой нефти (устьевой пробы) установлено, что она обладает тиксотропными (энергия тиксотропии $3{,}48 \cdot 10^6$ Дж/м^2) и вязкоупругими свойствами при начальной пластовой температуре 28 ºС. Повышение температуры изучаемой нефти до 40 ºС приводит к линейной зависимости между ее напряжением сдвига и скоростью сдвига, что характерно для ньютоновских жидкостей.

2. Анализ влияния типа и концентрации углеводородного растворителя на динамическую вязкость и фазовое состояние сверхвязкой нефти показал следующее:

2.1. Вне зависимости от типа углеводородного растворителя, снижение вязкости нефти осуществляется одинаково. С повышением температуры эффект

снижения вязкости нефти при добавлении углеводородного растворителя нивелируется.

2.2. Снижение в составе растворителя концентрации ароматических углеводородов менее 20 % ведет к резкому росту органических отложений при смешении с нефтью.

3. Изучены особенности вытеснения сверхвязкой нефти из модели трещинной карбонатной породы керосином марки ТС-1 в зависимости от объемного расхода подаваемого растворителя и температуры системы:

3.1. Экспериментально установлен механизм вытеснения сверхвязкой нефти углеводородным растворителем из модели трещинно-порового карбонатного коллектора. При градиентах давления фильтрации растворителя менее 0,96 МПа/м при 50 - 100 °С и менее 0,19 МПа/м при 28-49 °С вытеснение СВН происходит за счет молекулярного механизма диффузии нефти и растворителя. При повышении градиента давления фильтрации преобладает конвективный механизм диффузии.

3.2. Повышение расхода закачиваемого растворителя в керн приводит к увеличению коэффициента вытеснения нефти. Конечный коэффициент вытеснения нефти растворителем (керосином марки ТС-1) при расходе 5 $см^3$/мин соответствовал 8 %, 11,5 %, 14 % и 16 % при температурах 28, 50, 75 и 100 °С, соответственно.

3.3. Установлено, что закачка растворителя при начальной пластовой температуре 28 °С в карбонатную породу трещинно-порового типа малоэффективна и требует значительного количества времени для диффундирования растворителя в нефть.

4. Результаты исследования особенностей двухфазной фильтрации сверхвязкой нефти и воды в температурном диапазоне 28 - 100 °С показали следующее:

4.1 Установлена линейная зависимость остаточной водо- и нефтенасыщенности керна, а также степени Corey по нефти от температуры. Также

выявлена логарифмическая зависимость фазовой проницаемости по нефти и воде от температуры.

4.2 Полученные значения градиентов давления фильтрации при начальной пластовой температуре 28 °С свидетельствуют о невозможности достижения стационарного притока нефти при скорости фильтрации 0,2 м/сут.

5. Оценка эффективности вытеснения сверхвязкой нефти из карбонатного трещинно-порового коллектора водой и водяным паром в температурном диапазоне 28 - 330 °С позволила установить следующее:

5.1 Установлена логарифмическая зависимость коэффициента вытеснения нефти водой и водяным паром от ее температуры в условиях карбонатного трещинно-порового коллектора.

5.2 Вытеснение нефти водой при пластовой температуре 28 °С неэффективно ввиду отсутствия условий для капиллярной пропитки керна водой из-за высоких значений вязкости нефти и гидрофобности породы.

5.3 При температуре закачиваемого пара 330 °С и более происходит разрушение и вынос частиц керна в результате вытеснения тяжелых УВ фракций, которые являются цементным материалом для породы пласта, что может негативно сказаться на прочности ПЗП.

ГЛАВА 4 ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ТЕПЛОНОСИТЕЛЕМ И УГЛЕВОДОРОДНЫМ РАСТВОРИТЕЛЕМ

4.1 Определение оптимальных параметров закачиваемого теплоносителя с учетом теплофизических характеристик скважины

Теплонесущая способность пара выше, чем горячей воды: при одной и той же температуре пар, кроме тепловой энергии, которую он может передать за счет охлаждения, обладает запасом энергии, высвобождаемой при фазовом переходе в жидкое состояние (конденсации) [14]. В этих условиях очевидно, что чем выше сухость пара на забое скважины, тем большую тепловую энергию доставляет в пласт единица массы теплоносителя.

С повышением глубины залегания пласта растут энергетические потери закачиваемого теплоносителя ввиду конвективного нагрева насосно-компрессорных труб с теплопроводным переносом тепла в окружающие горные породы.

Одним из наиболее значимых параметров нагнетания пара является темп его подачи, который характеризует скорость ввода тепла в скважину. Однако следует учитывать, что темп нагнетания пара ограничен приемистостью скважины. При низких значениях приемистости требуется увеличение давления нагнетания, что влияет на фазовое состояние теплоносителя [33] и геомеханические свойства ПЗП.

С целью определения оптимальных параметров закачиваемого теплоносителя были произведены расчеты с использованием специального программного комплекса – симулятора многофазного потока PIPESIM (Schlumberger). Геолого-физические свойства изучаемого объекта, в условиях которого моделировались гидродинамические и теплофизические процессы при закачке пара, представлены в таблице 4.1. В работе учитывалось, что горизонтальная часть ствола длиной 300 м полностью вскрывает продуктивный пласт, а расчет потерь тепла производился только для вертикальной части скважины, забой которой соответствует пятке ГС.

Абсолютная проницаемость трещин определялась по формуле (4.1):

$$k_f = \frac{b^2}{12 \cdot 10^{-8}}, \quad (4.1)$$

где k_f – абсолютная проницаемость трещины, мкм^2; b – средняя раскрытость трещин, см.

Таблица 4.1 – Геолого-физические свойства объекта исследований

Параметр	Единицы измерения	Значение
Коэффициент проницаемости матрицы породы	мкм^2	0,9
Коэффициент проницаемости трещин породы	мкм^2	833
Пористость породы	д.ед.	0,18
Абсолютная отметка глубины скважины	м	1000
Начальная пластовая температура	ºС	28
Эффективная толщина пласта	м	10
Начальное пластовое давление	МПа	8

В основе теплового расчета между закачиваемым паром и стенкой НКТ лежали уравнения состояния воды, стационарная модель течения пара в НКТ и установившаяся теплопередача между закачиваемым паром и подземным оборудованием скважины.

При поведении расчетов использовалась модель усредненного коэффициента теплоотдачи, который для используемой в работе конструкции скважины (рисунок 4.1) может быть определен по следующей зависимости (4.2):

$$\frac{1}{\alpha_{ср}} = \frac{r_{нкт1} \cdot \ln(\frac{r_{нкт2}}{r_{нкт1}})}{\lambda_{нкт}} + \frac{r_{нкт1}}{r_{нкт2} \cdot (\alpha_{рад} + \alpha_{конв})} + \frac{r_{нкт1} \cdot \ln(\frac{r_{скв}}{r_{окв}})}{\lambda_{цем}}, \quad (4.2)$$

где $\alpha_{ср}$ – усредненный коэффициент теплоотдачи, Вт/(м^2·ºС); $r_{нкт1}$ – внутренний радиус НКТ, м; $r_{нкт2}$ – внешний радиус НКТ, м; $\lambda_{нкт}$ – коэффициент теплопроводности НКТ, Вт/(м·ºС); $\alpha_{рад}$ – радиационная составляющая коэффициента теплоотдачи, Вт/(м^2·ºС); $\alpha_{конв}$ – конвективная составляющая коэффициента теплоотдачи, Вт/(м^2·ºС) ; $\lambda_{цем}$ – коэффициент теплопроводности цемента, Вт/(м·ºС); $r_{скв}$ – внешний радиус обсадной колонны, м; $r_{окв}$ – внутренний радиус обсадной колонны, м.

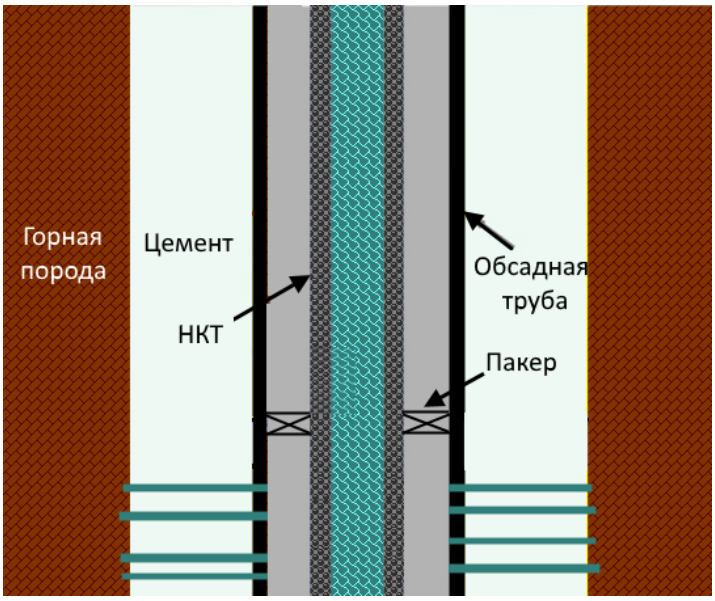


Рисунок 4.1 – Схематичное изображение подземного оборудования скважины для рассчитываемой модели закачки пара

Для определения оптимальных параметров закачиваемого теплоносителя было проведено 75 вариантов расчета моделей, отличающихся массовым расходом закачиваемого теплоносителя, начальной сухостью пара и усредненным коэффициентом теплопроводности НКТ, который характеризует способ её теплоизоляции (таблица 4.2).

Таблица 4.2 – Начальные параметры закачиваемой в скважину воды

Параметр	**Единица измерения**	**Значение**
Коэффициент теплопроводности НКТ	Вт/(м·ºС)	35
		0,016
		0,006
Массовый расход пара на устье	т/сут	25
		50
		100
		150
		200
Начальная сухость пара	д.ед.	0,4
		0,5
		0,7
		0,8
		1

Для всех рассматриваемых вариантов расчётов было принято, что температура пара на устье 295 ºС, что соответствует средней рабочей температуре большинства используемых прямоточных парогенераторов [7].

На рисунке 4.2 представлены результаты расчетов для случая закачки пара через стандартные (не теплоизолированные) НКТ. Необходимо отметить, что вне зависимости от начальной сухости пара, при массовых расходах 25-200 т/сут сухость пара на забое не превысит 0,61 (рисунок 4.2, а).

Для трещиноватых пород необходимо поддерживать забойное давление скважин ниже давления раскрытия трещин, которое может быть определено по формуле (4.3) [122]:

$$P_f = \frac{v}{1-v} \cdot (P_{гп} - P_{пл}) + P_{пл} \qquad (4.3)$$

где P_f – давление раскрытия трещин, МПа; υ – коэффициент Пуассона, д.ед.; $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа; $P_{гп}$ – горное давление, МПа.

Для рассматриваемого случая υ был принят равным 0,28, $P_{гп}$ – 22,4 МПа, а $P_{пл}$ – 8 МПа, соответственно максимальное забойное давление не должно превышать 13,6 МПа. Как видно по графику на рисунке 4.2, б при расходах пара 25 т/сут, вне зависимости от начальной сухости, забойное давление превышает давление раскрытия трещин карбонатного коллектора. При расходе пара 50 т/сут достаточная приемистость обеспечивается только при начальной сухости пара равной 1. При расходах пара 25 т/сут температура у пятки ГС равняется начальной пластовой температуре 28 ºС (рисунок 4.2, в). При расходе пара 50 т/сут с начальной сухостью 0,7 на глубине 480 м достигается полная его конденсация, в результате чего энтальпия воды на забое не превышает 500 кДж/кг (рисунок 4.2, г). В соответствии с результатами расчетов можно заключить, что необходимый диапазон температур 100-330 ºС, определенный по результатам лабораторных фильтрационных исследований и давление на забое скважины не более 13,6 МПа достигаются при применении не теплоизолированных НКТ только при массовом расходе пара свыше 100 т/сут и начальной его сухости не менее 0,5.

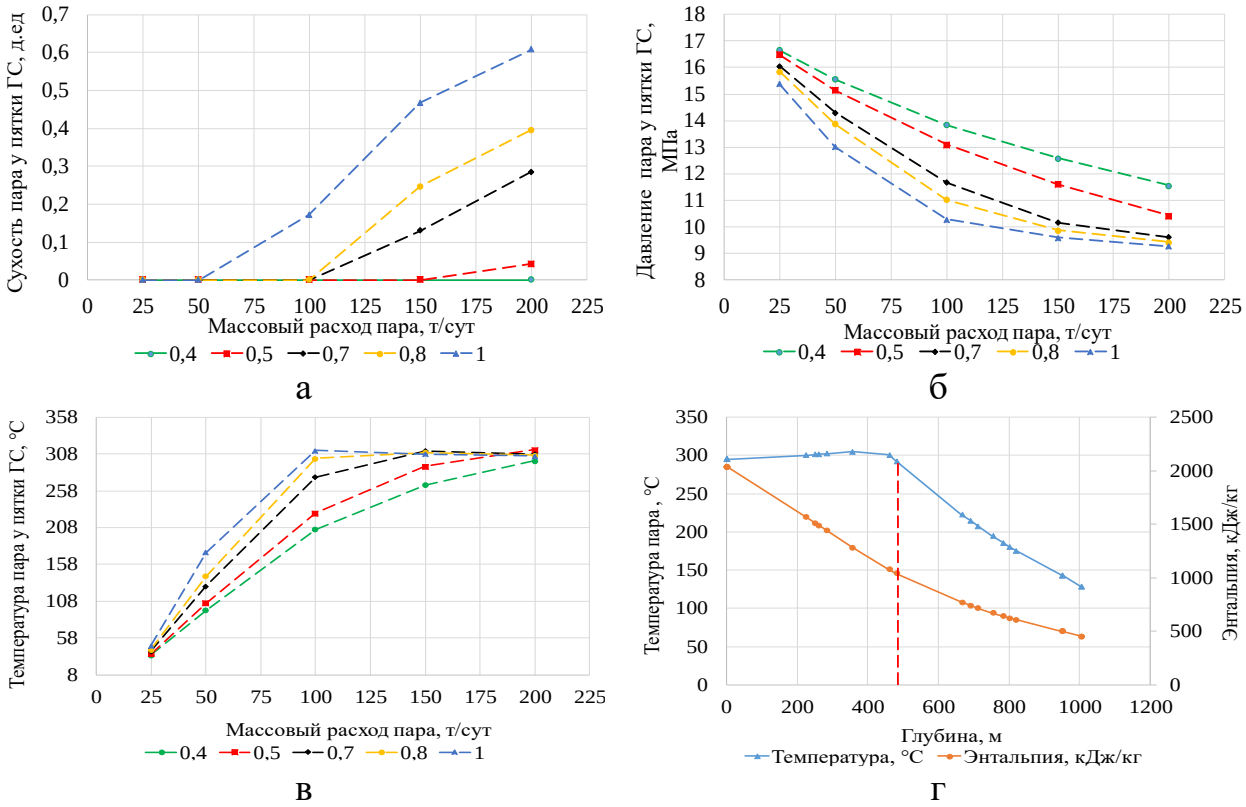


Рисунок 4.2 – Теплофизические параметры пара при его закачке в скважину с не теплоизолированными НКТ при различных начальных его сухостях (а-в):

а – зависимость сухости пара от массового его расхода; б – зависимость давления пара у пятки ГС от его массового расхода; в – зависимость температуры пара у пятки ГС от его массового расхода; г – зависимость температуры и удельной энтальпии пара от глубины скважины при массовом расходе 50 т/сут и начальной сухости 0,7.

Закачка пара через ЭП НКТ и ЭВ НКТ позволяет значительно (по сравнению с не теплоизолированными НКТ) улучшить теплофизические свойства пара у пятки ГС. Можно заметить, что при продвижении пара по стволу скважины его температура увеличивается. Это связано с увеличением доли пара, которая переходит в жидкое состояние, с соответствующим выделением тепла (рисунки 4.3, г и 4.4, г).

При сравнении температур теплоносителя у пятки ГС при расходах пара свыше 50 т/сут вне зависимости от начальной сухости пара заметно незначительное различие между экранно-полимерной и экранно-вакуумной изоляцией – менее 1 %, однако для расхода пара 25 т/сут разница составляет 20 % для начальной сухости 0,4 и менее 5 % при начальной сухости пара 0,7 и более (рисунки 4.3, в и 4.4, в).

Изменение теплофизических свойств закачиваемого пара по стволу скважины – причина, по которой при расходе пара 25 т/сут сухость пара у пятки ГС для ЭП НКТ достигает 0,29 (рисунок 4.2, а), а для ЭВ НКТ – 0,59 (рисунок 4.3, а) при начальной сухости 1.

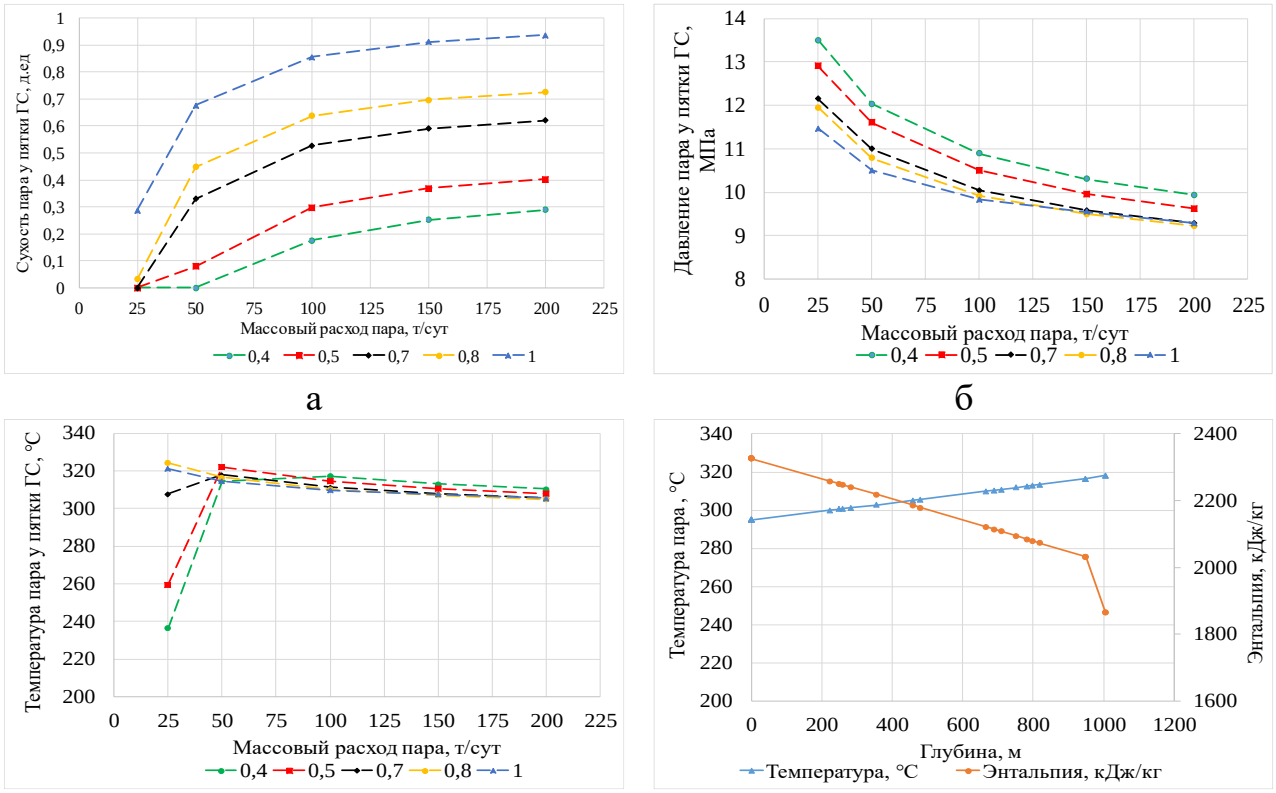
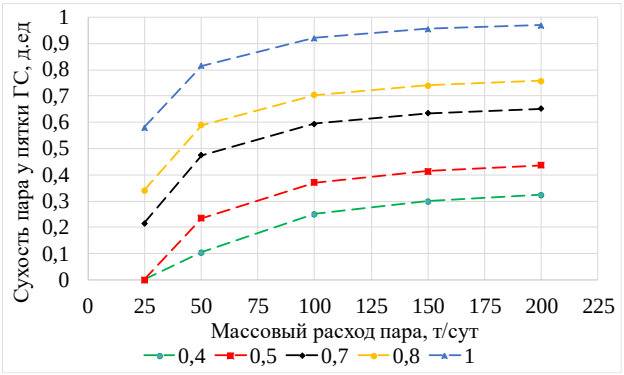


Рисунок 4.3 – Теплофизические параметры пара при его закачке в ЭП НКТ при различных начальных его сухостях (а-в):

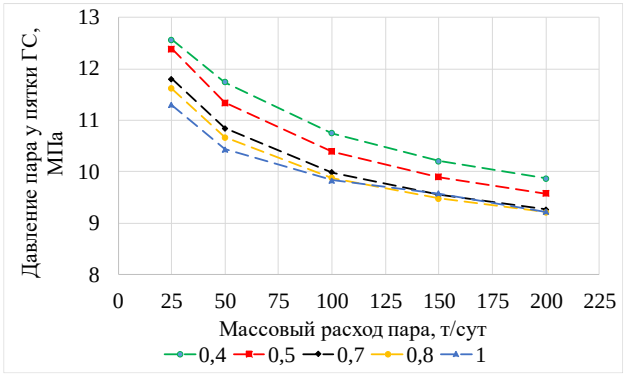
а – зависимость сухости пара от массового его расхода; б – зависимость давления пара у пятки ГС от его массового расхода; в – зависимость температуры пара у пятки ГС от его массового расхода; г – зависимость температуры и удельной энтальпии пара от глубины скважины при массовом расходе 50 т/сут и начальной сухости 0,7.

На рисунке 4.5 представлены гистограммы приращений сухости (dx/dQ) и энтальпии (dH/dQ) пара к массовому расходу закачиваемого пара для различных интервалов изменения его массового расхода: от 25 до 50 т/сут; от 50 до 100 т/сут; от 100 до 150 т/сут; от 150 до 200 т/сут, соответственно. По гистограмме очевидно, что при увеличении массового расхода пара свыше 50 т/сут приращение функций dx/dQ и dH/dQ значительно снижается как для ЭП НКТ (рисунок 4.5, а и б), так и для ЭВ НКТ (рисунок 4.5, в и г), т.е. при увеличении расхода закачиваемого пара

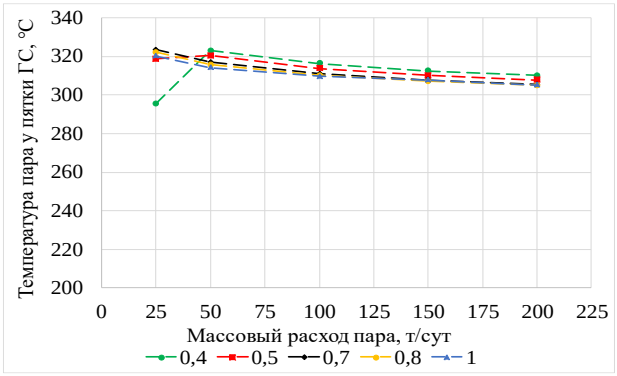
свыше 50т/сут его теплофизические свойства у пятки ГС изменяется незначительно.



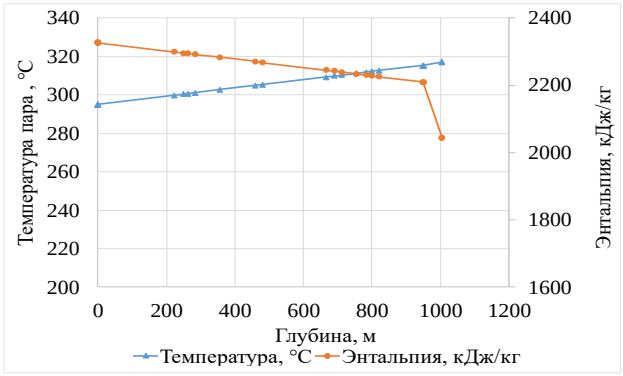
а



б



в



г

Рисунок 4.4 – Теплофизические параметры пара при его закачке в ЭВ НКТ при различных начальных его сухостях (а-в):

а – зависимость сухости пара от массового его расхода; б – зависимость давления пара у пятки ГС от его массового расхода; в – зависимость температуры пара у пятки ГС от его массового расхода; г – зависимость температуры и удельной энтальпии пара от глубины скважины при массовом расходе 50 т/сут и начальной сухости 0,7.

Промышленно применяемые парогенераторные установки, как правило прямоточные парогенераторы [7], обеспечивают производство пара с сухостью не более 0,7-0,8 при давлении закачки 6-10 МПа, а учитывая тепловые потери при прокачке пара через паропроводящие трубы, можно учесть, что максимальная сухость у устья скважины не превысит 0,7.

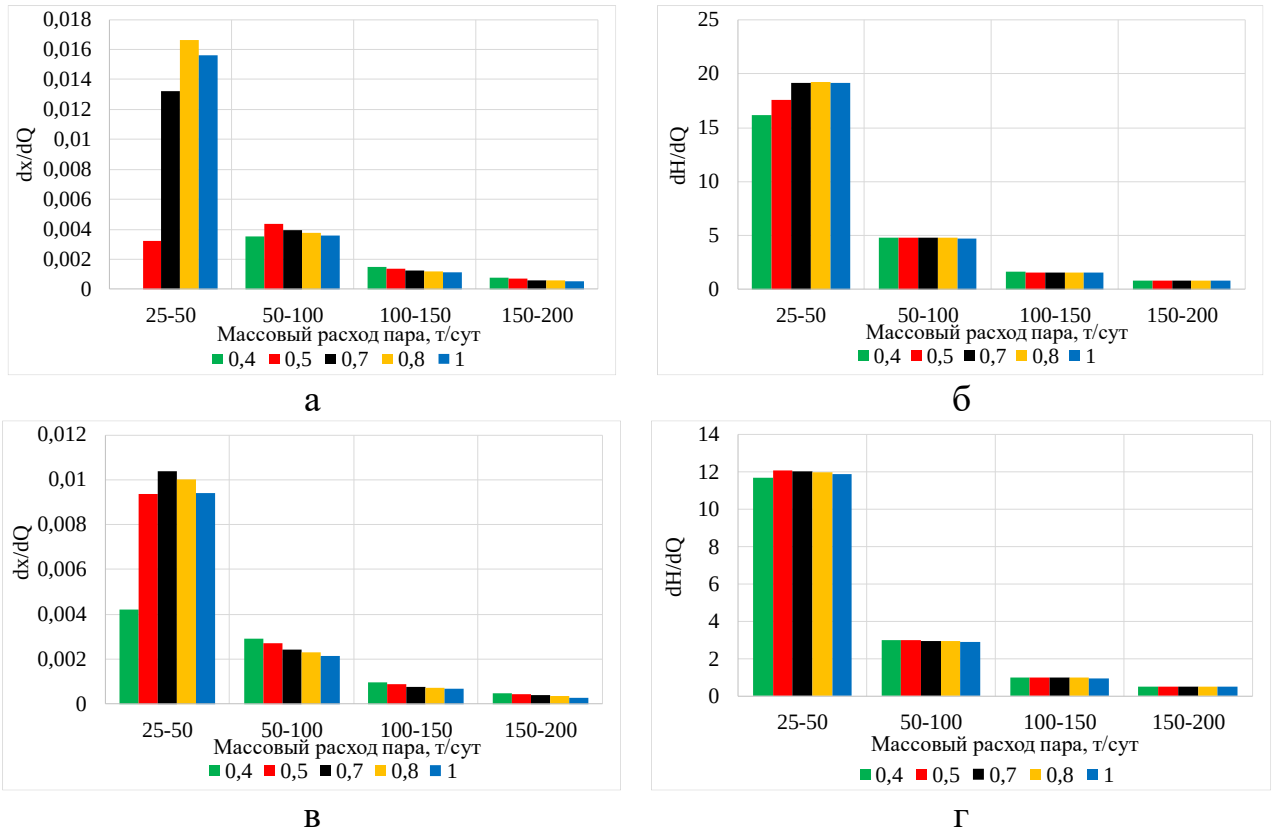


Рисунок 4.5 – Скорость изменения сухости и энтальпии пара у пятки ГС, отнесенная к изменению массового расхода пара:

а и б – для ЭП НКТ; в и г – для ЭВ НКТ

Результаты теплофизических расчетов в симуляторе многофазного потока отражают необходимость применения теплоизолированных НКТ. Для условий исследуемого объекта рекомендуется использовать теплоизолированные НКТ с экранно-вакуумной изоляцией с меньшим коэффициентом теплопроводности, однако, учитывая высокую стоимость и значительный вес такого типа теплоизоляции [118], использование ЭП НКТ взамен ЭВ НКТ также обосновано. В соответствии с результатами расчетов, представленных на рисунках 4.2 - 4.5 оптимальным массовым расходом закачиваемого пара является 50 т/сут, начальная сухость которого не менее 0,7. При выбранных начальных теплофизических свойствах пара его характеристики на забое скважины будут следующими: температура 316- 318 ºС, энтальпия – 1865-2050 кДж/кг, сухость 0,33-0,47.

4.2 Гидродинамическое моделирование процесса пароциклического воздействия с углеводородным растворителем на призабойную зону трещинно-порового карбонатного коллектора

С целью исследования внутрипластовых процессов, происходящих при закачке в продуктивный пласт углеводородного растворителя и пара, были проведены гидродинамические расчеты с моделированием элемента пласта, вскрытого добывающей скважиной с горизонтальным окончанием длиной 300 м (рисунок 4.6), с использованием программного комплекса tNavigator (Rock Flow Dynamics).

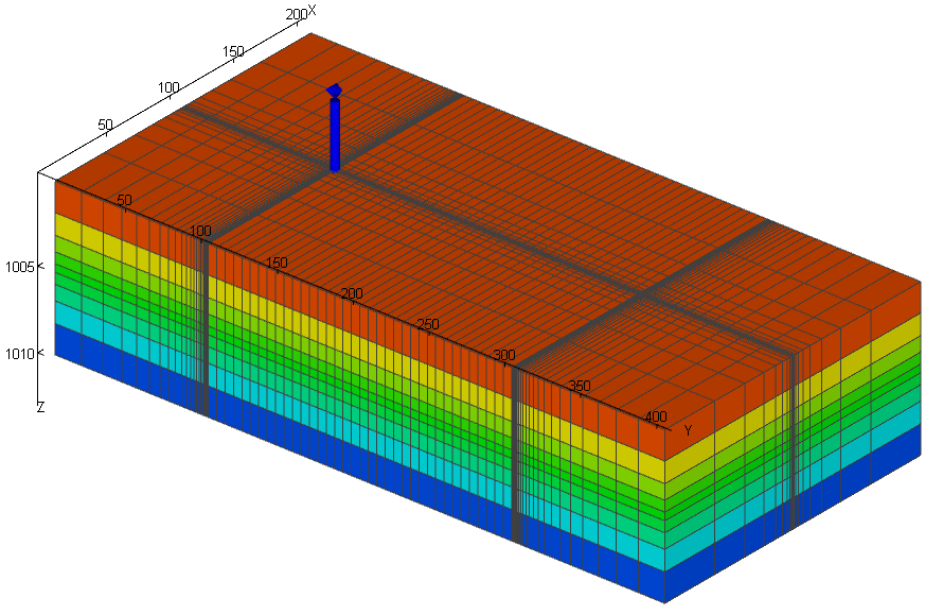


Рисунок 4.6 – Трехмерный вид элемента пласта с добывающей скважиной

Для моделирования трещинно-порового карбонатного коллектора использовалась модель двойной проницаемости и двойной пористости конечных размеров, параметры которой отражены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Термобарические и теплофизические свойства исследуемого элемента пласта

Параметр	Единица измерения	Значение
Начальное пластовое давление	МПа	8
Начальная пластовая температура	ºС	28
Коэффициент удельной теплоемкости породы пласта	кДж/(м^3·ºС)	2484
Коэффициент удельной теплоемкости окружающих пород	кДж/(м^3·ºС)	2600
Коэффициент теплопроводности породы пласта	кДж/(м/сут·ºС)	260

Продолжение таблицы 4.3

Коэффициент теплопроводности окружающих пород	кДж/(м/сут·ºС)	660
Коэффициент абсолютной проницаемости матрицы	мкм^2	0,903
Коэффициент абсолютной проницаемости трещин	мкм^2	833
Пористость матрицы породы	д.ед.	0,18
Пористость трещин породы	д.ед.	0,018
Коэффициент сжимаемости пород	1/МПа	$5 \cdot 10^{-3}$
Начальная нефтенасыщенность матрицы пласта и трещин	д.ед.	0,75
Начальная водонасыщенность матрицы пласта и трещин	д.ед.	0,25

Для моделирования трещинного коллектора использованы следующие ОФП по нефти и воде (4.4):

$$\begin{cases} k_н = k_т \cdot (1 - S_{в\,i}) \\ k_В = k_т \cdot S_{в\,i} \end{cases}, \quad (4.4)$$

где $k_в$ – ОФП по воде, д.ед.; $k_н$ – ОФП по нефти, д.ед.; $S_{вi}$ – текущая водонасыщенность системы, д.ед.; $k_т$ – абсолютная проницаемость трещин, мкм^2.

С помощью уравнения состояния Пенга-Робинсона [114] значения вязкости и плотность устьевой пробы нефти были преобразованы в параметры для пластовой нефти.

Адаптация вязкости нефти требует нахождения корреляции, при которой среднеквадратичное отклонение между фактическими и коррелируемыми значениями минимально. Для определения свободных коэффициентов в каждом уравнении использовался симплекс-метод, основанный на поиске локального оптимума функции путем убывания линейного функционала в некотором количестве базисах решений [109]. С целью автоматизации процесса поиска корреляции вязкости нефти и определения свободных коэффициентов была разработана программа для ЭВМ «Программа для автоматизированного определения коэффициента динамической вязкости нефти при различных температурах» [52] на языке программирования Python (№ 2019616199, приложение А). Сопоставление экспериментальных и расчетных (корреляционных) значений коэффициента динамической вязкости сверхвязкой нефти отражено на рисунке 4.7, значение среднеквадратичного отклонения (СКО) отражено в таблице 4.4.

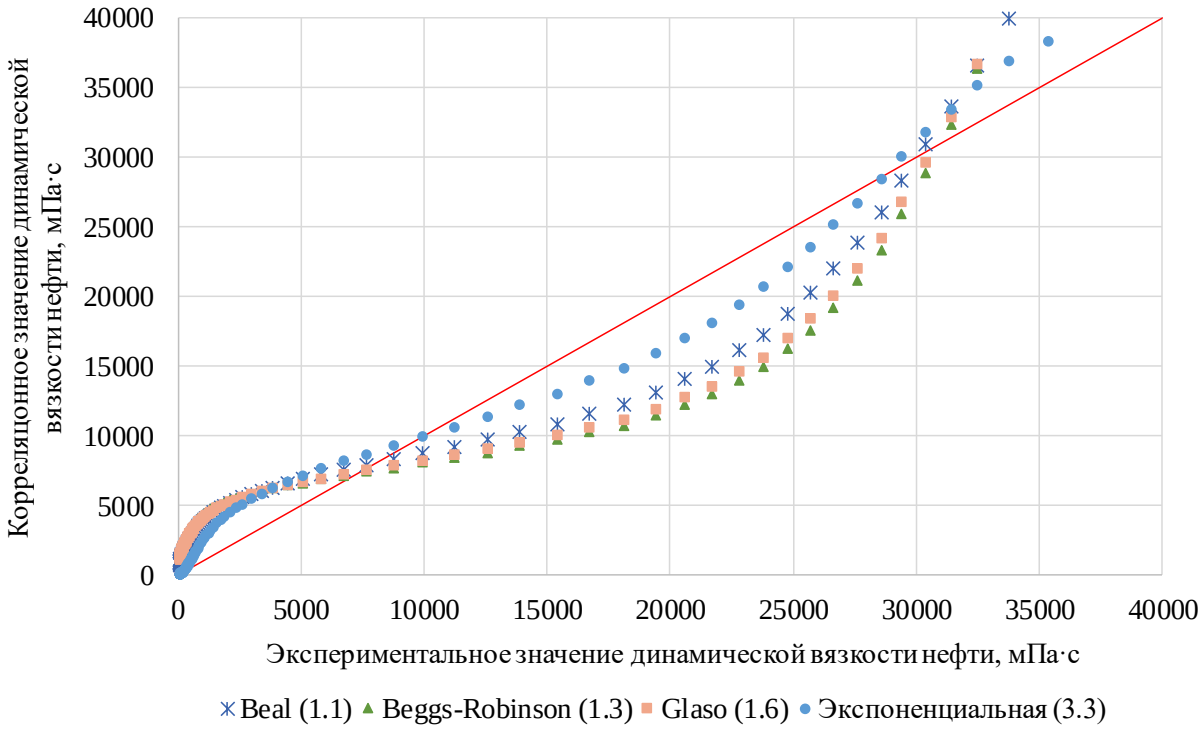


Рисунок 4.7 – График сопоставления экспериментальных и корреляционных значений динамической вязкости нефти

Таблица 4.4 – Среднеквадратичное отклонение для различных корреляций

СКО	**Корреляция**			
	Beal	Beggs-Robinson	Glaso	Экспоненциальная
σ, мПа·с	2508	3393	3090	1278

Как видно из графика на рисунке 4.6 и таблицы 4.4 наименьшим среднеквадратичным отклонением между экспериментально полученными и рассчитанными значениями характеризуется экспоненциальная зависимость (4.5, 4.6):

$$\mu_н = e^A - 1, \quad (4.5)$$

$$A = e^{6,78-0,37\cdot\ln(T)-\ln(28,9)} \quad (4.6)$$

где $\mu_н$ – коэффициент динамической вязкости нефти, мПа·с; T – температура, ºС.

Компонентный состав исследуемой сверхвязкой нефти был приведен в соответствие с составом нефти, извлеченной из керна при его экстрагировании. В результате были получены свойства по 23-м компонентам сверхвязкой пластовой

нефти, которые представлены в таблице 4.5. Данные параметры использовались при проведении гидродинамического моделирования.

Таблица 4.5 – Свойства компонентов сверхвязкой нефти при начальных термобарических условиях пласта

Название компоненты	**Ацентрический фактор**	**Крит. температура, °С**	**Крит. давление, МПа**	**Мол. масса, кг/моль**	**Плотность, кг/м^3**	**Z фактор**	**Содержание, д,ед,**
C10	0,80	496	1,45	247	850	0,22	0,025
C11	0,88	520	1,31	271	860	0,21	0,062
C12	0,96	545	1,18	297	870	0,20	0,069
C13	1,04	568	1,06	323	878	0,19	0,066
C14	1,13	591	0,96	351	886	0,19	0,066
C15	1,22	614	0,86	380	894	0,18	0,037
C16	1,31	636	0,77	410	901	0,17	0,036
C17	1,40	655	0,70	437	907	0,16	0,043
C18	1,48	672	0,64	463	912	0,15	0,031
C19	1,55	687	0,59	485	916	0,14	0,045
C20	1,61	701	0,55	508	920	0,14	0,026
C21	1,71	718	0,50	537	925	0,13	0,017
C22	1,79	733	0,46	563	929	0,12	0,017
C23	1,86	746	0,42	587	932	0,12	0,015
C24	1,94	759	0,39	611	934	0,11	0,015
C25	2,03	772	0,36	637	937	0,11	0,06
C26	2,12	785	0,33	663	939	0,10	0,07
C27	2,22	798	0,30	690	941	0,09	0,06
C28	2,32	809	0,27	716	942	0,09	0,06
C29	2,43	820	0,25	742	943	0,08	0,05
C30	2,55	830	0,23	768	943	0,08	0,02
C31	2,69	840	0,21	794	944	0,07	0,03
C32+	2,86	849	0,19	820	943	0,07	0,08

Для повышения скорости расчета полученной композиционной модели было задано логарифмическое увеличение размера элемента сетки по мере удаления от пятки и носка ГС.

Отличительной особенностью гидродинамической модели является то, что в ней были учтены следующие процессы, имеющие место при закачке в пласт углеводородных растворителей и пара:

- растворение легких углеводородных фракций растворителя в нефти за счет молекулярной диффузии;
- изменение концевых точек и формы кривых относительных фазовых проницаемостей (ОФП) в зависимости от температуры;

- перенос тепла за счет теплопроводности и конвекции;
- теплопотери в кровлю и подошву пласта за счет теплопроводности;
- образование углеводородных и неуглеводородных газов при повышении температуры.

Композиционный состав закачиваемого в пласт в процессе гидродинамического моделирования растворителя задавался на основе компонентного состава керосина марки ТС-1 с дальнейшей его корреляцией на значения плотности и вязкости из литературных источников. Полученные свойства УВ растворителя представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Свойства закачиваемого в пласт углеводородного растворителя

Название	**Ацентрический фактор**	**Крит. температура, °С**	**Крит. давление, МПа**	**Молярная масса, г/моль**	**Плотность, кг/м^3**	**Z фактор**
УВ растворитель	0,19	438,70	4,51	98,13	747,69	0,28

На первом этапе были проведены гидродинамические расчеты, включающие закачку пара в отдельности, с целью установления его технологических и теплофизических параметров, при которых достигается наибольшее значение накопленной добычи нефти при минимальном ПНО. На втором этапе, после выбора свойств теплоносителя (пара) и параметров его закачки, производилось моделирование закачки углеводородного растворителя совместно (с теплоносителем). Всего было рассчитано 96 вариантов закачки растворителя и пара. Значения начальных расчетных параметров представлены в таблице 4.7. Предлагается однократная закачка углеводородного растворителя. Предложенные расчетные модели закачки растворителя и пара отличались между собой моментом закачки УВ растворителя и включали следующие стадии: закачка пара – закачка растворителя – закачка пара – выдержка – добыча нефти и закачка растворителя – закачка пара – выдержка – добыча нефти.

Таблица 4.7 – Входные расчётные параметры

Параметр	Единица измерения	Значение
Массовый расход закачиваемого растворителя	т/сут	50
Время закачки растворителя	сут	1
Сухость пара на устье скважины	д.ед.	0,7
Температура пара на устье	ºС	100; 200; 250; 300
Массовый расход закачиваемого пара	т/сут	50
Время закачки пара в пласт	сут	5; 25; 50
Период пропитки пласта	сут	5; 10; 20
Период добычи нефти	сут	120; 240

4.3 Результаты гидродинамических расчетов

Отличительной особенностью ПЦО в коллекторах трещинно-порового типа является то, что закачиваемый теплоноситель преимущественно поступает в трещинную часть коллектора, формируя в ней область поршневого вытеснения нефти с теплопроводным прогревом менее проницаемой матрицы. Размер ячеек у пятки и носка ГС характеризуется наименьшими размерами, в результате чего трещины в данной области являются основными источниками потерь тепла в окружающие горные породы (рисунок 4.8).

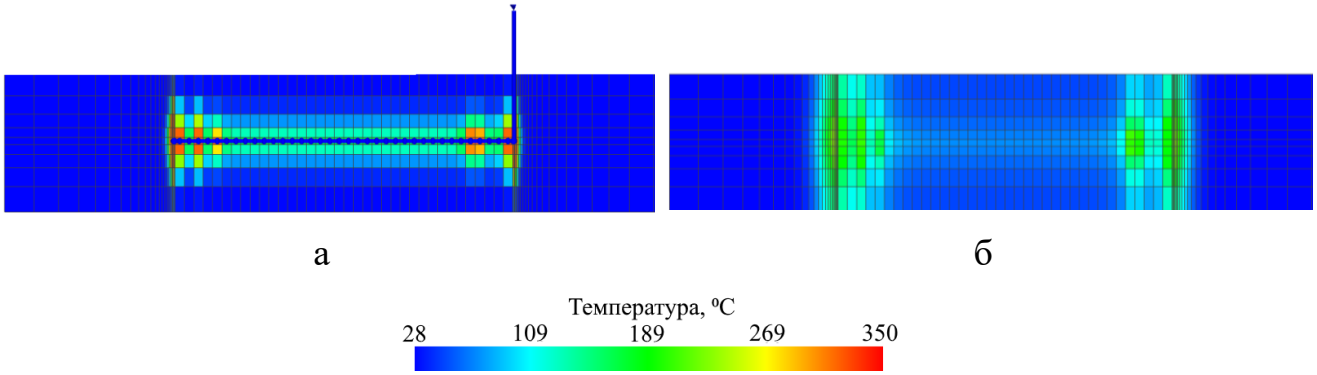


Рисунок 4.8 – Температура пласта после 3-х суток закачки пара для области матрицы породы (а) и трещин (б)

В таблице 4.8 приведены технологические параметры закачиваемого пара для представленных на рисунке 4.9 результатов их закачки. Представленные варианты характеризуются наибольшей накопленной добычей нефти для температур теплоносителя 200, 250 и 300 ºС.

Таблица 4.8 – Технологические параметры закачиваемого пара

Параметр	**Единица измерения**	**№ варианта закачки пара**			
		B1	B2	B3	B4
		B5	B6	B7	B8
		B9	B10	B11	B12
Сухость пара на устье скважины	д.ед.	0,7			
Температура пара на устье	ºС	250	300	300	250
		200	200	200	200
		200	250	250	300
Массовый расход закачиваемого пара	т/сут	50			
Цикл закачки пара	сут	25			
Цикл пропитки пласта	сут	5	10	5	10
		10	20	5	5
		10	10	5	5
Цикл добычи нефти	сут	120	120	240	240
		240	120	120	120
		120	120	240	120

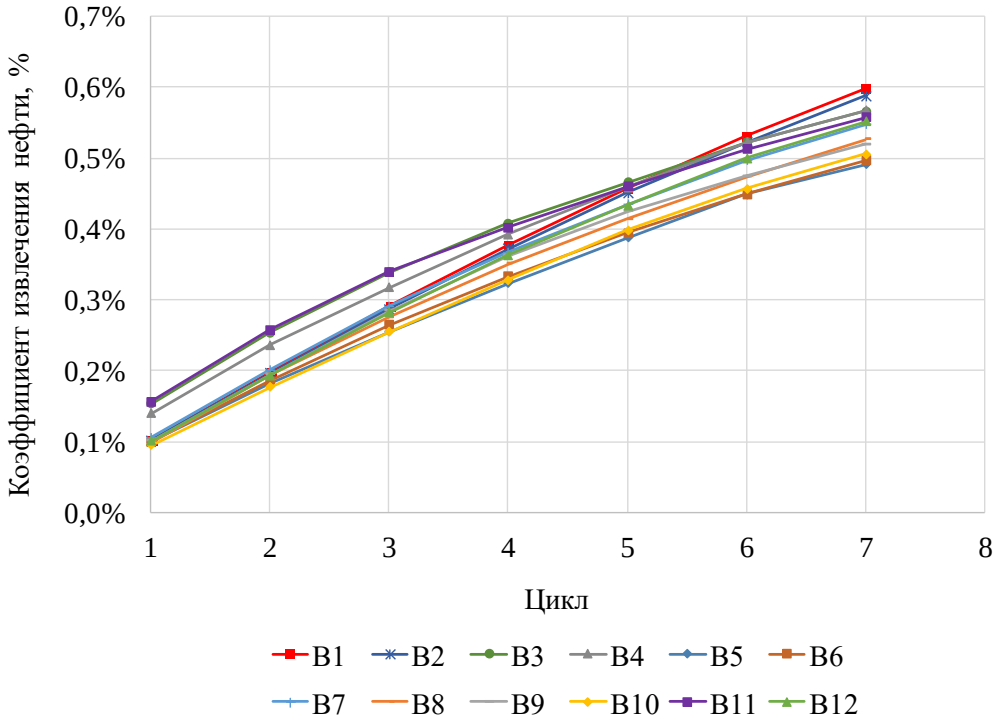


Рисунок 4.9 – Динамика коэффициента извлечения нефти для различных расчетных вариантов

Результаты гидродинамических расчетов закачки водяного пара в трещинно-поровый карбонатный коллектор показывают, что набольшим коэффициентом извлечения нефти характеризуются варианты B1 и B2 с периодом добычи нефти 120 суток – 0,6 % и 0,59 %, соответственно и варианты B11 и B3 с периодом добычи нефти 240 сут – 0,57 % и 0,56 %, соответственно.

В 1-ый цикл закачки пара варианты с периодом добычи нефти 240 суток (за исключением варианта В1 с температурой закачиваемого пара 200 ºС) характеризуются наибольшими значениями КИН с постепенным снижением величины его прироста. На рисунке 4.10 представлена динамика ПНО для рассмотренных вариантов закачки пара, из которой можно заметить, что в 1 - ый цикл закачки пара ПНО наименьшее для всех рассматриваемых вариантов и изменяется в пределах 1,36 – 2,2 т/т с постепенным увеличением до 3,1 – 4,9 т/т. Для вариантов В1 и В2 изменение ПНО в 7 цикле по сравнению с 1 циклом составляет 54 и 55 %, соответственно, а для вариантов В11 и В3 – 249 и 252 %, соответственно. Четырехкратная разница в величине изменения ПНО связана с тем, что для периода добычи нефти в 120 суток наблюдается наличие остаточного теплового поля после проведения очередного цикла (рисунок 4.11). По рисунку 4.11 можно заметить, что температура на 119 день добычи не превышает 75 ºС в матрице пласта, в то время как в области трещин – не выше 53 ºС, а на 239 день добычи – не выше 40 ºС и 32 ºС для области матрицы и трещин, соответственно. Из этого следует, что повышение периода добычи нефти свыше 120 дней необоснованно ввиду отсутствия температурных условий для фильтрации сверхвязкой нефти.

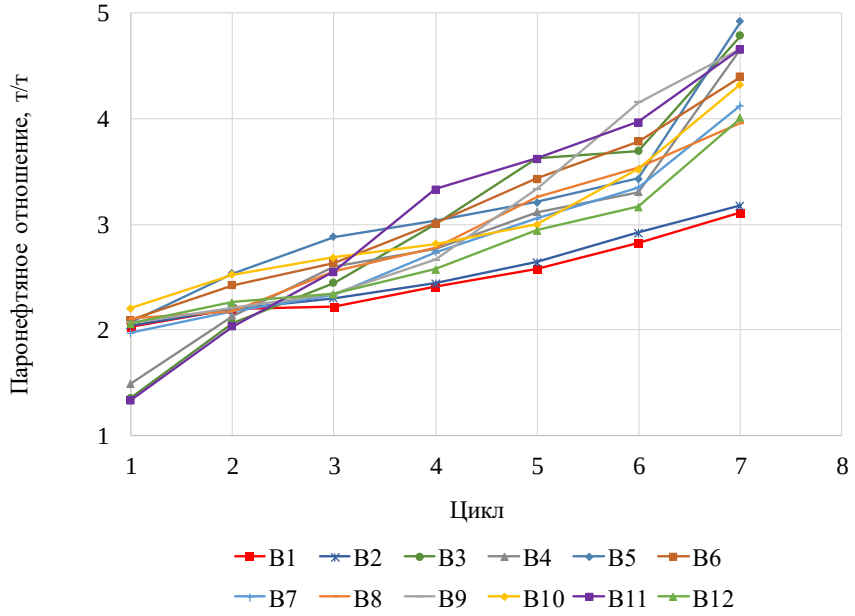


Рисунок 4.10 – Динамика паронефтяного отношения для различных расчетных вариантов

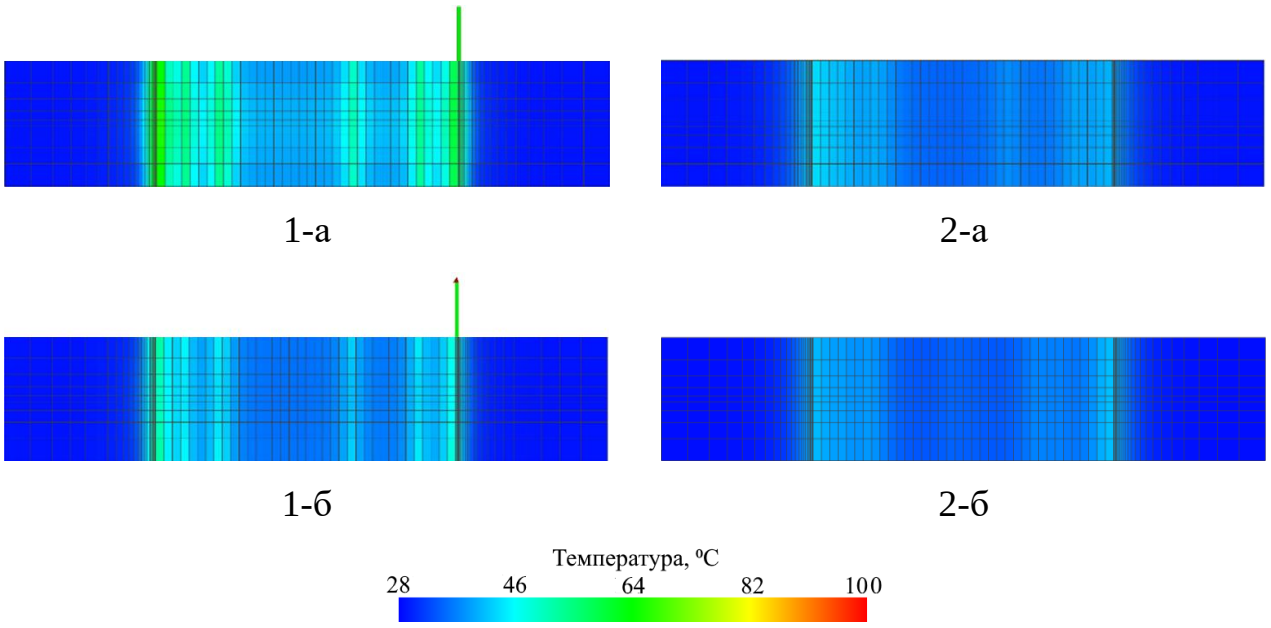


Рисунок 4.11 – Распределение температуры в пласте для варианта В4 для цикла 1 в области матрицы (1) и трещин (2) на 119 день (а) и 239 день (б)

Учитывая вышеуказанное, в качестве базовой модели был выбран вариант В1 с ПНО 2 - 3,1 т/т и накопленной добычей нефти 3581 т.

Стоит отметить, что при закачке пара наблюдается его полная конденсация на расстоянии 0,7 м от ствола скважины (рисунок 4.12), в результате чего происходит экзотермический процесс с дополнительным прогревом пласта. С учетом выделенной энергии температура на забое скважины не превышает 330 ºС, которая, в соответствии с лабораторными исследованиями по определению коэффициента вытеснения нефти водяным паром (раздел 3.8), является критической и характеризуется разрушением призабойной зоны и выносом породы при добыче.

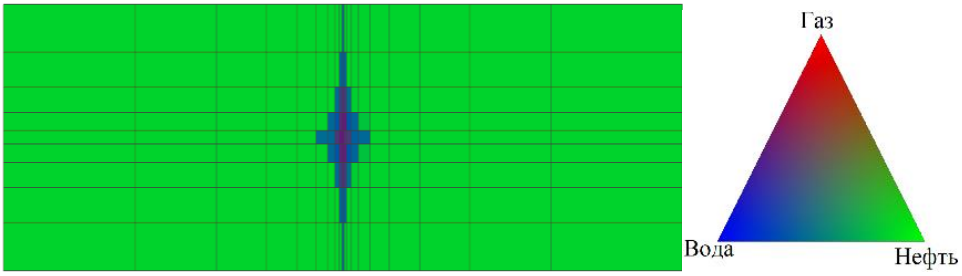


Рисунок 4.12 – Тернарная диаграмма насыщения

С целью определения оптимальных объемов закачки углеводородного растворителя были смоделированы варианты его закачки, отраженные в таблице 4.9. Растворитель закачивался в 1 цикл. Общая масса закачиваемого пара, согласно варианту В1 составляла 1250 т, при этом массовая доля закачиваемого пара была заменена на аналогичную массовую долю углеводородного растворителя. Растворитель закачивался по следующим вариантам: перед закачкой пара («холодный»), после закачки половины планируемого количества пара («половина»), после закачки всего планируемого количества пара («после пара»).

Таблица 4.9 – Технологические параметры закачиваемого пара и растворителя

№ варианта	**Количество пара, % (т)**	**Количество растворителя, % (т)**	**Последовательность закачки**
Р1	99 (1237)	1 (13)	Растворитель - Пар
Р2	98 (1225)	2 (25)	Растворитель - Пар
Р3	95 (1187)	5 (63)	Растворитель - Пар
Р4	90 (1125)	10 (125)	Растворитель -Пар
Р5	75 (937)	25 (313)	Растворитель - Пар
Р6	50 (625)	50 (625)	Растворитель - Пар
Р7	99 (1237)	1 (13)	Пар - Растворитель - Пар
Р8	98 (1225)	2 (25)	Пар - Растворитель - Пар
Р9	95 (1187)	5 (63)	Пар - Растворитель -Пар
Р10	90 (1125)	10 (125)	Пар - Растворитель -Пар
Р11	75 (937)	25 (313)	Пар - Растворитель -Пар
Р12	50 (625)	50 (625)	Пар - Растворитель -Пар
Р13	99 (1237)	1 (13)	Пар - Растворитель
Р14	98 (1225)	2 (25)	Пар - Растворитель
Р15	95 (1187)	5 (63)	Пар - Растворитель
Р16	90 (1125)	10 (125)	Пар - Растворитель
Р17	75 (937)	25 (313)	Пар - Растворитель
Р18	50 (625)	50 (625)	Пар - Растворитель

Цикл №2 и последующие проводились без закачки углеводородного растворителя.

На рисунке 4.13 представлен график зависимости накопленной дополнительной добычи нефти от количества закачанного растворителя для различных вариантов ее закачки в сравнении с ПЦО по варианту В1.

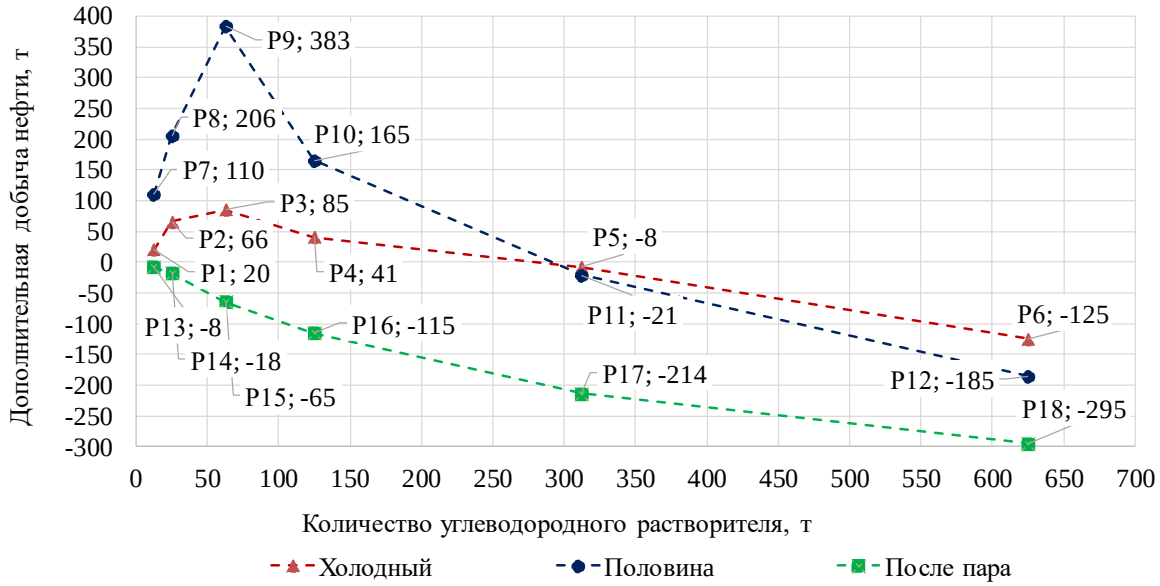


Рисунок 4.13 – Сопоставление дополнительной добычи нефти от количества закачанного растворителя для различных моментов его закачки

Как видно из рисунка 4.13 закачка растворителя в любом количестве после прокачки пара способствует снижению накопленной добычи нефти. Причиной значительного падения добычи нефти являлось снижение температуры пласта в результате закачки растворителя, удельная теплоемкость которого выше, чем у породы пласта и вмещающих флюидов. (рисунок 4.14).

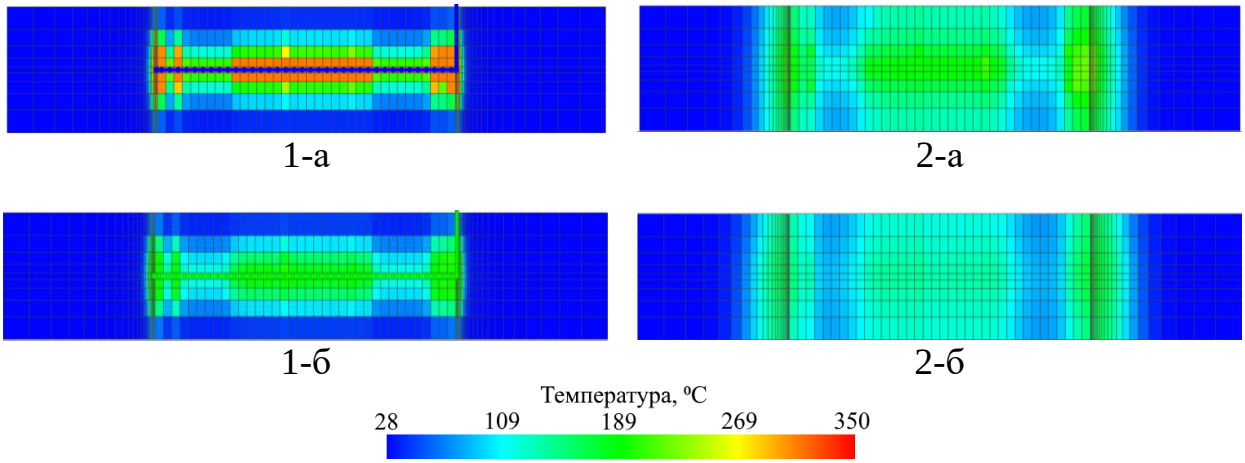


Рисунок 4.14 – Распределение температуры в матрице пласта (1) и в трещинах (2) после закачки пара (а) и растворителя (б) для варианта Р4

Важным технологическим вопросом закачки углеводородных растворителей является возможность их прокачки в непрогретый пласт, насыщенный сверхвязкой нефтью. Как видно из рисунка 4.15 для условий трещинно-порового карбонатного коллектора практически весь объем прокаченного растворителя поступает в

область трещин, характеризующуюся значительно большей проницаемостью. Максимальный радиус воздействия углеводородным растворителем составляет 11,8 м для матрицы и 30,2 м для области трещин.

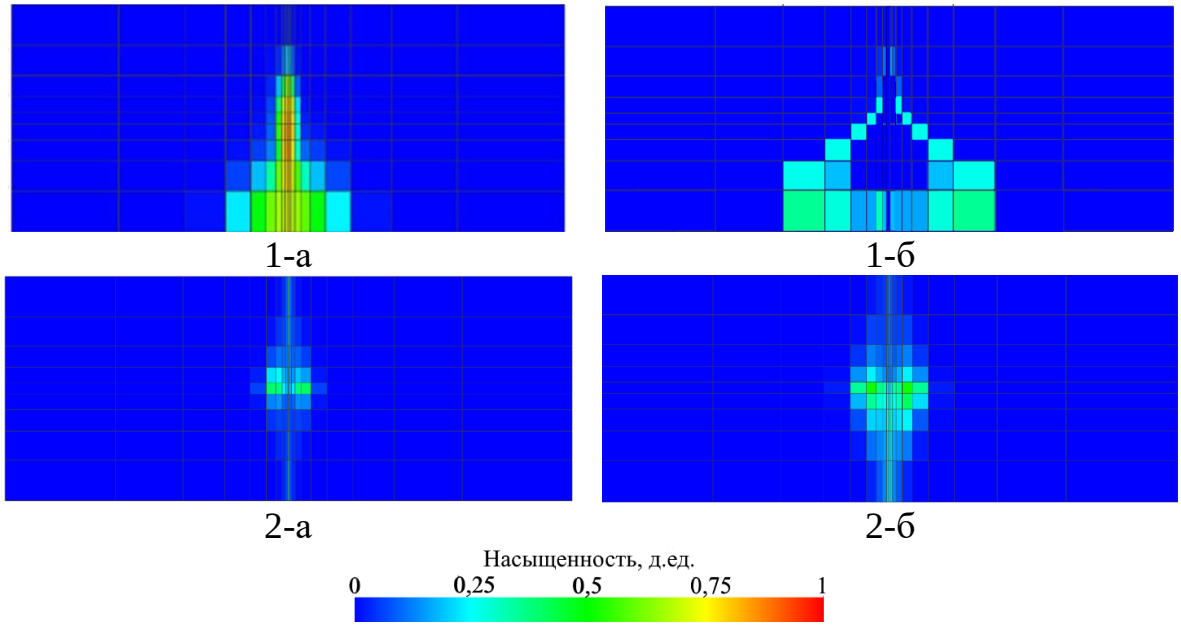


Рисунок 4.15 – Распределение углеводородного растворителя в трещинах (1) и в матрице (2) для варианта Р3:

а – после закачки всего объема растворителя; б – после закачки всего объема пара.

Как было видно из рисунка 4.15 углеводородный растворитель при его закачке перед паром располагается преимущественно в области кровли пласта. Согласно уравнению (4.5), которое используется в гидродинамических симуляторах для определения теплопотерь в окружающие горные породы, растворитель, обладая значительно меньшей теплопроводностью по сравнению со сверхвязкой нефтью, снижает теплопотери в окружающие горные породы:

$$-K_R \cdot \frac{\partial T}{\partial z} = K_{RP} \cdot \left(\frac{\theta}{d} - p\right), \qquad (4.7)$$

где K_R – коэффициент теплопроводности для ячейки пласта, Дж/(с·м·°С); z – расстояние между граничной ячейкой продуктивного пласта и окружающими ячейками, м; T – температура, °С; d – диффузионная длина, м; Θ – температура окружающей горной породы на границе с продуктивным пластом, °С; P – коэффициент теплоизоляции °С/м, вычисляемый в работе [123].

За счет снижения тепловых потерь через выше- и нижележащие горные породы, закачка углеводородного растворителя способствует увеличению области

прогрева в горизонтальном направлении. На рисунке 4.16 представлены области прогрева пласта для варианта В1 (без закачки углеводородного растворителя) и для варианта Р4 с предварительной закачкой углеводородного растворителя в объеме 10 % от объема пара. Можно заметить, что для варианта Р4 область прогрева больше в горизонтальном направлении и достигает 11 м, в то время как для варианта В1 – 6,2 м.

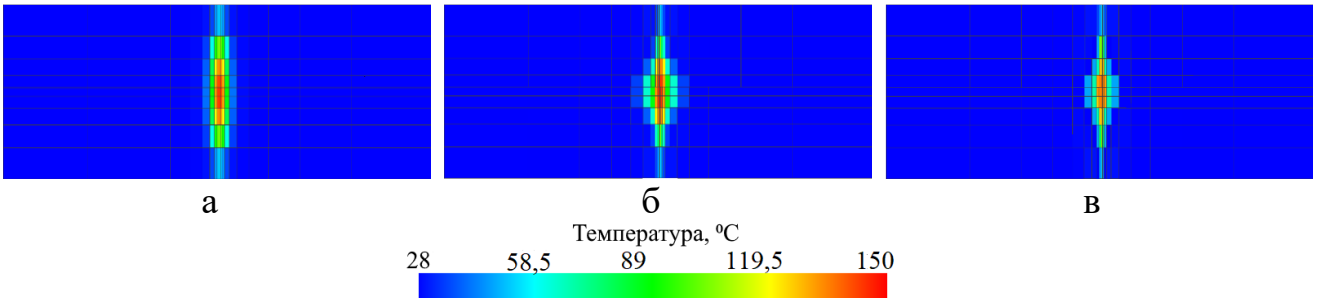


Рисунок 4.16 – Распределение температуры в матрице пласта для вариантов:

а – В1; б – Р4; в – Р11

Как было видно из таблицы 4.13, замена 10 % пара и более на аналогичное массовое количество углеводородного растворителя снижает дополнительную добычу нефти, а при замене свыше 25 % – эффект по сравнению с ПЦО отрицательный. На рисунке 4.17, б и 4.17, в приведено распределение температуры в матрице пласта для вариантов Р4 и Р11 для временного шага, соответствующего одинаковому количеству закачки пара. Заметно, что на расстоянии 11 м от ствола скважины в горизонтальном направлении температура пласта для варианта Р4 составляет 81 °С, а для Р11 – не более 35 °С. Соответственно, при соотношении закачиваемого пара и растворителя 90/10 и менее, основная энергия теплоносителя тратится на прогрев не целевого пласта и содержащихся флюидов, а углеводородного растворителя.

В таблице 4.10 сведены расчетные параметры для всех вариантов закачки растворителя, среди которых представлены значения, характеризующие отношение массы закачанного растворителя к массе дополнительной добычи нефти (РНО). Необходимо отметить, что повышение величины РНО свидетельствует о снижении эффективности закачки растворителя, а отрицательные величины (варианты Р5, Р6, Р11-Р18) – об отрицательном эффекте

влияния растворителя на дополнительную добычу нефти. Наименьшего РНО 0,11 и 0,12 т/т удается добиться для вариантов Р7 и Р8, соответственно.

Таблица 4.10 – Расчетные параметры для всех вариантов закачки растворителя

№	РНО, т/т	Количество извлечённого из пласта растворителя,% (т)								
		Цикл								Сумма
		1	2	3	4	5	6	7	8	
Р1	0,63	62 (7,75)	9 (1,13)	2 (0,25)	1,5 (0,19)	1 (0,13)	1 (0,13)	1 (0,13)	0,5 (0,06)	78 (9,75)
Р2	0,38	61 (15,2)	8,5 (2,13)	4 (1)	1 (0,25)	1 (0,25)	0,5 (0,13)	0,5 (0,13)	0,5 (0,13)	77 (19,3)
Р3	0,74	59 (36,9)	8 (5)	4 (2,5)	1 (0,63)	0,5 (0,32)	0,5 (0,32)	0,5 (0,32)	0,5 (0,32)	74 (46,3)
Р4	3,05	55 (68,8)	8 (10)	3 (3,75)	1 (1,25)	1,5 (1,88)	0,5 (0,63)	0,5 (0,63)	0,5 (0,63)	70 (87,5)
Р5	-39,06	49 (153)	8 (25)	3 (9,38)	0,5 (1,56)	0,5 (1,56)	0,5 (1,56)	0,5 (1,56)	0,5 (1,56)	62,5 (195)
Р6	-5,00	36 (225)	9 (56,2)	4 (25)	1 (6,25)	1 (6,25)	0,5 (3,13)	0,5 (3,13)	0,5 (3,13)	52,5 (328)
Р7	0,11	80 (10)	4 (0,5)	1 (0,13)	1 (0,13)	0,5 (0,06)	0,5 (0,06)	0 (0)	0 (0)	87 (10,9)
Р8	0,12	76 (19)	5 (1,25)	1 (0,25)	0,5 (0,13)	0,5 (0,13)	0,5 (0,13)	0 (0)	0 (0)	83,5 (20,9)
Р9	0,16	71 (44,4)	6 (3,75)	2 (1,25)	1,5 (0,94)	0,5 (0,32)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	81 (50,6)
Р10	0,76	75 (93,8)	6 (7,5)	3 (3,75)	1,5 (1,88)	1 (1,25)	0,5 (0,63)	0 (0)	0 (0)	80 (108)
Р11	-14,88	66 (206)	7 (21,9)	3 (9,38)	2 (6,25)	1,5 (4,69)	1 (3,13)	0,5 (1,56)	0 (0)	79 (253)
Р12	-3,38	56 (350)	8 (50)	4 (25)	2 (12,5)	1,5 (9,38)	1 (6,25)	0,5 (3,13)	0 (0)	73 (456)
Р13	-1,56	94 (11,8)	1 (0,13)	0,5 (0,06)	0,5 (0,06)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	96 (12)
Р14	-1,39	91 (22,8)	2 (0,5)	1,5 (0,38)	0,5 (0,13)	0,5 (0,13)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	95,5 (23,9)
Р15	-0,96	88 (55)	2 (1,25)	1,5 (0,94)	1 (0,63)	0,5 (0,32)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	93 (58,1)
Р16	-1,09	86 (107)	2,5 (3,13)	1,5 (1,88)	1 (1,25)	0,5 (0,63)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	91,5 (114)
Р17	-1,46	77 (240)	3 (9,38)	2 (6,25)	1 (3,13)	0,5 (1,56)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	83,5 (261)
Р18	-1,87	72 (450)	3 (18,7)	2 (12,5)	1,5 (9,38)	1 (6,25)	0,5 (3,13)	0 (0)	0 (0)	80 (500)

Примечание:

*РНО – отношение массы закачанного растворителя к дополнительной добыче нефти (4.8), т/т:

$$\text{РНО} = \frac{Q_р}{\Delta Q_н}, \qquad (4.8)$$

где $Q_р$ – масса закачанного в пласт растворителя, т; $\Delta Q_н$ – масса дополнительной добычи нефти, т.

Учитывая высокую рыночную стоимость растворителя, немаловажным параметром эффективности его применения является возможность повторного использования. В таблице 4.10 было представлено относительное и массовое количество извлеченного из пласта растворителя за каждую фазу, из которой видно, что основная масса ранее закачанного растворителя извлекается в 1 цикл добычи. Общее количество извлеченного растворителя зависит от массы его закачки: увеличение количества закачиваемого растворителя с 12,5 до 625 т способствует снижению относительного количества его извлечения в среднем на 20 %. Стоит отметить, что изменение очередности закачки углеводородного растворителя и пара также значительно влияет на извлечение растворителя: при закачке растворителя перед паром (варианты Р1-Р6) среднее значение извлечения растворителя составляет 69 %, при закачке растворителя между циклами закачки пара (варианты Р7-Р12) – 82 %, а наибольшей средней величины извлечения растворителя 90 % удалось добиться при его закачке после пара (варианты Р13 - Р18), что можно объяснить его минимальной диффузией в нефть. Как видно из рисунков 4.17 максимальный радиус воздействия на нефть углеводородным растворителем достигается при его прокачке перед паром, однако максимальная доля его в нефти значительно ниже, при сравнении с его закачкой после предварительного прогрева пласта и всего объема пара. Полученные данные можно объяснить следующим: при закачке УВ растворителя в холодный пласт отсутствует его диффузия в нефть. После закачки пара, растворитель, преимущественно находящийся в области трещин, вытесняется в удаленную зону пласта и, с постепенным повышением температуры, активнее диффундирует в нефть. В результате того, что прогрев удаленной зоны пласта ограничен, диффузия растворителя в нефть также протекает медленно. Для варианта с предварительным прогревом пласта результаты объясняются следующим: углеводородный растворитель начинает диффундировать в нефть непосредственно в ПЗП, после прокачки оставшейся части пара, не диффундированная в нефть часть растворителя

вытесняется в удаленную зону пласта. При закачке растворителя после всего целевого объема пара, отсутствует механизм, позволяющий оттеснить его в удаленную зону пласта, в результате чего вся реакция протекает непосредственно в ПЗП.

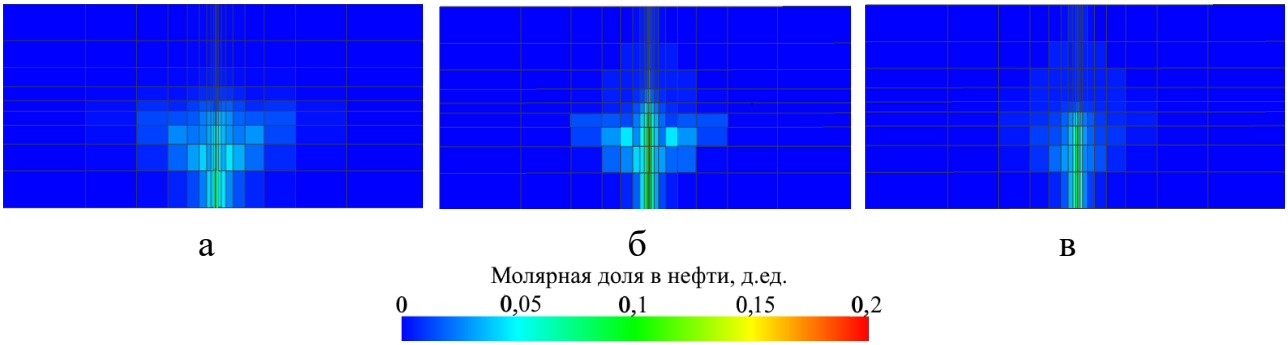


Рисунок 4.17 – Молярная доля растворителя в нефти на конец цикла пропитки для вариантов:

а – Р3; б – Р9; в – Р15

Исходя из результатов гидродинамического моделирования, закачку углеводородного растворителя в трещинно-поровый карбонатный коллектор необходимо производить после предварительного прогрева пласта теплоносителем. Все технологические параметры закачиваемого пара и растворителя приведены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 Технологические параметры при закачке в ПЗП пара и растворителя.

Параметр	**Значение**
Массовый расход закачиваемого пара, м^3/сут	50
Масса закачиваемого пара, т	1187
Сухость пара на устье скважины, д.ед.	0,7
Время закачки пара, сут	25
Период пропитки пласта, сут	5
Период добычи нефти, сут	120
Масса закачиваемого растворителя, т	63

4.4 Выводы по главе 4

1. Результаты теплофизических расчетов в симуляторе многофазного потока отражают необходимость применения теплоизолированных НКТ. Использование стандартных НКТ не позволяет добиться требуемых параметров теплоносителя на забое скважины с учетом технологических ограничений наземного оборудования и давления раскрытия трещин.

2. Для условий трещинно-поровых карбонатных коллекторов возможно повышение эффективности ПЦО заменой части теплоносителя на углеводородный растворитель. Количество и очередность закачки углеводородного растворителя являются критическими факторами, влияющими на количество дополнительно добытой нефти.

2.1. Закачка углеводородного растворителя после прокачки всего планируемого объёма пара способствует охлаждению прогретой зоны пласта и снижению количества добытой нефти. Закачка углеводородного растворителя перед паром позволяет снизить тепловые потери в окружающие горные породы, однако по сравнению с вариантом с предварительным прогревом пласта отличается худшей диффузией в нефть и степенью извлечения из пласта растворителя. Закачку углеводородного растворителя необходимо производить после предварительного прогрева ПЗП и перед закачкой основной массы пара.

2.2. Закачка углеводородного растворителя в количестве более 5 % относительно закачиваемого пара способствует снижению дополнительной добычи нефти в результате ухудшения теплопередачи от пара к породе пласта и охлаждения пласта. Также, при повышении массы закачиваемого в пласт растворителя объем его извлечения из пласта снижается.

ГЛАВА 5 РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ПАРОЦИКЛИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ С УГЛЕВОДОРОДНЫМ РАСТВОРИТЕЛЕМ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА С ТРЕЩИННО-ПОРОВЫМ ТИПОМ КАРБОНАТНОГО КОЛЛЕКТОРА И СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ

5.1 Характеристика используемых компонентов технологии

Технология основана на закачке в предварительно прогретую ПЗП определенного объема углеводородного растворителя с дальнейшей продавкой водяным паром и выдержкой на пропитку.

Для реализации технологии пароциклического воздействия на ПЗП с закачкой углеводородного растворителя в добывающую скважину могут использоваться растворители, прошедшие лабораторные исследования, по результатам которых:

- доказана совместимость с нефтью (отсутствие образования отложений при контакте);
- выявлено снижение вязкости нефти при смешении с растворителем;
- установлено соответствие токсикологическим нормам безопасности.

В таблице 5.1 представлены физико-химические свойства керосина ТС-1, отвечающего представленными выше требованиями.

Таблица 5.1 – Физико-химические свойства керосина ТС-1

Наименование показателя	**Значение**
Внешний вид при 20 °С	Однородная жидкость светло-желтого цвета
Объемная доля моноциклических ароматических соединений (в том числе бензола), %	Не более 22 %
Доля фракции, выкипающей до 230 °С, %	Не менее 90
Массовая доля воды, %	Не более 0,1
Температура начала перегонки, °С	150
Плотность при 20 °С, кг/м^3	Не менее 780

5.2 Область эффективного применения технологии

Анализ литературных источников, а также проведенные физико-математические исследования позволили выделить область эффективного применения технологии пароциклического воздействия с закачкой углеводородного растворителя:

1. Технология реализуется на добывающих скважинах с горизонтальным окончанием, вскрывших залежи сверхвязкой нефти.
2. Тип коллектора – карбонатный коллектор трещинно-порового типа.
3. Геолого-физические ограничения:

- проницаемость породы – не менее 0,5 мкм^2;
- нефтенасыщенная толщина – не менее 6 м;
- начальная нефтенасыщенность – не менее 60 % от объема пор;
- пористость – не менее 0,15;
- отсутствием водоносных пропластков;
- вязкость нефти в пластовых условиях – не менее 300 мПа·с.

5.3 Технические требования к технологии

С целью успешности реализации разработанной технологии необходимо:

1. В процессе добычи жидкости производить контроль температуры на приёме насоса и по всей длине горизонтальной скважины, что возможно с использованием волоконно-оптической системы скважинной термометрии.
2. Для производства и закачки в ПЗП пара использовать следующее оборудование: парогенератор, подводящие паропроводы, устьевая арматура и подземное оборудование скважин. Подземное оборудование, в зависимости от конструкции и добычных возможностей, подбирается под каждую скважину индивидуально.
3. Все паровые котлы оборудовать установками для докотловой обработки воды.
4. Устье скважин оборудовать специальной арматурой, состоящей из запорных устройств (задвижек и вентилей), тройников, катушек, фитингов-

крестовиков и устройств, компенсирующих тепловые удлинения колонн насосно-компрессорных труб и подводящего трубопровода.

5. На этапе строительства скважин, при их креплении предусмотреть мероприятия для компенсации температурных напряжений, а для цементирования колонн в интервалах, подлежащих тепловым воздействиям, применять термостойкие цементы.

6. При оснащении скважины пакерным устройством, температурное удлинение насосно-компрессорных труб компенсировать внутри скважин термокомпенсаторами, а на устье – с использованием шарнирного соединения, входящего в комплект выпускаемых паровых устьевых арматур.

7. В фазе добычи скважины измерять дебит и обводненность, отбирать устьевые пробы жидкости.

8. Насосные установки располагать на расстоянии не менее 10 м от устья скважины, расстояние между ними должно быть не менее 1 м. Другие установки для выполнения работ размещать на расстоянии не менее 25 м от устья скважины.

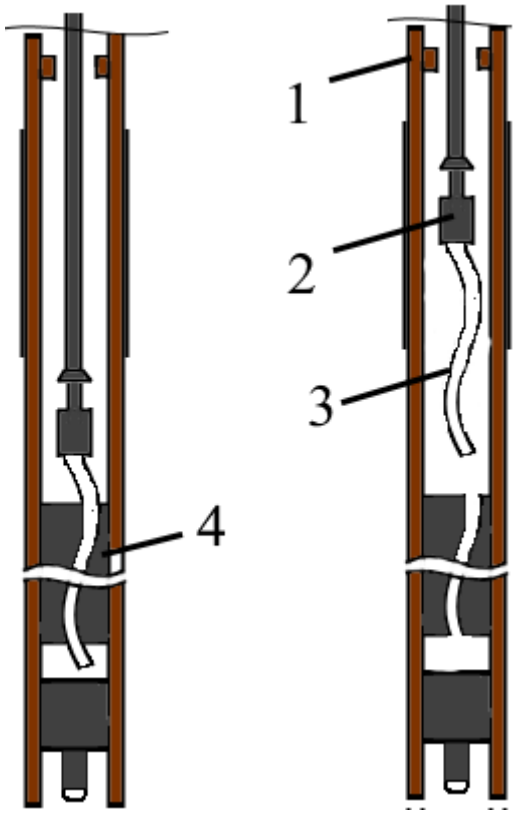
9. При закачке жидкостей на устье скважины измерять давление и температуру. Давление закачки не должно превышать максимально допустимое для эксплуатационной колонны и пласта, которое для трещинно-поровых коллекторов может быть рассчитано по формуле 4.1.

10. Выбранную для паротепловой обработки скважину оборудовать исследовательской площадкой, манометром, термометром и вентилем для отбора проб жидкостей и газа.

11. Закачку углеводородного растворителя осуществлять с использованием стандартного оборудования устья скважины, механизмов и агрегатов:

- дозировочные электронасосные агрегаты типа НД, НДР или аналоги;
- резервуары для хранения растворителя или автоцистерны типа ЦП- 500, ЦР-7АП или аналоги;
- насосные агрегаты типа АНЦ-320 или аналоги.

12. Закачку растворителя и пара в ПЗП производить без подъёма внутрискважинного оборудования. Для этого необходима эксплуатация скважин винтовыми насосами с применением однорядной подвески НКТ. Статор и ротор должен изготавливаться из металла, что позволит при подъеме ротора закачивать пар непосредственно через насос (рисунок 5.1).



а б

Рисунок 5.1 – Схема винтового насоса

а) в рабочем положении; б) в режиме закачки пара

1 – НКТ; 2 – муфта для подвеса штанг; 3 – ротор; 4 – статор

5.4 Реализация технологического процесса

Разработанная технология ПЦО с растворителем проводится дозированной закачкой растворителя в призабойную зону скважины после предварительного ее прогрева паром. Необходимый объем растворителя зависит от геолого-физических свойств пласта и физико-химических свойств вмещающих флюидов, и для каждой скважины определяется индивидуально на основании лабораторных исследований. Углеводородный растворитель закачивается в 1 фазу ПЦО.

Основные этапы реализации ПЦО с растворителем:

1. Определить необходимый объем растворителя ($V_р$, м³), исходя из условия, что масса растворителя составляет 5 % от массы закачиваемой воды (на основе гидродинамических расчетов) по уравнению (5.1):

$$V_р = 0{,}05 \cdot \frac{m_в}{\rho_в}, \qquad (5.1)$$

где $m_в$ – масса воды, кг; $\rho_в$ – плотность воды в поверхностных условиях, кг/м³.

2. Завезти на скважину необходимое количество растворителя и технологической жидкости.

3. Произвести обвязку наземного оборудования с устьем скважины согласно схеме на рисунке 5.2.

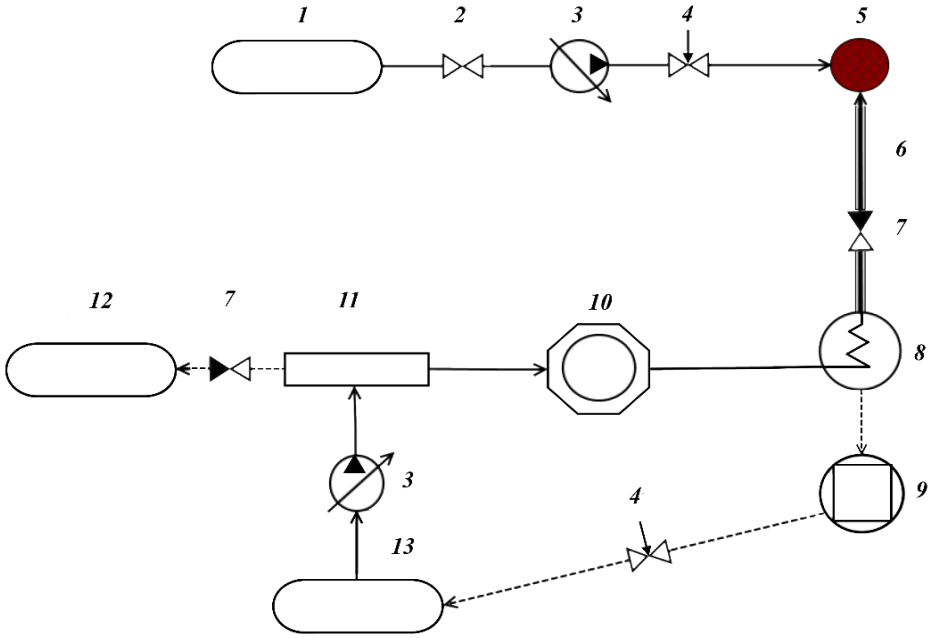


Рисунок 5.2 – Схема размещения наземного оборудования для комплексного воздействия на призабойную зону углеводородным растворителем и паром:

1 – резервуар с растворителем; 2 – задвижка; 3 – насос; 4 – клапан регулирующий; 5 – скважина; 6 – паропровод; 7 – клапан обратный; 8 – парогенератор; 9 – пусковой сепаратор; 10 – блок удаления кислорода; 11 – блок водоподготовки; 12 – резервуар дренажный; 13 – резервуар с водой.

4. Опрессовать нагнетательную линию на полуторакратное ожидаемое рабочее давление, не превышающее максимально допустимое давление на эксплуатационную колонну скважины.

5. Произвести подачу пара для прогрева призабойной зоны пласта при рабочем давлении, не превышающем давление гидроразрыва пласта, а при наличии трещин – не превышающем давления раскрытия трещин.

6. Произвести закачку углеводородного растворителя в целевом объеме с максимально допустимой для применяемого оборудования скоростью.

7. Осуществить закачку целевого количества пара.

8. Остановить скважину на фазу пропитки, рассчитываемую на основе аналитических выражений или ГДМ.

9. Приступить к фазе добычи нефти после достижения температуры на забое ГС ниже температуры парообразования воды при соответствующем давлении на приёме насоса, но выше значения «эффективной температуры».

10. При невозможности закачать весь целевой объем углеводородного растворителя за 1 цикл, повторить мероприятия согласно пунктам 4-5, до полной закачки всего объема растворителя.

5.5 Методика расчета основных параметров технологии

С целью расчета технологического эффекта от пароциклического воздействия с закачкой углеводородного растворителя в горизонтальную скважину была разработана математической модель, имеющая следующие допущения:

- для фазы закачки пара тепловые потери из прогретой зоны в продуктивный пласт-коллектор считаются незначительными, но учитываются потери в окружающие горные породы;
- для фазы пропитки учитывается потери тепла через выше- и нижележащие горные породы;
- температура области паровой камеры равна температуре пара для цикла закачки;
- изменение давления и насыщенностей учитывается по материальному балансу, однако между циклами скважина не простаивает;
- закачиваемый растворитель диффундирует в нефть только в период фазы пропитки;

- механизм повышения добычи нефти при закачке растворителя заключается в снижении вязкости нефти и коэффициента тепловой диффузии;
- учитывается зависимость относительных фазовых проницаемостей от температуры, однако форма ОФП при температурах выше 100 °С принимается постоянной.

Схематичное изображение основных элементов рассчитываемой модели представлено на рисунке 5.3.

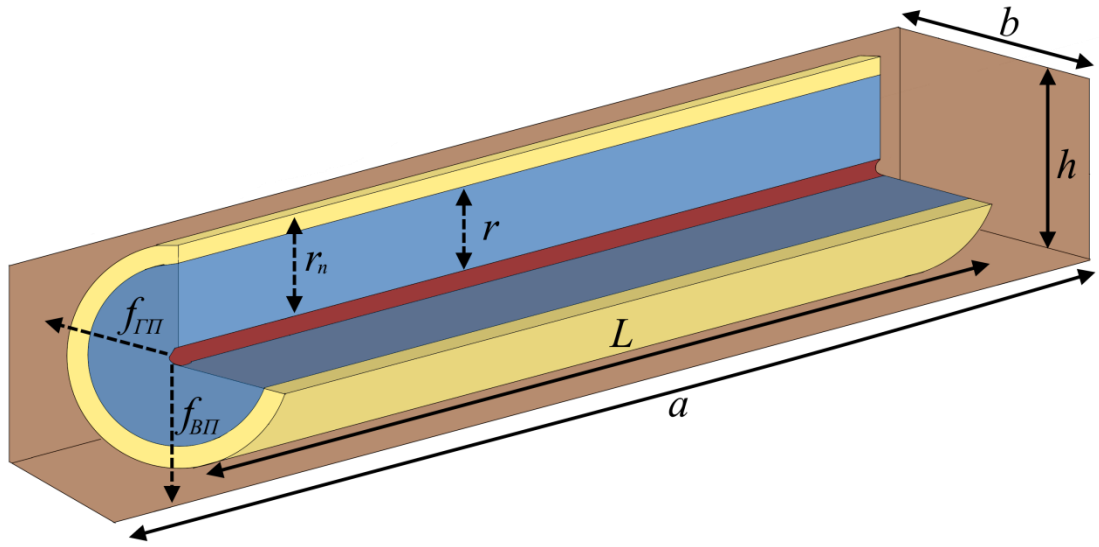


Рисунок 5.3 – Схематичное изображение ГС с основными параметрами математической модели

Последовательность расчетов включает следующие этапы:

1. Определяется объем паровой камеры $V_П$, м³, по следующей формуле (5.2) [92]:

$$V_п = \frac{q_п \cdot t_{наг} \cdot q_i + H_{ост}}{(\rho c)_t \cdot (T_п - T_{пл})}, \quad (5.2)$$

где $q_п$ – темп закачки пара, кг/сут; $t_{наг}$ – время нагнетания пара, сут; q_i – количество тепла в массе пара (5.3), кДж/кг; $(\rho c)_t$ – объемная теплоемкость породы и вмещающих флюидов (5.5), кДж/(м^3·°С); $T_п$ – температура пара на забое скважины, °С; $T_{пл}$ – начальная температура пласта, °С; $H_{ост}$ – количество тепла, оставшееся с предыдущего цикла, Дж. Для первого цикла $H_{ост} = 0$.

$$q_i = C_в(T_п - T_{пл}) + L_п\chi, \quad (5.3)$$

где Св – удельная теплоемкость воды (5.4), кДж/(кг·ºС); $L_п$–скрытая теплота парообразования в пластовых условиях, кДж/кг; χ – сухость пара на забое, д.ед.

$$C_в = \frac{h_в(T_п) - h_в(T_{пл})}{T_п - T_{пл}}, \quad (5.4)$$

где $h_в(T_п)$ – удельная энтальпия воды на забое скважины, кДж/кг; $h_в(T_{пл})$ – удельная энтальпия воды при начальной температуре пласта, кДж/кг.

$$(\rho c)_t = (1 - m) \cdot M_\sigma + m \cdot [(1 - S_{в.н.}) \cdot M_н + S_{в.н.} \cdot M_в], \quad (5.5)$$

где M_σ – объемная теплоемкость горной породы, кДж/(м^3·°С); m – пористость, д.ед., $S_{в.н}$ – текущая водонасыщенность пласта, д.ед., $M_н$ – объемная теплоемкость нефти (5.6), кДж/(м^3·°С); $M_в$ – объемная теплоемкость воды (5.7), кДж/(м^3·°С).

$$M_н = (0{,}001 \cdot \rho_{н.т.} + 1{,}69) \cdot T, \quad (5.6)$$

где $\rho_{н.т.}$ – плотность нефти при температуре, кг/м^3.

$$M_в = C_в \rho_{в.т.}, \quad (5.7)$$

где $\rho_{в.т.}$ – плотность воды при температуре, кг/м^3.

2. Рассчитывается радиус паровой камеры по формуле (5.8) [126]:

$$r_п = \sqrt{\frac{V_п}{\pi \cdot L}}, \quad (5.8)$$

где L – длина горизонтального участка скважины, м.

3. Определяется водонасыщенность Sв в прогретой зоне (5.9) [59]:

$$S_в = S_{в.н.} + \frac{W_{наг}}{PV}, \quad (5.9)$$

где $S_{в.н.}$ – начальная водонасыщенность, д.ед.; $W_{наг}$ – вода, закачанная за цикл (5.11), м^3; $W_{доб}$ – добытая вода, м^3; PV – объем пор в прогретой зоне (5.10), м^3.

$$PV = m \cdot V_п, \quad (5.10)$$

$$W_{наг} = Q_в \cdot t, \quad (5.11)$$

4. На конец цикла пропитки и каждого дня добычи производится расчет средней температуры (5.12):

$$T_{ср} = T_{пл} + (T_п - T_{пл})[f_{HD} f_{VD}(1 - f_{PD}) - f_{PD}], \quad (5.12)$$

где f_{HD} – горизонтальные потери тепла, д.ед.; f_{VD} – вертикальные потери тепла, д.ед.; f_{PD} – потери тепла при добыче, д.ед.

Горизонтальные потери тепла определяются приближенным решением зависимости (5.13):

$$\alpha \frac{\partial^2 f}{\partial x^2} = \frac{\partial f}{\partial t}, \tag{5.13}$$

где f – безразмерный температурный коэффициент (5.14):

$$f = \left(\frac{T - T_{пл}}{T_п - T_{пл}}\right) \tag{5.14}$$

С учетом геометрии паровой камеры и граничных условий (5.15):

$$f_{HD} = \frac{1}{\sqrt{1 + 5t_{DV}}}, \tag{5.15}$$

где t_{DH} – безразмерное время считается по (5.16):

$$t_{DH} = \frac{\alpha(t - t_{inj})}{r_п^2}, \tag{5.16}$$

Вертикальные потери тепла считаются по (5.17, 5.18):

$$f_{VD} = \frac{1}{\sqrt{1 + 5t_{DV}}}, \tag{5.17}$$

$$t_{DV} = \frac{4\alpha(t - t_{inj})}{h^2}, \tag{5.18}$$

где h – толщина пласта, м.

5. Потери тепла за счет добычи нефти и воды рассчитываются по (5.19) интегральным методом [59]:

$$f_{PD} = \frac{1}{2Q_{max}} \int_0^t 5{,}615(Q_н M_н + Q_в M_в)(T_{ср}^{n-1} - T_{пл}), \tag{5.19}$$

или по (5.20)

$$f_{PD}{}^{n} = f_{PD}{}^{n-1} + \Delta f_{PD}, \tag{5.20}$$

где Δf_{PD} – приращение теплопотерь за расчетный период (5.21), д.ед.:

$$\Delta f_{PD} = \frac{5{,}615(Q_н M_н + Q_в M_в)(T_{ср}^{n-1} - T_{пл})\Delta t}{2H_{max}}, \tag{5.21}$$

где H_{max} – наибольшее количество тепла, подведенное к пласту (5.22), Дж; $Q_н$ – дебит скважины по нефти, м^3/с; $Q_в$ – дебит скважины по воде, м^3/с.

$$H_{max} = H_{наг} + H_{ост} - 2R_h L K_R (T_п - T_{пл}) \sqrt{\frac{T_{soak}}{\pi\alpha}}, \quad (5.22)$$

где α – пластовая термическая диффузия, T_{soak} – время пропитки, с; K_R – коэффициент теплопроводности пласта, Дж/(с·м·°С); $H_{наг}$ – количество тепла, подаваемое за цикл (5.23), Дж.

$$H_{наг} = 350 q_i q_п t_{наг} \quad (5.23)$$

6. Расчет притока нефти на единицу длины ГС по уравнению (5.24):

$$q_o = \frac{\left(2\pi \cdot \frac{kk_o}{\mu_o B_o} \frac{(P_{пл_i} - p_{wf})}{ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} + \frac{\pi k k_o}{\mu_o B_o} \frac{\rho_o g r_e}{ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} + \frac{\pi k k_o}{\mu_o B_o} \frac{\rho_o g (r_e - r_w)}{ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \right)}{1/86400} \quad (5.24)$$

где q_o – дебит по нефти, м^3/сут; p_r – пластовое давление, Па; p_{wf} – забойное давление, Па; k – абсолютная проницаемость пласта, м^2; k_o – относительная проницаемость пласта по нефти; B_o – объемный коэффициент нефти; r_w – радиус скважины, м; ρ_o – плотность нефти, кг/м^3; g – ускорение свободного падения, м/с^2; μ_o – вязкость нефти, Па·с.

7. Определяется дебит скважины по нефти по уравнению (5.25):

$$Q_o = q_o \cdot L, \quad (5.25)$$

L – длина горизонтального участка скважины, м.

8. Расчет дебита скважины по воде по уравнению (5.26):

$$q_w = \frac{\left(2\pi \cdot \frac{k k_w}{\mu_w B_w} \frac{(P_{пл_i} - p_{wf})}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} + \frac{\pi \cdot k k_w}{\mu_w B_w} \frac{\rho_w g r_e}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} + \frac{\pi \cdot k k_w}{\mu_w B_w} \frac{\rho_w g (r_e - r_w)}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \right)}{1/86400}, \quad (5.26)$$

где q_w – дебит скважины по воде, м^3/сут; k_w – относительная проницаемость пласта по воде; B_w – объемный коэффициент нефти; ρ_w – плотность воды, кг/м^3.

9. Определяется дебит скважины по воде по уравнению (5.27):

$$\mathrm{Q_w} = \mathrm{q_w} \cdot \mathrm{L} \tag{5.27}$$

10. Для определения дебита скважины по нефти при закачке растворителя используется следующее выражение (5.28):

$$q_{o_s} = L \cdot 86400 \cdot \left(\begin{array}{c} 2\pi \cdot \frac{kk_o}{\mu_{os} B_o} \frac{\left(\mathrm{P_(пл_}i\,) - p_{wf}\right)}{ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} + \pi \cdot \frac{kk_o}{\mu_{os} B_o} \frac{\rho_o g r_e}{ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} + \\ + \frac{2\pi \cdot kk_o}{\mu_{os} B_o} \frac{\rho_o g (r_e - r_w)}{ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \end{array} \right), \tag{5.28}$$

где μ_{os} – среднее значение коэффициента динамической вязкости смеси нефти и углеводородного растворителя по радиусу воздействия (5.29), Па·с.

$$\mu_{os} = \frac{\sum_0^{r_{C=0}} \mu_{\text{нр}}}{1000 \cdot r_{C=0}}, \tag{5.29}$$

где $\mu_{\text{нр}}$ – динамическая вязкость нефти в зависимости от концентрации растворителя и температуры, мПа·с; С – концентрация растворителя в нефти на расстоянии r определяется по (5.30):

$$\mathrm{C(r, T_{ср})} = \left(1 - erf\left(\frac{dr_e}{2 \cdot \left(D\mathrm{T_{ср}}\right)^{0{,}5}}\right)\right), \tag{5.30}$$

где D – коэффициент диффузии растворителя в нефть при средней температуре в пласте $\mathrm{T_{ср}}$, см^2/с. Определяется по (3.8).

Радиус зоны насыщенности пласта растворителем ($\mathrm{R_р}$) определяется по следующей зависимости (5.31):

$$R_{\text{р}} = \mathrm{r_п} - \sqrt{\frac{\mathrm{V_р}}{\pi \cdot m \cdot (1 - \mathrm{S_в} - \mathrm{S_н}) \cdot L}} \tag{5.31}$$

11. Величина пластового давления на конец цикла закачки пара и растворителя определяется по следующей зависимости (5.32):

$$\mathrm{P_{пл}}_i = \mathrm{P_{пл}}_{i-1} + \frac{\mathrm{q_п} \cdot \mathrm{t_{наг}} + V_{\text{р}}}{\text{НГЗ} \cdot \frac{\left(\mathrm{c_п} + \mathrm{c_в} \cdot \mathrm{S_в}_i + c_{\text{н}} \cdot (1 - \mathrm{S_в}_i)\right)}{(1 - \mathrm{S_в}_i)}}, \tag{5.32}$$

где НГЗ – начальные запасы нефти в пластовых условиях (5.33), м^3; $\mathrm{c_п}$ – сжимаемость породы, 1/Па; $\mathrm{c_в}$ – сжимаемость воды, 1/Па; $c_н$ – сжимаемость нефти, 1/Па.

$$\mathrm{НГЗ} = a \cdot b \cdot \mathrm{m} \cdot h \cdot (1 - \mathrm{S_{в.н.}}), \tag{5.33}$$

где a и b – размеры рассчитываемой области по ширине и длине, м.

12. Величина пластового давления на конец каждого временного шага добычи равна (5.34):

$$\mathrm{P_{пл}}_i = \mathrm{P_{пл}}_{i-1} + \frac{(q_{o_i} +\cdot q_{o_{s_i}}) \cdot B_o + q_{w_i} \cdot B_w}{\mathrm{НГЗ} \cdot \frac{\left(\mathrm{c_п} + \mathrm{c_в} \cdot \mathrm{S_в}_i + c_н \cdot (1 - \mathrm{S_в}_i)\right)}{(1 - \mathrm{S_в}_i)}}, \tag{5.34}$$

где $\mathrm{P_{пл}}_i$ – пластовое давление на текущий расчетный шаг; $\mathrm{P_{пл}}_{i-1}$ – пластовое давление на предыдущий расчетный шаг.

13. Удельная энтальпия воды при различных температурах определена по зависимости (5.35):

$$\mathrm{h_в}(T) = 4{,}77 \cdot T - 51{,}4 \tag{5.35}$$

14. После определения добычи нефти и воды уточняется насыщенность по нефти и воде по (5.36) и (5.37), соответственно:

$$\mathrm{S_в} = \mathrm{S_{в_{i-1}}} + \frac{\mathrm{W_{наг}} - \mathrm{q_w}}{PV}, \tag{5.36}$$

$$\mathrm{S_н} = 1 - \mathrm{S_в}, \tag{5.37}$$

где $\mathrm{S_{в_{i-1}}}$ – водонасыщенность на предыдущий день добычи, д.ед.

Исходный код разработанной математической модели пароциклического воздействия с растворителем на призабойную зону скважины с горизонтальным окончанием на языке программирования Python и блок-схема расчетного процесса представлены в приложении Б и В.

Результаты расчета математической модели.

Для проверки корректности полученной математической модели были проведены сравнительные расчеты с однокомпонентной ГДМ с идентичными

свойствами вмещающих флюидов и породы. Графики сравнения основных показателей разработки пласта представлены на рисунке 5.4.

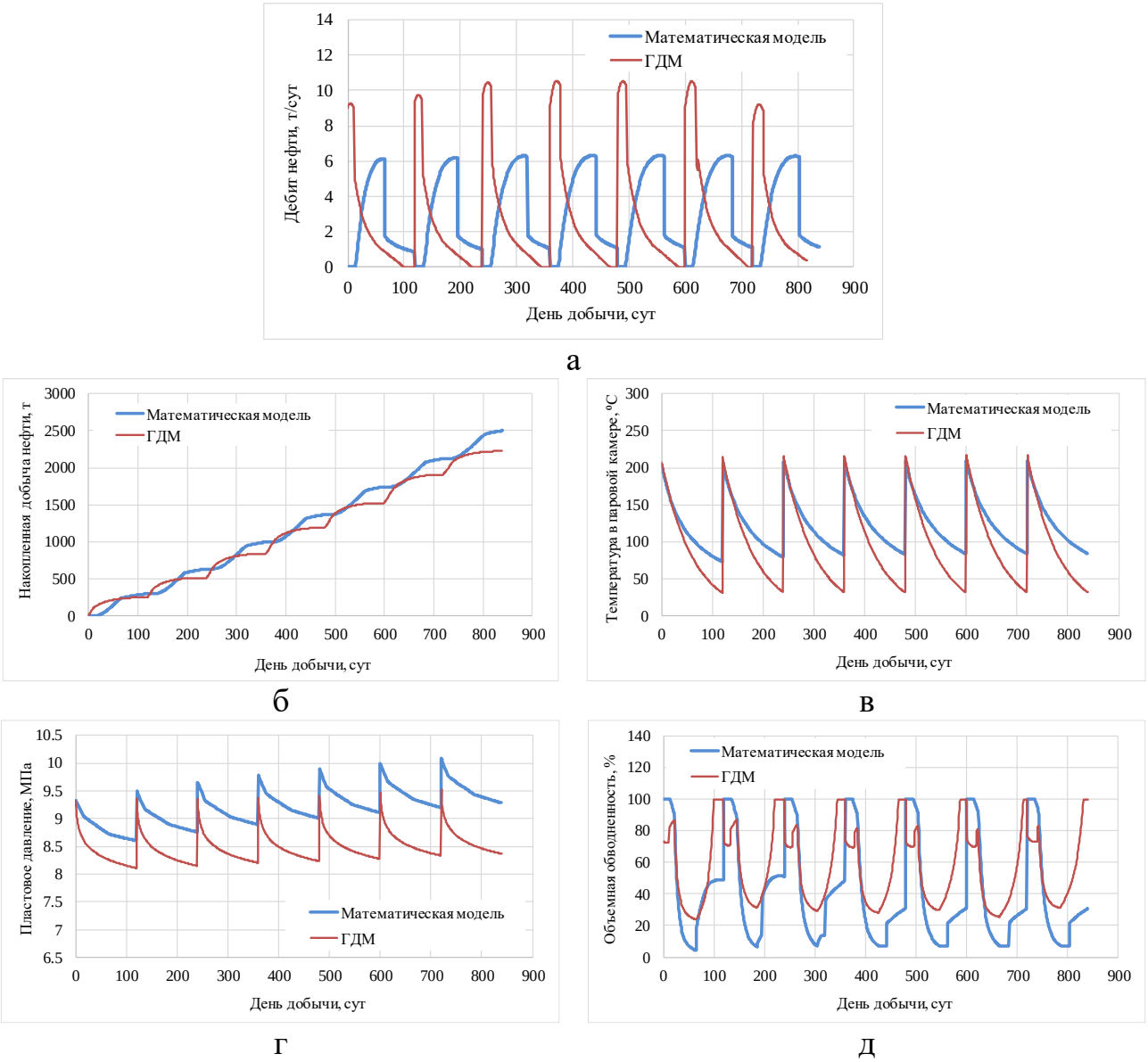


Рисунок 5.4 – Графики сравнения основных показателей разработки пласта для ГДМ и математической модели

На рисунке 5.4, а следует отметить более ранее начало добычи нефти для ГДМ по сравнению с математической моделью. Это связно с допущением, сделанным в математической модели, в соответствии с которым насыщенность системы нефтью считается равной остаточной при накопленной добыче воды меньше объема закачанного ранее пара. После извлечения всего объема закачанного ранее пара, происходит увеличение насыщенности нефти с постепенным снижением водонасыщенности (рисунок 5.5)

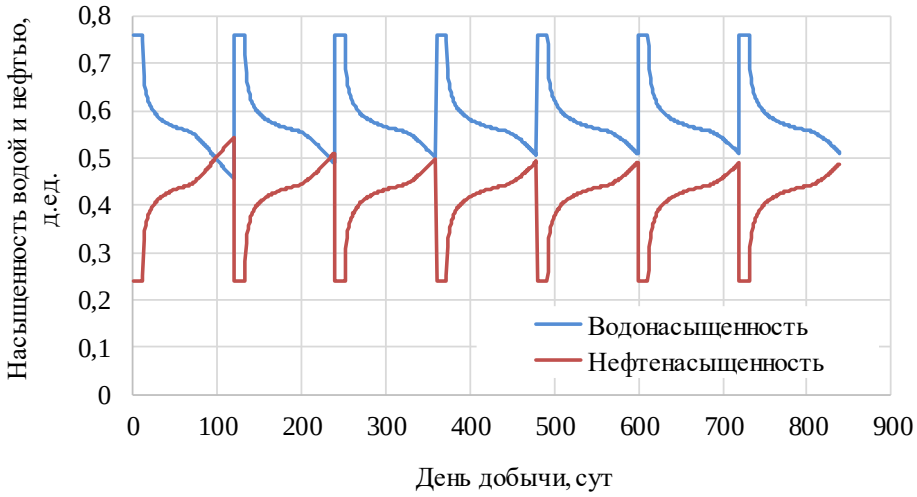


Рисунок 5.5 – График изменения насыщенностей пласта водой и нефтью

Функция ОФП от температуры для 28-100 ºС в моделях задана согласно зависимостям показателей аппроксимации Corey (рисунок 3.11), для температуры свыше 100 ºС приняты постоянные значения. В результате, на графиках насыщенности нефти и воды (рисунок 5.5) и, как следствие, на показателях пластового давления (рисунок 5.4, г) и добычи нефти (рисунок 5.4, а) заметны резкие изменения вида функций при достижении температуры 100 ºС.

Для обеих моделей характерно растущее для каждого цикла начальное пластовое давление, средняя относительная разница между которыми составляет не более 11 % (рисунок 5.4, г). Учитывая то, что в математической модели отсутствует понятие ПЗП и пластовое давление – величина единая на всю расчетную область, для возможности сравнения с ГДМ, в последней приведены усредненные значения давления для каждой расчетной ячейки.

Сравнения накопленной добычи нефти для ГДМ и математической модели отражают растущую со временем абсолютную разницу между этими показателями при снижающейся относительной: так для первого цикла они составляют 135 т и 20 %, для 2-го цикла 191 т и 17 %; для 3-го – 204 т и 12 %; для 6-го – 220 т и 9,6 %; для 7-го – 250 т и 9,2 %. Причиной этому является снижение средней пластовой температуры до значений близких к начальным для ГДМ, в то время как для математической модели температура не снижается ниже 73 ºС. Полученные результаты можно считать удовлетворительными.

Определение эффекта от закачки УВ растворителя производилось на математической модели, которая учитывала глубину его диффузионного проникновения в нефть, изменение вязкости нефти в зависимости от концентрации растворителя и температуры в пласте, снижение тепловых потерь в окружающие горные породы, влияние объема закачанного растворителя на энергетическое состояние пласта. Результаты показателей расчета пароциклического воздействия с растворителем на призабойную зону скважины с горизонтальным окончанием представлены на рисунке 5.6.

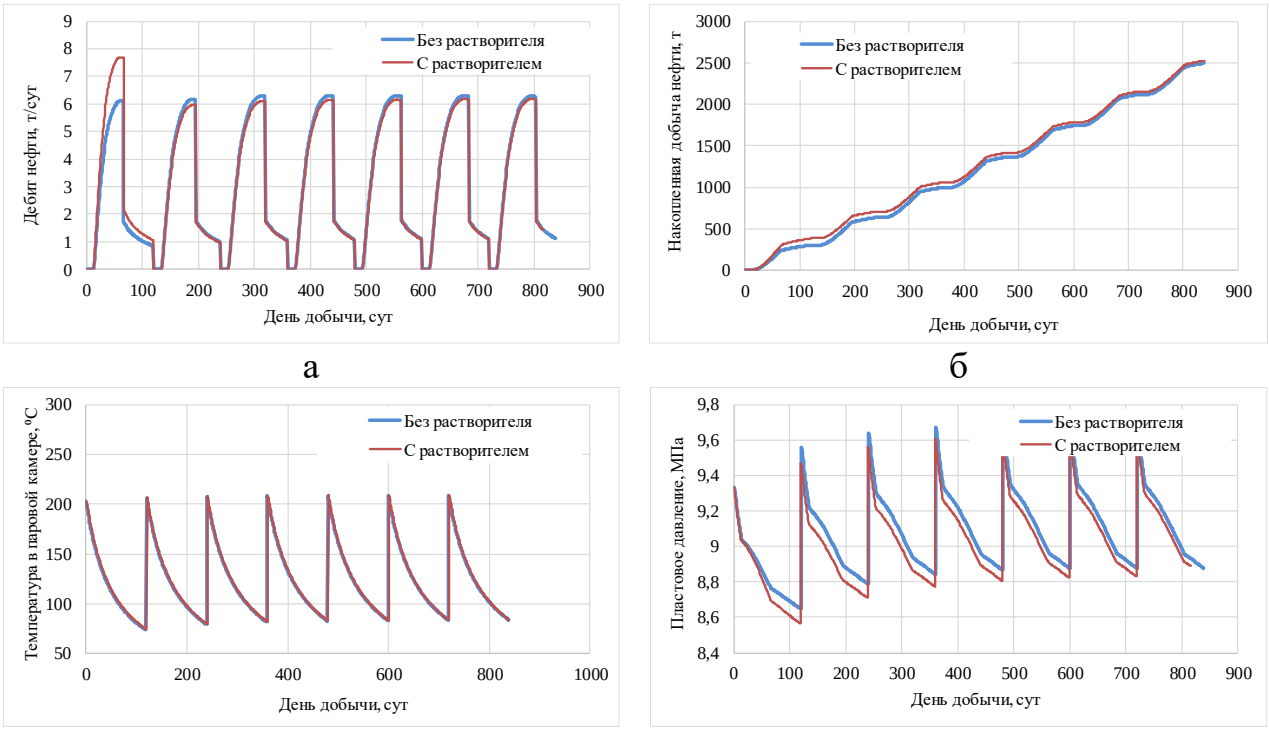


Рисунок 5.6 – Результаты сравнения показателей расчета математической моделей для случая с закачкой углеводородного растворителя и без него

Дополнительная добыча нефти на конец 1-го цикла при закачке углеводородного растворителя составляет 95,3 т, на конец 7-го цикла – всего 42,7 т (рисунок 5.6, б). Снижение эффекта от закачки УВ растворителя является следствием снижения пластового давления на 0,14 МПа на конец 1- го цикла относительно модели с закачкой только пара. Учитывая то, что в модели материального баланса принято отсутствие времени простоя скважины между циклами и, как следствие, возможности восстановления энергетического состояния

пласта в результате притока нефти из удаленной зоны, величина давления на конец цикла предопределяет его значение для последующего цикла (рисунок 5.6, г).

Снижение тепловых потерь в окружающие горные породы в разработанной модели соразмерно отношению объема закачанного растворителя и паровой камеры. Средняя пластовая температура на конец 1- го цикла составила 73,2 и 73,9 ºС без закачки УВ растворителя и с ее закачкой, соответственно (рисунок 5.6, в).

Основной механизм повышения нефтеотдачи при закачке УВ растворителя – снижение вязкости нефти. На рисунке 5.7 показан график изменения вязкости нефти в зависимости от расстояния до скважины для различных дней цикла добычи.

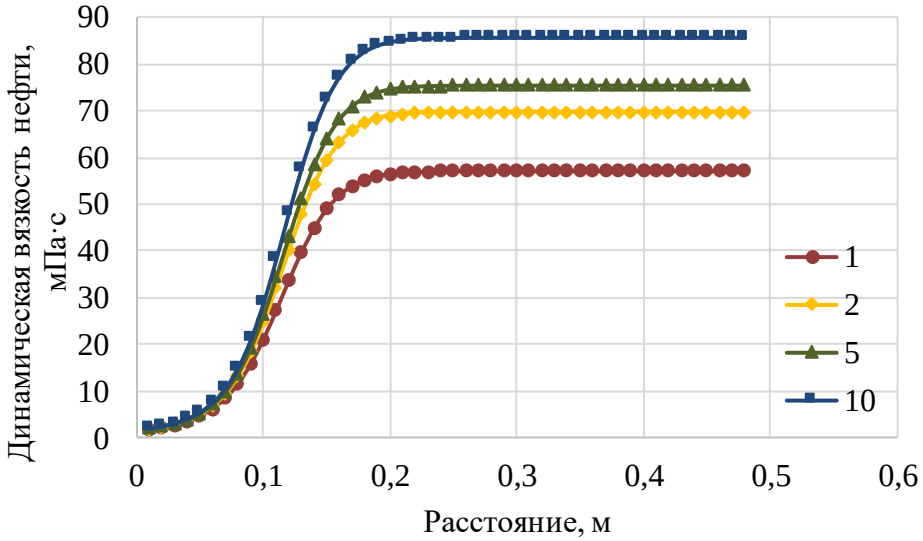


Рисунок 5.7 – Зависимость динамической вязкости смеси нефти и углеводородного растворителя для различных дней цикла добычи от расстояния до скважины

Как было видно из рисунка 5.7, наибольшего снижения вязкости нефти удается добиться на расстоянии до 0,2 м от ствола скважины. Учитывая единство температуры для всей области пласта на каждый расчетный шаг, представленная выше зависимость также соответствует глубине диффузионного проникновения растворителя в пласт.

5.6 Расчет экономической эффективности технологии

Расчет экономической эффективности разрабатываемой технологии произведен на основе гидродинамического моделирования, результаты которого приведены в главе 4. Для расчетов эффективности разработки месторождений СВН принято, что 100 % добываемой нефти реализуется на экспорт. Влияние фактора времени учитывается через показатель дисконтирования 10 %. Согласно данным Центробанка средняя цена нефти Юралс на 2020 г. и далее принята в размере 42 долл./бар, значение курса доллара США – 62 руб/долл.

Для определения экономической эффективности от разработанной технологии рассчитаны следующие показатели:

1. Чистый дисконтированный доход (NPV), представляющий сумму годовых денежных потоков, приведенных к начальному моменту времени (5.38):

$$NPV = \sum_{t=1}^{T} \frac{Д_t}{(1 + Ен)^{t-1}} = \sum_{t=1}^{T} \frac{(П_t + А_t) - К_t}{(1 + Ен)^{t-1}}, \quad (5.38)$$

где $Д_t$ – величина текущего денежного потока t-го года, руб; Пt – сумма прибыли от реализации в t-м году, руб; $А_t$ – амортизационные отчисления, руб.; $К_t$ – капитальные вложения, руб.; Ен – норма дисконтирования, доли ед.

2. Внутренняя норма возврата капитальных вложений (IRR) – это значение норматива дисконтирования, при котором величина суммарного потока за расчетный срок равна нулю (5.39):

$$\sum_{t=1}^{T} \frac{Д_t}{(1 + IRR)^{t-1}} = 0 \quad (5.39)$$

При расчете экономических показателей учтены капитальные вложения на обустройство оборудования для закачки пара и УВ растворителя, эксплуатационные затраты на добычу нефти, прибыль от реализации продукции.

3. Индекс доходности (PI) отражает уровень дохода с учетом временной стоимости денег, полученного на один рубль инвестиций (5.40):

$$PI = \frac{NPV}{К_t} \quad (5.40)$$

Учитывая высокую стоимость, в расчетах учтена доля углеводородного растворителя, которую удалось извлечь из пласта. Затраты на переводы скважины с фазы добычи в нагнетание принято равны нулю, т.к. конструкция скважины позволяет производить закачку пара и углеводородного растворителя без подъема насосного оборудования.

Исходные данные для расчёта эффективности применения разработанной технологии представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Исходные данные для расчета экономической эффективности технологии

Параметр	**Значение**					
Цена нефти Юралс, долл/бар	42					
Курс доллара США, руб/долл.	62					
Коммерческие расходы, руб/т	1400					
Цена реализации нефти, руб/т	14538					
Капитальные вложения:						
Внутрискважинное оборудование, млн руб	31					
Обустройство нефтепромысловой инфраструктуры, млн руб	25					
Эксплуатационные расходы:						
Удельные расходы на добычу жидкости, руб/т	61					
Удельные расходы на добычу нефти, руб/т	239					
Удельные расходы на закачку пара, руб/т	600					
Удельные расходы на закачку растворителя, руб/т	25000					
Удельные расходы на оплату труда, млн руб	0,5					
Затраты на перевод скважины на закачку пара, млн руб	0					
Затраты на перевод скважины на добычу, млн руб	0					
Налоговые вычеты						
Налог на прибыль, %	20					
Год	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
НДПИ (с учетом льгот), руб/т	238,4	358	477,6	596,5	716	755
Отчисления на социальное страхование, % от фонда оплаты труда	30					

По результатам расчета экономических параметров технологии пароциклического воздействия с растворителем на призабойную зону скважины с горизонтальным окончанием, проведенных на основе результатов гидродинамического моделирования, установлено, что при цене реализации нефти 14538 руб/т (с учетом текущего курса доллара к рублю и цены 1 барреля нефти марки Urals) применение методов интенсификации притока, как по технологии ПЦО, так и с использованием растворителя – экономически убыточно. Результаты расчетов приведены в таблице 5.3.

Минимальная цена реализации нефти, при которой достигается точка безубыточности (величина, при которой расходы будут компенсированы доходами) для технологии ПЦО с закачкой растворителя – 23640 руб/т, а для технологии ПЦО – 25180 руб/т (рисунок 5.8).

Таблица 5.3 – Технико-экономические показатели эффективности применения разработанной технологии

Наименование показателя	**С закачкой растворителя (Р8)**	**ПЦО (В1)**
Количество добытой нефти, т	3964	3581
Количество добытой жидкости, т	5328	5314
Количество закачанного пара, т	1225	1250
Количество закачанного растворителя, т	25	0
Количество извлеченного растворителя, %	96	0
Капитальные вложения, млн руб	53	51
Выручка, млн руб.	19,0	14,6
Себестоимость продукции, млн руб	61,7	58,4
Чистый доход, млн руб	-36,0	-38,0

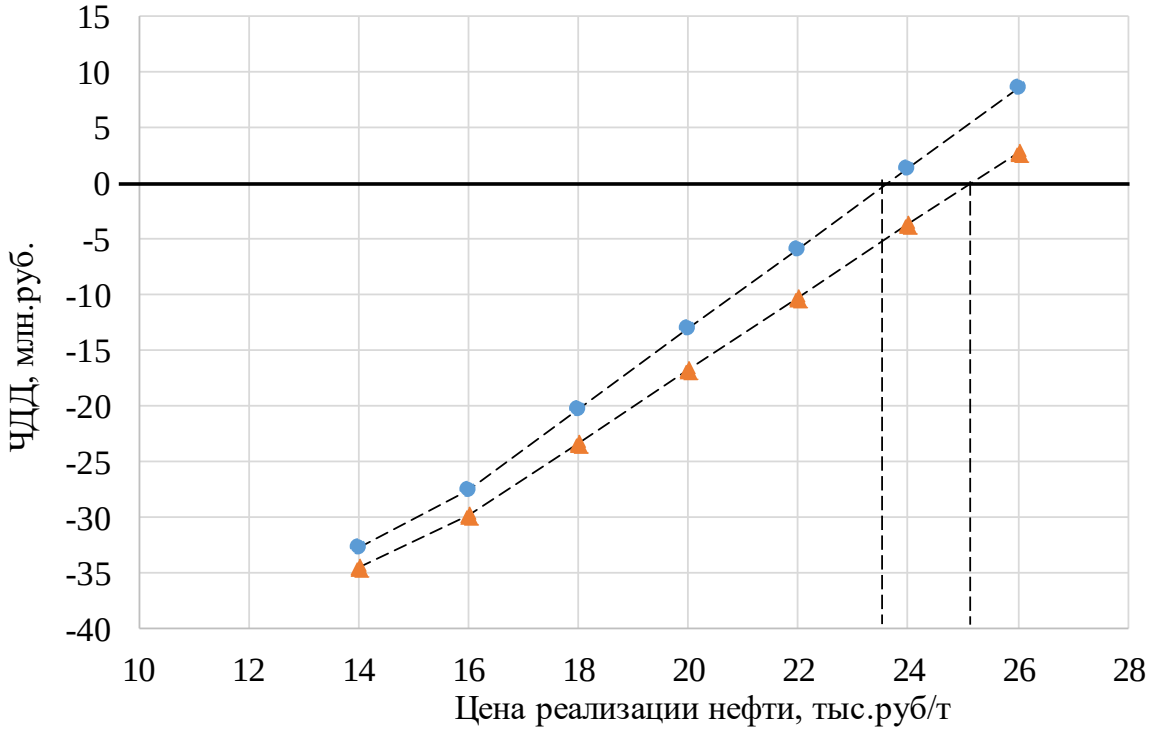


Рисунок 5.8 – Зависимость чистого дисконтированного дохода от цены реализации нефти

5.7 Выводы по главе 5

1. Разработана и рекомендуется к применению технология пароциклического воздействия с углеводородным растворителем на призабойную зону пласта с трещинно-поровым типом карбонатного коллектора и сверхвязкой нефтью, которая позволяет дополнительно извлечь (по результатам гидродинамического моделирования) 383 т сверхвязкой нефти в сравнении с традиционной технологией ПЦО.

2. Минимальная цена реализации нефти, при которой достигается точка безубыточности для технологии пароциклического воздействия с углеводородным растворителем на призабойную зону пласта с трещинно-поровым типом карбонатного коллектора и сверхвязкой нефтью – 23,6 тыс. руб/т, а для технологии ПЦО – 25,2 тыс. руб/т.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертация представляет собой законченную научно-квалификационную работу, в которой исследованы физико-химические, теплофизические и гидродинамические процессы для обоснования технологии интенсификации добычи сверхвязкой нефти из трещинно-поровых карбонатных коллекторов. В результате проведенных исследований были сформулированы следующие выводы и рекомендации:

1. Основным методом интенсификации добычи сверхвязкой нефти в карбонатных коллекторах является термическое воздействие на ПЗП, технологическая эффективность которого снижается вследствие гидрофобности пород-коллекторов и низкой подвижности нефти в пласте. Для повышения эффективности интенсификации добычи сверхвязкой нефти из карбонатных коллекторов рекомендуется комбинация теплового воздействия на ПЗП с другими методами, в частности, с применением углеводородных растворителей.

2. Исследование влияния температуры и состава углеводородного растворителя на реологические свойства сверхвязкой нефти позволили установить, что вне зависимости от типа углеводородного растворителя (при его концентрациях в нефти 5-15 %) снижение вязкости нефти осуществляется в равной степени. С повышением температуры свыше 60 °С эффект снижения вязкости нефти от действия углеводородного растворителя нивелируется. Минимальная допустимая концентрация ароматических углеводородов в составе растворителя должна составлять не менее 20 % с целью предотвращения осаждения твердых органических отложений из нефти при ее смешении с растворителем.

3. Экспериментально установлен механизм вытеснения сверхвязкой нефти углеводородным растворителем из модели трещинно-порового карбонатного коллектора. При градиентах давления фильтрации растворителя менее 0,96 МПа/м (при 50 - 100 °С) и менее 0,19 МПа/м (при 28 - 49 °С) вытеснение СВН происходит за счет молекулярного механизма диффузии нефти и

растворителя. При повышении градиента давления фильтрации преобладает конвективный механизм диффузии.

4. Обоснована низкая эффективность вытеснения сверхвязкой нефти водой при начальной пластовой температуре 28 °С ввиду высоких градиентов давления ее закачки, низкой подвижности нефти, и, как следствие, отсутствия условий для капиллярной пропитки породы водой. Установлена минимально необходимая температура прогрева ПЗП (100 ºС), при которой обеспечиваются необходимые условия для притока нефти к скважине, обусловленные снижением ее эффективной вязкости и гидрофилизацией карбонатной породы-коллектора. Также установлена максимальная температура закачиваемого пара (330 ºС), превышение которой может привести к разрушению ПЗП с последующим ростом выноса механических примесей по причине вытеснения цементирующего материала породы-коллектора.

5. Рекомендуется (по результатам гидродинамического моделирования) перед закачкой в ПЗП углеводородного растворителя производить ее предварительный прогрев. В этом случае, дальнейшая закачка основной массы пара обеспечит наибольшую эффективность интенсификации добычи СВН по сравнению с традиционной технологией ПЦО благодаря уменьшению тепловых потерь в окружающие горные породы и дополнительному (за счет дифференциального действия растворителя) снижению вязкости СВН. Соотношение массы закачиваемого УВР и пара не должно превышать 5/95 для снижения нецелевых затрат тепла, необходимых для прогрева растворителя.

6. Разработана и рекомендуется к применению технология пароциклического воздействия с углеводородным растворителем на призабойную зону пласта с трещинно-поровым типом карбонатного коллектора и сверхвязкой нефтью, которая позволяет дополнительно извлечь (по результатам гидродинамического моделирования) 383 т сверхвязкой нефти в сравнении с традиционной технологией ПЦО. Минимальная цена реализации нефти, при которой достигается точка безубыточности, для разработанной технологии составляет 23,6 тыс.руб/т, а для технологии ПЦО – 25,2 тыс.руб/т.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АСПВ – асфальтеносмолопарафиновые вещества;

ВВН – высоковязкая нефть;

ГНКТ – гибкая насосно-компрессорная труба;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

ГС – скважина с горизонтальным окончанием;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

НГП – нефтегазоносная провинция;

НКТ – насосно-компрессорная труба;

ННТ – начальные нефтенасыщенные толщины;

ОПИ – опытно-промысловые исследование;

ОПР – опытно-промышленные работы;

ОФП – относительная фазовая проницаемость;

ПГД – парогравитационное дренирование;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПНО – паронефтяное отношение;

ППД – поддержание пластового давления;

ПЦО – пароциклическая обработка;

СВН – сверхвязкая нефть;

СВЧ – сверхвысокочастотный;

СКО – среднеквадратичное отклонение;

ТЛ НКТ – теплоизолированная насосно-компрессорная труба;

ТИЗ – текущие извлекаемые запасы;

ТРИЗ – трудноизвлекаемые запасы;

УВ – углеводороды;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ЭВ НКТ – насосно-компрессорная труба, изолированная по экранно-вакуумной технологии;

ЭП НКТ – насосно-компрессорная труба, изолированная по экранно-полимерной технологии;

ЭВМ – электронная вычислительная машина;

ES-SAGD – технология ПГД с закачкой расширяющихся растворителей;

SAP –технология дозирования растворителя в пар;

SAS – технология чередующейся закачки пара и растворителя.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Авторское свидетельство СССР №1095708. Компенсатор расширения воды преимущественно для образования ледового ограждения устья скважины: №1095708: заявлено 06.05.1982 / И.Ю. Быков, Г.С. Чупров, В.В. Соловьев – 12 с.

2. Аксельруд, Г.А. Растворение твердых веществ / Г.А. Аксельруд, А.Д. Молчанов– М. : Химия, 1977. – 268 с.

3. Алексеев, С.Г. Методы оценки взрывоопасности топливовоздушных смесей на примере керосина марки РТ. IV. ГОСТ Р 12.3.047-98 / С.Г. Алексеев, А.С. Авдеев, Н.М. Барбин, С.А. Тимашев, Е.С. Гурьев // Пожаровзрывобезопасность. – 2012. – №6. – С. 34 - 37.

4. Алтунина, Л.К. Физико-химические и комплексные технологии увеличения нефтеотдачи пермо-карбоновой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения / Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов, И.В. Кувшинов, Л.А. Стасьева, М.В. Чертенков, Л.С. Шкрабюк, Д.В. Андреев // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 7. – С. 26-29.

5. Андреев, Д.В. Обобщение опыта проведения пароциклических обработок на пермокарбоновой залежи Усинского месторождения. Инновационные технологические решения при пароциклических обработках скважин / Д.В. Андреев, А.Ю. Карманов, Д.Н. Письменников // Нефтегазовое дело. – 2018. – №. 7. – С. 40-47.

6. Антониади, Д. Г. Термоциклическая интенсификация добычи тяжелой нефти на месторождении Зызба-Глубокий Яр ОАО" НК Роснефть-Термнефть" / Д.Г. Антониади, А.Р. Гарушев, Г.Г. Гилаев, Ю.И. Сташок, А.Т. Кошелев, // Бурение и нефть. – 2003. – №. 12. – С. 3 - 5.

7. Антониади, Д.Г. Настольная книга по термическим методам добычи нефти / Д. Г. Антониади, А. Р. Гарушев, В. Г. Ишханов. – Краснодар: «Советская Кубань», 2000. – 464 с.

8. Антониади, Д.Г. Научные основы разработки нефтяных месторождений термическими методами / Д.Г. Антониади. – Москва:

Недра, 1995.– 314 с.

9. Антониади, Д.Г. Современные технологии интенсификации добычи высоковязкой нефти и оценка эффективности их применения: учебное пособие / [Д.Г. Антониади и др.] – М.: Инфра-Инженерия, 2019. – 420 с.

10. Баданина, Ю.В. Создание насосно-компрессорных труб с высокоэффективным композиционным термобарьерным покрытием для паротепловой обработки скважин / Ю.В. Баданина, М.А. Комков, С.В. Бочкарев, К.В. Павловская // Фундаментальные исследования. – 2016. – № 11. – С. 461-466.

11. Байбаков, Н.К. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений / Н.К. Байбаков, А.Р. Гарушев – М.: Недра. – 1988. – 343 с.

12. Боксерман, А.А. Вопросы проектирования разработки нефтяных месторождений тепловыми методами / А.А. Боксерман, Л.П. Гужновский, Н.Л. Раковский и др. // Тепловые методы разработки нефтяных месторождений и обработки призабойных зон пласта: сб.– М.: ВНИИОЭНГ, 1971.– С. 23–44.

13. Боксерман, А.А. Расчеты процесса вытеснения нефти горячей водой из пористых сред / А.А. Боксерман, Б.В. Шалимов, С.И. Якуба // Тепловые методы разработки нефтяных месторождений и обработки призабойных зон пласта: сб.– М.: ВНИИОЭНГ, 1971. – С. 44-61.

14. Борисов, Б.Ф. Применение обобщенных корреляционных зависимостей для определения остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения высоковязкой и сверхвязкой нефти на месторождениях Самарской области / Б.Ф. Борисов, [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 2. – С. 72-75.

15. Бурже, Ж. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов / Ж. Бурже, М. Комбарну, П. Сурио – Недра: М. – 1989 г. – 422 с.

16. Гольдберг, Д.О. Деасфальтизация пропаном / Д. О. Гольдберг, Б. А. Соболев. – М.: Химия, 1965. – 104 с.

17. ГОСТ 33-2016 Нефть и нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической и динамической вязкости. – М.: Стандартинформ, 2017. – 39 с.

18. Гуськова, И.А. Методические подходы к исследованию влияния

температуры на компонентный состав сверхвязкой нефти / И.А. Гуськова [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – №. 6. – С. 61-64.

19. Девликамов, В.В. Аномальные нефти [Текст] : (Учеб. пособие) / В. В. Девликамов, З. А. Хабибуллин, М. М. Кабиров. – Уфа : Башк. ун-т, 1977. – 111 с.

20. Дунюшкин И.И., Мищенко И.Т., Елисеева Е.И. Расчеты физико-химических свойств пластовой и промысловой нефти и воды: Учебное пособие для вузов. – М: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 448 с.

21. Закиров, С.Н. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. [Текст] / С.Н. Закиров, Э.С. Закиров, И.С. Закиров и др. – М.: ВИНИТИ, 2004. – 520с.

22. Золотухин, А.Б. Проектирование разработки нефтяных месторождений с применением внутрипластового горения / А.Б. Золотухин. – М.: МИНГ, 1986. – 73 с.

23. Ибатуллин, Р.Р. Влияние температуры и углеводородных растворителей на вязкость природных битумов и экспериментальная оценка коэффициента вытеснения их горячей водой и паром/ Р.Р. Ибатуллин и др. // Актуальные проблемы геологии и разработки нефтяных месторождений Татарстана: сб.– М.: НП «Закон и порядок», 2006.–С. 213 - 222.

24. Каменщиков, Ф.А. Удаление асфальтосмолопарафиновых отложений растворителями [Текст] / Ф.А. Каменщиков. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований; НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2008. – 383 с.

25. Кирсанов, Е.А. Неньютоновское поведение структурированных систем / Е.А. Кирсанов, В.Н. Матвеенко. – М.: Техносфера, 2016. – 384 с.

26. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Нормативно-методическая документация. – М.: ЕСОЭН. – 2016. – 323 с.

27. Ковалев, К.М. Карбонатный керн: особенности, сложности, перспективы исследования [Электронный ресурс] / К.М. Ковалев [и др.] // Российская нефтегазовая техническая конференция. – 2017. – Режим доступа: https://doi.org/10.2118/187872-RU.

28. Липаев, А.А. Разработка месторождений тяжелых нефтей и природных битумов / А.А. Липаев. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2013. – 484 с.

29. Малофеев, Г.Е. Нагнетание в пласт теплоносителей для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи: учеб. пособие / Г.Е. Малофеев, О.М. Мирсаетов, И.Д. Чоловская. – М. – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика». – 2008. – 224 с.

30. Мартос, В.Н. Основные достижения и перспективы разработки нефтеносных сланцев и битуминозных песчаников / В.Н. Мартос. – Москва : ВНИИОЭНГ, 1976. – 69 с.

31. Медведева, Ч.Б. Прикладная химия: химия и технология подготовки нефти: учеб. пособие / Ч.Б. Медведева, Т.Н. Качалова, Р.Г. Тагашева, Казан. нац. исслед. технол. ун-т .– Казань : КНИТУ, 2012. – 81 с.

32. Методика измерений коэффициента открытой пористости газоволюметрическим методом и коэффициента газопроницаемости методом нестационарной фильтрации в материале стандартного образца открытой пористости газопроницаемости горных пород, АО «Геологика», 2017 г. – 20 с.

33. Механов, Р.К. Моделирование и расчет показателей паротеплового воздействия на призабойную зону нефтяного пласта / Р.К Механов., В.О. Богопольский // Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов. – 2015. – С. 141 - 146.

34. Мирзаджанзаде, А.Х. Особенности эксплуатации месторождений аномальных нефтей / А.Х. Мирзаджанзаде, А.Г. Ковалев, Ю.В. Зайцев. – Москва : Недра, 1972. – 200 с.

35. Мисолина, Н.А. Геологические предпосылки выбора и применения методов воздействия на карбонатные коллекторы восточного борта Мелекесской впадины [Электронный ресурс] / Н.А. Мисолина, И.М. Насибулин // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. – Т.5. – №1. - Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2010/16 2010.html.

36. Мотина, Л.И. Эффективность налогового стимулирования разработки

нефтяных месторождений / Л. И. Мотина, Р. С. Хисамов. – Казань: Центр инновационных технологий, 2014. – 192 с.

37. Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений / Под ред. проф. Р.Х. Муслимова. – В 2-х томах. – Т.1. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2007. – 316 с.

38. Низаев, Р.Х. Гидродинамическое моделирование бобриковских отложений с учетом реологических свойств нефти / Р.Х. Низаев, Р.Ш. Назмутдинов, Р.И. Хафизов // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 7. – С. 30-32.

39. Осипов, А.В. Результаты опытно-промышленных работ по паротепловому воздействию на трещиноватые карбонатные пласты со сверхвязкой нефтью на месторождении Бока де Харуко /А.О. Есаулов, М.В. Ибрагимова, В.Л. Терентьев [и др.]// Нефтяное хозяйство. – 2018. – №. 9. – С. 58-61.

40. ОСТ 39-133-81. Вода для заводнения нефтяных пластов. Определение содержания нефти в промысловой сточной воде. – М.: Миннефтепром, 1982. – 9 с.

41. ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. – М.: Миннефтепром, 1986. – 20 с.

42. ОСТ 39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации. – М.: Отраслевой стандарт СССР, 1989. – 19 с.

43. Патент 2281383 С1, РФ. Способ теплоизоляции колонны НКТ в зоне многолетнемерзлой породы / Гасумов Р.А., Мазанов С.В., и др.; заявитель и патентообладатель ОАО «СевКазНИПИгаз» ОАО «Газпром». Заявл. 16.12.2004; опубл. 10.08.2006, Бюл. №22 – 13 с.

44. Пчела, К.В. Оптимизация технологических решений при разработке залежи сверхвязкой нефти на основе данных исследований керна и свойств нефти/ К.В. Пчела, Д.А. Горнов, И.И. Киреев [и др.]// Нефть. Газ. Новации. – 2019. – №. 7. – С. 79-85.

45. Рахимова, Ш.Г. Исследование применения теплового воздействия совместно с углеводородными растворителями для разработки залежей тяжелых нефтей : автореф. дис. ... канд. тех. наук : 25.00.17 / Рахимова Шаура Газимьяновна.

– Бугульма, 2009. – 25 с.

46. Рогачев, М. К. Исследование вязкоупругих и тиксотропных свойств нефти Усинского месторождения/М.К. Рогачев, А. В. Колонских // Нефтегазовое дело. – 2009. – Т. 7. – № 1. – С. 37-42.

47. Рогачев, М.К. Реология нефти и нефтепродуктов : Учеб. пособие / М.К. Рогачев, Н.К. Кондрашева; Уфим. гос. нефтяной техн. ун-т. – Уфа : Изд-во Уфим. гос. нефтяного техн. ун-та, 2000. – 88 с.

48. Рогачев, М.К. Борьба с осложнениями при добыче нефти / М.К. Рогачев, К.В. Стрижнев. – Москва: Недра, 2006. – 293 с.

49. Рудобашта, С.П., Диффузия в химико-технологических процессах / С. П. Рудобашта, Э. М. Карташов. – М. : Химия, 1993. – 208 с.

50. Рузин, Л.М. Механизм нефтеотдачи неоднородных пластов, содержащих высоковязкую нефть / Л.М. Рузин, О.А. Морозюк, С.М. Дуркин // Нефтяное хозяйство. – 2013 – №. 8. – С. 54-57.

51. Рузин, Л.М. Разработка нефтяных месторождений с применением теплового воздействия на пласт [Текст]: метод. указания / Л.М. Рузин. – Ухта: УГТУ, 2009. – 39 с.

52. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ - 2019616199(РФ). Программа автоматизированного определения коэффициента динамической вязкости нефти при различных температурах / А.Р. Шарифов, Д.В Мардашов – № 2019616199; заявл. 06.05.2019; опубл. 20.05.2019, Бюл. №5.

53. Соложенкина, Е.К. Оценка эффективности применения технологий форсированного отбора жидкости и бурения боковых горизонтальных стволов на залежах с высоковязкой нефтью / Е. К. Соложенкина [и др.] // Нефтяное хозяйство. - 2018. - № 8. - С. 34-38.

54. Сургучев, М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М.Л. Сургучев.– М.: Недра, 1985.

55. Тараскин, Е.Н. Адаптивное прогнозирование эффективности проведения геолого-технических мероприятий в скважинах пермо-карбоновой

залежи Усинского месторождения / Е.Н. Тараскин, А.З. Захарян, С.О. Урсегов // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 7. – С. 20-25.

56. Фарманзаде, А.Р. Исследование добавок к теплоносителю для снижения вязкости нефти / А.Р. Фарманзаде, Д.В. Мардашов // Опыт, актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса. – 2017. – С. 231 - 234.

57. Хабибуллин, З.А. Реологические свойства усинской нефти [Текст] / З.А. Хабибуллин, С.С. Блох, В.Г. Приданников // Физико-химия и разработка нефтяных и газовых пластов: межвуз. науч.-темат. сб.– Уфа, 1977.– С. 7-11.

58. Хижняк, Г.П. Влияние смачиваемости на коэффициент вытеснения нефти / Г.П. Хижняк, А.М. Амиров, А.М. Мошева [и др.]// Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2013. – № 6. – С. 54 - 63.

59. Чарный, И.А. Нагревание призабойной зоны при закачке горячей жидкости в скважину / И.А. Чарный // Нефтяное хозяйство. – 1953. – № 2. – С. 18 - 23.

60. Шарифов, А.Р. Изучение процесса вытеснения сверхвязкой нефти из модели трещинной карбонатной породы углеводородными растворителями / А.Р. Шарифов, Д.В. Мардашов // Наука. Инновации. Технологии. – 2019. – №1 – С. 19 - 34.

61. Шарифов, А.Р. Исследование влияния температуры на процесс фильтрации сверхвязкой нефти и воды в карбонатной породе / А.Р. Шарифов, Д.В. Мардашов // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – №. 07. – С. 86 - 89.

62. Шарифов, А.Р. Опыт применения растворителей при термическом воздействии на залежи высоковязких нефтей / А.Р. Шарифов, Д.В. Мардашов // Технологии нефти и газа. – 2017. – №2. – С. 3-8.

63. Шерстюк, С. Н. Изменение состава и свойств высоковязких нефтей Усинского месторождения при использовании физико-химических методов увеличения нефтеотдачи: автореф. дис. ... канд. хим. наук: 02.00.13 / Шерстюк Сергей Николаевич. – Томск, 2011. – 26 с.

64. Шкандратов, В.В. Базовые принципы, эффективность и основные перспективы разработки пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения /

В.В. Шкандратов, С.В. Буракова, С.О. Урсегов, Г.А.Тарасов // Нефтяное хозяйство. – 2007. – №. 8. – С. 84-88.

65. Шпуров, И. В. Минерально-сырьевая база России и освоение ТрИЗ. Полнота проведения исследований и учет физико-химических МУН в повышении эффективности разработки месторождений при подготовке ПТД / И.В. Шпуров // Всероссийская ежегодная научно-практическая конференция «Трудноизвлекаемые запасы природных углеводородов: опыт и перспективы разработки». – СПб, 2018.

66. Шрамм, Г. Основы практической реологии и реометрии / Г. Шрамм; Пер. с англ. И.А. Лавыгина ; ред. В. Г. Куличихина. – М.: Колосс, 2003. – 311 с.

67. Яртиев, А.Ф. Высоковязкие нефти и природные битумы: государственное участие в повышении эффективности разработки месторождений. Часть 1 [Электронный ресурс] / А.Ф. Яртиев // Neftegaz.RU. – 2013. URL: http://neftegaz.ru/science/view/936-Vysokovyazkie-nefti-i-prirodnyebitumy-Chast-1 (дата обращения 08.02.2019).

68. Яртиев, А.Ф. Природные битумы уникальное энергетическое сырье / А.Ф. Яртиев // Вестник Казанского технологического университета – 2012. – Т.15. – №12. – С.293-297.

69. Alvarez, J. Current Overview of Cyclic Steam Injection Process / J. Alvarez, S. Han // Journal of Petroleum Science. – 2013. – № 2. – pp. 116-127.

70. Amott, E. Observations relating to the wettability of porous rock / E. Amott // Petroleum Transactions. – 1959. – № 259. – pp. 156-162.

71. Ashrafi, M. Investigating the temperature dependency of oil and water relative permeabilities for heavy oil systems / M. Ashrafi, Y. Souraki, O. Torsaeter // Transport in porous media. – 2014. – №. 3. – pp. 517-537.

72. ASTM 2042. Standard Test Method for Solubility of Asphalt Materials in Trichloroethylene; ASTM International, West Conshohocken, PA. 1997.

73. Beal, C. The Viscosity of air, water, natural gas, crude oil and its associated gases at oil field temperature and pressures / C. Beal // Transactions of the AIME. – 1946. – № 01. – pp. 94 - 115.

74. Beggs, H.D. Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems / H.D. Beggs,

J.R. Robinson // Journal of Petroleum Technology. – 1975. – № 23. – pp. 1140 - 1141.

75. Belomestnov, A. Experience with the Vacuum Insulated Tubing VIT Utilization at Gas Fields in the Northern Part of Western Siberia [Электронный ресурс] / A. Belomestnov, K. Marchenko, I. Melnikov // SPE Thermal Well Integrity and Design Symposium. – 2018. – Режим доступа: https://doi.org/10.2118/193352-MS (дата обращения 08.02.2019).

76. Butler, R.M. Improved VAPEX performance using widely spaced horizontal injectors and producers [Электронный ресурс] / R.M. Butler, Q. Jiang // Technical Meeting/Petroleum Conference Of The South Saskatchewan Section. – 1997. – Режим доступа: https://doi.org/10.2118/97-174 (дата обращения 18.11.2019).

77. Butler, R.M. Solvent Analog Model of Steam-Assisted / R.M. Butler, I.J. Mokrys // AOSTRA Journal. – 1988. – № 5. – pp. 17 - 32.

78. Chang, J. Understanding HW-CSS for Thin Heavy Oil Reservoir [Электронный ресурс] / J. Chang // SPE Heavy Oil Conference Canada. – 2013. – Режим доступа: https://doi.org/10.2118/165386-MS (дата обращения 08.02.2019).

79. Cinar, Y. Gravity drainage effects on compositional displacements in fractured reservoirs [Электронный ресурс] / Y. Cinar, M.R. Alhamdan // SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference held in Manama. – 2015. – Режим доступа: https://doi.org/10.2118/172667-MS (дата обращения 18.11.2019).

80. Clossman, P. A correlation of viscosity and molecular weight / P.A. Clossman, R.D. Seba // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1990. – №4. – pp. 114-116.

81. Corey, A. T. The interrelation between gas and oil relative permeabilities // Producers monthly. – 1954. – №1. – pp. 38 - 41.

82. Cronin, M. Diffusion-Dominated Proxy Model for Solvent Injection in Ultra-Tight Oil Reservoirs [Электронный ресурс] / M. Cronin, H. Emami-Meybodi, R. Johns // SPE Improved Oil Recovery Conference. – 2018. – Режим доступа: https://doi.org/10.2118/190305-MS (дата обращения 18.11.2019).

83. Damour, J. Insulated coiled tubing as a tool for a thermal EOR process through non-thermal well [Электронный ресурс] / J. Damour, D. Johannson // SPE

Canada Heavy Oil Technical Conference. – 2017. – Режим доступа: https://doi.org/10.2118/184961-MS (дата обращения 11.11.2019).

84. Das, S.K. Extraction of heavy oil and bitumen using solvents at reservoir pressure [Электронный ресурс] / S.K. Das, R.M. Butler // Technical meeting/petroleum conference of the South Saskatchewan section. – 1995. – Режим доступа: https://doi.org/10.1080/10916469708949644 (дата обращения 11.11.2019).

85. Das, S.K. Vapex: An efficient process for the recovery of heavy oil and bitumen / S.K. Das // SPE journal. – 1998. – №.03. – pp. 232-237.

86. Deng, X. Simulating the ES-SAGD process with solvent mixture in Athabasca reservoirs / X. Deng, ,H. Huang, L. Zhao, D. S. Law, T. N. Nasr // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 2010. – № 01. – pp. 38 - 46.

87. Esmaeili, S. Review of the effect of temperature on oil-water relative permeability in porous rocks of oil reservoirs /S. Esmaeili // Fuel. – 2019. – № 237. – pp. 91-116.

88. Ezeuko, C. C. Towards the development of bitumen carbonates: an integrated analysis of Grosmont steam pilots [Электронный ресур]/C. C. Ezeuko, J. Wang [и др.] // Oil & Gas Science and Technology - Revue d'IFP Energies nouvelles, Institut Français du Pétrole. – 2015. – Режим доступа: https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-01931402 (дата обращения 11.11.2019).

89. Farouq Ali, S.M. Current Status of Steam Injection As a Heavy Oil Recovery Method [Электронный ресурс] / S.M. Farouq Ali // Journal of Canadian Petroleum Technology – 1974. – Режим доступа: https://doi.org/10.2118/74-01-06 (дата обращения 11.11.2019).

90. Fu, B.C. New technique for determination of diffusivities of volatile hydrocarbons in semi-solid bitumen / B.C. Fu, C.R. Phillips // Fuel. – 1979. – №. 8. – pp. 557-560.

91. Glaso, O. Generalized Pressure-Volume Temperature Correlations / O. Glaso // Journal of Petroleum Technology. – 1980. – № 32. – pp. 785 - 795.

92. Gontijo, J. E. A simple analytical model for simulating heavy oil recovery by cyclic steam in pressure-depleted reservoirs [Электронный ресурс] /J.E. Gontijo,

K. Aziz // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – 1984. – Режим доступа: https://doi.org/10.2118/13037-MS (дата обращения 11.11.2019).

93. Guerrero-Aconcha, U. E. Diffusion coefficient of n alkanes in heavy oil [Электронный ресурс] / U. E. Guerrero-Aconcha, D. Salama, A. Kantzas // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – 2008. – Режим доступа: https://doi.org/10.2118/115346-MS (дата обращения 11.11.2019).

94. Gupta, S. Insights into some key issues with solvent aided process / S. Gupta, S. Gittins, P. Picherack // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 2003. – № 43. – pp. 54 - 61.

95. Gupta, S.C. Christina Lake solvent aided process pilot / S.C. Gupta, S.D. Gittins // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 2006. – № 9. – pp. 15- 18.

96. Gupta, S.C. Effect of solvent sequencing and other enhancements on solvent aided process / S.C.Gupta, S.D. Gittins // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 2007. – № 46. – pp. 57 - 61.

97. Jiang, H. Study of solvent injection strategy in ES-SAGD process [Электронный ресурс] / H. Jiang, X. Deng // SPE Heavy Oil Conference. – 2012. – Режим доступа: https://doi.org/10.2118/157838-MS (дата обращения 11.11.2019).

98. Karra, S. SAGD Vacuum Insulated Tubing vs. Bare Tubing-Concentric and Eccentric Configurations [Электронный ресурс] / S. Karra, M. Chudiak [и др.] // SPE Heavy Oil Conference-Canada. – 2014. – Режим доступа: https://doi.org/10.2118/170177-MS (дата обращения 11.11.2019).

99. Keshavarz, M. Optimal application conditions for steam/solvent coinjection / M. Keshavarz, R. Okuno, T. Babadagli // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2015. – № 01. – pp. 20 - 38.

100. Khormali A. Experimental and modeling study of asphaltene adsorption onto the reservoir rocks/ A. Khormali, A.R. Sharifov, D.I. Torba // Petroleum Science and Technology. – 2018. – № 18. – pp. 1482 - 1489.

101. Khormali, A. Experimental and modeling analysis of asphaltene precipitation in the near wellbore region of oil wells / A. Khormali, A.R. Sharifov, D.I. Torba // Petroleum Science and Technology. – 2018. – № 14. – pp. 1030 - 1036.

102. Kokorev, V. I. Design of Equipment and Technologies for Steam & Gas Injection using Monofuel Solution to Develop Viscous and High-Viscosity Oil Deposits (Russian) [Электронный ресурс] / V.I. Kokorev, R.A. Maksutov, G.I. Orlov, A.V. Osipov // SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition. – 2008. – Режим доступа:https://doi.org/10.2118/117374-RU (дата обращения 10.11.2018).

103. Leyva-Gomez, H. Efficiency of heavy-oil/bitumen recovery from fractured carbonates by hot-solvent injection / H. Leyva-Gomez, T. Babadagli // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – №. 165. – pp. 752-764.

104. Li, M. A simulation study of a cyclic steam stimulation pilot in a deep carbonate heavy oil reservoir in Oudeh field, Syria [Электронный ресурс]/M. Li, E. L. Astete, H. Wang // Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference. – 2010. – Режим доступа: https://doi.org/10.2118/137603-MS (дата обращения 18.11.2019).

105. Lo, H. Y. Effect of temperature on water-oil relative permeabilities in oil-wet and water-wet systems [Электронный ресурс] / H.Y. Lo, N. Mungan // Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME. – 1973. – Режим доступа: https://doi.org/10.2118/4505-MS (дата обращения 03.11.2019).

106. Meza Diaz, B.I. SBH: a thermal hybrid process tailored for challenging reservoirs [Электронный ресурс]/ B.I. Meza Diaz, S.A. Lorimer, D. Bogatkov, K. Lee, L. Andarcia // SPE Heavy and Extra Heavy Oil Conference: Latin America. –2014. – Режим доступа: https://doi.org/10.2118/171092-MS (дата обращения 03.11.2019).

107. Mukhametshina, A. Bitumen extraction by expanding solvent-steam assisted gravity drainage (ES-SAGD) with asphaltene solvents and non-solvents [Электронный ресурс] / A. Mukhametshina, B. Hascakir // SPE Heavy Oil Conference-Canada. – 2014. – Режим доступа: https://doi.org/10.2118/170013-MS (дата обращения 12.10.2019).

108. Nasr, T.N. Novel expanding solvent-SAGD process «ES-SAGD» / T.N. Nasr, G. Beaulieu, H. G. Golbeck // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 2003. – №. 01. – P. 13 - 16.

109. Nelder, J. A. A simplex method for function minimization /J. A. Nelder, R.A. Mead // The computer journal. – 1965. – № 4. – pp. 308 - 313.

110. Nourmohammad, A. R. Effect of temperature on two phase oil-water relative permeabilities [Электронный ресурс] / A. R. Nourmohammad, A. Vahidi, M. A. Emadi, S. Gerami // 77th EAGE Conference and Exhibition 2015. – 2015. – Режим доступа: https://doi.org/10.3997/2214-4609.201412721 (дата обращения 10.11.2018).

111. Odeh, A. S. Effect of Viscosity Ratio on Relative Permeability (includes associated paper 1496-G) / A.S. Odeh // Petroleum Transactions, AIME. – 1959. – №216. – pp. 346 - 353.

112. Patent 3380530, U.S. Steam stimulation of oil-bearing formations / Mcconnell M. F., Cabeen R. P., Hedstrom W. W. – 1968.

113. Peachey, B. Expanding Heavy Oil and Bitumen Resources while Mitigating GHG Emissions and Increasing Sustainability: A Technology Roadmap/B. Peachey, M. Godin, T. Heidrick, Y. Theriault//Petroleum Technology. –2006. – 98 P.

114. Peng, D.Y. A New Two-Constant Equation of State /D.Y. Peng, D.B. Robinson//Industrial & Engineering Chemistry–1976.–№ 1.– pp. 59 - 64.

115. Poston, S.W. The effect of temperature on irreducible water saturation and relative permeability of unconsolidated sands / S.W. Poston, S. Ysrael [и др.] // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1970. – №. 02. – pp. 171 - 180.

116. Sharifov, A. R. Liquid solvent addition to steam for enhancing recovery of heavy oil with cyclic steam stimulation [Электронный ресурс] / A.R. Sharifov, D.V. Mardashov // 80th EAGE Conference and Exhibition. – 2018. – Режим доступа: http://doi.org/10.3997/2214-4609.201800240 (дата обращения 10.11.2018).

117. Struchkov, I. A. Effect of light hydrocarbons on wax precipitation / I. A. Struchkov, P. V. Roschin // International Journal of Applied Engineering Research. – 2016. – № 16. – pp. 9058-9062.

118. Tang, Z. Technology for improving life of thermal recovery well casing / Z. Tang, Y. Zhou, J. Jia // Advances in Petroleum Exploration and Development. – 2013. – №. 5. – pp. 71 - 76.

119. Telmadarreie, A. Dynamic behavior of asphaltene precipitation and distribution pattern in carbonate reservoirs during solvent injection: pore-scale observations [Электронный ресурс] / A. Telmadarreie, J. Trivedi // SPE Canada Heavy

Oil Technical Conference. – 2017. – Режим доступа: https://doi.org/10.2118/184970S (дата обращения 10.11.2018).

120. Torabi, F. Predicting heavy oil/water relative permeability using modified Corey-based correlations / F. Torabi, N. Mosavat, O. Zarivnyy // Fuel. – 2016. – №. 163. – pp. 196-204.

121. Torabzadey, S.J. The effect of temperature and interfacial tension on water/oil relative permeabilities of consolidated sands [Электронный ресурс] / S. J. Torabzadey // SPE Enhanced Oil Recovery Symposium. – 1984. – Режим доступа: https://doi.org/10.2118/12689-MS (дата обращения 10.11.2018).

122. Tsoutrelis, C. E. Effect of rock discontinuities on certain rock strength and fracture energy parameters under uniaxial compression / C. E. Tsoutrelis, G.E. Exadaktylos // Geotechnical & Geological Engineering. – 1993. – №. 2. – pp. 81 - 105.

123. Vinsome, P.K.W. A simple method for predicting cap and base rock heat losses in' thermal reservoir simulators / P.K.W. Vinsome, J. Westerveld // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1980. – №19. – pp. 86-90.

124. Wang, J. Effect of oil viscosity on heavy oil-water relative permeability curves [Электронный ресурс] / J. Wang, M. Dong, K. Asghari // DOE Symposium on Improved Oil Recovery. – 2006. – Режим доступа: https://doi.org/10.2118/99763-MS (дата обращения 10.11.2018).

125. Wu, Z. Inflow Performance of a Cyclic-Steam-Stimulated Horizontal Well Under the Influence of Gravity Drainage / S. Vasantharajan, M. El-Mandouh, P.V. Suryanarayana // SPE Journal. – 2011. – № 16 (03). – pp. 494–502.

126. Yue, H. Integral completion technique for heavy oil thermal recovery [Электронный ресур] / H. Yue, W. Pang, Y. Duan, T. Zhang, Z. He, D. Deng // SPE Heavy Oil Conference-Canada. – 2013.

127. Zhao, L. Steam alternating solvent process [Электронный ресур] / L. Zhao // SPE International Thermal Operations. – 2004. – Режим доступа: https://doi.org/10.2118/86957-MS (дата обращения 10.11.2018).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2019616199

ПРОГРАММА АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ДИНАМИЧЕСКОЙ ВЯЗКОСТИ НЕФТИ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ

Правообладатель: *федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет» (RU)*

Авторы: *Шарифов Анар Рабилович (RU), Мардашов Дмитрий Владимирович (RU)*

Заявка № 2019615090
Дата поступления 06 мая 2019 г.
Дата государственной регистрации в Реестре программ для ЭВМ *20 мая 2019 г.*

Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Исходный код разработанной математической модели

```
import math
import pandas as pd
import matplotlib.pyplot as plt
#Input_DATA
k = 0.903*10**(-12) #проницаемость пород, м2
Bo = 1 # объемный к. нефти
Bw = 1 # объемный к. воды
G = 9.81 # ускорение своб. падения
Rw = 0.1 # радиус скв., м
pr = 8*10**6 # Начальное пластовое давление, Па
pwf = 6*10**6 # Забойное давление, Па
h = 10 # тощина пласта, м
po = 1020  # плотность нефти при станд. условиях, кг/м3
pw = 1000 # плотность воды при станд. условиях, кг/м3
poro = 0.18 # пористость
Swi = 0.2 # начальная водонасыщенность
Mol_oil = 326 #Молекулярная масса нефти г/моль
L = 300  # длина ГС, м
Tr = 28 # пластовая темп. , ºC
Ts = 250 # темп.  пара на забое, ºC
c_wat=0.49*10**(-9) # сжимаемость воды, 1/Па
c_oil=0.56*10**(-9) # сжимаемость нефти, 1/Па
c_f=0.68*10**(-9) # сжимаемость породы, 1/Па
tinj = 15 #время закачки, сут
f_sdh = 0.554
M_sigm = 2484 #Коэффициент удельной теплоемкости породы пласта, кДж/(м3·ºC)
alfa_init = 0.04459346 #пластовая темрическая диффузия
T_soak = 10 #время пропитки
ProdTime = 120 #Время 120, сут
```

```
NumberOfCycles = 7   #число циклов
Qs=50   #приеистость т/сут
KR = 2.18 #коэффициент теплопроводности
Socr = 0.24 #ост. нефтенас. при Тпл
Swcr = 0.44 #связ. водонасыщ. при Тпл
Kocr = 0.49 #ОФП по нефти при связ. воде
Kwcr = 0.024 #ОФП по воде при ост. нефти
no = 0.5 #степень Corey по нефти
nw = 5 #степень Corey по воде
a = 500 #ширина расчетного куба
b = 500 #длина расчетного куба
SigmT = 0
RawNum = 2
Pi = math.pi
OIP = a * b * h * poro * (1 - Swi)
S = 0.32
#Lists
pr_1 = []
rsolvmax = []
qo=[]qw=[]Jo=[]Jw=[]ko=[]kw=[]qo_g=[]muo=[]muw=[]re=[]po_t=[]pw_t=[]T_i=[]Cw=[]qi=[]Tavg]
mo=[]mw=[]Vs=[]Hinj=[]PorVal = []Sw=[]Pres_zak=[]Rh=[]tDH = []fHD = []Tavg_i=[]T_ww=[]
muo_ww=[]muw_ww=[]po_t_ww=[]pw_t_ww=[]Sw_ww=[]So_ww=[]Socr_ww = []Swcr_ww = []
Kocr_ww = []Kwcr_ww = []no_ww = []nw_ww=[]ko_ww=[]kw_ww=[]pC_t=[]qw_g = []Wp_ww =
tDH_ww = []fHD_ww = []tDV_ww = []fVD_ww = []Qmax = []Hlast = []dfPD = []
Tavg_ww = [] #Температура на конец каждого дня добычифPD_ww = []SigmOil = []SigmOilM =
SigmCycl = []W_last = []ww1=[]Swz_ww = []Wp_wi = []Sw1 = []pr_11=[]WIP = []A = []qo_q_solv
qo_solv = []visc_oil_plus_solv_i = []Jo_solv = []qo_solv_sum = []
#============================Вывод=====================================
Temp = []Pressure = []Swater = []Soil = []Qoil = []Qwater = []VisOil=[]VisWat=[]Socrit = []
Swcrit = []SigmOilMM = []SOR = []Wp_w=[]Diff_solv = []Cons_solv = [] qo_q_ = []
visc_oil_plus_solv_i1 = []
```

```
#============================Расчет============================
TotalSteamMass= 0
NumCyclFact= 1
for i in range (1, NumberOfCycles+1):
    if i > 1:
        T_i.append(Temp[-1])
        Sw1.append(Swater[-1])
    else:
        T_i.append(Tr)
        Sw1.append(Swi)
    if i>1:
        pr_11.append(Pressure[-1])
    else:
        pr_11.append(pr)
    Hw_Ts = (4.7668*Ts - 51.393)
    Hw_Tr = (4.7668*T_i[i-1] - 51.393)
    Cw.append((Hw_Ts - Hw_Tr) / (Ts - T_i[-1]))
    L_vdh = -3 *(10 ** (-19)) *  (pr_11 [i-1]**3) + 10**(-11) * (pr_11 [-1]**2) - 0.0002*(pr_11 [-1]) +
2229.4
    qi.append (Cw[-1] * (Ts - T_i[-1]) + f_sdh * L_vdh)
    WIP.append (Qs * tinj)
    Hinj.append (350 * qi[-1] *WIP[-1] * pw)
    TotalSteamMass+= WIP[-1]
 #Пластовое давление
    Pres_zak.append((pr_11[i-1]+((WIP[i-1])/(OIP*(c_f+c_wat*Sw1[i-1]+c_oil*(1-Sw1[i-1]))/(1-
Sw1[i-1])))))
    #Закачиать растворитель?
    if i>1:
        solvent = False
    else:
        solvent = True
    #ЗАКАЧКА #Паровая камера
```

```
    if i > 1:
        Hlast.append(Hlast[i-2])
        W_last.append(W_last[i-2])
        Wp_wi.append (Wp_w[-1])
    else:
        Hlast.append(0)
        W_last.append(0)
        Wp_wi.append (0)
    NumCyclFact = NumCyclFact + 1
    po_t.append (po * (1 + 0.000693 * (20 - T_i[i-1]))) #Плотность нефти от температуры
    pw_t.append ((-10**(-7)) * T_i[i-1] ** 4 + 6 * (10 ** (-5)) * T_i[i-1] ** 3 - 0.0134 * T_i[i-1] ** 2 +
0.4026 * T_i[i-1] + 995.85) #Плотность воды от темп
    mo.append ((0.001 * T_i[i-1] + 1.69) * po_t[i-1]) # объемная теплоемкость нефти
    mw.append (Cw[i-1] * pw_t[i-1]) # объемная теплоемкость воды
    pC_t.append ((1 - poro) * M_sigm + poro * ((1 - Sw1[i-1]) * mo[i-1] + Sw1[i-1] * mw[i-1])) #
    Vs.append ((Qs*1000 * tinj * qi[i-1] + Hlast[i-1]) / (pC_t[i-1] * (Ts - T_i[i-1]))) #Объем камеры
    #Радиус Паровой Камеры
    re.append ((Vs[i-1] / (Pi * L)) ** 0.5)
    #Водонасыщеннось
    PorVal.append (poro * Vs[i-1])
     #Добыча воды
    Sw.append ((Sw1[-1] + ((WIP[i-1]) / PorVal[i-1])))
    if Sw [i-1] > (1 - Socr):
        Sw[i-1] = (1 - Socr)
    RawNum = RawNum + 1
    Tavg_i.append (Ts)
    #'Шаг 2 - Soak Time + растворитель
    Rh.append (3.280839895 * (Vs[i-1] / (L * re[i-1])))
    alfa = alfa_init
    tDH.append ((alfa * 3.280839895 ** 2) * (T_soak)/((Rh[i-1])** 2))
    fHD.append (math.sqrt(1 / (1 + 5 * tDH[i-1])))
    tDV= 4 * (alfa * 3.280839895 ** 2) * (T_soak) / ((3.280839895 * h) ** 2)
```

```
fVD = 1 / (1 + 5 * tDV) ** 0.5
fPD = 0
Tavg_i [i-1] = (T_i[i-1] + (Ts - T_i[i-1]) * (fHD[i-1] * fVD * (1 - fPD) - fPD))
#Добыча
for ww in range(1, ProdTime+1):
    ww1.append(ww) #День добычи
    RawNum = RawNum+1
        #Viscosity correction
    if ww>1:
        T_ww.append(Tavg_ww[-1])
        Wp_ww.append(Wp_ww[-1])
    else:
        T_ww.append(Tavg_i[i-1])
        Wp_ww.append(0)
    muo_ww.append(math.exp(math.exp(6.78 - 0.37 * math.log (T_ww[-1]) - math.log (28.9 ) )-1)/1000) #Па*с
    muw_ww.append( 0.001788 / (1 + 0.05 * T_ww[-1] - 0.000043 * T_ww[-1] ** 2))
    po_t_ww.append (990)
    pw_t_ww.append (1033)
    #ОФП
    Socr_ww.append ( -0.0059*T_ww [-1]+0.8486)
    Swcr_ww.append ( 0.0025*T_ww [-1]+0.172)
    Kocr_ww.append (0.0067* math.exp(0.0106 *T_ww [-1]))
    Kwcr_ww.append (0.007 + 0.0031 * math.exp(0.0218 * (T_ww [-1] - Tr)))
    no_ww.append(0.0058*T_ww [-1]+0.0062)
    nw_ww.append (2.0527 * math.exp(0.0129 * (T_ww [-1] - Tr)))
    if T_ww [-1] >= 100:
        Socr_ww [-1] = (0.24)
        Swcr_ww [-1] = (0.44)
        Kocr_ww [-1] = (0.49)
        Kwcr_ww [-1] = (0.024)
        no_ww [-1] = (5)
```

```
    nw_ww [-1]  = (5)
  if ww>1:
    Sw_ww.append (Sw_ww[-1])
  else:
    Sw_ww.append (Sw[i-1])
  Swz_ww.append ((Sw_ww[-1] - Swcr_ww[-1]) / (1 - Socr_ww[-1] - Swcr_ww[-1]))
  if Swz_ww [-1] >1:
    Swz_ww [-1] = 1
  So_ww.append (1-Sw_ww[-1])
  ko_ww.append ((Kocr_ww[-1] * (1 - Swz_ww[-1]) ** no_ww[-1]))
  kw_ww.append (Kwcr_ww[-1] * (Swz_ww[-1]) ** nw_ww[-1])
  if ww > 1:
    pr_1.append(pr_1[-1])
  else:
    pr_1.append(Pres_zak[i-1])
  #Расчет добычи
  Jo.append (0.5 * Pi * k * ko_ww[-1] / (S+2 * muo_ww[-1] * Bo * math.log(re[i-1] / Rw)))
  qo_g.append ((k * ko_ww[-1] *  po_t_ww[-1] * (G) * re[i-1] / (muo_ww[-1] * Bo * math.log(re[i-1] / Rw)) + k * ko_ww[-1] *  po_t_ww[-1] * (G) * (re[i-1] - Rw) / (muo_ww[-1] * Bo * math.log(re[i-1] / Rw)))*86400)
  qo.append ( L * (Jo[-1] *86400* (pr_1[-1] - pwf)  + qo_g[-1]))
  Jw.append (0.5 * Pi * k * kw_ww[-1] / (S + 2 *  muw_ww[-1] * Bw * math.log(re[i-1] / Rw)))
  qw_g.append ((k * kw_ww[-1] * pw_t_ww[-1] * (G) * re[i-1] / (muw_ww[-1] * Bo * math.log(re[i-1] / Rw)  ) +k * kw_ww[-1] * pw_t_ww[-1] * (G) * (re[i-1] - Rw) / (muw_ww[-1] * Bw * math.log(re[i-1] / Rw)))*86400)
  qw.append ( L * (Jw[-1] *86400 * (pr_1[-1] - pwf) + qw_g[-1]))
  if pr_1[-1] <= pwf:
    qo[-1]=qo_g [-1]
    qw[-1] = qw_g [-1]
    #растворитель
  if solvent is True:
    Vol_solv = 0.05*Qs*1000 * tinj / pw_t[i-1]
    visc_oil = (59286 * math.exp(-0.08 * (Tavg_i [i-1]-80))) #мПа*с
```

```
        R_solv =re[i-1] + math.sqrt( Vol_solv/math.pi/poro/(1-Socr - Swcr )/L)
        visc_solv = 1.194*math.exp(-0.01*Tavg_i [i-1])
        Vmol_solv = 0.1785*Tavg_i [i-1]+185.96 #Мольный объем растворителя, мл/моль
        Diff_solv = 8.64*7.4*10**(-8)*math.sqrt(Mol_oil)*(Tavg_i [i-1]+273)/visc_oil/(Vmol_solv**0.6) #коэф. диффузии, м2/сут
        for Rdif in range (1, 101, 1):
            Cons_solv.append (1 - math.erf((Rdif)/100/(math.sqrt((Diff_solv * T_soak)))))
            if Cons_solv [-1] > 0 :
                A.append (math.exp(6.78 - 0.37 * math.log (T_ww [-1]) - math.log (28.9 + 100*Cons_solv[Rdif-1])))
                visc_oil_plus_solv_i.append ((math.exp(A [Rdif-1]) -1)/1000) #Па*с
                rsolvmax.append((Rdif))
                visc_oil_plus_solv_i1.append (visc_oil_plus_solv_i[-1])
        Vmax_solv = math.pow(rsolvmax[-1]/100, 2)*math.pi*L
        #Средняя вязкость
        average_visc = sum(visc_oil_plus_solv_i)/rsolvmax[-1]
        Jo_solv.append (0.5 * Pi * k * ko_ww[-1] / (S+ 2 * average_visc * Bo * math.log(((rsolvmax[-1]/100 )/ Rw))))
        qo_q_solv.append (k * ko_ww[-1] * (po_t_ww[-1]/1.3) * G * (rsolvmax[-1]/100 ) / (S+average_visc * Bo * math.log((rsolvmax[-1]/100 ) / Rw)) + k * ko_ww[-1] * (po_t_ww[-1]/1.3) * G * ((rsolvmax[-1]/100 ) - Rw) / (S+average_visc * Bo * math.log((rsolvmax[-1]/100 ) / Rw)))
        qo_solv.append ( 0.3*86400 * L * (Jo_solv[-1] * (pr_1[-1] - pwf) + qo_q_solv[-1]))
        qo_solv_solv1 = qo_solv[-1]
    if solvent is True:
        if sum(qo_solv) > Vmax_solv:
            qo_solv_solv1 = 0
        if pr_1[-1] <= pwf:
            qo_solv_solv1 = 0
    if solvent is False:
            qo_solv_solv1 = 0
    rsolvmax.clear()
    A.clear()
    visc_oil_plus_solv_i.clear()
```

```
Jo_solv.clear()
qo_q_solv.clear()
qo_solv.clear()
#Водонасыщенность
Wp_ww [-1] = (Wp_ww[-1]  + qw[-1])
Sw_ww [-1] = Sw1[i-1]  + (WIP[i-1] - Wp_ww [-1])/PorVal[i-1]
if Sw_ww [-1] < Swcr_ww [-1]:
   Sw_ww [-1] = Swcr_ww [-1]
if Sw_ww [-1] > 1-Socr_ww [-1]:
   Sw_ww [-1] = 1-Socr_ww [-1]
So_ww [-1] = (1-Sw_ww[-1])
#Ср температура в пласте
if solvent is True:
   tDH_ww.append (((alfa-alfa * Vol_solv/Vs[-1]) * 3.280839895 ** 2) * (T_soak + ww) / (Rh[i-1] ** 2))
else:
   tDH_ww.append ((alfa * 3.280839895 ** 2) * (T_soak + ww) / (Rh[i-1] ** 2))
fHD_ww.append (1 / (1 + 5 * tDH_ww[-1]))
if solvent is True:
   tDV_ww.append (4 * ((alfa-alfa * Vol_solv/Vs[-1]) * 3.280839895 **2) * (T_soak + ww) / (3.280839895 * h ** 2))
else:
   tDV_ww.append (4 * (alfa * 3.280839895 **2) * (T_soak + ww) / (3.280839895 * h ** 2))
fVD_ww.append (1 / (1 + 5 * tDV_ww[-1]) ** 0.5)
Qmax.append (Hinj[i-1] + Hlast[i-1] - 2 * Rh[i-1] * L * KR * (Ts - T_ww[-1]) * ((T_soak / (Pi * alfa)) ** 0.5))
dfPD.append (5.615 * (qo[-1] * mo[i-1] + qw[-1] * mw[i-1]) * (T_ww[-1] - Tr) / (2 * Qmax[-1]))
if ww>1:
   fPD_ww.append (fPD_ww[-1] + dfPD[-1])
else:
   fPD_ww.append (0)
Tavg_ww.append (Tr + (Ts - Tr) * (fHD_ww [-1] * fVD_ww[-1] * (1 - fPD_ww[-1]) - fPD_ww[-1]))
```

```
    #Шаг по времени
    if ww>1:
        SigmOil.append (SigmOil[-1] + qo[-1])
        SigmCycl.append (SigmCycl [-1] + qo[-1])
        SigmOilM.append (SigmOilM [-1] + qo [-1] * po_t_ww[-1] / 1000)
    else:
        SigmOil.append(qo[-1])
        SigmCycl.append (qo[-1])
        SigmOilM.append (qo [-1] * po_t_ww[-1] / 1000)
  #Пластовое давление
    if solvent is True:
        pr_1[-1]=(pr_1[-1]-((qo_solv_solv1*Bo+qo[-1]*Bo+qw[-1]*Bo)/(OIP*(c_f+c_wat * Sw_ww [-1]+c_oil*So_ww[-1])/(So_ww[-1]))))
    else:
        pr_1[-1]=(pr_1[-1]-((qo[-1]*Bo+qw[-1]*Bo)/(OIP*(c_f+c_wat * Sw_ww [-1]+c_oil*So_ww[-1])/(So_ww[-1]))))
#==========Выгрузка данных в файл (в коде построчно) ====================
    Temp.append(Tavg_ww[-1])  Swater.append(Sw_ww[-1])  Soil.append(So_ww[-1])
    Qwater.append(qw[-1])  Qoil.append(qo[-1])  Pressure.append(pr_1[-1])
    VisOil.append(muo_ww[-1])  VisWat.append(muw_ww[-1])  Socrit.append(Socr_ww[-1])
    Swcrit.append(Swcr_ww[-1])  SigmOilMM.append(SigmOilM[-1])
Wp_w.append(Wp_ww[-1])  qo_q_.append (qo_g[-1])  qo_solv_sum.append (qo_solv_solv1)
#==================Удаление строк в итерации (в коде построчно) ==================
  Tavg_ww.clear() Sw_ww.clear() Socr_ww.clear() So_ww.clear() Swcr_ww.clear() Kocr_ww.clear()
  Kwcr_ww.clear()  ko_ww.clear()  kw_ww.clear()  qo.clear()  qw.clear()  qo_g.clear()
qw_g.clear()
  muo_ww.clear()  muw_ww.clear()  tDH_ww.clear()  fHD_ww.clear()  tDV_ww.clear()
fVD_ww.clear()
  Qmax.clear()  dfPD.clear()  SigmOil.clear()  SigmCycl.clear()  SigmOilM.clear()
Wp_ww.clear()
  Swz_ww.clear()  no_ww.clear()  nw_ww.clear()  Jo.clear()  Jw.clear ()  pr_1.clear()
#============================Уточнение физ св-в====================
  po_t[i-1]=(po * (1 + 0.000693 * (20 - Temp[-1])))
```

```
    pw_t [i-1]= ((-10**(-7)) * Temp[-1] ** 4 + 6 * (10 ** (-5)) * Temp[-1] ** 3 - 0.0134 * Temp[-1] **
2 + 0.4026 * Temp[-1] + 995.85)
    mo [i-1] = ((0.001 * Temp[-1] + 1.69) * po_t[i-1])
    mw [i-1] = (Cw[i-1] * pw_t[i-1])
    pC_t [i-1]= ((1 - poro) * M_sigm + poro * ((1 - Swater[-1]) * mo[i-1] + Swater[-1] * mw[i-1]))
    Hlast [i-1] = (Vs[i-1] * pC_t[i-1] * (Temp[-1] - Tr))
    W_last [i-1] =  ((Swater[-1] - Sw1 [i-1]) * PorVal[i-1])
    if SigmOilMM[-1] > 0:
        SOR.append (TotalSteamMass/ sum(SigmOilMM))
#================Формирование выходного файла=====================
Days = pd.DataFrame()
Days['Дебит нефти, м3/сут'] = Qoil
Days['Дебит нефти гравитационный, м3/сут'] = qo_q_
Days['Дебит воды, м3/сут'] = Qwater
Days['Температура, С'] = Temp
Days['Рпл, Па'] = Pressure
Days['День добычи'] = ww1
Days['Водонасыщенность'] = Swater
Days['Вязкость нефти, Па*с '] = VisOil
Days['Вязкость воды, Па*с'] = VisWat
Days['Нефтенасыщенность'] = Soil
Days['Socr_ww'] = Socrit
Days['Swcr_ww'] = Swcrit
Days['Wp_w'] = Wp_w
Days ['qo_solv_sum'] = qo_solv_sum
Days.to_excel('2DaysnoSolv.xlsx', sheet_name='Sheet1')
Solv2 = pd.DataFrame()
Solv2 ['вязкость_нефти и раство '] = visc_oil_plus_solv_i1
Solv2.to_excel('solvent.xlsx')
```

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Блок-схема разработанной математической модели