

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*

**Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук**

Санкт-Петербург – 2021

Работа выполнена в федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет».

Научный руководитель:

кандидат технических наук, доцент

Мардашов Дмитрий Владимирович

Официальные оппоненты:

Антониади Дмитрий Георгиевич

доктор технических наук, профессор, федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Кубанский государственный технологический университет», кафедра нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна, заведующий кафедрой, Институт нефти, газа и энергетики, директор института

Колонских Александр Валерьевич

кандидат технических наук, ООО «РН-БашНИПИнефть», директор по инновационным технологиям

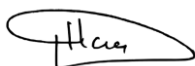
Ведущая организация – общество с ограниченной ответственностью «Самарский научно-исследовательский и проектный институт нефтедобычи» (ООО «СамараНИПИнефть»).

Защита диссертации состоится 31 марта 2021 г. в 15:00 на заседании диссертационного совета ГУ 2020.9 Горного университета по адресу: 199106, г. Санкт-Петербург, 21-я линия, д.2, ауд. № 1163.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Горного университета и на сайте www.spmi.ru.

Автореферат разослан 29 января 2021 г.

УЧЕНЫЙ СЕКРЕТАРЬ
диссертационного совета



ТАНАНЫХИН
Дмитрий Сергеевич

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследований

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, исключаяющие 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 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 °С.

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.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении приводится общая характеристика работы, обосновывается ее актуальность, определяются цель и идея, ставятся задачи, излагаются научная новизна, теоретическая и практическая значимости исследования, изложены основные положения, выносимые на защиту.

Первая глава представляет аналитический обзор научно-технической литературы, посвященной процессу добычи сверхвязкой нефти. Отмечено, что основной технологией интенсификации добычи СВН из карбонатных коллекторов является пароциклическая обработка скважин (ПЦО), применение которой осложнено неоднородностью и гидрофобностью пород, а также низкой подвижностью нефти.

Приведена краткая геолого-физическая характеристика изучаемого объекта (залежь СВН в карбонатных коллекторах на территории Мелекесской впадины): нефтенасыщенная толщина 10,5 м, пластовое давление 8 МПа, температура 28 °С, газовый фактор менее 3 м³/т, пористость в диапазоне от 10 до 20 %, средняя раскрытость трещин составляет 0,5 мм.

Во второй главе описаны методики проведения лабораторных экспериментов.

Из-за сложности соблюдения критериев подобия при неизотермическом воздействии на продуктивный пласт, основной целью лабораторных исследований являлось получение функциональных зависимостей для дальнейшего математического моделирования.

В работе представлены результаты лабораторных исследований по определению зависимости динамической вязкости СВН от температуры, изучены ее тиксотропные и вязкоупругие свойства. Для определения оптимальной концентрации углеводородного растворителя (УВР) проведены исследования по определению динамической вязкости смеси «нефть + углеводородный растворитель» при различных температурах системы.

Одним из основных показателей успешного подбора УВР является отсутствие выпадения твердого органического осадка при его смешении с нефтью. С этой целью были проведены лабораторные исследования по определению минимальной допустимой концентрации ароматических углеводородов в составе растворителя.

Для изучения компонентного состава добытой и вытесненной из карбонатной породы-коллектора нефти были проведены исследования методом газовой хроматографии. Керна и пробы нефти были отобраны из одной и той же скважины. Целью данных исследований было подтверждение наличия в керне адсорбированной остаточной нефти, требующей принципиально иной методики пробоподготовки.

Подготовка керна к лабораторным фильтрационным исследованиям проводилась методом проточной экстракции керосином, впервые предложенным Е. Аммотом. Проточная экстракция, в отличие от стандартной методики подготовки керна согласно ОСТ 39-195-86 «Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях», позволяет сохранить естественную смачиваемость пород, т.к. не отмывает адсорбированные тяжелые углеводороды с поверхности породы.

После проведения экстракции один из образцов керна был использован для изучения влияния температуры на краевой угол смачивания на границе «поверхность породы – дистиллированная вода».

Изучение относительных фазовых проницаемостей (ОФП) карбонатных пород по нефти и воде производилось методом стационарной фильтрации. Объемный расход жидкостей был выбран $0,1 \text{ см}^3/\text{мин}$, что при пересчете на линейную скорость составляет $0,2 \text{ м/сут}$. Поровое давление поддерживалось системой противодавления и равнялось 8 МПа , горное давление составляло $22,4 \text{ МПа}$. Для определения содержания углеводородной фазы в воде использовалась методика из ОСТ-39-133-81 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Определение содержания нефти в промысловой сточной воде».

На основании результатов проведенных исследований был изучен механизм вытеснения нефти УВР из модели трещинной карбонатной породы при различных температурах и градиентах давления фильтрации растворителя. Модель породы-коллектора представляла собой распиленный пополам карбонатный керн с поперечной трещиной раскрытостью $0,5 \text{ мм}$.

Для определения коэффициента вытеснения нефти горячей водой и паром был собран экспериментальный стенд, принципиальная схема которого представлена на рисунке 1. Эксперименты по закачке горячей воды производились при постоянном расходе $0,1 \text{ см}^3/\text{мин}$ и температурах $28, 50, 75$ и $100 \text{ }^\circ\text{C}$. Температура закачиваемого пара на входе в кернодержатель составляла $200, 250$ и $330 \text{ }^\circ\text{C}$.

В третьей главе приводятся результаты проведенных экспериментальных исследований.

При изучении реологических свойств сверхвязкой нефти (устьевой пробы) было выявлено, что при начальной пластовой температуре 28 °С она обладает тиксотропными (энергия тиксотропии $3,48 \cdot 10^6$ Дж/м²) и вязкоупругими свойствами. При температуре более 40 °С наблюдается линейный характер зависимости между напряжением и скоростью сдвига нефти, что характерно для ньютоновских жидкостей (рисунки 2-4).

Лабораторные исследования по определению динамической вязкости смеси нефти и УВР позволили установить, что вне зависимости от типа углеводородного растворителя, снижение вязкости нефти при температурах 20-28 °С происходит одинаково (в рамках погрешности) с уменьшением в 7, 30 и 100 раз при концентрациях растворителя – 5, 10 и 20 %, соответственно. При этом, с ростом температуры изменение вязкости за счет добавления растворителя нивелируется. Установлено, что снижение концентрации ароматических углеводородов в составе растворителя менее 20 % ведет к скачкообразному росту органического осадка при его смешении с нефтью.

Проведенное лабораторное исследование компонентного состава нефти, вытесненной из керна, в сравнении с пробой нефти, отобранной на устье, позволило установить значительное различие: максимум распределения н-алканов в составе вытесненной из керна нефти приходится на область C₁₇ - C₁₉, в то время как в устьевой пробе нефти – C₁₄ - C₁₆. В составе вытесненной из керна нефти отсутствуют н-алканы C₇ - C₉, а распределение имеет бимодальный характер, для устьевой пробы нефти – мономодальный характер (рисунок 5). Различия в свойствах добываемой и вытесненной из керна нефти были учтены при дальнейшем математическом моделировании.

Изучение влияния температуры на характер смачивания карбонатной породы-коллектора водой позволило установить снижение краевого угла смачивания на границе «дистиллированная вода - карбонатная порода» с 131° до 97° при повышении температуры от 75 до 100 °С, что является показателем гидрофилизации породы. При температурах до 75 °С изменений поверхностных свойств карбонатной породы не наблюдалось. В соответствии с полученными результатами исследований, для обеспечения изменения смачиваемости породы и, как следствие, повышения эффективности термического воздействия,

температура прогрева призабойной зоны пласта (ПЗП) должна быть более 75 °С.

Изучение процесса вытеснения сверхвязкой нефти из модели трещинной карбонатной породы УВР позволило установить, 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 – основной механизм заключается в конвективной диффузии между фильтрующимся в трещине УВР и СВН (число Пекле больше 2).

Установлена зависимость глубины проникновения растворителя в керн от температуры и градиента давления его фильтрации (1):

$$r_p(H_p, T) = 3,1 \cdot 10^{-5} \cdot \ln(H_p) + 4,1 \cdot 10^{-4} \cdot \ln(T), \quad (1)$$

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

Для цикла пропитки пласта УВР можно определить концентрацию растворителя в зависимости от времени выдержки, температуры и расстояния до трещины решением уравнения Фика (2):

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

где $C(x, t)$ – концентрация растворителя на расстоянии x от трещины в момент времени t после начала процесса молекулярной диффузии, д.ед; D – коэффициент молекулярной диффузии при температуре T , м²/с; M_n – молекулярная масса нефти, г/моль.

Установленные зависимости глубины проникновения растворителя в керн от температуры и градиента давления фильтрации позволяют определить радиус его проникновения в матрицу трещинно-порового карбонатного пласта – для цикла закачки растворителя, а в период выдержки пласта на пропитку – определить необходимое время взаимодействия растворителя и сверхвязкой нефти за счет молекулярной диффузии в зависимости от температуры согласно уравнению 2. Результаты определения глубины проникновения растворителя в матрицу трещинно-порового карбонатного коллектора представлены на рисунке 6.

Экспериментально получены относительные фазовые проницаемости (ОФП) карбонатных пород по сверхвязкой нефти и воде

в температурном диапазоне 28 - 100 °С. Полученные кривые ОФП были обработаны по корреляции Coreu, в результате чего были установлены зависимости ее параметров от температуры (таблица 1).

Таблица 1 – Установленные зависимости фильтрационно-емкостных свойств карбонатной породы-коллектора от температуры

Показатель	Зависимость
Остаточная водонасыщенность	$S_{Bo} = 0,0025 \cdot T + 0,172$
Остаточная нефтенасыщенность	$S_{Ho} = -0,0059 \cdot T + 0,8486$
Проницаемость по воде при остаточной нефтенасыщенности	$k_{BSHo} = 0,3512 \cdot e^{0,0021 \cdot T}$
Проницаемость по нефти при остаточной водонасыщенности	$k_{HSBo} = 0,3512 \cdot e^{0,0021 \cdot T}$
Степень Coreu по нефти	$C_n = 0,0058 \cdot T + 0,0062$

Экспериментальное определение коэффициентов вытеснения сверхвязкой нефти водой при температурах 28 - 330 °С позволило сделать следующие выводы:

- вытеснение нефти водой при начальной пластовой температуре 28 °С неэффективно ввиду отсутствия условий для капиллярной пропитки керна по причине высоких значений вязкости нефти и гидрофобности породы, а также из-за высоких значений градиентов давлений закачки воды (53 МПа/м);

- увеличение температуры закачиваемой воды ведет в положительной динамике скорости вытеснения нефти: при закачке 1-го 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 °С, соответственно, при сравнении с коэффициентом вытеснения нефти водой при температуре 100 °С;

- при температуре закачиваемого в керн пара 330 °С происходит частичное его разрушение с последующим выносом частиц породы из-за вытеснения тяжелых углеводородных фракций, которые являются цементным материалом для коллектора.

Результатом проведенных экспериментальных работ стало получение логарифмической зависимости коэффициента вытеснения нефти из карбонатной породы-коллектора от температуры закачиваемой воды (3):

$$K_{\text{выт}} = 0,2568 \cdot \ln(T) - 0,886 \quad (3)$$

Таким образом, по результатам экспериментальных исследований установлена минимально необходимая температура прогрева ПЗП (100 °С), ограниченная значениями эффективной вязкости нефти и поверхностными свойствами карбонатной породы, а также максимальная температура закачиваемого пара (330 °С), превышение которой может привести к разрушению ПЗП с последующим ростом выноса механических примесей.

Четвертая глава диссертационной работы описывает результаты теплофизических расчетов процесса закачки теплоносителя в скважину с горизонтальным окончанием с гидродинамическим моделированием обработки ПЗП скважины УВР и теплоносителем.

На первом этапе моделировалось несколько вариантов закачки теплоносителя в скважину, отличающихся его массовым расходом, начальной сухостью пара и усредненным коэффициентом теплопроводности насосно-компрессорных труб (НКТ). При моделировании было учтено, что для трещиноватых пород-коллекторов необходимо поддерживать забойное давление ниже давления раскрытия трещин.

Результаты теплофизических расчетов показали необходимость применения теплоизолированных НКТ: необходимый диапазон температур 100-330 °С, определенный по результатам лабораторных фильтрационных исследований, и установленное давление на забое скважины не более 13,6 МПа (давление раскрытия трещин) возможны при применении не теплоизолированных НКТ только при массовом расходе пара свыше 100 т/сут и начальной его сухости не менее 0,5. Учитывая то, что породы-коллекторы СВН, как правило, не позволяют обеспечить полученную приёмистость, использование не теплоизолированных НКТ для термической обработки ПЗП не представляется возможным.

На втором этапе с целью изучения внутрипластовых процессов, происходящих при закачке в пласт УВР и пара, было проведено математическое моделирование гипотетического элемента пласта двойной проницаемости и пористости, вскрытого одиночной скважиной с горизонтальным окончанием длиной 300 м с использованием программного комплекса tNavigator (Rock Flow Dynamics).

Моделирование пластовых флюидов производилось с использованием данных лабораторных газохроматографических исследований на основе уравнения состояния Пенга-Робинсона, в

результате была получена 23-х компонентная модель пластовой нефти. Углеводородный растворитель задавался одной псевдокомпонентой, адаптация свойств которой производилась на вязкость и плотность керосина марки ТС-1 при различных температурах.

Гидродинамические расчеты были разделены на два этапа:

- определение оптимальных технологических параметров закачки пара с учетом ограничений, полученных при лабораторном моделировании;
- определение оптимальных объемов и порядка закачки углеводородного растворителя в пласт.

После получения параметров закачиваемого пара, при которых достигается наименьшее паронефтяное соотношение (ПНО) при максимальной накопленной добыче нефти, производились расчеты по закачке УВР в 1 цикл с заменой массовой части закачиваемого пара на соответствующую часть УВР. Предложенные расчетные модели закачки отличались между собой моментом закачки УВ растворителя и включали следующие стадии: «пар → растворитель → пар → выдержка → добыча»; «растворитель → пар → выдержка → добыча»; «пар → растворитель → выдержка → добыча».

В качестве базовой модели ПНО был выбран расчетный вариант, характеризующийся температурой закачиваемого пара 250 °С, периодом закачки пара 25 суток, периодом добычи нефти 120 суток, периодом пропитки пласта паром 5 суток, массовым расходом закачиваемого пара 50 т/сут, накопленной добычей нефти 3581 т, ПНО 2-3,1 т/т. Повышение периода добычи нефти свыше 120 дней необоснованно из-за снижения пластовой температуры до величины, препятствующей фильтрации СВН.

С целью расчета эффекта от закачки УВР был введен параметр, характеризующий отношение массы закачанного растворителя к массе дополнительной добычи нефти (РНО). Установлено, что при соотношении закачиваемого пара к УВР менее 95/5 наблюдается снижение средней температуры пласта из-за дополнительно возникающих энергетических затрат, необходимых для прогрева закачиваемого УВР. В результате этого эффект от применения растворителя становится отрицательным, а показатель РНО растет. Дополнительная добыча нефти при замене 5 % масс. пара (63 т) (при пересчете на количество жидкости) на аналогичное количество углеводородного растворителя составляет 383 т.

Максимальный радиус воздействия на ПЗП УВР достигается при его прокачке перед паром (рисунок 7, а), однако доля растворителя, взаимодействующего с нефтью, значительно ниже в сравнении с вариантом его закачки в ПЗП после предварительного прогрева пласта паром (рисунок 7, б) и после всего объема пара (рисунок 7, в). Полученные результаты можно объяснить отсутствием диффузии УВР и нефти при его закачке в холодный пласт. После предварительного прогрева ПЗП паром, растворитель, преимущественно находящийся в области трещин, вытесняется в удаленную зону пласта и, с постепенным повышением температуры, активнее диффундирует в нефть. По мере удаления УВР в глубь пласта происходит его охлаждение, в результате чего процесс молекулярной диффузии замедляется. В случае предварительного прогрева пласта паром УВР и СВН начинают диффундировать непосредственно в ПЗП, а после прокачки оставшейся части пара, не часть растворителя, не смешавшаяся с нефтью, вытесняется в удаленную зону пласта.

Растворитель, обладая меньшей теплопроводностью в сравнении со сверхвязкой нефтью и водой, а также располагаясь преимущественно в подошвенной части пласта, способствует снижению тепловых потерь в окружающие горные породы и увеличению области прогрева в горизонтальном направлении, что в итоге обеспечивает большую технологическую эффективность мероприятия (рисунок 8).

По результатам математического моделирования установлено влияние очередности закачки пара и УВР на показатель извлечения последнего. При закачке растворителя перед паром средний показатель его извлечения составляет 69 %, при закачке между циклами закачки пара – 82 %, а наибольший показатель извлечения (90 %) достигался при его закачке после пара, по причине минимальной диффузии с нефтью.

В пятой главе диссертационной работы представлено описание технологии пароциклического воздействия с растворителем на призабойную зону скважины с горизонтальным окончанием. Сформулированы требования и рекомендации к реализации технологии, а также методика расчета и результаты показателей экономической эффективности. Описано необходимое для реализации технологии оборудование, а также схема его размещения (рисунок 9).

Разработанная комплексная технология основана на закачке в предварительно прогретую паром ПЗП определенного объема УВР с дальнейшей его продавкой водяным паром и выдержкой на пропитку.

Технологическая цепочка состоит из пяти этапов: 1 – закачка в ПЗП пара для ее предварительного прогрева до температуры (не менее 100 °С), позволяющей производить закачку растворителя и обеспечивать в матрице карбонатной породы-коллектора диффузию растворителя и нефти; 2 – закачка УВР; 3 – закачка основной массы пара; 4 – выдержка на пропитку пласта паром и УВР; 5 – запуск скважины в эксплуатацию.

Для расчета технологических параметров процесса закачки в скважину пара и растворителя, а также показателей добычи нефти была разработана математическая модель, основанная на уравнениях материального и энергетического баланса. Основным допущением модели является предположение о цилиндрической форме области прогрева вокруг горизонтального участка скважины (рисунок 10), объем которого определяется по следующей зависимости (4):

$$V_{\pi} = \frac{q_{\pi\pi} \cdot t_{\text{наг}} \cdot q_i + H_{\text{ост}}}{(\rho \cdot c)_t \cdot (T_{\pi} - T_{\text{пл}})}, \quad (4)$$

где $q_{\pi\pi}$ – темп закачки пара, кг/сут; $t_{\text{наг}}$ – время нагнетания пара, сут; q_i – количество тепла в массе пара, кДж/кг; $(\rho \cdot c)_t$ – объемная теплоемкость породы и вмещающих флюидов, кДж/(м³·°С); T_{π} – температура пара на забое скважины, °С; $T_{\text{пл}}$ – начальная температура пласта, °С; $H_{\text{ост}}$ – количество тепла, оставшегося с предыдущего цикла, Дж. Для первого цикла $H_{\text{ост}} = 0$.

В качестве параметра, характеризующего среднюю температуру в области прогрева, была использована зависимость (5):

$$T_{\text{ср}} = T_{\text{пл}} + (T_{\pi} - T_{\text{пл}})[f_{\text{гп}}f_{\text{вп}}(1 - f_{\text{дп}}) - f_{\text{дп}}], \quad (5)$$

где $f_{\text{гп}}$ – горизонтальные потери тепла, д.ед.; $f_{\text{вп}}$ – вертикальные потери тепла, д.ед.; $f_{\text{дп}}$ – потери тепла при добыче, д.ед.

Потери тепла при добыче нефти и воды рассчитывались интегральным методом (6):

$$f_{\text{дп}} = \frac{1}{2Q_{\text{макс}}} \int_0^t 5,615(q_n M_n + q_v M_v)(T_{\text{ср}}^{n-1} - T_{\text{пл}}), \quad (6)$$

где q_n – дебит скважины по нефти, м³/сут; q_v – дебит скважины по воде, м³/сут.

Дебит скважины по нефти определялся с учетом наличия гравитационных сил и зависимости ОФП от температуры (7):

$$q_n = \frac{\left(2\pi \cdot \frac{k k_n}{\mu_n B_n} \frac{(P_{пл_i} - p_3)}{\ln\left(\frac{r_k}{r_c}\right)} + \frac{\pi k k_n}{\mu_n B_n} \frac{\rho_n g r_k}{\ln\left(\frac{r_k}{r_c}\right)} + \frac{\pi k k_n}{\mu_n B_n} \frac{\rho_n g (r_k - r_c)}{\ln\left(\frac{r_k}{r_c}\right)} \right)}{1/86400}, \quad (7)$$

где μ_n – средняя динамическая вязкость нефти, Па·с;
 k – абсолютная проницаемость пласта, м²; k_n – ОФП по нефти;
 $P_{пл_i}$ – пластовое давление, Па; B_n – объемный коэффициент нефти, д.ед.;
 r_c – радиус скважины, м.

Величина пластового давления на конец цикла закачки пара и растворителя определялись по следующей зависимости (8):

$$P_{пл_i} = P_{пл_{i-1}} + \frac{q_n \cdot t_{нар} + V_p}{Q_{зн} \cdot \frac{(c_p + c_v \cdot S_{v_i} + c_n \cdot (1 - S_{v_i}))}{(1 - S_{v_i})}}, \quad (8)$$

где $P_{пл_{i-1}}$ – среднее пластовое давление на предыдущий расчетный шаг, Па; q_n – объемный расход закачки пара, м³/сут; V_p – объем закачиваемого растворителя, м³; $Q_{зн}$ – начальные запасы нефти, м³; c_p – средняя сжимаемость породы, 1/Па; c_v – средняя сжимаемость воды, 1/Па; c_n – средняя сжимаемость нефти, 1/Па; S_{v_i} – текущая водонасыщенность, д.ед.

С целью проверки достоверности результатов разработанной математической модели были проведены сравнительные расчеты с однокомпонентной гидродинамической моделью (ГДМ) с идентичными свойствами вмещающих флюидов и породы. Данное сравнение показало растущую со временем абсолютную разницу между этими показателями при снижающейся относительной: так для первого цикла они составили 135 т и 20 %; для 2-го цикла – 191 т и 17 %; для 3-го цикла – 204 т и 12 %; для 6-го цикла – 220 т и 9,6 %; для 7-го цикла – 250 т и 9,2 %. Полученные результаты по оценке их сходимости можно считать удовлетворительными.

Прогнозирование технологического эффекта от закачки УВ растворителя в ПЗП производилось с использованием математической модели, которая учитывала глубину его проникновения в нефть за счет молекулярной диффузии, изменение ее вязкости в зависимости от концентрации растворителя и температуры в пласте, снижение тепловых потерь в окружающие горные породы, влияние объема закачанного растворителя на энергетическое состояние пласта. Дополнительная

добыча нефти на конец 1-го цикла при закачке УВР составила 95,3 т, на конец 7-го цикла – всего 42,7 т.

В соответствии с результатами расчета экономической эффективности от реализации разработанной технологии минимальная цена нефти, при которой достигается точка безубыточности мероприятия составила 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 °С), 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 °С), 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 ОСНОВНЫХ РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ
АВТОРОМ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ:**

Публикации в изданиях из перечня ВАК:

1. **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.

2. **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.

3. **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.

В изданиях, индексируемых в международной базе Scopus:

4. 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.

5. **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>.

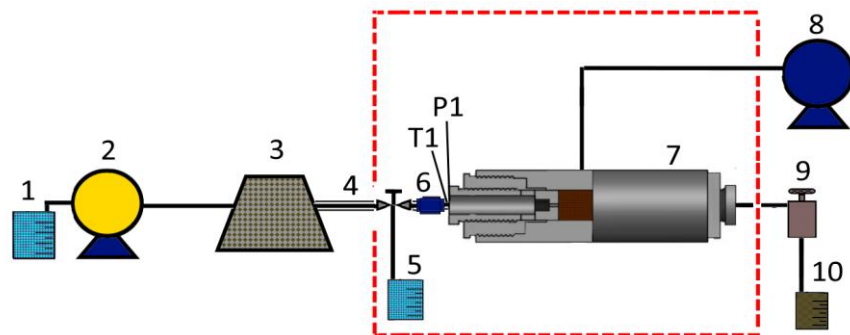
6. Khormali, A. Experimental and modeling study of asphaltene adsorption onto the reservoir rocks / A. Khormali, **A.R. Sharifov**, D.I. Torba // Petroleum Science and Technology. – 2018. – № 18. – pp. 1482-1489.

В прочих изданиях:

7. **Фарманзаде (Шарифов), А.Р.** Исследование добавок к теплоносителю для снижения вязкости нефти / **А.Р. Фарманзаде (Шарифов)**, Д.В. Мардашов // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса. – 2017. – С. 231-234.

Патенты:

8. 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.



1 – емкость с дистиллированной водой;
2 – насос поршневой;
3 – парогенератор ПИК-ГП;
4 – трубка термоизолированная;
5 – емкость для слива конденсата;
6 – обратный клапан;
7 – кернодержатель;
8 – система горного давления;

9 – система противодавления;
10 – мерная емкость;
P1 – датчик давления;
→ – направление фильтрации;
--- – термощкаф
T1, T2, T3 – термопары на входе, на поверхности и на выходе из кернодержателя, соответственно;

Рисунок 1 – Схема экспериментального стенда для определения коэффициента вытеснения нефти водой и водяным паром

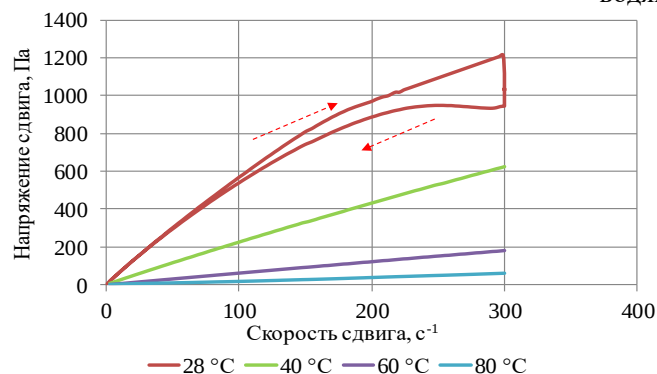


Рисунок 2 – Зависимость напряжения сдвига СВН от скорости сдвига при температурах 28 - 80 °C

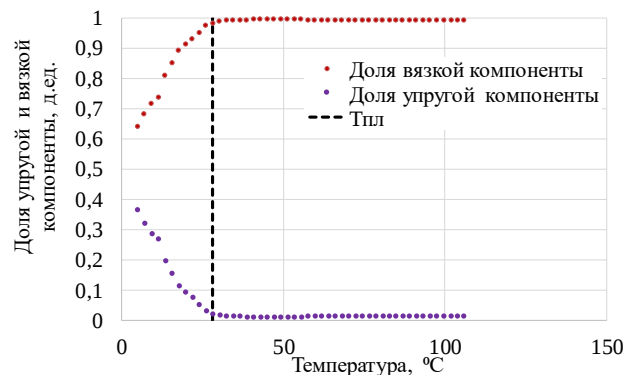


Рисунок 4 – Зависимость вязкоупругих свойств СВН от температуры

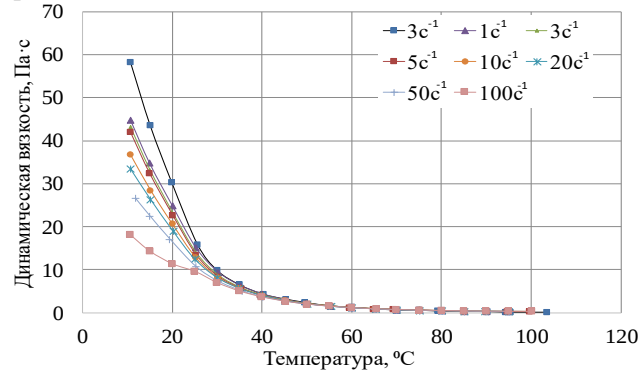


Рисунок 3 – Зависимость динамической вязкости СВН от температуры при различной скорости сдвига

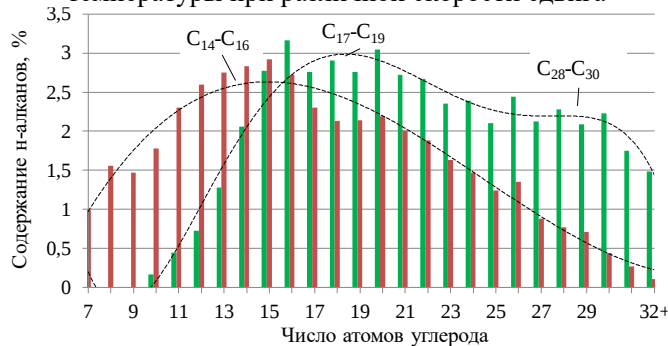


Рисунок 5 – Диаграмма массового соотношения n-алканов в устьевой и вытесненной из керна пробах нефти

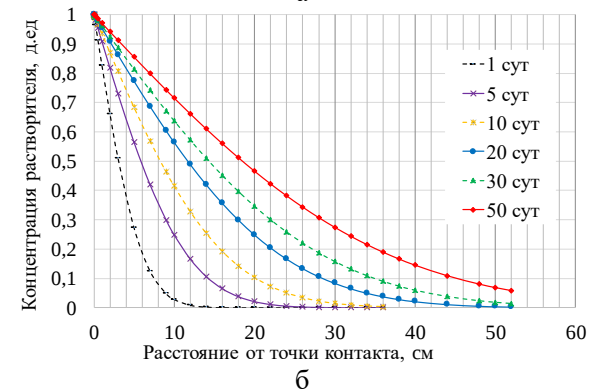
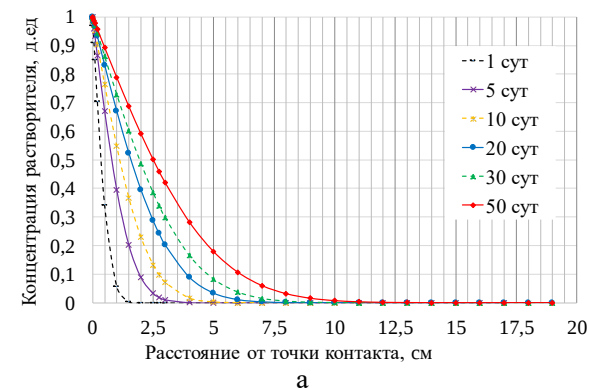


Рисунок 6 – Распределение концентрации растворителя в пласте в зависимости от расстояния от точки контакта и времени выдержки при температурах: а – 28 °C; б – 100 °C

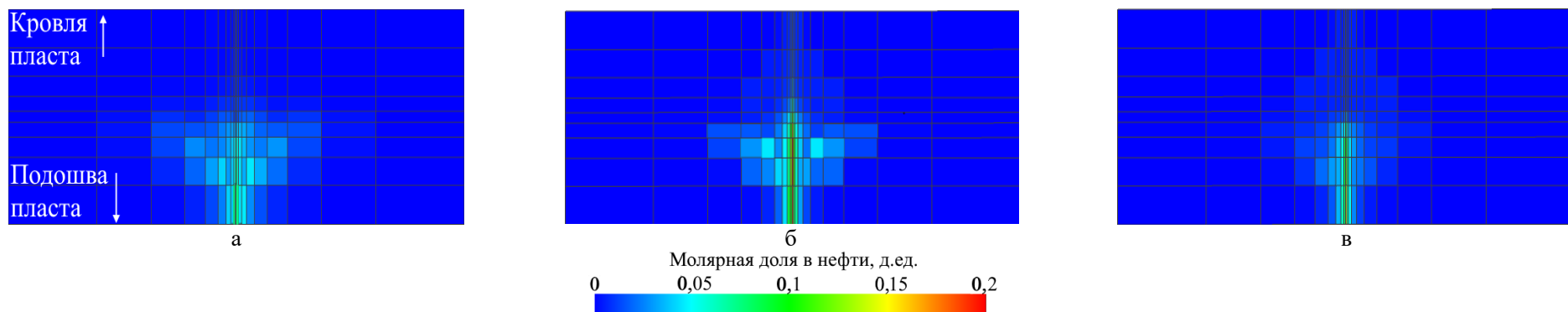


Рисунок 7 – Молярная доля растворителя в нефти на конец цикла пропитки ПЗП для вариантов (разрез поперек скважины у носка ГС): а – УВР перед закачкой пара; б – УВР после предварительного прогрева ПЗП; в – УВР после закачки всего объема пара

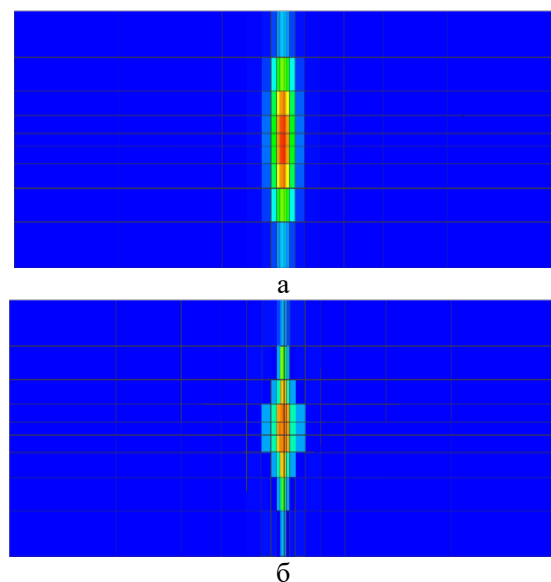


Рисунок 8 – Распределение температуры в матрице породы пласта: а – базовый вариант ПЦО; б – ПЦО с закачкой растворителя (разрез поперек скважины у носка ГС)

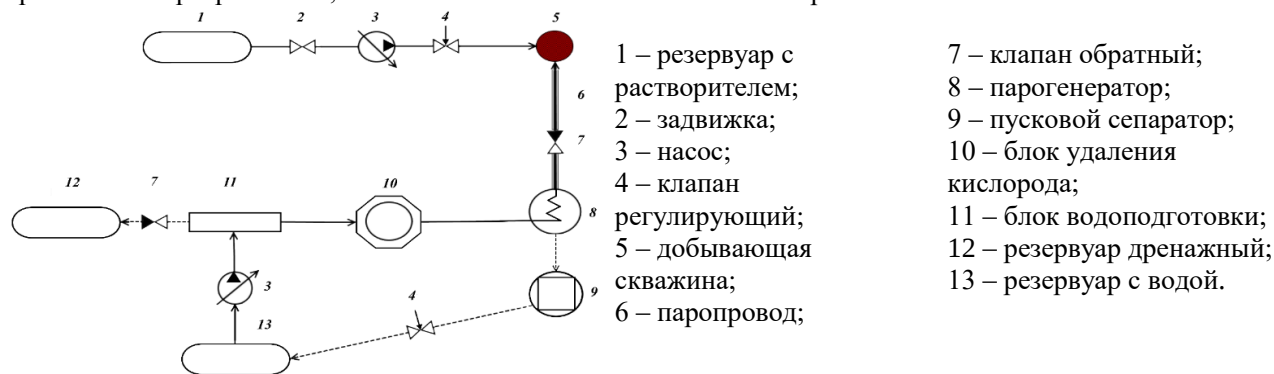


Рисунок 9 – Схема размещения наземного оборудования для технологии комплексного воздействия на призабойную зону пласта углеводородным растворителем и паром

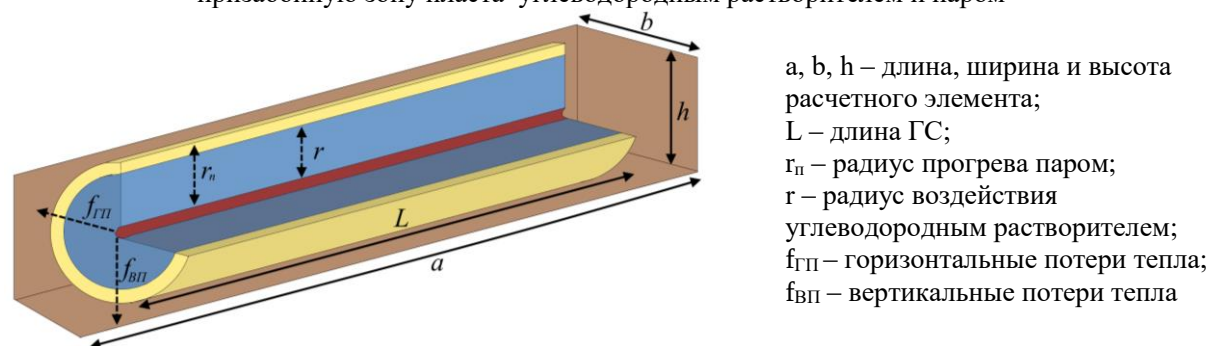


Рисунок 10 – Схематичное изображение ГС с основными параметрами математической модели