

На правах рукописи

Нгуен Ван Тханг



**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ
ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИН
В УСЛОВИЯХ ОБРАЗОВАНИЯ
ОРГАНИЧЕСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
(НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЬЕТНАМА)**

*Специальность 2.8.4. Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений*

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

Санкт-Петербург – 2022

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

Научный руководитель:

доктор технических наук, профессор

Рогачев Михаил Константинович

Официальные оппоненты:

Андреев Вадим Евгеньевич

доктор технических наук, профессор, государственное автономное научное учреждение «Институт стратегических исследований Республики Башкортостан», центр исследования реального сектора экономики, главный научный сотрудник;

Шарифов Анар Рабилович


кандидат технических наук, общество с ограниченной ответственностью «НЕДРА» - Новые цифровые ресурсы промышленных активов, владелец продукта.

Ведущая организация – федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Пермский национальный исследовательский политехнический университет», г. Пермь.

Защита диссертации состоится 14 июня 2022 г. в 13:00 на заседании диссертационного совета ГУ 2022.1 Горного университета по адресу: 199106, г. Санкт-Петербург, 21-я В.О. линия, д.2, ауд. № 1171а.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Горного университета и на сайте www.spmi.ru.
Автореферат разослан 14 апреля 2022 г.

УЧЕНЫЙ СЕКРЕТАРЬ
диссертационного совета



ТАНАНЫХИН
Дмитрий Сергеевич

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы. Актуальность темы исследования обусловлена проблемой образования твердых органических (асфальтосмолопарафиновых) отложений (АСПО) при эксплуатации скважин на месторождениях Вьетнама. Высокая интенсивность образования этих отложений на месторождениях Вьетнама со сложными геолого-физическими условиями разработки приводит к значительному снижению эффективности эксплуатации скважин, что, в целом, затрудняет выполнение плановых показателей по добыче нефти. Решение задач по предотвращению образования и удалению АСПО позволит снизить текущие и капитальные затраты при добыче нефти.

Степень разработанности темы исследования

Возникающие осложнения при добыче нефти в условиях образования твердых органических отложений приводят к аварийным ситуациям, простаиванию скважин, сокращению межремонтного периода (МРП) их работы и т.д., что обусловлено образованием этих отложений в призабойной зоне пласта (ПЗП), стволе скважины, устьевой арматуре и выкидных линиях. Негативные последствия образования твердых органических отложений, а также трудности, возникающие при борьбе с ними, связаны со специфическими химическими и реологическими свойствами этих отложений и осложненными условиями эксплуатации скважин. Усугубляются они также широким разнообразием состава и свойств органических отложений, что требует обоснованного выбора технологий предупреждения образования и технологий удаления этих отложений с учетом геолого-физических и технологических условий эксплуатации скважин.

Вопросам изучения условий и механизма формирования органических (асфальтосмолопарафиновых) отложений, а также разработке технологий борьбы с этими отложениями при скважинной добыче нефти посвящены работы следующих ученых: Нгуен Хыу Нян, Ле Вьет Зунг, И.А. Гуськовой, Г.А. Бабаляна, В.Н. Глушенко, Н.Г. Ибрагимова, Л.В. Ивановой, И.Т. Мищенко, Ф.А. Каменщикова, М.Ш. Каюмова, М.К. Рогачева, Г.Ю. Коробова, А.Н. Маркина, А.В. Митрошина, В.В. Рагулина, Т.В. Юрецкой, J.A. Ajiienka, H. Aslanov,

T.S. Brown, R. Coutinho, J. L. Creek, F. Fleyfel, R. Hoffmann, K.J. Leontaritis, и др.

В настоящее время особое положение в российской, вьетнамской и мировой нефтедобывающей отрасли занимают вопросы, связанные с повышением эффективности эксплуатации скважин в условиях, осложненных образованием твердых органических отложений.

Объект исследования – нефтяные скважины Вьетнама, эксплуатируемые газлифтным способом в условиях, осложненных образованием органических отложений.

Предмет исследования – процессы и закономерности образования органических отложений при изменении термобарических условий в объекте исследования.

Цель диссертационной работы – повышение эффективности эксплуатации газлифтных скважин в условиях образования органических отложений.

Идея работы. Поставленная цель достигается применением разработанных технологий предотвращения образования органических (асфальтосмолопарафиновых) отложений (АСПО) в лифтовых трубах газлифтной скважины, одна из которых основана на закачке горячего попутного нефтяного газа (ПНГ) в пространство между колоннами лифтовых и технологических труб при добыче нефти из однопластовых залежей, а другая - на закачке ингибитора АСПО в скважину в условиях добычи высокопарафинистой нефти из многопластовых залежей, в совокупности с регулированием режима работы скважины.

Задачи исследований:

1. Выполнить анализ современных технологий и методов предупреждения образования и удаления твердых органических отложений, применяемых с целью повышения эффективности эксплуатации скважин.

2. Разработать алгоритм и математическую модель, позволяющие описать изменение компонентного состава нефти в газлифтной скважине при закачке в нее попутного нефтяного газа в качестве рабочего агента.

3. Разработать алгоритм и математическую модель для расчета распределения температуры потока газа в кольцевом пространстве, а именно между колонами лифтовых и технологических труб при закачке в газлифтную скважину в качестве рабочего агента горячего ПНГ с целью предотвращения образования

в лифтовых трубах АСПО.

4. Разработать технологию борьбы с образованием АСПО в лифтовых трубах при газлифтной эксплуатации скважин, основанную на закачке в газлифтную скважину в качестве рабочего агента горячего ПНГ.

5. Разработать технологию повышения эффективности эксплуатации газлифтных скважин при добыче высокопарафинистой нефти из многопластовых залежей.

Научная новизна работы:

1. Разработаны алгоритм и математическая модель, описывающие изменение компонентного состава нефти в газлифтной скважине при закачке в нее попутного нефтяного газа в качестве рабочего агента.

2. Разработан метод расчета распределения температуры потока газа в кольцевом пространстве (между колонами подъемных и технологических труб) при закачке в газлифтную скважину в качестве рабочего агента горячего ПНГ. Предложены алгоритм и математическая модель для определения оптимального расхода горячего ПНГ и глубины его подачи в скважину.

3. Разработан способ определения межочистного периода при эксплуатации газлифтных скважин в условиях, осложненных образованием АСПО, основанный на законах теплопередачи и результатах экспериментов по методу «Cold Finger» («холодный стержень»).

Теоретическая и практическая значимость работы:

1. Разработаны алгоритм и математическая модель, описывающие изменение компонентного состава нефти в газлифтной скважине при закачке в нее попутного нефтяного газа в качестве рабочего агента.

2. Разработан (патент № RU 2740462C1) способ предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в лифтовых трубах при газлифтной эксплуатации нефтяных скважин, основанный на определении оптимального состава попутного нефтяного газа (ПНГ), используемого в качестве рабочего агента, оптимального расхода и глубины подачи его в скважину.

3. Разработан метод расчета распределения температуры потока газа в кольцевом пространстве (между колонами подъемных и технологических труб) при закачке в газлифтную скважину в качестве рабочего агента горячего ПНГ.

4. Разработана (патент № RU 2755778C1) технология

предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых отложений в лифтовых трубах газлифтных скважин, основанная на закачке в газлифтную скважину в качестве рабочего агента горячего ПНГ.

5. Результаты исследования в соответствии с актом от 13.01.2022 включены в состав учебно-методического комплекса для обучения студентов по направлениям подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело» и 21.05.06 «Нефтегазовая техника и технологии» Горного университета.

Методология и методы исследований. При выполнении диссертационной работы использовался комплексный способ исследований, теоретический и экспериментальный, который выполнен в соответствии со стандартными методами, а также с применением специально разработанных экспериментальных методик. Обработка всех полученных экспериментальных данных проведена с использованием методов математической статистики.

Положения, выносимые на защиту:

1. Применение предложенных математических моделей и алгоритмов для определения изменения компонентного состава нефти в газлифтной скважине при закачке в нее в качестве рабочего агента попутного нефтяного газа (ПНГ) позволило составить технологическую схему для способа предотвращения образования АСПО в лифтовых трубах при газлифтной эксплуатации скважин, определить оптимальный состав ПНГ для использования в качестве рабочего агента газлифта, обеспечивающий снижение глубины отложений в скважине (от 480 м до 340 м).

2. Применение разработанных методов и алгоритмов расчета распределения температуры рабочего газового агента в кольцевом межтрубном пространстве газлифтных скважин (между колоннами подъемных и технологических труб), определения оптимального расхода горячего газового агента (попутного нефтяного газа) и глубины его закачки, определения межочистного периода работы скважин, а также результатов математического и физического моделирования эффекта от применения технологии одновременно-раздельной добычи высокопарафинистой нефти из многопластовых залежей позволило разработать две технологии предотвращения образования органических (асфальтосмолопарафиновых) отложений в лифтовых трубах газлифтной скважины, одна из которых основана на закачке горячего попутного нефтяного газа в пространство между колоннами лифтовых и технологических труб при добыче нефти из однопластовых залежей, а другая - на закачке ингибитора АСПО в

скважину в условиях добычи высокопарафинистой нефти из многопластовых залежей, в совокупности с регулированием режима работы скважины.

Достоверность полученных результатов. Достоверность научных положений, выводов и рекомендаций подтверждена теоретическими и экспериментальными исследованиями с использованием современного лабораторного оборудования Санкт-Петербургского горного университета, сходимостью расчетных величин, воспроизводимостью полученных результатов, а также промышленными данными, полученными по результатам использования предлагаемых технологических решений на одном из нефтяных месторождений Вьетнама.

Апробация результатов. Основные положения, результаты теоретических и экспериментальных исследований, выводы и рекомендации докладывались и обсуждались на международных и всероссийских научно-технических конференциях, форумах и симпозиумах, в том числе: Российско-Германском сырьевом форуме (Россия, г. Санкт-Петербург, СПГУ, 2019 г.); международном форуме «Актуальные проблемы недропользования» (Россия, г. Санкт-Петербург, СПГУ, 2020 г.); международной конференции «12th international youth scientific and practical congress oil and gas horizons» (Россия, г. Москва, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2021 г.); международной конференции «TatarstanUpExPro 2021» (Россия, г. Казань, КФУ, 2021); 75-ой международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2021» (Россия, г. Москва, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2021 г.); международном форуме «Актуальные проблемы недропользования» (Россия, г. Санкт-Петербург, СПГУ, 2021 г.).

Личный вклад автора. Сформулированы задачи исследований; разработаны алгоритмы и математические модели определения технологических параметров; проведены экспериментальные исследования; выполнена интерпретация полученных результатов, сформулированы основные выводы.

Публикации. Результаты диссертации в достаточной степени освещены в 14 печатных работах, в том числе в 2 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 4 статьях – в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования Scopus. Получены 2 патента на изобретение.

Структура и объем диссертации. Диссертация состоит из введения, 4 глав, заключения, списка литературы, включающего 145 наименований. Материал диссертации изложен на 193 страницах машинописного текста, включает 32 таблицы, 62 рисунка и 3 приложения.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении приводится общая характеристика работы, обосновывается ее актуальность, определяются цель, идея, задачи, излагаются научная новизна, защищаемые научные положения и практическая значимость.

В первой главе рассмотрены основные механизмы парафинообразования в лифтовых трубах нефтяных скважин на месторождениях Вьетнама. Приводятся результаты анализа факторов, влияющих на интенсивность образования парафиновых отложений, а также обзор существующих способов предотвращения образования и удаления отложений парафина в лифтовых трубах, нефтепромысловом оборудовании и трубопроводах на месторождениях Вьетнама.

Образование АСПО на поверхности пород коллекторов или промышленного оборудования представляет собой сложный процесс, протекание которого обусловлено различными физическими явлениями: молекулярной диффузией, термодиффузией, эффектом силы сдвига, броуновской диффузией. Наибольшее влияние на процесс образования АСПО оказывает молекулярная диффузия.

Нефть является уникальной, сложной системой, свойства и состав которой неизбежно изменяются в процессе добычи. В результате анализа литературных источников было установлено, что компонентный состав сырой нефти является одним из основных факторов, который значительно влияет на образование отложений парафина и отвечает за температуру ее застывания.

Анализ существующих математических моделей процесса образования парафина в нефтедобывающих газлифтных скважинах позволил установить, что во многих традиционных исследованиях изменения в компонентном составе нефти не учитывались, а это приводит к существенным ошибкам при изучении газлифтного процесса. Следовательно, необходимо разработать более точную и надёжную модель, в которой должны быть учтены все факторы, оказывающие наибольшее влияние на образование отложений

парафинов при газлифтной эксплуатации нефтяных скважин.

Существующие способы и технологии борьбы с образованием органических отложений во внутрискважинном оборудовании на месторождениях Вьетнама обладают многими достоинствами, однако их применение при добыче высокостыгивающей аномальной нефти не обеспечивает в полной мере предотвращение образования АСПО в колонне лифтовых труб и приводит к существенному снижению отборов нефти, сокращению межремонтного и межочистного периодов работы добывающих скважин, росту удельных эксплуатационных затрат по депарафинизации. Необходимо разработать более перспективную технологию для повышения эффективности эксплуатации газлифтных скважин при добыче высокопарафинистой нефти на месторождениях Вьетнама.

Во второй главе приводится краткое описание объекта исследования, лабораторного оборудования и методик проведения экспериментальных исследований, использованных при изучении физико-химических характеристик асфальтосмолопарафиновых отложений в насосно-компрессорных трубах газлифтных скважин месторождений Вьетнама. Здесь же обоснованы модели для изучения газлифтных скважин.

Объектом исследования в данной диссертационной работе являются добывающие скважины, находящиеся во Вьетнаме и эксплуатируемые газлифтным способом, которые осложнены образованием органических отложений. Продуктивные пласты представлены магматическими и метаморфическими породами фундамента и осадочными отложениями (олигоцен). Пластовое давление залежи фундамента составляет 19,4 МПа, а пластовая температура – 131 °С. Давление насыщения нефти газом – 13,2 МПа.

Нефть залежи фундамента месторождения Дракон является высокопарафинистой (содержание парафина до 24,03 % масс.), смолистой (содержание смол и асфальтенов 3,19 % масс.), высокостыгивающей (свыше +30 °С). Температура насыщения нефти парафином составляет +58 °С.

Наличие точных и надежных математических моделей газлифтного процесса особо важно для проектирования и эксплуатации газлифтной системы. В традиционных моделях непрерывного газлифтного процесса обычно применяется модель «black-oil». Однако эти модели не надежны, т.к. в реальных условиях газлифта мы имеем дело с многофазным режимом восходящего

потока скважинной продукции, при котором ее состав, структура и свойства непрерывно меняются.

Изменения режима потока имеют важное значение для разработки надежной модели непрерывного газлифта, которая называется композиционной многофазной моделью. После создания моделей газлифтной скважины и течения высокопарафинистой нефти можно смоделировать различные гипотетические сценарии эксплуатации, такие как снижение пластового давления, увеличение обводненности и т.д. и впоследствии оценить наиболее эффективные варианты режимов работы газлифтной скважины.

Во время эксплуатации газлифтной скважины наличие нескольких фаз в скважинной продукции значительно усложняет изучение процесса отложения парафина, поэтому необходимо учитывать состав и свойства каждого присутствующего флюида, а также закачиваемого рабочего агента (сжатого газа). Кроме того, необходимо учитывать взаимодействие между отдельными фазами газожидкостной смеси, использовать свойства этой смеси и определять объемные доли газа по всей колонне подъемных труб. Следовательно, особо важно разработать высокоточную математическую модель для прогнозирования перехода парафина нефти в твердую фазу при эксплуатации газлифтных скважин, чтобы устранить появление его отложений и повысить эффективность эксплуатации газлифтной скважины.

По известному компонентному составу углеводородной системы, при заданных значениях давления и температуры были выполнены расчеты для определения мольной доли газовой (n_g) и жидкой фаз (n_l) в смеси, а также компонентного состава жидкой (x_i) и газовой фаз (y_i).

Исходя из полученных результатов расчета изменения компонентного состава газожидкостной смеси, определены изменение температуры насыщения нефти парафином ($T_{нас}$), а также глубина начала образования парафиновых отложений.

По результатам применения композиционной многофазной модели установлено, что глубина, соответствующая началу образования парафиновых отложений в газлифтной скважине, составляет от 490 до 480 м от устья скважины, что отличается от результатов, полученных при использовании модели «black-oil» (от 440 до 430 м).

Предложенный алгоритм расчета изменения компонентного состава нефти при закачке газа даёт положительные результаты. Тем не менее, в модели по-прежнему не были включены некоторые ключевые факторы, влияющие на отложение парафина, такие как фугитивность. В следующей главе будет представлен усовершенствованный алгоритм, учитывающий все ключевые факторы, влияющие на выпадение парафина.

В третьей главе представлена технология предотвращения образования парафиновых отложений в лифтовых трубах при газлифтной эксплуатации скважин.

В предыдущей главе был предложен алгоритм расчета изменения компонентного состава нефти при закачке газа, показывающий допустимые корректные результаты. Тем не менее, в модели не были учтены некоторые ключевые факторы, влияющие на отложение парафина, такие как фугитивность, взаимодействие между фазами, бинарные параметры, компонентный состав и другие. В настоящей главе предложен усовершенствованный алгоритм с учетом вышеизложенных ключевых факторов. Расчет компонентного состава нефти при давлении P_1 , и температуре T_1 на глубине закачки газа предлагается проводить по следующему алгоритму (рисунок 1).

На рисунке 1: Z^g – коэффициент сжимаемости газовой фазы; $Z^{жс}$ – коэффициент сжимаемости жидкой фазы; ϕ_i^g – коэффициент фугитивности для каждого компонента в газовой фазе; $\phi_i^{жс}$ – коэффициент фугитивности для каждого компонента в жидкой фазе; K_i – равновесное отношение.

Исходя из полученных результатов расчета изменения компонентного состава газожидкостной смеси при закачке попутного нефтяного газа по вышеуказанному алгоритму, определяют изменение $T_{нас}$ путем использования известных программных продуктов, позволяющих изучить процесс образования парафиновых отложений в скважине.

На рисунке 2 показана зависимость температуры насыщения нефти парафином от давления согласно старой модели, предложенной во второй главе, и усовершенствованной модели.

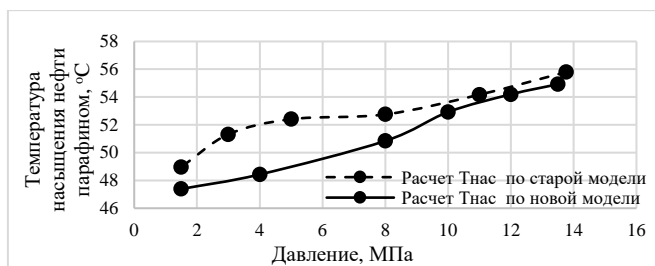


Рисунок 2 – Сравнение расчета $T_{нас}$ с использованием разных моделей

Отличия в полученных результатах можно объяснить тем, что в новой полной модели учитываются дополнительные факторы, которые влияют на процесс образования парафина: количество сжатого нагнетаемого газа, свойства нескольких фаз и взаимодействия между фазами.

Разработан способ предотвращения АСПО в лифтовых трубах при газлифтной эксплуатации нефтяных скважин (патент № RU 2740462C1), основанный на определении оптимального состава попутного нефтяного газа (ПНГ), используемого в качестве рабочего агента. Предлагаемый способ осуществляется в следующей последовательности (рисунок 3). В качестве рабочего агента газлифта рассматривается ПНГ, предварительно очищенный от CO_2 и H_2S . Закачиваемый ПНГ подбирается определенного состава, с учётом состава и свойств газожидкостной смеси, с целью снижения температуры кристаллизации парафина и интенсивности его образования. Окончательный выбор состава закачиваемого ПНГ производится исходя из требуемого его расхода и наиболее низкой температуры насыщения нефти парафином.

Таблица 1 – Результат определения оптимального состава ПНГ

Наименование	Исходный вариант ПНГ	Оптимальный вариант ПНГ
N_2	0.312	0.280
CO_2	0	0
CH_4	72.842	67.557
C_2H_6	8.823	8.222
C_3H_8	6.124	5.848

Продолжение таблицы 1

i-C ₄ H ₁₀	2.225	1.632
n-C ₄ H ₁₀	1.742	1.959
i-C ₅ H ₁₂	1.286	3.243
n-C ₅ H ₁₂	1.661	2.311
Псевдо C ₆	1.396	2.544
Псевдо C ₇	1.384	2.451
Псевдо C ₈	1.123	1.934
Псевдо C ₉	1.067	1.988
Псевдо C ₁₀	0.012	0.020
Псевдо C ₁₁	0.003	0.007

Результаты расчетов по предлагаемому способу показали возможность снижения температуры насыщения нефти парафином (на 4°C) и глубины образования парафина (на 140 м). Технология закачки горячего ПНГ осуществляется в следующей последовательности (рисунок 4а). Алгоритм определения оптимальной глубины подачи ПНГ в скважину и его расхода представлен на рисунке 4б.

Для газлифтной скважины-кандидата, входящей в осложненный фонд по причине образования АСПО, определяют оптимальный состав закачиваемого попутного нефтяного газа (ПНГ), предварительно очищенного от сероводорода и углекислого газа, при наименьшем значении температуры насыщения нефти парафином.

На основе термодинамических свойств нефтяных систем разработан метод расчета распределения температуры газового потока в кольцевом пространстве (между колоннами подъемных и технологических труб) во время закачки горячего ПНГ, а также определения оптимальной глубины и расхода закачки.

Определен интервал оптимальной толщины теплоизоляционного материала для покрытия внешней поверхности колонны НКТ и технологических труб (полиуретан) – от 20 до 35 мм. Исходя из безопасных условий эксплуатации обогревателя промышленного газа, определена максимальная температура закачиваемого попутного нефтяного газа +105,0 °С.

Разработан метод определения межочистного периода на основе законов теплопередачи и результатов экспериментов по

методу «холодный стержень». Получена формула, описывающая зависимость толщины отложения парафина от времени:

$$\left\{ \begin{array}{l} \delta(t) = R_{cm} \left(\frac{d(t) + 1 + \sqrt{(d(t) + 1)^2 - 4c^2(t)}}{2} - 1 \right) \\ \varphi(t) = - \frac{\alpha_n}{\rho_n c_p (R_u - R_{cm})} \cdot \frac{\left(m - \frac{0,3559 \rho_n c_p (R_u - R_{cm})}{\alpha_n} \right)}{dm / dt} - 1 \end{array} \right.$$

где $\frac{\varphi(t)}{a} = c(t)$, $a = \frac{\alpha_n R_{cm}}{\lambda_n}$, $d(t) = \int c'(t) dt$; $\delta(t)$ – толщина отложения, м; t – время, мин; R_u – радиус внешнего цилиндра, м; m – масса отложения, г; c_p – теплоемкость нефти при постоянном давлении, Дж / (кг × °С); ρ_n – плотность нефти, кг / м³; R_{cm} – радиус холодного стержня, м; α_n – коэффициент теплоотдачи нефти, Вт / м² · К; $\varphi(t)$, $c(t)$, $d(t)$ – вспомогательные функции.

По мере уменьшения проходного сечения НКТ в результате образования парафиновых отложений, оптимальный удельный расход закачиваемого газа в подъемнике увеличивается, вследствие чего происходит увеличение забойного давления. При этом дебит газлифтной скважины снижается во времени. Межочистной период определяется при падении дебита скважины по жидкости на 20%.

Соотношение рассчитанного по разработанной методике межочистного периода и промысловых данных подтверждает применимость представленной методики для прогноза динамики отложения парафина в подъемных трубах скважин.

Разработана технологическая схема реализации запатентованного способа предотвращения образования отложений парафина в газлифтных скважинах путем периодической закачки горячего ПНГ в затрубное пространство (рисунок 5).

Численное моделирование технологии для газлифтной скважины нефтяного месторождения Дракон (Вьетнам) установило, что при образовании органических отложений на глубине 340 м: оптимальная глубина закачки горячего ПНГ – 400 м; глубина спуска НКТ и технологической колонны с теплоизоляционным слоем

(полиуретан, толщина 25 мм) составила 430 м; оптимальный расход закачиваемого горячего ПНГ – 13 000 м³/сут; межочистной период (при условии снижении дебита на 20 %) – 6,5 сут; время восстановления дебита скважины до планового – 6 ч.

В четвертой главе приводится обоснование технологии одновременно-раздельной добычи (ОРД) высокопарафинистой нефти при газлифтном способе эксплуатации скважин.

Была установлена возможность применения технологии борьбы с отложением парафина в лифтовых трубах при газлифтной эксплуатации скважин в процессе добычи высокопарафинистой нефти из многопластовых залежей, основанной на смешении высокопарафинистой добываемой нефти с нефтью с меньшим содержанием парафина.

Установлено, что с уменьшением доли высокозастывающей аномальной нефти залежи фундамента в смеси с нефтью олигоцена наблюдается существенное снижение массового содержания парафина в смеси и температуры её насыщения парафином, что, в свою очередь, будет способствовать снижению глубины и интенсивности образования органических отложений во внутрискважинном оборудовании.

Для физического моделирования были проведены эксперименты по определению группового углеводородного состава, температуры застывания, реологических характеристик, интенсивности образования отложений исследуемых нефтей месторождения Дракон и их смесей. Результаты математического и физического моделирования показали, что применение технологии ОРД высокопарафинистой нефти залежи фундамента и нефти олигоцена на месторождении Дракон может обеспечить снижение температуры насыщения нефти парафином в рекомендуемом соотношении двух пластовых флюидов в смеси – от 50 до 90 % соответственно.

Для предотвращения отложения парафина в газлифтной скважине при добыче высокопарафинистой нефти из многопластовых залежей предложены технологические схемы (рисунок 6) предлагаемого способа ОРД с одновременной закачкой в скважину химического реагента-ингибитора АСПО.

В качестве реагента выбран и предлагается к промышленному использованию реагент-депрессатор марки VND-15. Выбранный реагент-депрессатор VND-15 ранее нашел свое применение во Вьетнаме при трубопроводном транспорте нефти.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертация представляет собой законченную научно - квалификационную работу, в которой предлагается новое решение актуальной научной задачи повышения эффективности эксплуатации газлифтных скважин в условиях образования органических отложений на месторождении Вьетнама путем закачки горячего попутного нефтяного газа (ПНГ) в пространство между колоннами лифтовых и технологических труб при добыче из однопластовых залежей или закачки ингибитора в призабойную зону пласта в условиях добычи высокопарафинистой нефти из многопластовых залежей, в совокупности с регулированием режима работы газлифтной скважины.

По результатам выполнения диссертационной работы сделаны следующие выводы и рекомендации:

1. Разработаны алгоритм и математическая модель, описывающие изменение компонентного состава нефти в газлифтной скважине при закачке в нее попутного нефтяного газа в качестве рабочего агента.

2. Разработан и запатентован способ предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в лифтовых трубах при газлифтной эксплуатации нефтяных скважин, основанный на определении оптимального состава попутного нефтяного газа (ПНГ), используемого в качестве рабочего агента, оптимального расхода и глубины подачи его в скважину. Результаты моделирования показали, что разработанный способ в условиях объекта исследований позволит уменьшить глубину начала образования отложений парафина в газлифтной скважине с 480 м до 340 м и снизить температуру насыщения нефти парафином на 4 °С.

3. Разработан метод расчета распределения температуры газового потока в кольцевом пространстве (между колоннами подъемных и технологических труб) во время закачки горячего ПНГ, а также алгоритм определения оптимального расхода горячего агента и глубины его закачки. Определен интервал оптимальной толщины теплоизоляционного материала для покрытия внешней поверхности колонны НКТ и технологических труб (полиуретан) – от 20 до 35 мм.

Исходя из безопасных условий эксплуатации обогревателя промышленного газа, определена максимальная температура закачиваемого попутного нефтяного газа (+ 105,0 °С).

4. Разработан способ определения межочистного периода при эксплуатации газлифтных скважин в условиях, осложненных образованием АСПО, основанный на законах теплопередачи и результатах экспериментов по методу «Cold Finger» («холодный стержень»).

5. Разработана и запатентована технология предотвращения образования АСПО в лифтовых трубах газлифтных скважин, основанная на закачке в скважину в качестве рабочего агента горячего ПНГ. Численное моделирование данной технологии применительно к газлифтной скважине нефтяного месторождения Дракон (Вьетнам) показало ее большую эффективность по сравнению с традиционными методами.

6. Установлена возможность применения технологии борьбы с отложением парафина в подъемных трубах газлифтных скважин при добыче высокопарафинистой нефти из многопластовых залежей, основанной на смешении с нефтью с меньшим содержанием парафина, с одновременной закачкой в скважину химического реагента - ингибитора АСПО, в качестве которого выбран и предлагается к промышленному использованию реагент-депрессатор марки VND-15, ранее нашедший свое применение во Вьетнаме при трубопроводном транспорте нефти.

7. Перспективы дальнейшей разработки темы диссертационного исследования с целью расширения перечня факторов, учитываемых при моделировании образования парафиновых отложений в газлифтных скважинах, а также дальнейшей разработки метода предотвращения образования таких отложений с применением прочих горячих рабочих агентов, имеют важное научно-практическое значение для нефтедобывающей промышленности.

СПИСОК ОСНОВНЫХ РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Публикации в изданиях из Перечня ВАК:

1. Нгуен Ван Тханг. Предотвращение образования асфальтосмолопарафиновых отложений в газлифтных скважинах / Нгуен Ван Тханг, М. К. Рогачев // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2020. – № 8(104). – С. 22-28.

2. Нгуен, В. Т. Повышение эффективности работы газлифтных скважин в условиях образования органических отложений парафинового типа во внутрискважинном оборудовании на месторождении Дракон / В. Т. Нгуен, А. Н. Александров, М. К. Рогачев // Экспозиция Нефть Газ. – 2020. – № 1. – С. 22-26. DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10074.

Публикации в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования Scopus:

3. Aleksandrov, A. N. Simulation of organic solids formation process in high-wax formation oil / A. N. Aleksandrov, M. K. Rogachev, Nguyen Van Thang, M. A. Kishchenko, E. A. Kibirev // Topical Issues of Rational Use of Natural Resources 2019. – 2019. – P. 779-790.

4. Aleksandrov, A. N. Simulating the formation of wax deposits in wells using electric submersible pumps / A. N. Aleksandrov, M. A. Kishchenko, Van Thang Nguyen // Advances in Raw Material Industries for Sustainable Development Goals. – London: CRC Press / Balkema, Taylor & Francis Group, 2020. – P. 283-295.

5. Nguyen Van Thang. A new approach to improving efficiency of gas-lift wells in the conditions of the formation of organic wax deposits in the Dragon field / Nguyen Van Thang, M. K. Rogachev, A. N. Aleksandrov // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2020. – Vol. 10, № 8. – P. 3663-3672.

6. Rogachev, M. K. Technology for preventing the wax deposit formation in gas-lift wells at offshore oil and gas fields in Vietnam / M. K. Rogachev, Nguyen Van Thang, A. N. Aleksandrov // Energies. – 2021. – Vol. 14, № 16. – P. 5016.

Патенты:

7. Патент №2740462 Российская Федерация, МПК E21B 37/00 (2006.01). Способ предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых отложений в лифтовых трубах при газлифтной эксплуатации скважин: № 2020113992: заявл. 16.04.2020: опубл. 14.01.2021 / Нгуен Ван Тханг, М. К. Рогачев, А. Н. Александров, А. А. Хасанов. – 20 с.: ил. – Текст: непосредственный.

8. Патент №2755778 Российская Федерация, МПК E21B 37/00 (2006.01). Способ борьбы с образованием асфальтосмолопарафиновых отложений в лифтовых трубах при газлифтной эксплуатации скважин: № 2021104406: заявл. 20.02.2021: опубл. 21.09.2021 / Нгуен Ван Тханг, М. К. Рогачев, А. Н. Александров. – 24 с.: ил. – Текст: непосредственный.

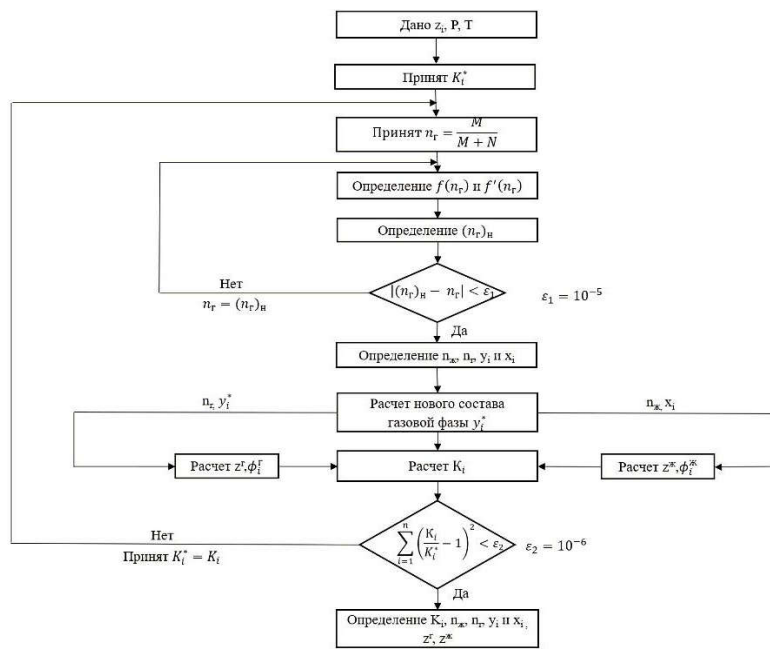


Рисунок 1 – Схема алгоритма расчёта изменения компонентного состава нефти при закачке попутного нефтяного газа

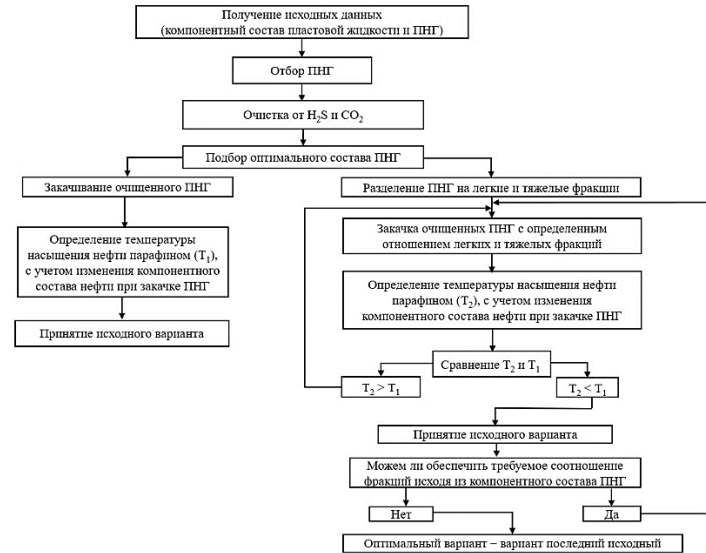
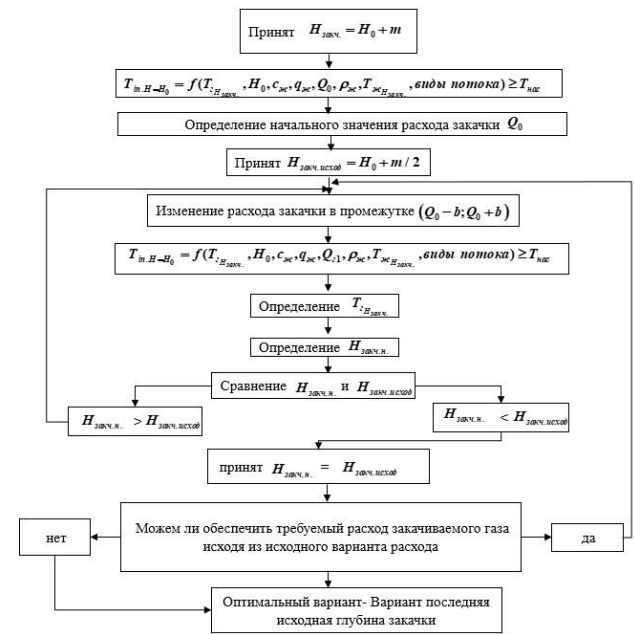


Рисунок 3 – Технологическая схема разработанного способа предотвращения АСПО в лифтовых трубах при газлифтной эксплуатации нефтяных скважин (патент № RU 2740462С1)

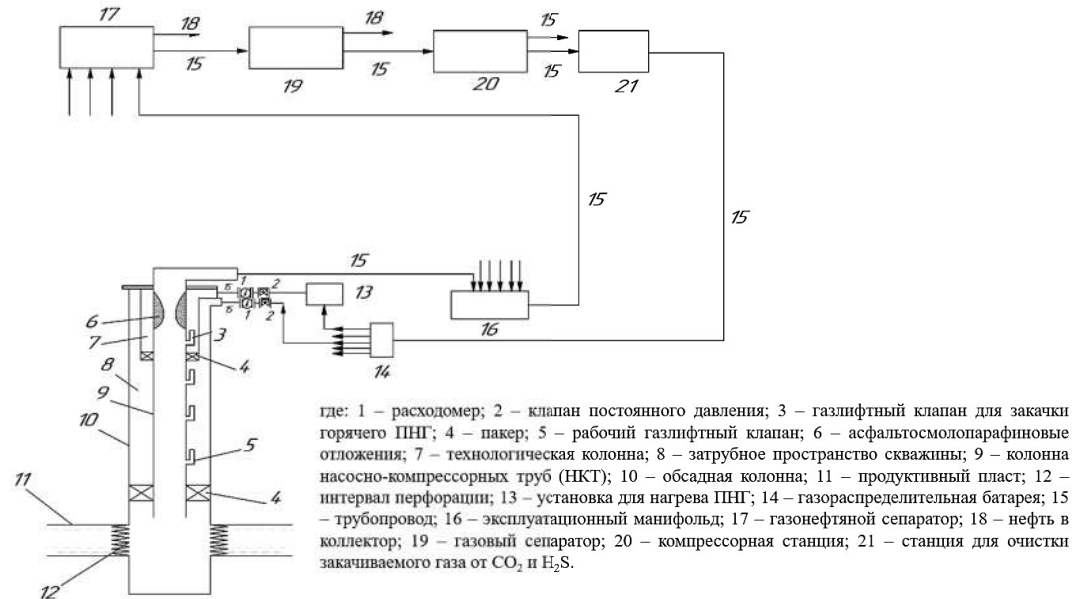


а

Рисунок 4 – Технология закачки горячего ПНГ (патент № RU 2755778С1): а – алгоритм последовательности технологии; б – определение оптимальной глубины и расхода закачки



б



где: 1 – расходомер; 2 – клапан постоянного давления; 3 – газлифтный клапан для закачки горячего ПНГ; 4 – пакер; 5 – рабочий газлифтный клапан; 6 – асфальтосмолопарафиновые отложения; 7 – технологическая колонна; 8 – затрубное пространство скважины; 9 – колонна насосно-компрессорных труб (НКТ); 10 – обсадная колонна; 11 – продуктивный пласт; 12 – интервал перфорации; 13 – установка для нагрева ПНГ; 14 – газораспределительная батарея; 15 – трубопровод; 16 – эксплуатационный манифольд; 17 – газонефтяной сепаратор; 18 – нефть в коллектор; 19 – газовый сепаратор; 20 – компрессорная станция; 21 – станция для очистки закачиваемого газа от CO₂ и H₂S.

Рисунок 5 – Технологическая схема способа предотвращения образования отложений парафина в газлифтных скважинах путем периодической закачки горячего ПНГ в затрубное пространство

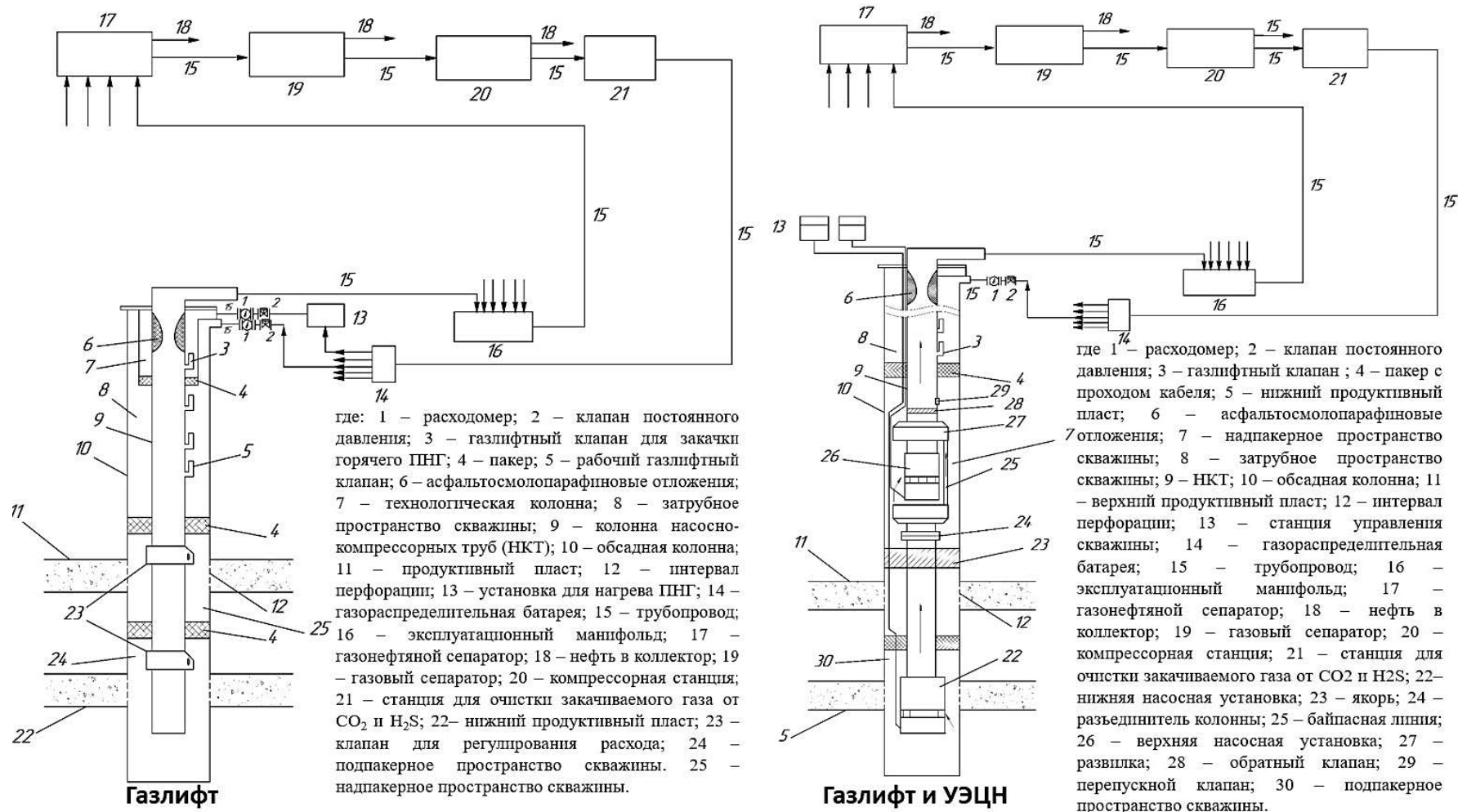


Рисунок 6 – Схема компоновки внутрискважинного оборудования для ОРД из двух пластов при газлифтной эксплуатации