

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

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

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Рогачев М. К.

Санкт-Петербург – 2022

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1 МЕХАНИЗМ ОБРАЗОВАНИЯ ОГРАНИЧЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В ЛИФТОВЫХ ТРУБАХ И МЕТОДЫ БОРЬБЫ С НИМИ.....	11
1.1 Проблемы, вызванные образованием отложений парафина на месторождения Вьетнама.....	11
1.2 Основные механизмы парафинообразования в лифтовых трубах.....	14
1.3 Факторы, влияющие на интенсивность образования парафиновых отложений	22
1.4 Обзор некоторых существующих моделей изучения парафинообразования...	27
1.5 Методы для борьбы с отложением парафина	35
1.6 Предотвращение образования и удаление отложений парафина в лифтовых трубах, нефтепромысловом оборудовании и трубопроводах на месторождениях Вьетнама.....	40
1.7 Выводы по главе 1	48
ГЛАВА 2 ОБЪЕКТ, МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И МОДЕЛИ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИН.....	50
2.1 Объект исследования	50
2.2 Определение температуры насыщения нефти парафином	51
2.3 Методы определения реологических характеристики нефтей и химреагента .	54
2.4 Метод определения интенсивности образования отложений парафина (Метод холодного стрижня).....	56
2.5 Метод разделения C_{7+} на отдельные псевдо-компоненты.....	57
2.6 Повышение эффективности работы газлифтных скважин в условиях образования органических отложений парафина с использованием композиционной многофазной модели.....	58
2.7 Выводы по главе 2.....	77
ГЛАВА 3 ТЕХНОЛОГИЯ БОРЬБЫ С ОБРАЗОВАНИЕМ ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В ЛИФТОВЫХ ТРУБАХ ПРИ ГАЗЛИФТНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН.....	79

3.1 Предотвращение образования асфальтосмолопарафиновых отложений в газлифтных скважинах (патент № RU 2740462C1)	79
3.2 Технологии закачки горячего попутно-нефтяного газа (ПНГ) (Патент № 2755778 РФ)	97
3.3 Определение межочистного периода	110
3.4 Применение предлагаемой комплексной технологии закачки горячего ПНГ для удаление парафиновых отложений при эксплуатации газлифтных скважин.....	133
3.5 Выводы по 3 главе	138
ГЛАВА 4 ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ДОБЫЧИ ВЫСОКОПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ ПРИ ГАЗЛИФТНОМ СПОСОБЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН	140
4.1 Технологии одновременно-раздельной добычи высокопарафинистой нефти при газлифтном способе эксплуатации скважин	140
4.2 Выбор депрессатора для технологии одновременно-раздельной добычи высокопарафинистой нефти при газлифтном способе эксплуатации скважин....	160
4.3 Результаты опытно-промышленного испытания депрессатора VND-15 для подготовки нефти месторождения Дракон.....	164
4.4 Выводы по 4 главе	170
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	171
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ	174
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	175
ПРИЛОЖЕНИЕ А Патент на изобретение	191
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Патент на изобретение	192
ПРИЛОЖЕНИЕ В Акт внедрения (Санкт-Петербургский горный университет)	193

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

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

Повышение эффективности эксплуатации скважин в условиях образования органических отложений является для нефтедобывающей промышленности Вьетнама особо актуальной задачей.

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. Глущенко, 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. Ajienka, 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.

Целью диссертационного исследования является повышение эффективности эксплуатации газлифтных скважин в условиях образования органических отложений.

Основная научная идея

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 исследования:

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 колоннами 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 парафинистой нефти из многопластовых залежей.

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.

Научная новизна диссертационного исследования

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 колоннами 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» (Холодного Стержня).

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 (Приложение А).

3. Разработан метод расчета распределения температуры потока газа в кольцевом пространстве (между колоннами 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 (Приложение Б).

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 «Нефтегазовые техника и технологии» Горного университета (Приложение В).

Методология и методы исследования

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.

Соответствие научной специальности

Диссертационная работа соответствует п. 2 паспорта научной специальности 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.

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 колонами 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.

Степень достоверности результатов исследования

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 промысловыми 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:

1. 12-й Российско-Германская сырьевая конференция на базе Санкт-Петербургского горного университета. Тема доклада: «A new approach to choosing the operating regime of a gas-lift well for the production of high-wax oil (Example Vietnamese fields)». Россия, г. Санкт-Петербург, 27-29 ноября 2019 г.

2. Международный конкурс молодых ученых "Проблемы недропользования" на базе Санкт-Петербургского горного университета. Тема доклада: «Improving efficiency of gas lift wells in the conditions of the formation of organic wax deposits in the downhole equipment in the Dragon field». Россия, г. Санкт-Петербург, 17-23 июня 2020 г. (**Диплом I место**)

3. Международная конференция «12th international youth scientific and practical congress oil and gas horizons» на базе Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. Тема доклада: «A new method to prevent the formation of wax deposition in gas-lift wells». Россия, г. Москва, 18-20 ноября 2020г.

4. Международная конференция «Tatarstan UpExPro 2021» на базе Казанского федерального университета. Тема доклада: «Комплексный подход к предотвращению образования асфальтосмолопарафиновых отложений в лифтовых трубах при газлифтной эксплуатации скважин». Россия, г. Казань, 15-17 апреля 2021г.

5. 75-ая Международная молодежная научная конференция «Нефть и газ – 2021» на базе Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. Тема доклада: «A comprehensive solution to prevent the formation of wax deposition in gas-lift wells». Россия, г. Москва, 26-30 апреля 2021 г. (**Диплом III место**)

6. XVII International Forum-Contest of Students and Young Researchers “Topical Issues of Rational Use of Natural Resources” на базе Санкт-Петербургского горного

университета. Тема доклада «Technology to prevent the formation of wax deposits in gas-lift wells on offshore oil and gas fields in Vietnam». Россия, г. Санкт-Петербург, 31 мая-06 июня 2021 г. (Диплом I место)

Личный вклад автора

Проанализированы и обобщены результаты ранее опубликованных материалов, разработаны математические алгоритмы подбора технологических параметров, проведены экспериментальные исследования на современном лабораторном оборудовании, выполнены обработка и интерпретация полученных результатов, сформулированы основные защищаемые положения и вывод.

Публикация по работе

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 работы

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, 3 приложения.

ГЛАВА 1 МЕХАНИЗМ ОБРАЗОВАНИЯ ОГРАНИЧЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В ЛИФТОВЫХ ТРУБАХ И МЕТОДЫ БОРЬБЫ С НИМИ

1.1 Проблемы, вызванные образованием отложений парафина на месторождения Вьетнама

На поздней стадии разработки скважин, эксплуатируемых газлифтным способом, возникают парафиновые отложения по стволу скважин, на наземном оборудовании и на манифольде после длительного времени эксплуатации из-за пониженного пластового давления, низкой температуры и плохих свойств флюидов.

Отложение и скопление парафина негативно влияет на режим работы скважин из-за снижения дебита, повышения сложности при эксплуатации, засорения труб и датчиков измерительного оборудования. С другой стороны, газлифтные скважины работают по заданному технологическому режиму, количество газа, подаваемого в скважины, не изменяется, при снижении дебита скважин, что приводит к увеличению затрат. Все это приводит к отклонению технологического режима каждой скважины и куста скважин, а также отрицательно влияет на общий технологический режим месторождения, снижает коэффициент нефтеотдачи пласта. Кроме того, отложения парафинов также вызывают множество осложнений при исследовании, капитальном ремонте скважин на месторождениях Вьетнама.

Нефть является уникальной сложной коллоидной системой, которая содержит углеводороды разных классов, высокомолекулярные неуглеводородные и минеральные соединения, а также различные газы. В процессе добычи неизбежно происходят изменения термобарических условий, что приводит к формированию отложений тяжелых компонентов нефти. Соответственно в зависимости от соотношений содержания парафинов, смол и асфальтенов выделяют три типа АСПО:

- парафиновые отложения (при выполнении условия $(C+A)/П < 0,9$);
- асфальтеновые отложения (при выполнении условия $(C+A)/П > 1,1$);
- смешанные отложения (при $(C+A)/П \approx 0,9-1,1$) [17].

Наиболее частой и серьезной является проблема образования парафиновых отложений, поэтому основное внимание при анализе формирования, предотвращения и удаления АСПО уделяется именно вопросу кристаллизации парафинов [2, 101].

Газлифтный способ эксплуатации скважин является одним из наиболее эффективных способов при разработке морских нефтегазовых месторождений [24, 77, 114]. По мере истощения пластовой энергии фонтанирование скважин прекращается и возникает необходимость механизированной добычи нефти. Газлифт – это простой и надежный метод искусственного подъема скважинной жидкости, который обычно используется при разработке морских нефтяных месторождений. Также газлифт – одно из лучших решений для разработки нефтяных месторождений с низким пластовым давлением при условии, что имеется достаточный запас закачиваемого газа. Сжатый газ закачивается вниз по кольцевому пространству эксплуатационной колонны, поступая в лифтовые (насосно-компрессорные) трубы через газлифтные клапаны. Когда газ поступает в насосно-компрессорную трубу (НКТ), он образует пузырьки и облегчает нефть, уменьшая плотность жидкости, а также понижая забойное давление скважины, создавая депрессию, которое позволяет жидкости течь в ствол скважины [28].

Формирование парафиновых отложений остается одной из ключевых проблем нефтедобычи Вьетнама, в связи с ростом доли трудноизвлекаемых запасов в общей структуре. Данное осложнение характерно для значительной части месторождений на территории Вьетнама (Белый Тигр, Белый Медведь, Дракон). Образование отложений негативно сказывается на работе отдельных добывающих скважин и разработки месторождения в целом: приводит к снижению продуктивности и необходимости проведения мероприятий по удалению АСПО, тем самым увеличивая период простоя скважины [27].

Отложение парафина

Отложение парафина относится к образованию слоя отдельной твердой фазы и возможному росту этого слоя на поверхности лифтовых труб, контактирующей с сырой нефтью. Парафиновые отложения могут образовываться из уже осажденной

твердой фазы (парафина) за счет механизмов дисперсии сдвига, гравитационного осаждения и броуновского движения или из растворенных молекул парафина через механизм молекулярной диффузии [1, 5, 68]. Отложение парафина в лифтовых трубах может происходить только тогда, когда температура внутренней стенки трубы ниже температуры насыщения нефти парафином, также называемой температурой помутнения (cloud point). Молекулы отложений парафина у стенки трубы начинают образовывать зарождающийся гель (an incipient gel) на холодной поверхности. Зарождающийся гель, образующийся на стенке трубы, представляет собой трехмерную сетчатую структуру кристаллов парафина и содержит значительное количество нефти, захваченной в ней. Зарождающийся гель растет со временем, и существуют радиальные градиенты тепло- и массообмена в результате потери тепла в окружающую среду [2, 13, 101].

Кристаллизация парафина

Стоит отметить, что парафиновые отложения представляют собой не твердые отложения, а гель, состоящий из твердых кристаллов парафина и захваченной жидкости.

Отложения парафиновых компонентов из нефти вызывает изменения свойств высокопарафинистых нефтей, включая гелеобразование нефти и увеличение ее вязкости [43, 122, 142]. Отложение парафина содержит высокомолекулярный н-парафин и состоит из длинноцепочечных алканов с 18-65 атомами углерода [42]. Отложение парафина может выпадать в осадок в виде твердой фазы, когда температура нефти падает ниже температуры насыщения нефти парафином, при которой первые кристаллы парафина начинают формироваться в нефти при снижении температуры скважинной жидкости [5, 42, 43, 76].

Кристаллизация – это процесс отделения твердой фазы от гомогенного раствора; отделенная твердая фаза выглядит как кристаллы. Парафиновые отложения остаются в растворе как компоненты нефти до тех пор, пока температура не достигнет предела их растворимости. Термины «кристаллизация» и «отложение» взаимозаменяемы в научных исследованиях. Различают два типа кристаллов парафина: макрокристаллический парафин, в основном состоящий из

нормального парафина, и микрокристаллический парафин, который состоит из изо-парафинов и нафтенов [57, 66] .

Кристаллизация парафина состоит из двух стадий: зародышеобразования (nucleation) и стадии роста (growth stage). По мере приближения к пределу растворимости кинетическая энергия молекул парафина уменьшается в результате снижения температуры. В следствие понижения кинетической энергии движение молекул парафина затрудняются, что приводит к непрерывному сокращению и закрытию пространства между молекулами. По мере продолжения этого процесса молекулы парафина запутываются, образуя кластеры, которые растут больше и становятся стабильными при достижении определенного критического размера. Стадии зародышеобразования и роста происходят одновременно в нефтяной системе, с преобладанием одного или другого [1, 16, 116].

Температура насыщения нефти парафином

это температура, при которой образуется первый осадок или кристалл парафина.

Температура застывания

это температура, при которой нефть не будет течь при наклоне в горизонтальное положение в бутылке.

Температура плавления

это температура, при которой нефть разжижается [60, 108, 123].

1.2 Основные механизмы парафинообразования в лифтовых трубах

Отложение парафина на поверхности коллектора или промышленного оборудования представляет собой сложный процесс, протекание которого обусловлено различными физическими явлениями. Исследованием условий и механизмов формирования асфальтосмолопарафиновых отложений занимались многие ученые: Дж. Берн-Аллен (1938), П.П. Галонский (1955) и В.М. Фокеев (1959) рассматривали влияние механических примесей в потоке продукции; Н.Н. Непримеров (1958) и Г. А. Бабалян (1965) отводили основную роль газовым глобулам в транспортировке парафиновых кристаллов к поверхности оборудования; В.П. Тронов (1970) увязывал механизм выпадения с

гидродинамикой нефтяного потока; Е. З. Рабинович (1974) исследовал роль смол на парафиновые кристаллы; М. К. Рогачев (2006) занимался прогнозированием и математическим моделированием АСПО [5, 41, 43, 50, 52, 68].

Отложение парафина концептуально похоже на другие механизмы отложений, встречающиеся в инженерной и медицинской областях. Был предложен ряд механизмов для описания образования отложений парафина на стенках трубы. Эти механизмы, первоначально предложенные, включают:

- Молекулярная диффузия: отложение парафина за счет диффузии растворенных молекул парафиновых компонентов к стенке;
- Эффект силы сдвига: отложение парафинов из-за рассеивания осажденных частиц парафиновых компонентов по направлению к стенке;
- Броуновская диффузия: отложение парафинов на стенках вызвано диффузией частиц; диффузия осаждающих частиц вызвана броуновским движением;
- Осаждение под действием силы тяжести: отложение парафина из-за осаждения частиц парафиновых компонентов на дно трубы [50, 66].

Отложение парафина молекулярной диффузией

Поток продукции в скважине может быть или ламинарным, или турбулентным, однако, около стенки выделяют ламинарный подслой. Когда нефть охлаждается, в ламинарном подслое возникает температурный градиент. Если температура ниже температуры насыщения нефти парафином, то поток нефти будет содержать осажденные твердые частицы, и жидкая фаза будет находиться в равновесии с твердой фазой; скважинная жидкость будет насыщена растворенными кристаллами парафина. Температурный профиль у стенки приведет к градиенту концентрации растворенного парафина, и этот растворенный материал будет переноситься к стенке за счет молекулярной диффузии. Когда этот диффундирующий материал достигает границы раздела (твердое – жидкое), он выпадает в осадок из раствора [60, 72, 79, 85, 139, 142].

Авторы [66] указывали, что существует две стадии отложения парафина: образование парафинового геля и затем старение осажденного парафинового геля.

Отложения нефтяного парафина содержат некоторое количество захваченной (entrapped) сырой нефти, воды, камедей, смол, песка и асфальтенов, в зависимости от природы конкретной сырой нефти.

Защемлённая нефть в отложениях парафина вызывает диффузию молекул парафина в отложения геля и противоточную диффузию нефти из отложения геля, как показано на рисунке 1.1. Авторы [59, 66, 76] пишут, что доля углеводородов с числом атомов углерода выше определенного значения (критическое число атомов углерода) выпадают в осадок из нефти в виде стабильных кристаллов для образования геля с оставшимися углеводородами, захваченными гелевой сеткой. В осадке геля доля молекул с числом атомов углерода выше критического увеличивается, и в то же время доля молекул с числом атомов углерода ниже критического числа атомов углерода уменьшается. Диффузия и противоточная диффузия, приводящие к затвердеванию гелевого осадка, увеличивают его размер и увеличивают количество парафина в гелевом отложении; этот процесс называется старением, второй стадией отложения парафина. Авторы отмечают, что, молекулярная диффузия имеет важное значение для старения и упрочнения парафиновых гелевых отложений [67, 90, 138].

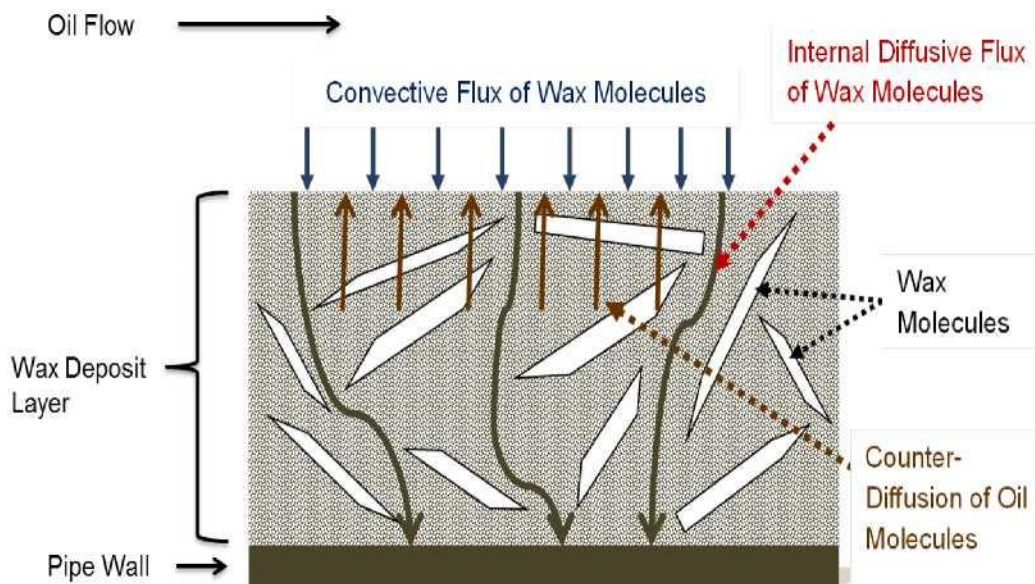


Рисунок 1.1 – Процесс образования слоя парафиновых отложений из-за диффундирования молекул [90]

Авторы [90] демонстрируют четыре различных шага в механизмах молекулярной диффузии для отложения парафина, как показано на рисунке 1.2;

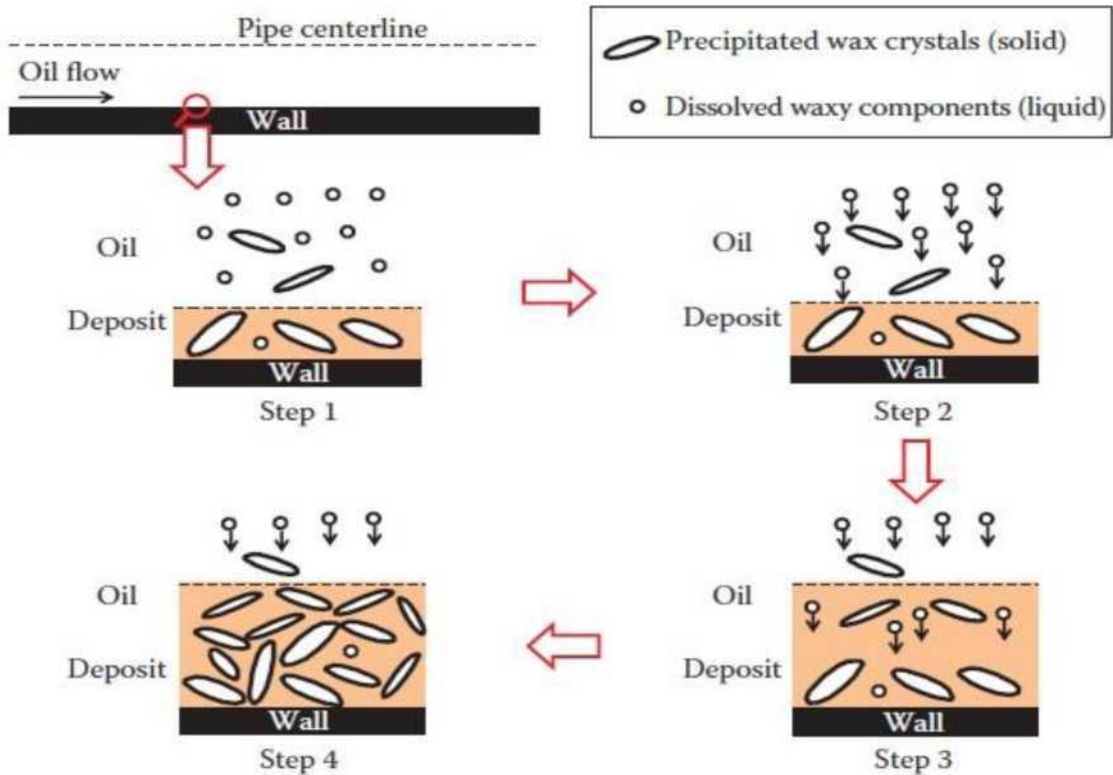


Рисунок 1.2 – Молекулярной диффузии как механизма отложения парафина [90]

Этап 1: Отложение растворенных молекул парафина

Авторы отмечают, что как только температура жидкости упадет ниже температуры насыщения нефти парафином $T_{нас}$, растворенные парафиновые компоненты начинают выпадать в осадок из нефти и образовывать кристаллы [11, 101, 102]. Отложение парафинистых компонентов может происходить как в самой нефти, так и на стенке трубы, если температура в этом конкретном месте ниже $T_{нас}$, как показано на рисунке 1.2 (этап 1). Авторы [86, 97, 99] предлагают, что осажденные кристаллы парафина, которые образуются в нефти, текут с ней и не осаждаются на стенке трубы. Следовательно, именно отложение компонентов парафина на стенке формирует зарождающийся слой парафиновых отложений.

Этап 2: Формирование радиального градиента концентрации растворенных парафинистых компонентов.

Авторы [104, 107, 108] пишут, в нормальных условиях при охлаждении внутренняя стенка трубы обычно имеет более низкую температуру, чем основная нефть. Следовательно, количество отложений парафинистых компонентов обычно больше на стенке, чем в нефти, что приводит к большей концентрации

растворенных парафинистых компонентов в нефти, чем на стенке трубы, тем самым создавая радиальный градиент концентрации парафинистых компонентов между нефтью и стенкой. Градиент концентрации приводит к диффузии парафинистых компонентов из основной массы нефти, которая имеет более высокую концентрацию растворенных парафинистых компонентов, к стенке, которая имеет более низкую концентрацию растворенных парафинистых компонентов, как показано на рисунке 1.2 (этап 2).

Этап 3: Отложение парафинистых компонентов на поверхности существующих отложений.

Авторы [125, 127] говорят, что отложение парафинистых компонентов на поверхности стенки способствует образованию парафиновых отложений. Как только формируется зарождающийся слой отложения, граница нефтяной области становится поверхностью отложения. В этом случае осаждение растворенных парафинистых компонентов на поверхности отложения приводит к дальнейшему росту отложения парафина, как показано на рисунке 1.2 (этап 3). В связи с тем, что парафинистая сырая нефть продолжает течь по трубе, диффузия растворенных парафинистых компонентов продолжается, что приводит к наращиванию парафиновых отложений.

Этап 4: Внутренняя диффузия и осаждение парафинистых компонентов в отложения.

Несмотря на то, что диффузия постоянно приводит молекулы парафинистых компонентов к границе раздела нефти и отложений, не все эти молекулы, которые выпадают в осадок на границе раздела, образуют новый слой отложений. Авторы [87, 102, 121, 123, 124] демонстрируют, что некоторые из этих растворенных парафинистых компонентов продолжают диффундировать в парафиновые отложения, что приводит к увеличению фракции парафина в парафиновых отложениях (старение отложений). Следовательно, в ходе отложения парафина большинство этих растворенных парафинистых компонентов в отложении превышают предел растворимости и могут в дальнейшем выпасть в осадок с

образованием кристаллов, что приводит к увеличению твердой фракции в отложениях.

Отложение парафина происходит в точках контакта между растворенным раствором парафина и холодной поверхностью стены. Авторы [70, 72] подтвердили, что молекулярная диффузия является преобладающим механизмом в условиях высокотемпературного теплового потока, типичных для условий добычи нефти. Авторы еще показали, что закон диффузии Фика может моделировать молекулярную диффузию твердого парафина в потоках нефти и газа. Таким образом, скорость отложения парафина может быть описана следующим уравнением (1.1):

$$\frac{dm}{dt} = D \frac{\partial C}{\partial r} = D \frac{dC}{dt} \frac{\partial T}{\partial r}, \quad (1.1)$$

где

D – эффективный коэффициент диффузии в отложении, $\text{м}^2/\text{с}$;

C – концентрация растворенного парафина в пограничном слое, $\text{кг}/\text{м}^3$;

r – радиальный координат, м .

Эффективный коэффициент диффузии можно описывать как (1.2):

$$D(T, C_n) = \frac{D_0(T)}{1 + \frac{K_\alpha^2 \left(\frac{C_n}{\rho_n} \right)^2}{1 - \frac{C_n}{\rho_n}}}, \quad (1.2)$$

где

K_α – безразмерный параметр, учитывающий форму кристаллов парафина в отложении (характеризующий аспектное отношение);

C_n – концентрация осажденного парафина в отложениях, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Коэффициент диффузии растворимого парафина успешно описывается уравнением Гайдука-Минхаса (1.3):

$$D_0(T) = 13,3 \cdot 10^{-12} \left(\frac{(T + 273)^{1,47} \mu(T)^{\frac{10,2}{V_A} - 0,791}}{V_A^{0,71}} \right), \quad (1.3)$$

где

T – температура, °С;

μ – вязкость нефти при отсутствии твердого отложений, мПа · с;

V_A – молярный объем парафина, см³ / моль.

Эффект силы сдвига

Транспортировка взвешенных мелких твердых частиц в жидкости при ламинарном потоке имеет тенденцию происходить со средней скоростью по направлению к потоку жидкости. Однако боковое движение частиц вызывает сдвиговое воздействие на жидкость у стенки трубы, что может способствовать переносу частиц парафина к внутренней поверхности трубы. Таким образом, кристаллы парафина будут переноситься к стенке и «закрепляться» из-за низкой скорости ламинарного пристеночного слоя.

Авторы [8-10] указывали, если частицы приближаются к твердой границе, линейная и угловая скорости уменьшаются. Из-за вязкости жидкости вращающиеся частицы будут сообщать циркуляционное движение слою жидкости, прилегающему к частице. Эта вращающаяся область жидкости оказывает сопротивление соседним частицам. В поле сдвига каждая частица проходит и взаимодействует с соседними частицами по более медленным или более быстрым линиям тока. Когда присутствуют только две частицы, далеко от стены и при низком числе Рейнольдса, это взаимодействие приводит к большим временным смещениям. По мере прохождения частицы их траектории таковы, что частицы изгибаются друг вокруг друга и возвращаются к своей исходной линии тока; таким образом, нет чистого бокового смещения. Однако, с увеличением концентрации частиц, произойдет значительное количество взаимодействий с множеством частиц. Эти много-частичные столкновения приводят к чистому боковому переносу и дисперсии частиц.

Отложение парафина вызвано броуновской диффузией

Броуновская диффузия возникает, когда происходит случайные, хаотичные столкновения взвешенных мелких кристаллов парафина с молекулами нефти. Аналогично, при градиенте концентрации твердых частиц АСПО, броуновское

движение в конечном итоге приводит к переносу кристаллов парафина в зону с меньшей концентрацией. Согласно исследованиям [75, 93] наибольшее влияние на процесс образования АСПО оказывает молекулярная диффузия.

Гравитационный механизм

В работе авторы [70] указывали, что выпавшие парафиновые кристаллы более плотные, чем окружающая жидкая нефтяная фаза. Следовательно, если частицы не взаимодействуют, они оседают в поле силы тяжести и могут осаждаться на дне труб или резервуаров. Для первоначально однородной смеси в сосуде будет начальная скорость отложения, за которой следует убывающая скорость выпадения, которая асимптотически приблизится к нулю при полном отложении.

Авторы [10, 16, 42] говорили, что в типично активной системе, такой как в нефте- и газопроводах, отложение под действием силы тяжести оказалось незначительным, поскольку предполагаемый механизм дисперсии сдвига или активные силы жидкости создают дисперсию осажденных частиц парафина, тем самым устраняя отложение под действием силы тяжести. Однако авторы демонстрировали, что при низких скоростях потока, в типичных условиях закрытия или в резервуарах для хранения ожидается, что гравитационный эффект будет способствовать значительному отложению парафина, особенно наблюдаемому для жидкостей с низкой вязкостью [14, 50]. Скорость отложения U (м/с) определяется модифицированным законом Стокса об отложении кристаллов в псевдопластической жидкости следующим образом (1.4):

$$U = \left[\frac{g \Delta P a^{(1+n)}}{18 K_p} \right]^{1/n}, \quad (1.4)$$

где

ΔP – разница плотностей между осаждающимся парафином и нефтью, кг/м³;

a – диаметр частиц, м;

n – индекс;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

K_p – это индекс согласованности по степенному закону.

Остальные три механизма – броуновская диффузия, гравитационное отложение и дисперсия сдвига – рассматриваются в соответствии с работами исследователей [123, 124, 128] в качестве вторичных механизмов, которые могут способствовать отложению парафина и определению того, какой механизм играет основную роль в отложении парафина.

Авторы [64, 79, 107, 137, 138] заявили, что броуновская диффузия частиц парафина вряд ли будет действительной, потому что температура стенки ниже, чем температура в объеме продукции, что приводит к более активному выпадению частиц парафина на стенке, чем в нефти. Следовательно, влияние броуновской диффузии заключается в переносе этих осажденных частиц от стенки к нефти, а не к перемещению их к стенке и отложению. Авторы [58, 65, 88, 121, 141] отметили, что отложение под действием силы тяжести также считается незначительным, поскольку не было исследования, утверждающего, что отложения парафина обычно толще внизу, чем наверху стенки трубы в однофазном потоке нефти. Механизм дисперсии сдвига был изучен авторами [57, 133, 140, 142]. В работах авторы указывали, что скорость отложения парафина не увеличивается с увеличением скорости сдвига жидкости, что ставит под первое сомнение этот механизм отложения парафина.

В рамках данной диссертационной работы рассмотрен механизм выпадения парафина за счет молекулярной диффузии, которая является преобладающим механизмом парафинообразования для того, чтобы определить межочистной период благодаря предлагаемой технологии.

1.3 Факторы, влияющие на интенсивность образования парафиновых отложений

Авторы [62, 87, 96, 119] указали, существуют много факторов, влияющие на процесс отложения парафина в трубопроводах и контролируют его, такие как температура стенки трубы (температура охлаждающей жидкости на входе), состав нефти, температура сырой нефти, температура окружающей среды, скорость потока, термическая предыстория время и давление. Лабораторные и практические

данные показывают, что одними из наиболее доминирующих факторов отложения парафинов, как указано в работе являются следующие:

- перепад температур стенки-жидкости;
- напряжение сдвига и скорость сдвига;
- расход или режим потока (число Рейнольдса);
- объемная концентрация парафина;
- скорость образования кристаллов парафина;
- гравитация в непроточных системах;
- смачиваемость стенки трубопроводов;
- шероховатость стенки трубопроводов.

Температурный перепад и скорость охлаждения

Как уже было отмечено, одной из причин образования отложений является снижение температуры. При этом интенсивность отложения парафина зависит от разности температуры нефтяного потока в скважине и $T_{нас}$ – при увеличении разности растет и интенсивность.

Исследования кинетики отложений парафина на металлической поверхности показали, что постепенно происходит выполаживания графика зависимости отношения массы отложения парафина от времени. Это объясняется низкой теплопроводностью уже отложившегося парафина, который экранирует поверхность. Данный эффект снижает интенсивность отложения парафина за счет создания теплоизолирующего слоя.

Авторы [72, 89, 91, 104] отметили, что, количество отложений парафина увеличиваются с увеличением разницы температур между скважинной продукцией и холодной поверхностью. Отложения парафина будет происходить только тогда, когда температура поверхности ниже как температуры нефти, так и температуры насыщения нефти парафином.

Влияние холодной поверхности стенки трубы на отложение парафина было изучено и описано во многих опубликованных работах, где оно рассматривается как один из основных факторов, влияющих на отложение парафина [57, 76, 92, 98, 106, 126, 143]. В этих исследованиях авторы пришли к

выводам, что температура охлаждающей жидкости на входе играет важную роль в процессе образования отложений парафина; снижение температуры скважинной жидкости на входе приведет к увеличению отложений, даже если температура скважинной жидкости выше $T_{нас}$.

Авторами [70, 93, 120] определено, что первоначально скорость отложения парафина высокая, но она замедляется по мере того, как больше парафина откладывается на поверхности трубы. Толщина парафинового слоя увеличивается, и этот слой действует как теплоизоляция и снижает эффективный перепад температур. Это снижает возможности кристаллов парафина для дальнейшего накопления отложений. Размер и количество образующихся кристаллов также важны для отложения парафина.

Авторы [83, 103, 104, 108] указывали, что при более высокой скорости, отложение парафина выпадает в осадок из нефти в виде более мелких кристаллов. При более низкой скорости охлаждения процесс кристаллизации более однороден. Таким образом, образуются более однородно упакованные кристаллы, которые обладают относительно небольшой площадью поверхности и свободной энергией. Разница температур также влияет на состав отложений; если он высокий, охлаждение происходит быстро, и парафины с более низкой и высокой температурой плавления кристаллизуются одновременно, образуя слабую пористую структуру (из-за неправильной кристаллизации) с полостями, заполненными нефтью.

Компонентный состав нефти

Авторами [62, 63, 66, 71, 93, 114, 117] определено, что состав сырой нефти является одним из основных факторов, который значительно влияет на отложение парафина и отвечает за температуру застывания и снижение вязкости. В состав сырой нефти входит смесь молекул различной природы: есть легкие молекулы, такие как метан, которые отвечают за образование твердых гидратов при высоком давлении и низкой температуре, и тяжелые молекулы, такие как длинные линейные алканы и изо-парафины, которые имеют тенденцию к изменению фазы при низких температурах как макро-, так и микрокристаллических твердых тел. Также

наблюдается переход к более полярным соединениям из-за появления ароматических соединений и присутствия гетероатомов (кислорода, серы и азота) во фракциях, известных как смолы и асфальтены.

Основную растворяющую функцию по отношению к кристаллизирующимся парафиновым углеводородам выполняют легкие фракции нефти, в том числе растворенные газы. В процесс подъема продукции на поверхность по мере снижения давления газ начинает выделяться из нефтей, что приводит к нарушению гидродинамического равновесия, и образованию кристаллы парафина. Выделившийся газ в свою очередь влияет на интенсивность образования АСПО за счет дополнительного охлаждения потока продукции, механизма турбулизации нефтяного потока. Сопоставление скорости образования АСПО в скважинах с режимами работы с разгазированием нефти и без показывает большую интенсивность для случая выделения газа из нефти. Таким образом, сегодня признается усиление процесса АСПО с увеличением газового фактора добываемой нефти при условии снижения давления ниже давления насыщения газом.

Расход скважинной жидкости

Авторы [88, 97] обнаружили, что в ламинарном потоке отложение парафина увеличивается с уменьшением скорости потока. Это можно объяснить наличием большего количества частиц для отложения на поверхности. По мере увеличения расхода до турбулентного режима отложение парафина уменьшается, поскольку увеличивается дисперсия сдвига. Таким образом, отложение парафина постепенно уменьшается при увеличении турбулентности и скорости потока. Авторы обнаружили, что дисперсия сдвига преобладает в турбулентном потоке на всех стадиях.

Авторы также отметили, что сущность кристаллов парафина заключается в том, что они прилипают к поверхности трубы с хорошей связью между собой; следовательно, увеличение скорости потока приводит к разрушению кристаллов парафина на более мелкие частицы, снижению скорости отложения парафина и предотвращению его за счет сведения к минимуму прилипания парафина к стенке

трубы. С другой стороны, отложения парафина, которые откладываются при более высоких скоростях потока, более твердый и более компактный из-за того, что только эти кристаллы парафина и скопления кристаллов способны прочно прикрепляться к поверхности, и они не будут удалены из отложения.

Выявлено, что отложение парафина является проблематичным в скважинах с низким дебитом. Низкие скорости потока обычно влияют на отложение парафина из-за более длительного времени пребывания нефти в насосно-компрессорных трубах. Это увеличенное время пребывания позволяет увеличить потери тепла и приводит к более низкой температуре нефти, что, в свою очередь, приводит к отложению парафина. Авторы полагали, что минимальная скорость потока в экспериментальной установке во избежание отложений была предложена равной 0,17 м/с.

Влияние давление на отложения парафина

Авторами [15, 29, 66, 98, 113] установлено, что при добыче нефти давление на месторождениях снижается. Более легкие углеводороды обычно первыми выделяются из нефтей при падении давления. Температура насыщения нефти парафином увеличивается с давлением, превышающим давление насыщения, для постоянного состава. Это явление означает, что повышение давления в области однофазной жидкости (выше давления насыщения) усиливает отложение парафина. Ситуация будет отличаться когда, давления ниже давления насыщения, то есть нефть имеет двухфазный состав. Температура насыщения нефти парафином уменьшается с уменьшением давления. Следовательно, растворение легких углеводородов, напрямую влияет на отложение парафина.

В заключении авторы отметили, что давление не считается важным фактором для отложения парафина, особенно для дегазированной нефти; но несмотря на это, им нельзя пренебрегать. Давление помогает уменьшить отложение парафина за счет увеличения растворимости парафина в сырой нефти. В рамках диссертационной работы, было рассмотрены влияние давление на изменение интенсивности отложения парафина в процессе закачки попутного нефтяного газа

при газлифтных эксплуатации скважин. Детали исследования подробно рассмотрены в главе 3.

Влияние свойства поверхности трубы на отложение парафина

Авторы [66, 100, 137], показали, что во время образования отложений кристаллы парафина прилипают к поверхности трубы; поэтому отложение парафина также зависит от свойств поверхности. Автор [45] установил, что отложения не прилипают к металлам сами по себе, а удерживаются на месте за счет шероховатости поверхности. Авторы [43, 89, 104, 126] предполагают, что несмотря на то, что, нет прямой зависимости между отложением парафина и шероховатостью поверхности, адгезионное соединение на поверхности должно быть пропорционально общей площади контакта и, следовательно, связано с шероховатостью поверхности. Молекулы парафина движутся навстречу посредством диффузии и прилипают к стенке. Скорость адгезии во многом определяется разницей температур между стенкой и жидкостью.

Внутренние поверхности трубы с низким коэффициентом трения также будут препятствовать отложению, поскольку кристаллы парафина могут прилипать к стенкам трубы только в том случае, если они имеют достаточно большой коэффициент трения. Когезионная сила парафиновых отложений образца не имеет большого значения, если они плохо прилипают к стенке трубы. Практические результаты показывают, что адгезионная сила парафиновых отложений, по крайней мере, равна их когезионной прочности, и они прочно цепляются за стенку трубы.

В заключении авторы сделали вывод о том, что по крайней мере уменьшение диаметра и повышение шероховатости поверхности трубы создают большой перепад давления и снижение пропускной способности; в худшем случае отложения парафина могут быть настолько серьезными, что труба забивается и производство полностью прекращается.

1.4 Обзор некоторых существующих моделей изучения парафинообразования

Авторы [99, 112, 133, 135, 142] уже предложили некоторые модели для изучения парафинообразования в трубопроводах. Кроме того, существуют

коммерческие программные продукты, разработанные для описания этих процессов такие как PIPESIM, OLGA. Авторы [29, 117] рассмотрели различные математические модели для потока парафинистых нефти на основе результатов лабораторных экспериментальных данных, в которых авторы указывали, что нефть ведет себя как неньютоновские, а ее компонентный состав имеют значительное влияние на процесс выпадения парафина. Авторы [135] предлагали использование метода прямых линий для решения задачи Бингхэма, чтобы смоделировать образование отложений парафина в потоке нефти.

Один из лучших способов борьбы с отложением парафина — это предупреждать его возникновение и предложить эффективные подходы к его удалению. Были представлены ряд моделей, чтобы проиллюстрировать появление отложений парафина, а также предупреждение образования парафина в трубопроводе при конкретных условиях эксплуатации нефтяных скважин.

Авторы [74] предлагали термодинамическую модель для предупреждения образования отложений парафина. Прежде всего, авторы использовали уравнение Вильсона, а затем предложили модели NRTL и UNIQUAC. Результаты исследования показали, что необыкновенное описание фазового поведения как модели, так и реальных жидкостей при низких давлениях было предоставлено прогнозирующей моделью UNIQUAC. Также был рассмотрен вопрос об использовании модели для высокого давления.

Авторы [80] разработали модель для предупреждения выпадения парафина с использованием двухфазного мгновенного расчета. С учетом влияния разветвления углерод-углеродных цепей на изо-парафины, авторы скорректировали уравнение для расчета температуры плавления в сырой нефти, которое было разработано авторами [74]. Кроме того, авторы также предложили модель, чтобы рассчитать новый набор параметров равновесия. Результаты исследования были сопоставлены с некоторыми из существующих моделей. Авторы сделали вывод о том, что модель гораздо точнее и надежнее чем другие существенные модели.

Авторы [66, 73, 99] выполнили прогнозную модель состава скважиной жидкости, которая основана на более точных термодинамических данных. Авторы

показали, что модель может быть использована для точного прогнозирования поведения парафина и количества парафина, образуемые при изменяющихся температурах, с наличием н-парафина или без него. Авторы сделали рекомендации о том, что в будущем следует изучить физическую характеристику кинетики парафина отложений.

Авторы [66, 73, 99] представили имитационное исследование отложения парафина путем проведения нескольких анализов переменных, которые связаны с отложением парафина. В заключении авторы сделали вывод о том, что молекулярная диффузия является ключевым фактором, влияющим на отложении парафина. Кроме того, нефтяные фракции в парафине также оказали значительное влияние.

Авторы [91] представили корреляцию в многофазных моделях отложений парафинов. Исследование включало в себя расчет количества отложений парафина на холодном стержне и оценку начальной скорости отложения парафина, которая происходит в трубопроводе в течение первых 24 часов. Результаты исследования показали, что применение уравнения было точно выполнено для реальных систем в Мексике.

Авторы [62, 123] показали влияние сдвига и температуры на отложение парафина. В заключении авторы сделали вывод о том, что эти два фактора необходимо учитывать в любых моделях и методах моделирования, разработанных для выполнения отложений парафина.

Авторы [105] представили программу стимулирования отложения парафина в системах трубопроводов сырой нефти с использованием математической модели.

Авторы [63, 118, 130, 136] изучали влияние давления и компонентного состава нефти на отложения парафинов с использованием модифицированной модели процесса образования отложений парафинов с несколькими твердыми веществами. Авторы пришли к выводу, что, с одной стороны, температура насыщения нефти парафином будет снижаться при условии увеличения содержания метана и углекислого газа (CO_2). С другой стороны, температура насыщения нефти парафином будет увеличиваться при условии увеличения C_{5+} .

Несмотря на то, что стимулирование образования парафина является одной из сложных задач из-за чрезвычайно сложных и ограниченных данных, существует ряд программ моделирования образования отложений парафина, разработанных для прогнозирования и контроля образования парафина, количества отложения парафина и скорости его образования.

Авторы [71, 138] изучали кристаллическую структуру *n*-алкановых парафинов, кристаллизованных из сырой нефти. Другие исследования изучали, как парафиновые отложения изменяются после первоначального формирования. Это важно, потому что, помимо понимания механизмов отложения парафина в трубопроводах для того, чтобы полностью моделировать поток сырой нефти и парафинообразования, важно понять механизмы, которые управляют старением отложений парафина. В целом, после образования слоя парафина вдоль стенки трубопровода его состав постепенно меняется. Авторы [68, 127, 134] установили, что кристаллического типа отложение парафина фактически ведет себя как пористая среда с нефтью, захваченной в ее трехмерной сети. Поэтому содержание парафина в этом осажденном геле со временем может увеличиваться за счет диффузии. По мере того, как это происходит, могут изменяться твердость, температура плавления и теплота плавления отложения, что может повлиять на решение о подходящем методе удаления отложений парафина в трубопроводе.

Авторы [131] изучали парафинообразования путем использования модели парафина, растворенный в смеси минеральное нефть-керосин, который прокачивался через установку с замкнутым контуром. Их экспериментальная процедура включала нагревание парафиново-нефтяной смеси до 30–35 °C с перемешиванием и поддержанием температуры этого сосуда выше $T_{нас}$. Контур потока состоял из секции испытания стальных труб с наружным диаметром 5/8 дюйма, которая охлаждалась теплообменной рубашкой, и идентичной, но неохлаждаемой контрольной секцией. Клапаны подключены к датчикам давления и использованы для измерения перепада давлений во время работы, чтобы определить толщину отложений в испытательной секции. Температура входной жидкости и температура стенки также контролировались. Авторы [131]

разработали математическую модель для описания процесса образования отложений парафина в лабораторном цикле потока путем численного решения связанной системы дифференциальных и алгебраических уравнений тепломассопереноса внутри и снаружи отложения геля. Авторы [131] утверждают, что молекулярная диффузия является причиной старения отложения. Кроме того, авторы указывали, что скорость старения зависит от скорости потока нефти, а также от температуры стенки трубопровода. По результатам их исследований на экспериментальной установке наблюдалось быстрое уменьшение внутреннего радиуса, измеренного в течение первого дня, за которым последовало плато. Точно так же увеличение измеренной массовой доли парафина замедлилось после быстрого изменения в первый день. Содержание в отложении геля также изменяется со временем, причем доля более легких компонентов уменьшается после первого дня, тогда как доля более тяжелых компонентов увеличивается. Авторы показали, что содержание парафина в отложениях продолжало увеличиваться, толщина стабилизировалась.

Нерешенные научные проблемы

Проблема АСПО была описана еще в 19 веке, а отечественные исследователи изучают данный вопрос уже более 70 лет [25, 26, 51]. За такой длительный период было проведено большое количество исследований и были собраны промысловые данные, что позволило получить определенные фундаментальные знания. Однако глубоких обобщающих эмпирико-теоретических материалов по данной теме недостаточно для эффективного извлечения нефти в условиях современного этапа развития отрасли, характеризующегося проблематикой разработки залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти.

Анализ литературы, посвященной АСПО, показал, что данная проблема рассматривается с разных сторон. Среди основных направлений изучения тематики можно выделить крупные разделы:

1. Физико-химические свойства АСПО. В последнее время особое внимание уделяется вопросу взаимодействия между асфальтенами и парафинами в составе нефтей и АСПО. Поскольку нефть является многокомпонентной дисперсной

системой, состав и свойства которой изменяются в процессе разработки месторождения, возникают трудности ее исследования.

2. Механизмы формирования АСПО. Несмотря на то, что процесс образования АСПО изучался в большом перечне научных работ, все еще остаются вопросы, требующие ответов:

- Определение механизма формирования АСПО, преобладающего по влиянию на процесс образования отложений, с учетом факторов интенсивности выпадения.
- Углубление понимания зависимости интенсивности АСПО от компонентного состава продукции, обводненности и других факторов.

3. Методы прогнозирования АСПО. Основными задачами исследования методов мониторинга АСПО является повышение точности результатов и минимизация периодов простоя скважины. Можно выделить:

- Поиск новых методов определения толщины слоя отложений парафина от времени по параметрам работы скважины.
- Усовершенствование математических моделей за счет уменьшения списка допущений при расчетах.

4. Методы борьбы с АСПО. Данный раздел является наиболее крупным исходя из своей практической составляющей. К проблемам, требующим решения можно отнести:

- Разработка методики выбора оптимального способа борьбы с отложениями на основании компонентного состава АСПО и показателей работы скважины.
- Изучение нетрадиционных методов борьбы с АСПО.

Изучение процесса отложения парафина в газлифтных скважинах - сложная задача. На это влияет несколько факторов, таких как количество сжатого закачиваемого газа, свойства нескольких фаз и взаимодействия между фазами. Авторы [27] указывали, что при эксплуатации скважин, когда давление ниже давления насыщения нефти газом, растворенный газ выделяется из нефти, что приводит к увеличению вероятности отложения парафина. Тем не менее, многие в традиционных моделях либо упустили эти факторы из своих моделей, либо

получили их эмпирическим путем из-за трудностей с включением этих ключевых факторов при разработке модели. В результате этого применение традиционных моделей может привести к существенным ошибкам при изучении газлифтного процесса.

Наличие точных и надежных математических моделей газлифтного процесса особо важно для проектирования и эксплуатации газлифтной системы. Авторы [78, 109, 110] определили, что в традиционных моделях непрерывного газлифтного процесса применялась модель «black-oil». Эти модели ненадежны из-за того, что многофазный режим потока нефтегазовой смеси и, следовательно, падение давления в стволе скважины сильно зависит от состава нефти. Когда смесь скважинной продукции поднимается вверх по НКТ, изменения режима потока имеют первостепенное значение для разработки надежной модели непрерывного газлифта, которая называется композиционной многофазной моделью. Существует несколько программ, таких как PIPESIM, Aspen HYSYS и OLGA, которые разработаны специально для моделирования и анализа сложной многофазной системы [62, 63, 145].

В своих работах авторы [138, 140, 142] указали, что $T_{нас}$ зависит от состава высокопарафинистых нефтей и, следовательно, от количества газа, растворенного в них. Во время эксплуатации газлифтной скважины наличие нескольких фаз значительно усложняет изучение процесса отложения парафина, следовательно, что необходимо учитывать свойства каждого присутствующего флюида, а также сжатого газа, закачиваемого в эксплуатационные колонны. Кроме того, необходимо учитывать взаимодействие между каждой фазой. Необходимо использовать свойства смеси и определять объемные доли газа по всей трубе. Авторы [5, 7, 103, 117] показывали, что методы прогнозирования температуры насыщения нефти парафином основаны на соотношениях термодинамического фазового равновесия. В этих методах необходимо учитывать такое термодинамическое свойство как фугитивность, в соответствии с которой, например, значения $T_{нас}$ для отдельно взятой нефти и для ее смеси с другой нефтью сильно различаются. Известные методы изучения процесса образования парафина

при добыче газлифтной скважине не учитывают влияние сжатого закачиваемого газа на температуру насыщения нефти парафином, что впоследствии приводит к значительной ошибке и создает множество эксплуатационных опасностей при разработке нефтяного месторождения.

Было признано, что в многокомпонентной системе тенденция компонентов осаждаться между жидкой и газовой фазами описывается равновесным отношением K_i . Другими словами, коэффициент K_i представляет собой взаимодействие между фазами и оказывает значительное влияние на свойства газа в целом. Кроме того, значение K_i можно воспринимать как функцию давления P , температуры T и свойств углеводородной смеси [6, 11, 33, 116, 126].

Во многих традиционных исследованиях изменения в компонентном составе нефти не учитывались. Более того, на практике традиционная модель для газлифтных скважин была получена опытным путем (кусочно-линейная или квадратичная). Хотя эмпирическая корреляция характеристик может быть быстро сформирована, которая поддерживает решение комбинированных проблем, она не может проиллюстрировать все важные изменения в различных пластовых условиях, особенно в процессе закачки газа. Кроме того, применимость традиционных моделей ограничена, поскольку свойства смеси и перепад давления вдоль ствола скважины сильно зависят от состава, что часто не учитывается в этих моделях. Следовательно, применение традиционной модели может привести к существенным ошибкам при изучении газлифтного процесса. При разработке математической модели для исследования добычи газлифтной скважины необходимо учитывать два важных фактора. Во-первых, газлифтный процесс по своей природе не стационарен, и предлагаемая модель должна учитывать все изменения в стволе скважины или колонне насосно-компрессорных труб. Во-вторых, газлифтный процесс сильно зависит от состава. Поскольку состав нефти и газа в газлифтных скважинах различен, $T_{нас}$ также может изменяться [116, 126].

Таким образом, рациональный подход к прогнозированию фазового поведения – это метод полностью композиционного описания, в котором учитываются все вышеупомянутые факторы. На основе предыдущей модели,

представленной авторами [6, 50, 84, 114] был разработан алгоритм, обеспечивающий высокоточную математическую модель для изучения процесса образования парафина в газлифтной скважине. Предлагаемая модель будет более подробно описана в главе 3.

1.5 Методы для борьбы с отложением парафина

Методы обнаружения парафиновых отложений в скважине

Образовавшееся крупное отложение АСПО возможно определить, учитывая изменения дебита скважины, а также параметров ее работы: механические показатели, отражающие изменение максимальной нагрузки на головку балансира; энергетические показатели, характеризующие величину силы тока на электродвигателе станка-качалки. Однако обнаружение мелких или зарождающихся отложений требует особых подходов – прямого или косвенного действия. Преимуществом вторых является применимость без простоя скважины, к ним относят: метод перепада давления, метод теплопередачи, метод распространения волны. Также применяется стандартная кавернометрия и спуск видеокамер. На сегодняшний день наиболее распространенным способом обнаружения парафиновых отложений в скважине является метод перепада давления [2, 8, 55, 83, 108, 126, 140].

Процесс осаждения парафина приводит к уменьшению проходного сечения потока нефти в стволе скважины, тем самым увеличивая потери давления при подъеме продукции. Учитывая соотношение между реальным и эталонным перепадом давления в стволе скважины, можно оценить толщину слоя парафина. Метод теплопередачи основывается на оценке влияния образовавшегося слоя отложений, его теплопроводности, в системе теплопередачи между потоком продукции, стенкой скважины и окружающей средой. Волновой способ определения зон образования пробки из АСПВ основывается на явлениях распространения и отражения колебаний [20, 30].

К прямым методам обнаружения АСПО можно отнести: применение контрольных катушек и непосредственное измерение толщины АСПО парафиномерами. Интенсивность и характер образования отложений в

установленной на устье скважины контрольной катушке позволяет судить о количестве АСПО при допущении, что процесс выпадения парафина в выкидной линии и колонне НКТ аналогичен. Замер толщины отложений в скважинах с УЭЦН производится устройствами, по принципу работы схожие с приборами измерения кавернометрии.

Также в работах [2, 8, 23, 51, 55, 72, 83] для прогнозирования АСПО применяют аналитические методы, математические модели, созданные на основании результатов лабораторных и промышленных экспериментов.

Методы борьбы с отложением парафина

На сегодняшний день разработано большое количество технологий, направленных на решение проблемы отложения парафина, с применением различных реагентов и оборудования. Широкий выбор методов обоснован особенностями каждого объекта, на котором проводятся работы.

Анализ способов борьбы с отложением парафина показал, что существует два подхода. Первый заключается в применении реактивной стратегии, подразумевающей удаление отложений в случае их образования. Вторым подходом подразумевает предупреждение выпадения парафиновых отложений в нефтепромысловом оборудовании.

Удаление отложения парафина

Известными методами предотвращения и уменьшения отложений парафина в скважинном оборудовании при эксплуатации газлифтных скважин [1, 9, 17, 27, 30, 43]:

- механическое удаление;
- тепловая обработка;
- микробиологическая обработка;
- химическая обработка.

Методы механического удаления являются наиболее распространенными при разработке морских нефтяных месторождений. Авторы [1, 30, 31, 40, 43, 50] показали, что скребки и резак можно использовать для удаления парафина, осажденного на поверхностях труб. Кроме того, парафин можно удаляться

скребками из стенки трубы, пока скважина еще работает. Хотя эти методы являются дешевым, одним из основных недостатков является закупорка перфорационных отверстий внутри скважин, учитывая тот факт, что очищенный парафин циркулирует по затрубном пространстве скважины. Кроме того, скребки на тросе могут застрять в скважинах во время операций [7, 124, 132, 140]. Авторы также предположили, что эффективность газлифтных скважин можно повысить за счет использования свободных поршней для удаления органических отложений парафина из колонны насосно-компрессорных труб.

Использование химических ингибиторов для удаления парафинообразования в нефтегазовой промышленности изучается многими исследователями [7, 52, 53, 58, 60, 95]. Ингибиторы парафина добавляются к высокопарафинистой нефти. Ингибиторы парафина состоят из модификаторов кристаллов парафина, детергентов и диспергаторов. Основным недостатком использования химических ингибиторов является то, что их необходимо использовать до того, как объемная температура сырой нефти упадет ниже $T_{нас}$. Химические растворители также используются, когда нефти восприимчивый к поверхностно-активным веществам или производят воду с высокой концентрацией растворенных твердых частиц. Известными химическими растворителями для растворения парафиновых отложений являются четыреххлористый углерод, сероуглерод, керосин и дизельное топливо [57, 70, 93, 102, 132, 141]. Самым значительным преимуществом использования химических растворителей является их цена и тот факт, что они не всегда требуют сложного оборудования. Однако этот метод применим только для определенного типа парафиновых отложений с определенным диапазоном молекулярных масс, зависящих от давления и температуры [57, 93, 102, 121].

Существует несколько термических методов удаления парафиновых отложений, таких как горячая нефть/вода и термические покрытия, которые применялись на морских нефтяных и газовых месторождениях [12, 13, 69, 82, 94, 100, 106, 132]. Горячая нефть или горячая вода – это метод закачки горячей нефти или горячей воды в скважины с целью удаления отложений парафина на поверхностях насосно-компрессорных труб (НКТ). Наиболее значительными

преимуществами могут быть простота применения, низкие затраты и немедленные получаемые результаты. Тем не менее, эффективность метода во многом зависит от глубины образования парафина. Другая проблема обычно связана с физическими и химическими характеристиками жидкости, используемой в технологии, поскольку нефть в резервуаре, используемое для закачки горячей нефти, всегда сопровождается кристаллами парафина, асфальтенами, отложениями и продуктами коррозии, которые могут снизить эффективность самого метода. Кроме того, нагревание жидкости может расплавить парафин, но не асфальтены. Следовательно, крайне важно изучить состав закачиваемой жидкости и заранее определить оптимальный выбор. Другими словами, обработка жидкости должна быть специфической, поскольку чем лучше качество закачиваемой жидкости, тем ниже вероятность повреждения колонны насосно-компрессорных труб.

Мельников [35] предлагал метод предотвращения отложений парафина в нефтяных и газовых скважинах. Предлагаемый способ заключается в спуске в скважину на глубину образования парафина линейного нагревательного элемента в виде колонны труб или металлического питающего провода. Недостатком этого метода является отсутствие контроля температуры во время работы системы нагревания. В результате это приводит к перегреву контактора и сердечника линейного нагревательного элемента, что снижает надежность системы нагревания в целом. В дополнение к этому, другим недостатком способа является то, что эта конструкция имеет диаметр, близкий к внутреннему диаметру трубки. Следовательно, когда нагревательный элемент опускается в НКТ, он будет препятствовать потоку скважинного флюида во время добычи, поскольку поперечное сечение НКТ значительно уменьшается. Как следствие, невозможность эксплуатации систем нагревания при длительной эксплуатации в скважине [33, 36, 46].

Акопов [32] предлагал способ очистки скважин от АСПО и устройство для их реализации. Для уменьшения отложений парафина в скважине авторы предложили закачать углеводородный газ в колонну труб и затрубное пространство, удерживая скважину под давлением, а затем резко снизить давление.

Перед закачкой газа температура газа повышается за счет выброса с паром или нагретой жидкостью под высоким давлением. Впрыск и снижение давления осуществляются в пульсирующем режиме с периодическими остановками. Резкое снижение давления в колонне подъемных труб и затрубном пространстве осуществляется попеременно. После этого из системы удаляют атмосферу до завершения процесса удаления парафиновых пробок. Недостатком этого метода является то, что при закачке углеводородного газа в скважину для удаления парафиновых отложений не учитываются глубина образования парафиновых отложений, температура, глубина закачки и расход газа [11, 34, 37, 61].

Биологические методы удаления парафина также изучались в последнее время такими исследователями, как [124, 144], который разработал систему парафино-разрушающих бактериальных консорциумов с питательными добавками и усилителями роста для контроля отложения парафина в трубчатой и стволовой области и в поверхностных линиях потока. Их результаты показали, что системы были очень эффективными, устраняя необходимость повторных проведения мероприятия для удаления отложения парафина в течение нескольких недель. Авторы определили, что эти методы особенно важны, так как они успешно реализованы и имеют преимущество обеспечения непрерывного контроля отложения парафина в трубопроводах посредством постоянной биодеградациии, а не просто обеспечения временной фиксации. Авторы [102, 111, 124, 140] изучали использование бактерий *Pseudomonas* для предотвращения отложения парафина. Их результаты показали способность разновидностей *Pseudomonas* эмульгировать несмешивающиеся углеводороды, такие как керосин, толуол, ксилол и сырая нефть. Наблюдаемое общее влияние обработки *Pseudomonas* на сырую нефть показало снижение концентрации углеводородов с длинной цепью (C_{22+}). Авторы пришли к выводу, что виды *Pseudomonas* могут быть эффективными для уменьшения отложений парафина и что скорость биохимического воздействия на сырую нефть возрастает в течение первых 7 дней. Они также пришли к выводу, что наблюдаемое снижение вязкости и температуры насыщения нефти парафином свидетельствует о превращении алкенов с длинной цепью в короткие. Таким

образом, биологические методы удаления парафина могут оказаться весьма эффективными и экономически выгодными и требуют дальнейшего изучения. Если биологическая система может быть успешно и дешево применена в условиях подводных трубопроводов, то она обеспечит чрезвычайно эффективный метод контроля отложения парафина.

1.6 Предотвращение образования и удаление отложений парафина в лифтовых трубах, нефтепромысловом оборудовании и трубопроводах на месторождениях Вьетнама

Формирование парафиновых отложений остается одной из ключевых проблем нефтедобычи Вьетнама, в связи с ростом доли трудноизвлекаемых запасов в общей структуре. Данное осложнение характерно для значительной части месторождений на территории Вьетнама (Белый Тигр, Белый Медведь, Дракон). Образование отложений негативно сказывается на работе отдельных добывающих скважин и разработки месторождения в целом: приводит к снижению продуктивности и необходимости проведения мероприятий по удалению АСПО, тем самым увеличивая период простоя скважины [4, 19, 49, 59, 84].

В таблице 1.1 приведены данные по проведенным операциям депарафинизации на месторождениях Вьетнама в 2018 г. Испытанные ранее ряд технологий по удалению и предотвращению образования АСПО в НКТ скважин не показали значительного эффекта.

Таблица 1.1 – Данные по проведенным операциям депарафинизации в 2018 г [49]

	Скважина	кол-во операций депарафинизации за 2018 г.	
		По скважинам	Всего
RC-1	3002	43	85
	3003	42	
RC-5	17	7	38
	503	8	
	507	1	
	508	7	
	509	5	
	502Б	10	
RP-2	2001	48	542
	2003	70	
	2005	47	
	2006	31	

Продолжение таблицы 1.1

	2007	20	
	2008	45	
	2010	35	
	2011	54	
	2012	23	
	2013	27	
	2016	43	
	2017	5	
	2017Б	41	
	2018	40	
	2019	13	
RC-DM	405	4	11
	406	4	
	409	3	

Были опробованы очистка при помощи биохимической композиции; промывка НКТ органическими растворителями; технология увеличения производительности и ингибирования АСПО путем подачи смеси депрессорной присадки и деэмульгатора (неионогенного ПАВ) в линию газлифтного газа; технология “parasqueezing” – задавливание ингибитора и активатора в призабойную зону с последующим постепенным выносом.

Метод пропаривания НКТ с помощью ППУ и промывки с помощью ГЖС несмотря на низкую эффективность является наиболее применяемым. Необходим поиск новых технологий ингибирования и удаления АСПО из НКТ скважин.

Депарафинизация горячим паром со станции промысловой паровой установки (ППУ)

Источник тепла (горячий пар), образуется со станции ППУ, по «быстрой» трубе 3/4 направляется в скважину, в которой необходимо выполнить технологическую операцию по ликвидации парафиновых отложений. Быстрая труба подключается к ФА через порт 1/2 дюйма NPT M x быстросъемный соединитель 3/4 дюйма в отверстие 1/2 порта у дюйма NPT F на линии ликвидации скважин, как показано на следующей принципиальной схеме (рисунок 1.3) [49].

Подготовка состояния скважины, технологической системы к депарафинизации

- Проверить систему управления, клапан в дренажной линии в закрытом положении, состояние клапанов-отсекателя (глубинный и поверхностный), состояние клапанов, манометров на фонтанной арматуре.

- Проверить рабочие параметры скважин.

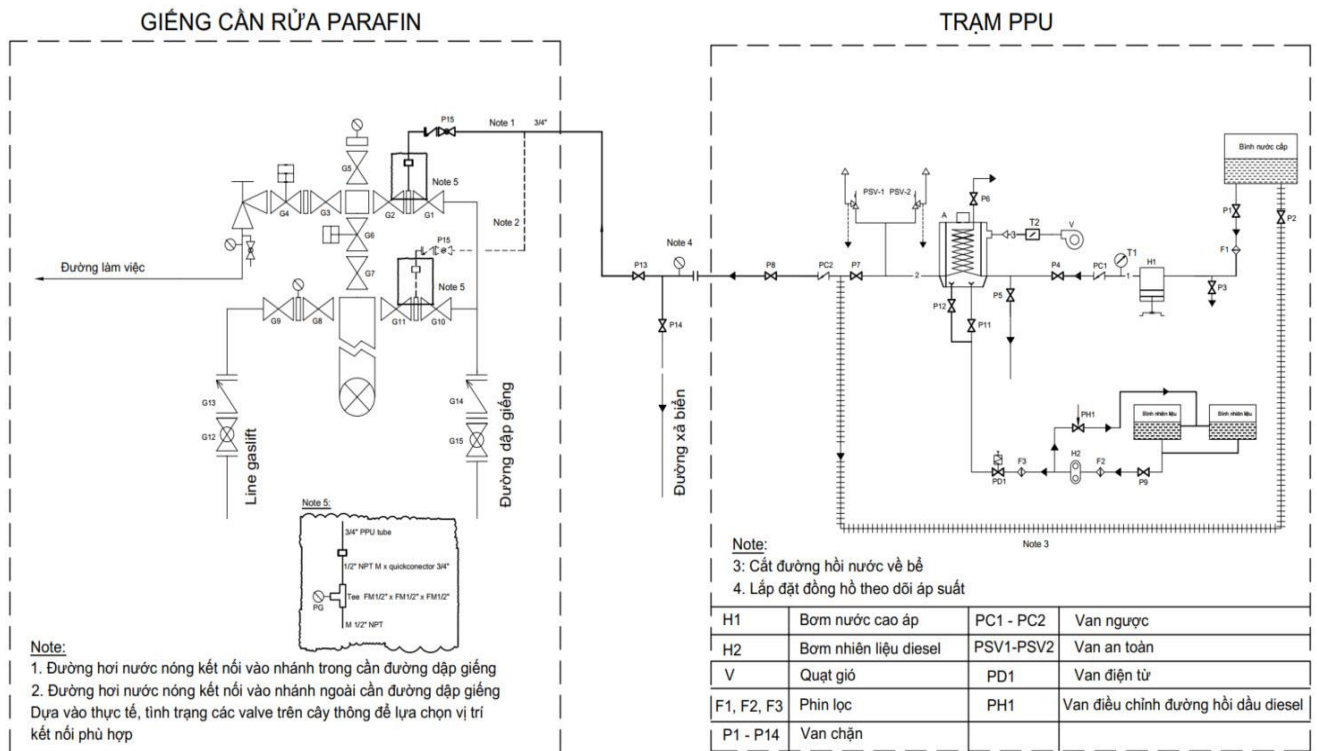


Рисунок 1.3 – Схема при депарафинизации горячим паром со станции ППУ [49]

Запуск станции ППУ

- Открыть клапан системы вентилятора в максимальном положении.
- Нажимать кнопку «Пуск».
- Работать без нагрузки в течение 3-5 минут для продувки масла, сажи.
- При окончании работ по продувки, уменьшить скорость ветра до минимума $0,2 \text{ г/мм}^2$, подготовить к сжиганию.
- Открыть клапан P11, P12 для подачи топлива в форсунку.
- Регулировать клапан PH1 так, чтобы давление дизельного топлива составляло около 2-2,5 атм.
- Включить кнопку для горения паяльной проволоки. Когда кнопка на панели управления меняется на красный цвет, одновременно открыть соленоидный клапан PD1, и отпустить кнопку для горения паяльной проволоки.
- Когда топка горит, регулировать давление топлива и поток ветра до появления пара для сбрасывания на море.
- Регулировать давление пара в соответствии с технологическими

требованиями с помощью клапана Р14, при достижении технических требований связаться с оператором, чтобы подготовить подачу пара к технической системе.

- Добавить топливо, воду при необходимости.
- Постепенно контролировать состояние станции ППУ для своевременного обнаружения утечки воды, дизельного топлива, пара и устранить проблемы при необходимости.
- Постепенно записать параметры в соответствии с формами в инструкции I-СС-103.

Примечание:

1. На некоторых станциях ППУ, устанавливает линии обратной воды, категорически запрещается открывать клапан Р2 во время работы ППУ.
2. В зависимости от места подачи горячего пара, мастер и оператор должны проинформировать оператора по эксплуатации станции ППУ о давлении в технологической системе, чтобы оператор по эксплуатации станции ППУ мог регулировать давление горячего пара больше давления технологической системы.
3. Поскольку в начале работ температура, давление пара не достигает требуемых значений и пар сбрасывается на море через клапан Р14, необходимо обращать внимание на направление ветра, предупреждать весь персонал.
4. Перед и во время работы ППУ всегда обеспечивать максимальную вентиляцию станции ППУ, измерить концентрацию горючего газа в воздухе перед зажиганием котла. Измерить концентрацию газа с помощью газоанализатора или газовой сигнализации (при наличии).

Когда достигается желаемое значение давления, температуры, операторы по добычи нефти и газа и операторы по эксплуатации станции ППУ координируют свои действия в соответствии с приведенными ниже инструкциями.

Порядок работы по подаче горячего пара в рабочую линию скважин

- Оператор по добыче нефти и газа информирует оператора по эксплуатации станции ППУ о проведении подачи горячего пара в рабочую линию скважин.
- Текущее состояние клапанов:
 - При подключении линии подачи горячего пара к трубной линии,

примечание 1: G3, G4 открыт; G1, G2, G7, P13, P15 закрыты.

• При подключении линии подачи горячего пара к затрубной линии, примечание 2: G1, G2, G3, G4 открыты; G7, G10, G11, G15, P13, P15 закрыты.

- После медленного закрытия клапана P14 для достижения давления в позиции 4, превышающего давление технологической системы, оператор по эксплуатации станции ЦПУ медленно открывает клапан P13, оператор по добычи нефти и газа открывает клапан P15.

- Оператор по эксплуатации станции ППУ закрывает полностью клапан P14, оператор по добычи нефти и газа открывает клапан G2 (подключении линии подачи горячего пара к трубной линии) или G10 (При подключении линии подачи горячего пара к затрубной линии).

- Оператор по эксплуатации ППУ контролирует давление и температуру парогенератора и регулирует их при необходимости.

- Мастер, операторы по добычи нефти и газа контролируют и проверяют параметры: давление, температура скважин и технологической системы.

- Среднее время по депарафинизации скважин составляет около 30 минут.

Примечание: при депарафинизации скважин желательно проверить, прочистить и промыть линии отбора проб, линии передающих сигналов давления. При выполнении этих работ необходимо наблюдать за направлением ветра, принимать меры безопасности при работе с горячим паром.

Порядок работы по депарафинизации в затрубном пространстве

- Если скважина сильно засорена парафином, необходимо осуществить продувку горячим паром в затрубном пространстве. Остановить газлифтные скважины, сбросить давление в затрубном пространстве до 20-30 атм перед продувкой горячим паром.

Примечание: при сбросе затрубного давления не проводить огневые работы. Постепенно проверить концентрацию газа в зоне станции ППУ.

- Оператор по добыче нефти и газа информирует оператора по эксплуатации ППУ о подготовке к подаче горячего пара в затрубном пространстве и одновременно сообщает текущее значение затрубного давления. Оператор по

эксплуатации ППУ регулирует давление горячего пара больше затрубного давления.

- Состояние клапанов:

- При подключении линии подачи горячего пара к трубной линии, примечание 1: G11, G10, G1 - открыты; G2, G15 - закрыты;

- При подключении линии подачи горячего пара к затрубной линии, примечание 2: G11: открыт; G10, G15 - закрыты.

- Оператор по эксплуатации станции ППУ проверит и регулирует параметры температуры и давления на станции ППУ. Поддерживается температура на фонтанной арматуре в пределах 120 градусов.

- Мастер, операторы по добыче нефти и газа контролируют и проверяют следующие параметры: давление, температуру в затрубном пространстве.

- Во время продувки горячим паром если затрубное давление увеличиться до значения $P_{\max} = 40$ атм, оператор по добычи нефти и газа должен сбросить давление путем открытия клапан G2 для схемы подключения, примечание 1; или открытия клапан G10, G1, G2 для схемы подключения, примечание 2.

- Среднее время по депарафинизации скважин составляет примерно от 30 минут до 6 часов в зависимости от состояния каждой скважины.

Примечание:

Порядок работы по депарафинизации в трубном пространстве

- Остановить газлифтную скважину для депарафинизации в трубном пространстве. Перевод скважины в сепаратор С-2 (для МСП) для снижения буферного давления (перед переводом скважины, перевести гидроздвижки (центральной и боковой) ФА на ручном управлении.

- Оператор по добыче нефти и газа информирует оператора по эксплуатации станции ППУ о начале работ по депарафинизации в трубном пространстве.

- Состояние клапанов:

- При подключении линии подачи горячего пара к трубной линии, примечание 1: G2, G6, G7 открыты; G1: закрыт

- При подключении линии подачи горячего пара к затрубной линии,

примечание 2: G1, G2, G6, G7, G10 открыты; G11, G15 закрыты.

- Оператор по добыче нефти и газа закрывает боковой клапан G3 для непосредственно подачи горячего пара из ППУ в НКТ скважины.

- В процессе подачи горячего пара в НКТ оператор по добыче нефти и газа должен постоянно контролировать буферное давление, устьевую температуру. Допустимое максимальное трубное давление: $P_{\max} = 40$ атм. Температура устья скважины не должна превышать 120°C для защиты уплотнения.

- Когда трубное давление достигает до $P_{\max} = 40$ атм., оператор по добыче нефти и газа открывает клапан G3 для снижения давления в НКТ.

Примечание. Для получения желаемого результата необходимо сбрасывать давление в НКТ как можно быстрее, чтобы вывести парафин из НКТ на поверхность. Также необходимо контролировать давление, уровень сепаратора первой ступени для МСП; давление, уровень в сепаратор V-400, давление на райзере для БК, что позволяет избежать образования пробок при транспорте продукции на других объектах.

- Оператор по эксплуатации ППУ постепенно контролирует давление и температуру в парогенераторе, чтобы поддерживать температуру на устье скважины на пределе 120°C .

- Среднее время по депарафинизации в НКТ скважин составляет около 2-5 часов.

Завершение работ по депарафинизации скважин со станции ППУ

- После прекращения парафинового отложения мастер по добыче нефти и газа информирует операторов по добыче нефти и газа и операторов по эксплуатации станции ППУ о подготовке к прекращению продувки и промывке парафина горячим паром.

- Сообщить всему персоналу о подготовке сбрасывания горячего газа в море, наблюдать за направлением ветра.

- Оператор по добыче нефти и газа и оператор по эксплуатации станции ППУ координируют:

- При подключении линии подачи горячего пара к трубной линии, примечание

№1: оператор по добыче нефти и газа закрывает клапаны G1, G2, P15, в то же время оператор по эксплуатации станции ППУ открывает клапан P14.

- При подключении линии подачи горячего пара к трубной линии, примечание №1: оператор по добыче нефти и газа закрывает клапаны G10, G11, P15, в то же время оператор по эксплуатации станции ППУ открывает клапан P14.

- Оператор по эксплуатации станции ППУ закрывает клапан P13. И приступить к остановке станции ППУ.

- Мастер, операторы по добыче нефти и газа начинают подачу газлифт в затрубном пространстве. Запускать скважину в работу и контролировать параметры скважины (температура, давление, дебит, пробы жидкости из скважины).

Недостатком этого метода является то, что при закачке пар в скважину для удаления парафиновых отложений не учитываются глубина образования парафиновых отложений, температура, глубина закачки и расход газа. А также вода обладает высокой теплоемкостью поэтому при закачке пар в скважину большая часть тепла будет выходить в потери, вследствие этого эффективность технологии снижается.

Обработки продукции химреагентами подготовки нефти

В течение 2018 г. обработка депрессорными присадками производилась на большинстве объектов месторождения Дракон и участка Южный Дракон - Дой Мой (RC-DM, RC-4, RC-5/RC-9, RC-6, RP-3), кроме RP-2, RP-1 и RC-1/3. Для части скважин депрессатор подается по импульсным трубкам на глубину через мандрель, для остальных - в рабочую линию [49].

С точки зрения эффективности обработки нефти, борьбы с АСПО в НКТ и улучшения лифтирования в НКТ, предпочтительна подача депрессаторов по импульсным трубкам. Но в силу обстоятельств (забитость и/или деформация импульсной трубки, высокая температура застывания реагента, сильное охлаждение реагента газлифтным газом), на некоторых скважинах подача депрессатора осуществляется на устье.

Дозировка депрессаторов на конец 2018 г. приведена в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Дозировка депрессорных присадок на объектах [49]

Объекты	Средняя дозировка по всему объекту, ppm
МСП-7	400
БК-14	700
БК-16	870
GTC-1	1300
RP-3	500
RC-DM	1200
RC-4	1000
RC-5	800
RC-6	1500

Существующие способы и технологии борьбы с образованием органических отложений во внутрискважинном оборудовании на месторождений Вьетнама обладают многими достоинствами, однако их применение при добыче высокозастывающей 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. Представленные в этой диссертационной работе результаты теоретических и экспериментальных исследований показывают, что одним из перспективных направлений повышения эффективности эксплуатации газлифтных скважин при добыче высокопарафинистой нефти является применение разработанной технологии периодической закачки горячего попутного нефтяного газа (ПНГ) в затрубное пространство нефтедобывающей скважины [38, 39].

1.7 Выводы по главе 1

1. Формирование парафиновых отложений остается одной из ключевых проблем нефтедобычи Вьетнама, в связи с ростом доли трудноизвлекаемых запасов в общей структуре. Данные осложнения характерны для значительной части месторождений на территории Вьетнама (Белый Тигр, Белый Медведь, Дракон). Образование отложений негативно сказывается на работе отдельных добывающих скважин и разработки месторождений в целом: приводит к снижению продуктивности и необходимости проведения мероприятий по удалению АСПО, тем самым увеличивая период простоя скважины.

2. Образование АСПО на поверхности коллектора или промышленного оборудования представляет собой сложный процесс, протекание которого обусловлено различными физическими явлениями: молекулярная диффузия, термодиффузия, дисперсия сдвига, броуновская диффузия. Наибольшее влияние на процесс образования АСПО оказывает молекулярная диффузия.

3. 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 застывания и снижение вязкости.

4. Анализ существенных математических моделей изучения процесса образования парафина при добыче газлифтной скважине установил, 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, имеющие значительное влияние на образование отложений парафинов при газлифтных эксплуатации скважин.

5. Существующие способы и технологии борьбы с образованием органических отложений во внутрискважинном оборудовании на месторождений Вьетнама обладают многими достоинствами, однако их применение при добыче высокозастывающей 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 месторождений Вьетнама.

ГЛАВА 2 ОБЪЕКТ, МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И МОДЕЛИ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИН

2.1 Объект исследования

Объектом исследования в данной диссертационной работе являются добывающие скважины, находящиеся в стране Вьетнам и эксплуатируемые газлифтным способом, которые осложнены образованием органических отложений. Месторождение Дракон находится на южном шельфе Вьетнама в 120 км от города Вунг Тау. 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.), высокозастывающей (свыше +30 °С). Температура насыщения нефти парафином составляет +58 °С [4].

Физико-химическая характеристика дегазированной нефти залежи фундамента месторождения Дракон представлена в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Физико-химическая характеристика дегазированной нефти залежи фундамента месторождения Дракон

Наименование параметра	Значение
Плотность при 20°С, г/см ³	0,84
Температура застывания, °С	32,5
Температура плавления парафина, °С	58,0
Объемный коэффициент, доли ед.	
-при текущих пластовых условиях	1,35
-при давлении насыщения	1,41
Вязкость при 50°С, мм ² /с	6,77
Вязкость при 70°С, мм ² /с	4,44
Содержание серы, % масс.	0,051
Групповой углеводородный состав, % масс.	
Асфальтены и смолы	3,29
Парафин	24,03

Определение физико-химических свойств устьевых безводных проб нефтей, отобранных с ряда скважин, вскрывших отложения фундамента и олигоцена на месторождении, Дракон, проводилось в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002. Температура застывания исследуемых высокопарафинистых нефтей и их смесей определялась согласно ГОСТ 20287-91 (метод Б). Определение группового углеводородного состава безводных проб нефтей проводилось в соответствии с ГОСТ 11851-85 (метод А).

2.2 Определение температуры насыщения нефти парафином

Для определения температуры насыщения нефти парафином и температуры помутнения (cloud point) был использован охлаждаемый предметный столик микроскопа Carl Zeiss, освещенный поляризованным светом, согласно стандарту VSP-000-KTSX-626 и инструкции к прибору [49].

Состав устройства

- Настольный микроскоп Carl Zeiss с линзами 5x, 10x, 20x, 50x и 100x.
- Камера Qimaging
- Регулятор температуры PE120.
- Центральный контроллер Linkam

Порядок проведения исследования

- Образцы были предварительно нагреты до 82 °С, для удаления любой термической предыстории, и были помещены на предметный столик под предметным стеклом микроскопа при 80 °С.
- В свою очередь, образцы нефти были помещены в микроскоп в специальном стакане. Для четкого наблюдения за пробой нефти была произведена отрицательная регулировка микроскопа.
- Программа управления охлаждением была установлена на скорость 0,5 °С/мин.
- С помощью камеры было получено изображение кристалла парафина в процессе охлаждения образца.

На рисунках 2.1-2.7 показана нефть залежей фундамента при разных температурах.



Рисунок 2.1 – Нефть залежи фундамента при 65 °С (нет признаков наличия кристаллов парафина)



Рисунок 2.2 – Нефть залежи фундамента при 61 °С (нет признаков наличия кристаллов парафина)



Рисунок 2.3 – Нефть залежи фундамента при 60,1 °С (начальное проявление парафиновых отложений)



Рисунок 2.4 – Нефть залежи фундамента при 55 °С (начальное проявление парафиновых отложений)

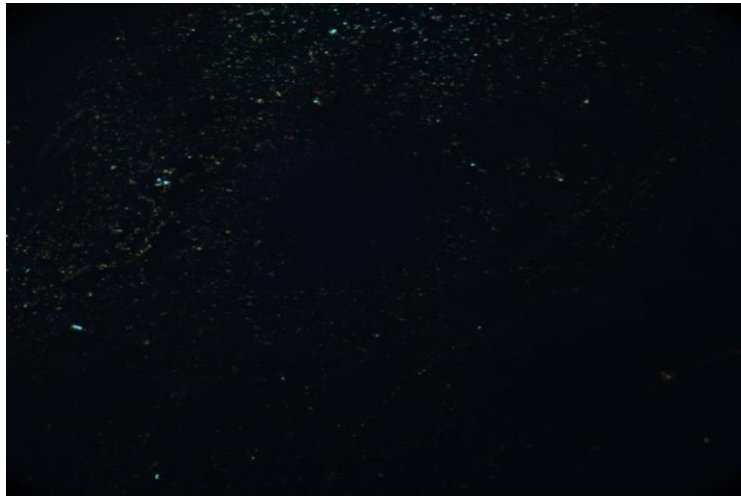


Рисунок 2.5 – Нефть залежи фундамента при 50 °С (начальное проявление парафиновых отложений)

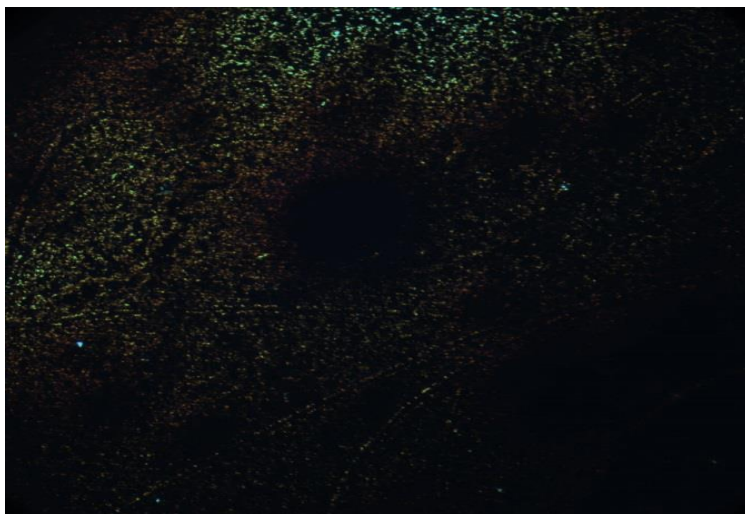


Рисунок 2.6 – Нефть залежи фундамента при 35 °С (начальное проявление парафиновых отложений)

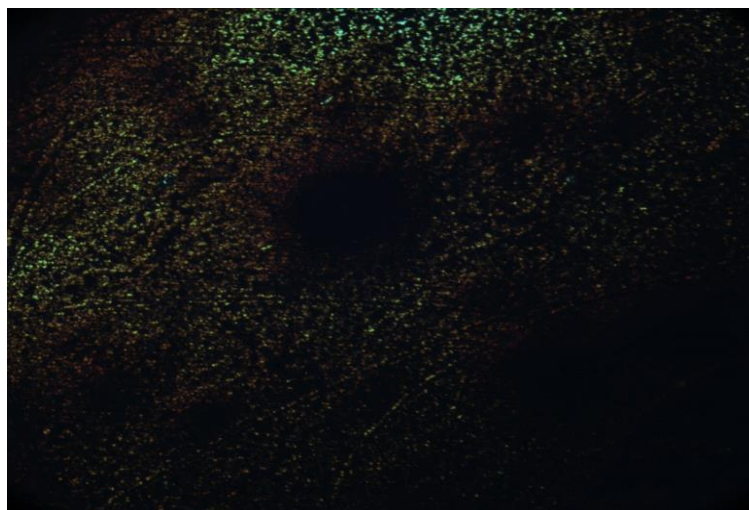


Рисунок 2.7– Нефть залежи фундамента при 30°C (начальное проявление парафиновых отложений)

Температура насыщения нефти парафином высокопарафинистой нефти залежей фундамента месторождения Дракон составляет 60,1 °С.

2.3 Методы определения реологических характеристики нефтей и химреагента

Реологические характеристики нефтей месторождения Дракон исследовались на ротационном вискозиметре VISCOMETER 550 производства фирмы НААКЕ, Германия, согласно стандарту VSP-000-KTSX-626 и инструкции Лабораторный стенд показан на рисунке 2.8.

Порядок работы

- Включить вискозиметр VT550.
- Нагреть мерный стаканчик и сенсорный блок до начальной температуры обработки.
- Перелить пробу нефти из нагревательной бани (объект для обработки масла) в мерный стаканчик (комплект MV DIN) и установить его в VT550 вместе с сенсорным блоком.
- Включить термостат DC30 и установить требующуюся температуру.
- Включить компьютер и запустить программу RHEOWIN 4 JOB MANAGER.
- Выбрать предустановленную рабочую программу или установить новую программу, удовлетворяющую условиям транспортировки пробы масла.

- Нажать «ПУСК» и дать шаблону имя, затем нажать «ОК», для запуска программы.

- После завершения работы программы на экране отображаются данные параметров пробы нефти и соответствующий график.



Рисунок 2.8 – VISCOMETER 550 фирмы HAAKE

Использование цилиндрической измерительной системы MV DIN позволяет проводить измерения вязкости жидкости в рекомендуемом интервале $20 \dots 10^5$ мПа·с при регулируемом напряжении и скорости сдвига в диапазоне $0,65 - 1032$ с⁻¹. Объем пробы для испытания составляет 46 мл.

Величина предельного (статического) напряжения сдвига исследуемых высокопарафинистых нефтей месторождения Дракон и их смесей при заданной температуре определялась в режиме Controlled Stress при регулируемом увеличении напряжения сдвига от 0 до 10, 50, 100 и 150 Па в течение 100, 200 и 400 секунд, соответственно, в зависимости от температуры и равна такому значению напряжения сдвига, при котором скорость сдвига становится отличной от нуля.

Кривые зависимости динамической вязкости от температуры были построены для моделирования ряда условий стационарного потока во время нормальной добычи. По существу, каждая кривая строится при единственной постоянной скорости сдвига, в то время как испытательная жидкость охлаждается от температуры, которая выше температуры насыщения нефти парафином, до минимальной температуры окружающей среды в полевых условиях.

2.4 Метод определения интенсивности образования отложений парафина (Метод холодного стержня)

Интенсивность образования парафина исследовалась по методике «холодный стержень», производителем которой является F5 Technologie.

Методика проведения эксперимента заключалась в предварительном получении безводной нефти залежей фундамента месторождения Дракон. Далее, исследуемые пробы, в необходимом количестве, заливались в герметичные ячейки шестиместной установки и выдерживались в течение 30 мин в установленном на магнитной мешалке термостате (водяной бане) при температуре 60 °С. Постоянное перемешивание проб нефтей и их смесей в герметичных ячейках обеспечивалось путем вращения якоря магнитной мешалки со скоростью 300 об/мин. Продолжительность эксперимента после установления необходимого температурного градиента между поверхностью стержня и объемом нефти составляла 60 мин. Температура «холодного стержня» составляет 30 °С. На рисунке 2.9 представлен результат эксперимента для нефти залежи фундамента месторождения Дракон, при этом температуры нефти и «холодного стержня» составляют 60 °С и 30 °С, соответственно.



Рисунок 2.9 – Интенсивность образования парафиновых отложений

После периода отложения «холодный стержень» вынимали из нефти. Затем его помещали в печь при 30 °С, для осушки и предотвращения значительного прилипания гелеобразной нефти. После дренажа остатки парафина удаляли и

взвешивали. О массе образовавшихся отложений можно судить по весу «влажного» отложения (которое может включать значительное количество захваченной нефти), так и по весу «сухого» отложения, в котором после нагрева нагревается до 30°C большая часть присутствующих легких фракций испаряется. Масса парафиновых отложений на каждом стержне определяется по разнице масс стеклянных стаканов с отложениями и масс пустых стаканов.

При изучении кинетики парафинообразования, масса отложений m рассматривалась как величина, зависящая от времени t . В лабораторный/химический стакан набиралось 250 мл нефти, с содержанием парафина – 24,04 масс. %. При постоянной температуре ($T = 60$ °C) и частоте работы мешалки (300 об/мин) производились измерения массы отложений через 3, 5, 10, 15, 20, 25, 30 и 60 минут. Масса определялась путем снятия скребком отложений с поверхности стержня и последующим взвешиванием их. Эксперимент проводился два раза.

2.5 Метод разделения C_{7+} на отдельные псевдо-компоненты

Для того, чтобы детально изучить изменение компонентного состава нефти при эксплуатации газлифтных скважин был использован метод Katz [28]. Если данные компонентного состава пластового флюида не разделены на отдельные углеводородные компоненты, то необходимо перераспределить эти компоненты на отдельные псевдо-компоненты, сущность этого метода заключается в следующих соотношениях (2.1-2.4):

$$\sum_{n=7}^{n+} z_n = z_{C_{7+}}, \quad (2.1)$$

$$z_n = 1.269831 z_{C_{7+}} \exp(-0,26721n) + 0.0060884 z_{C_{7+}} + 10.425 \cdot 10^{-6}, \quad (2.2)$$

$$M_{n+} = \frac{z_{C_{7+}} M_{C_{7+}} - \sum_{n=7}^{n+1} [z_n M_n]}{z_{n+}}, \quad (2.3)$$

$$\gamma_{n+} = \frac{z_{n+} M_{n+}}{\frac{z_{C_{7+}} M_{C_{7+}}}{\gamma_{C_{7+}}} - \sum_{n=7}^{n+1} \left[\frac{z_n M_n}{\gamma_n} \right]}, \quad (2.4)$$

где

$z_{C_{7+}}$ – мольная доля C_{7+} ;

n – число атомов углерода псевдо-компонента;

z_n – мольная доля псевдо-компонента с числом атомов углерода n ;

$n+$ – последний углеводородный компонент в группе C_{7+} с числом атомов углерода n , такой как $12+$;

$M_{C_{7+}}, \gamma_{C_{7+}}$ – измеренный молекулярный вес и удельный вес C_{7+} ;

M_n, γ_n – молекулярный вес и удельный вес псевдо-компонента с n атомов углерода.

2.6 Повышение эффективности работы газлифтных скважин в условиях образования органических отложений парафина с использованием композиционной многофазной модели

В настоящее время основной проблемой при добыче высокопарафинистых нефтей является интенсивное образование органических отложений в призабойной зоне пласта, скважинном и наземном нефтегазопромысловом оборудовании, что приводит к его аварийным остановкам и незапланированному текущему или капитальному ремонту. Решение указанной проблемы должно основываться на учете условий, существенно влияющих на процесс фазового перехода парафина в нефти [3, 27, 28, 30, 53-56].

Наличие точных и надежных математических моделей газлифтного процесса особо важно для проектирования и эксплуатации газлифтной системы. Авторы [78, 109, 110] показывали, что в традиционных моделях непрерывного газлифтного процесса была применялась модель «black-oil». Эти модели ненадежны из-за наличия многофазного режима потока нефтегазовой смеси, в следствие которого, падение давления в стволе скважины сильно зависит от состава нефти. Когда смесь скважинной продукции поднимается вверх по НКТ, изменения режима потока имеют важное значение для разработки надежной модели непрерывного газлифта, которая называется композиционная многофазная модель. Существует несколько программ, таких как PIPESIM, Aspen HYSYS и OLGA, которые разработаны специально для моделирования и анализа сложной многофазной системы [62, 63, 80, 106].

Известные методы изучения процесса образования парафина при добыче в газлифтной скважине не учитывают влияние сжатого закачиваемого газа на

температуру насыщения нефти парафином, что приводит к значительным ошибкам и создает множество эксплуатационных опасностей для разработки нефтяного месторождения.

В данной работе, на основе построенной модели фазового поведения пластовой высокопарафинистой нефти фундаментного пласта в программном продукте Multiflash 6.1, рассмотрено влияние изменения компонентного состава нефти на температуру насыщения её парафином. С применением анализа гидродинамики «пласт-скважина» выполнено обоснование оптимального режима работы газлифтной скважины (расход и давление закачиваемого попутно-нефтяного газа), определена глубина начала образования асфальтосмолопарафиновых отложений с учетом изменения компонентного состава нефти при закачке газа по разработанной методике.

Исходные данные

Объектом исследования является эксплуатируемая газлифтным способом добывающая скважина фундамента месторождения Дракон в условиях интенсивного образования органических отложений парафинового типа.

Месторождение Дракон находится на южном шельфе Вьетнама в 120 км от города Вунг Тау. Геологический разрез площади Дракон представлен магматическими и метаморфическими породами фундамента и осадочными отложениями. Пластовое давление залежи фундамента составляет 19,4 МПа, а пластовая температура – 137 °С. Давление насыщения нефти газом – 13,8 МПа. Физико-химическая характеристика дегазированной нефти залежи фундамента месторождения Дракона представлена в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Физико-химическая характеристика дегазированной нефти залежи фундамента месторождения Дракона

Наименование параметра	Значение
Плотность при 20°С, г/см ³	0,84
Температура застывания, °С	32,5
Температура плавления парафина, °С	58,0
Вязкость при 50°С, мм ² /с	6,77

Продолжение таблицы 2.2

Вязкость при 70 ⁰ С, мм ² /с	4,44
Содержание серы, % масс.	0,051
Групповой углеводородный состав, % масс.	
Асфальтены и смолы	3,29
Парафин	24,03

Нефть залежи фундамента месторождения Дракон является высокопарафинистой (содержание парафина до 24,03 % масс.), смолистой (содержание смол и асфальтенов 3,29 % масс.), высокозастывающей (свыше +30⁰С). Компонентный состав пластовой нефти залежи фундамента представлен в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Компонентный состав пластовой нефти залежи фундамента

Наименование	Единицы измерения	Значение
N ₂	% мольн.	0,142
CO ₂	% мольн.	отсут.
CH ₄	% мольн.	30,890
C ₂ H ₆	% мольн.	8,661
C ₃ H ₈	% мольн.	7,800
и-C ₄ H ₁₀	% мольн.	1,649
н-C ₄ H ₁₀	% мольн.	3,455
и-C ₅ H ₁₂	% мольн.	1,279
н-C ₅ H ₁₂	% мольн.	1,646
Псевдо C ₆	% мольн.	3,008
C ₇₊	% мольн.	41,471
Молярная масса	г/моль	133
Молярная масса C ₇₊	г/моль	276

По известному компонентному составу и физико-химическим свойствам нефти было выполнено построение модели высокопарафинистой нефти в программном продукте Multiflash 6.1.

Фазовая диаграмма

Точность определения интенсивности образования отложений парафина зависит от ряда ключевых факторов, таких как: знание компонентного состава пластовой нефти и ее свойств, корректно подобранной термодинамической модели образования парафина, гидродинамики потока и механизмов, учитывающих процесс кристаллизации парафина.

Твердые парафиновые углеводороды преимущественно состоят из n-алканов с числом атомов углерода свыше C_{16} - C_{20} . Указанный тип молекул имеет прямую цепь с различной длиной и высокой температурой плавления [1, 5, 15, 22, 23]. Поэтому важно характеризовать n-парафины как непрерывное распределение числа атомов углерода для моделирования отложения парафина. Применение упрощенной характеристики жидкости при моделировании процессов парафинообразования как одного или группы псевдо-компонентов может привести к неправильному прогнозированию скорости и профиля осаждения парафина.

Не только свойства нефти и газа, но также и их фазовые состояния изменяются с изменениями давления и температуры. Фазовое поведение будет определять конденсацию или испарение фаз, следовательно, определять парожидкостное разделение и термодинамические свойства фаз. Использование модуля PVT анализа состава нефти позволяет прогнозировать свойства смеси углеводородов на основе равновесия, энтальпии и корреляции свойств.

Выбор наиболее подходящей термодинамической модели процесса образования отложений парафина в рассматриваемых условиях является одним из ключевых факторов. В нашем случае в программе Multiflash была выбрана модель *waxes* [129].

Прогнозирование изменения вязкости осуществлялось по модели Pedersen K. [115, 118, 121, 122]. Данная модель учитывает точные корреляции для вязкости и плотности эталонного вещества – метана. Модель применима как к газовой, так и к жидкой фазам.

Модель CLS, основанная на методе теплопроводности Chung-Lee-Starling, является прогнозной моделью теплопроводности газовой и жидкой смеси. Она требует знания таких параметров, как критическая температура T_c и объем V_c для неполярных компонентов. Для полярных и связанных жидкостей дополнительно требуются значения дипольного момента ω и параметра ассоциации.

Модель поверхностного натяжения MCS (Macleod-Sugden) используется для прогноза изменения поверхностного натяжения системы пар-жидкость на основе

компонентного состава смеси. В реализации Multiflash паровая фаза описывается уравнением идеального газа [116].

Пластовые флюиды состоят из углеводородных и неуглеводородных компонентов. Они первоначально могут быть обнаружены в виде газов или жидкостей, но при изменении термобарических условий фазовое состояние флюидов изменяется, и образуется многофазная система. На рисунке 2.10 представлена фазовая диаграмма углеводородной системы для залежи фундамента месторождения Дракон.

Фазовая диаграмма исследуемого флюида содержит однофазную, двухфазную и трехфазную области. Однофазная область содержит смесь жидких углеводородов с растворенным в ней газом (область 1), а также газовый конденсат или испаренные легкие фракции нефти в виде газа (область 2). Двухфазная область (область 3) включает нефть и свободный газ.

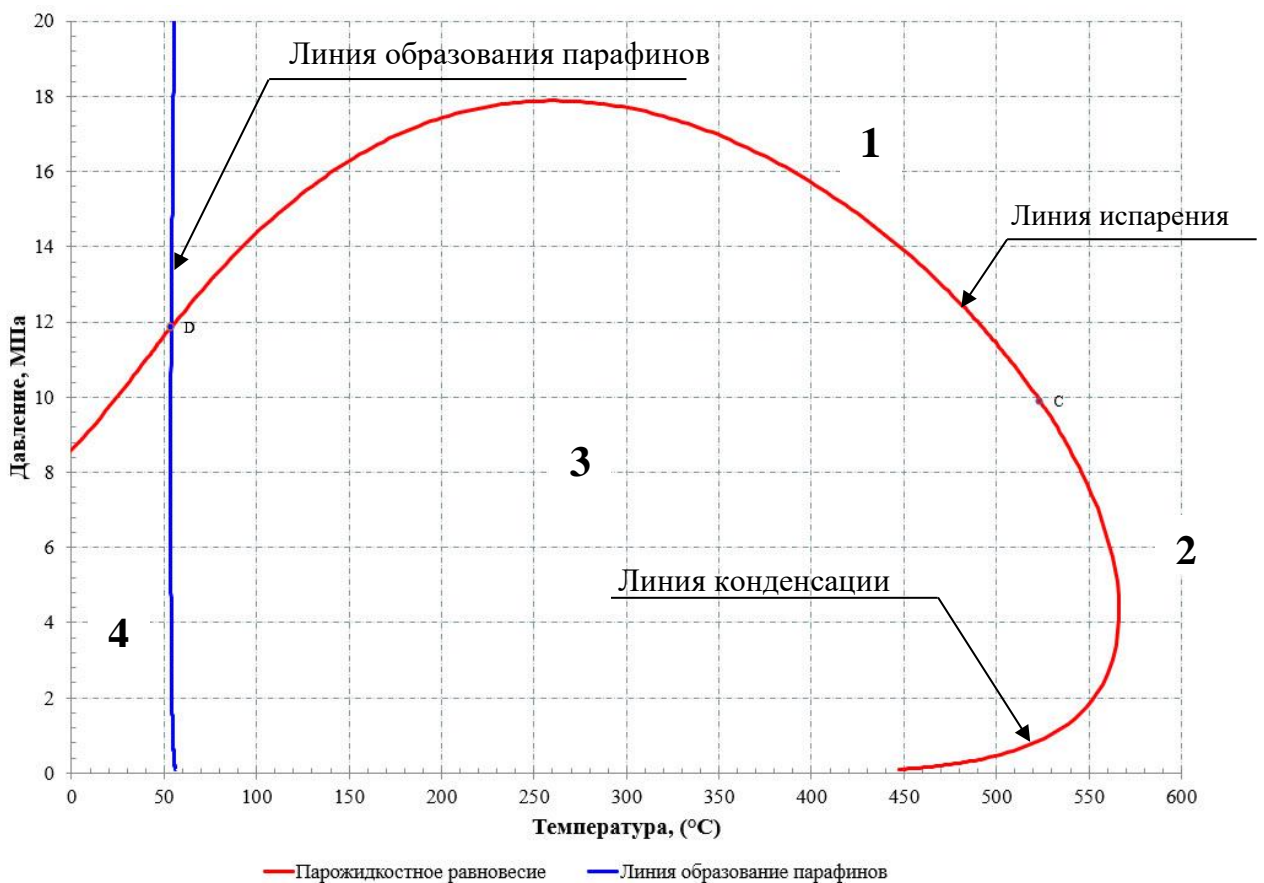


Рисунок 2.10 – Фазовая диаграмма поведения нефти залежи фундамент

Граница между этими областями называется областью насыщения. Линия испарения – это сегмент области насыщения, в котором газ начинает выделяться из

жидкости. Линии конденсации – это сегмент диаграммы, в котором газ переходит из газообразного состояния в жидкое. Критическая точка (точка С) – это те значения температуры и давления, при которых фазы находятся в равновесии. Парафин начинает образовываться (точка Д) в том случае, когда температура системы становится ниже температуры насыщения нефти парафином. Нефтяная дисперсная система переходит в трехфазное состояние (область 4), дополнительно содержащей твердую фазу – парафин.

Согласно полученным результатам установлено, что моделируемое значение температуры насыщения нефти парафином соответствует экспериментальному значению температуры насыщения нефти парафином и составляет $54,3^{\circ}\text{C}$.

Кроме того, использование программного обеспечения Multiflash позволяет определить динамику изменения массового содержания парафина в нефти при ее охлаждении ниже температуры насыщения ее парафином (рисунок 2.11).

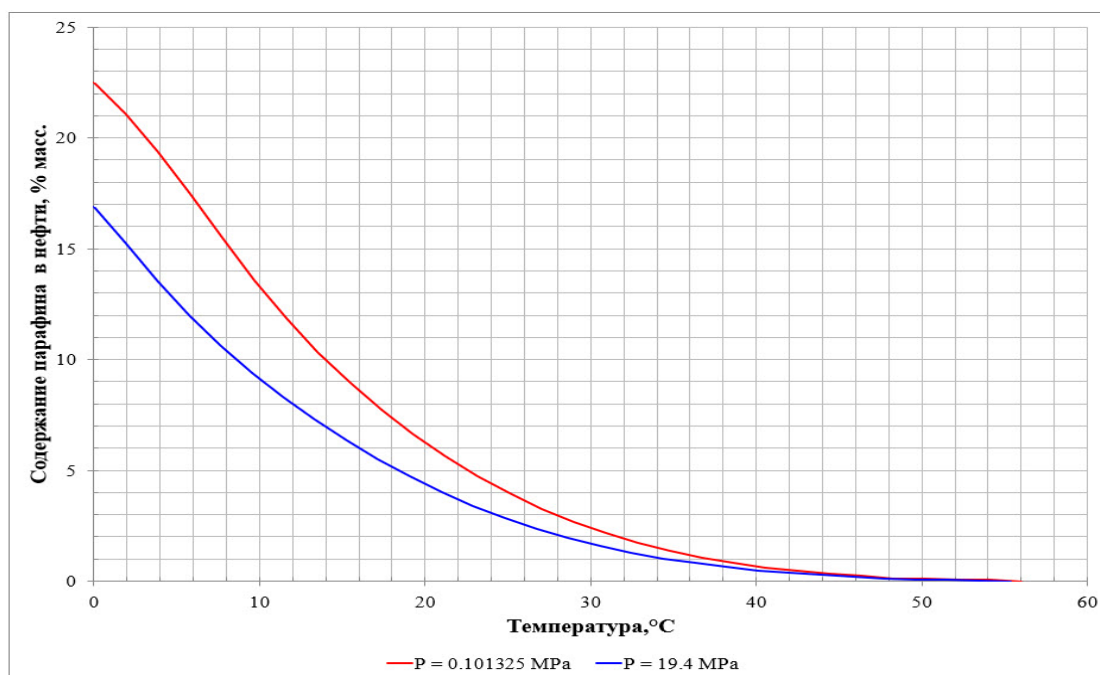


Рисунок 2.11– Зависимость массового содержания парафина в нефти от температуры

На рисунке 2.11 показано, что при атмосферном давлении ($0,1 \text{ МПа}$) содержание парафина составляет $22,7\%$ масс., а при пластовом давлении ($19,4 \text{ МПа}$) – $16,3\%$ масс. Снижение скорости выделения твердой фазы обусловлено наличием растворенного газа при давлениях выше атмосферного.

Влияние компонентного состава нефти на температуру насыщения её парафином

Одним из ключевых факторов, влияющих на процесс образования парафиновых отложений, является температура. В процессе добычи флюида температура снижается, что приводит к уменьшению растворимости парафина в ней. Авторами [116] показано, что существуют факторы, приводящие к образованию парафина, такие как изменение состава нефти вследствие её разгазирования, содержание и молекулярная масса парафина, давление, скорость охлаждения, обводненность и т. д. В данной работе рассмотрено влияние компонентного состава нефти на её температуру насыщения парафином с использованием программного продукта Multiflash. На рисунке 2.12 представлено изменение температуры насыщения нефти парафином при изменении мольной доли компонентов на 1%.

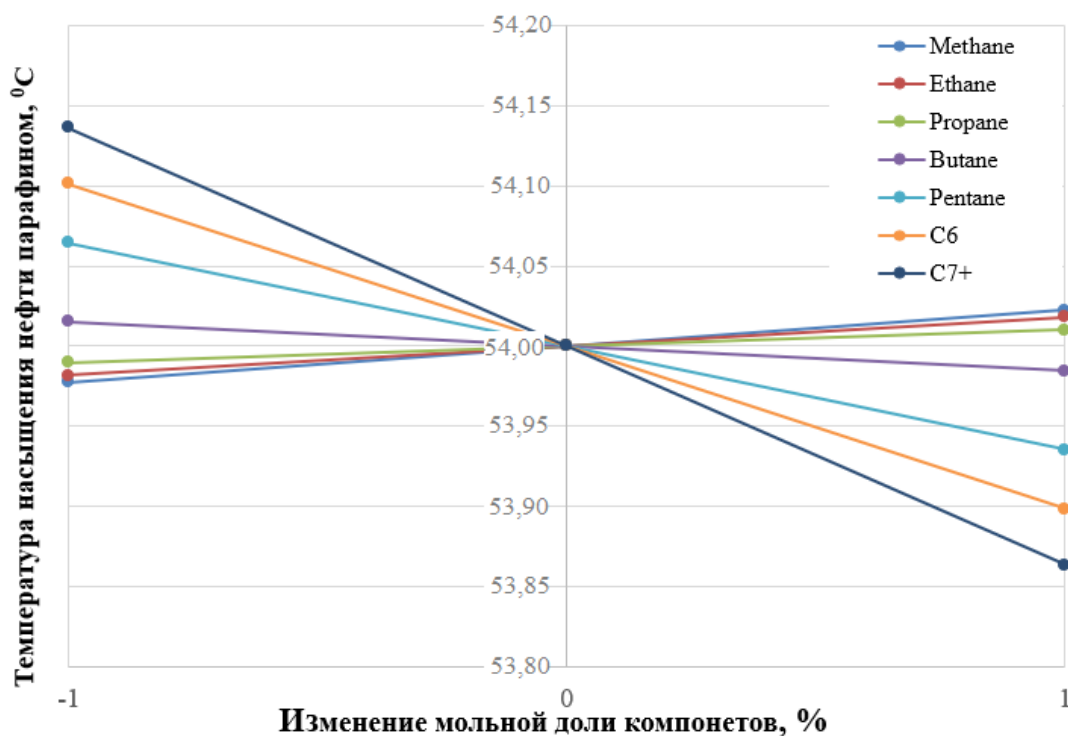


Рисунок 2.12 – Влияние компонентного состава на температуру насыщения нефти парафином

Результаты анализа показывают, что увеличение содержания углеводородных газов (метана, этана и пропана) приводит к более раннему переходу парафина в твердую фазу. Остальные углеводородные компоненты от

бутана до нонана, наоборот, действуют как растворители, замедляя процесс образования парафина [62, 63, 116].

Анализ режима работы газлифтной скважины месторождения Дракон с использованием композиционной многофазной модели

Наличие точных и надежных математических моделей газлифтного процесса особо важно для проектирования и эксплуатации газлифтной системы. Авторы [78, 109, 110] показали, что в традиционных моделях непрерывного газлифтного процесса применялась модель черной нефти «black-oil». Эти модели ненадежны из-за наличия многофазного режима потока нефтегазовой смеси, в следствие которого, падение давления в стволе скважины сильно зависит от состава нефти. Существует несколько программ, таких как PIPESIM, Aspen HYSYS и OLGA, которые разработаны специально для моделирования и анализа сложной многофазной системы [62, 63, 80, 106].

Композиционная многофазная модель может использоваться для прогнозирования производительности газлифтной скважины и выбора оптимального режима работы скважины, результаты которого имеют высокую точность по сравнению с традиционной моделью «Black-oil». В этой диссертационной работе используется композиционная многофазная модель с высоким содержанием парафина, построенная с помощью программного продукта PIPESIM [129] для изучения характеристик газлифта в условиях интенсивного образования органических парафиновых отложений. Параметры скважин приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Параметры скважины

Дебит скважины по жидкости при ст. усл., м ³ /сут	$Q_{ж.ст}$	103
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут·атм	$K_{прод}$	1,548
Газовый фактор, м ³ /м ³	G	139
Давление на устье скважины, МПа	$P_{уст}$	1,0
Давление насыщения нефти газом, МПа	$P_{нас}$	13,7
Пластовое давление, МПа	$P_{пл}$	19,4
Пластовая температура, °С	$T_{пл}$	137

Продолжение таблицы 2.4

Глубина скважины, м	L_c	4190
Глубина интервала перфорации, м	$H_{перф}$	4044
Средняя величина наклона угла скважины, град	α	2
Внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м	$d_{ЭК}$	0,172
Глубина установки пакера, м	$H_{нар}$	3893
Внутренний диаметр НКТ, м	$d_{НКТ}$	0,0573

Подбор необходимого внутрискважинного оборудования и выбор режима работы скважины были выполнены с использованием программного комплекса PIPESIM на основе построенной модели фазового поведения исследуемой высокопарафинистой нефти в программе Multiflash 6.1.

В процессе добычи начальное пластовое давление снижается до 19,4 МПа. Для обеспечения скважины дополнительной энергией для подъема жидкости до устья и достижения запланированного дебита ($100 \text{ м}^3/\text{сут}$), необходимо использовать механические способы эксплуатации скважин, в данном случае – газлифтный способ. На рисунке 2.13 представлена характеристика системы пласт-скважина с использованием газлифта

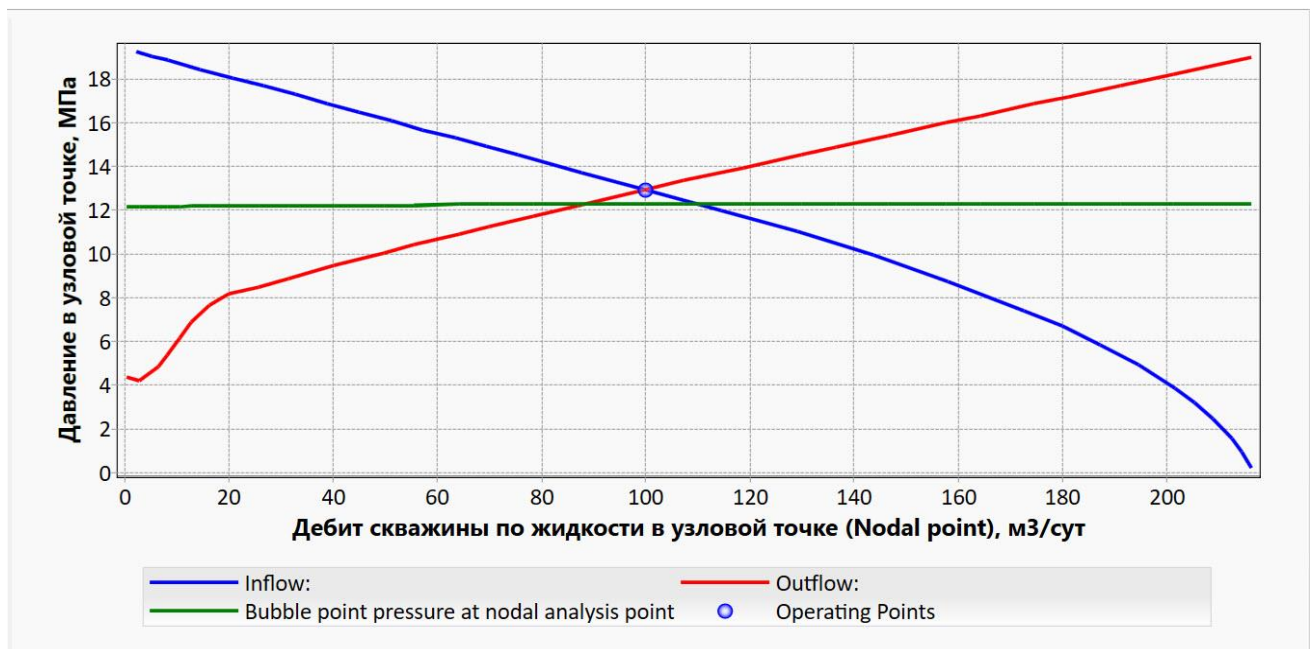


Рисунок 2.13 – Характеристика системы пласт-скважина с использованием газлифта

При давлении закачки сжатого попутно-нефтяного газа 10 МПа и его расходе 20000 м³/сут обеспечивается планируемый дебит по жидкости (100 м³/сут). На графике также указана линия, соответствующая давлению насыщения нефти газом.

После создания моделей газлифтной скважины и течения высокопарафинистой нефти, возможно смоделировать различные гипотетические сценарии эксплуатации (рисунок 2.14), такие как снижение пластового давления, увеличение обводненности и т. д. и впоследствии оценить наиболее эффективные варианты режимов работы газлифтной скважины.

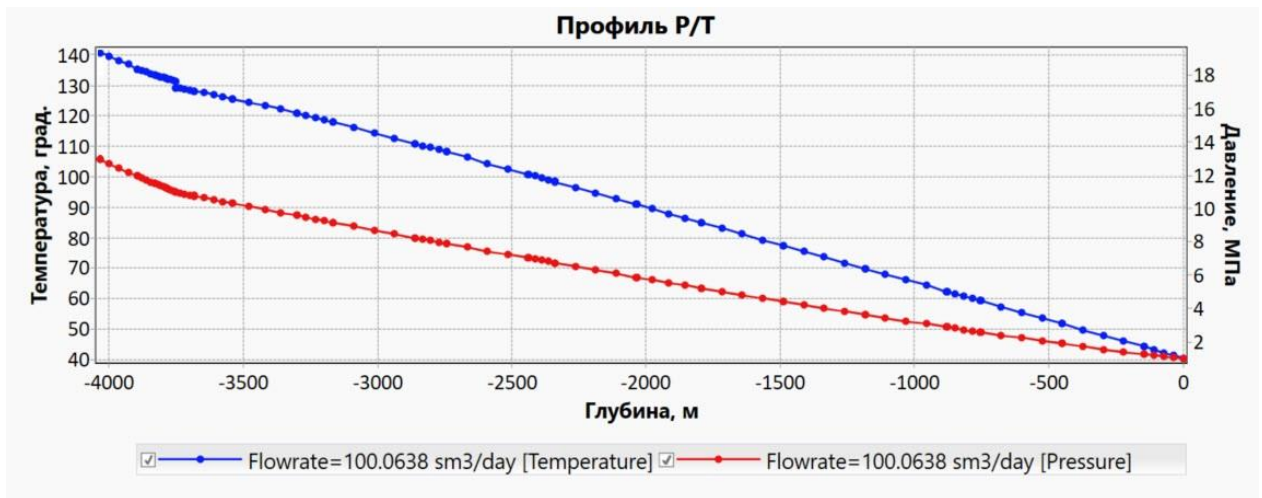


Рисунок 2.14 – Профиль распределения давления и температуры газлифтной скважины залежи фундамента

На рисунке 2.15 и в таблице 2.5 показано влияние роста обводненности добываемой скважинной продукции на дебит газлифтной скважины по жидкости.

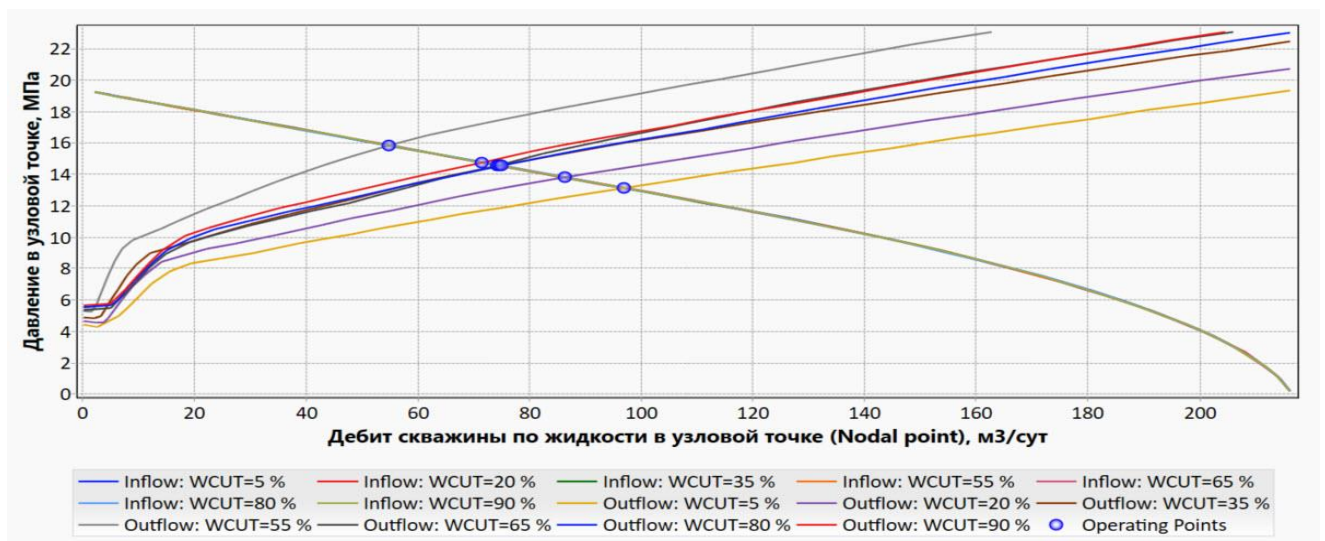


Рисунок 2.15 – Влияние роста обводненности добываемой скважинной продукции на дебит газлифтной скважины по жидкости

Установлено, что с ростом обводненности до точки инверсии фаз (в диапазоне от 50 до 60% обводненности), наблюдается увеличение вязкости водонефтяной эмульсии, что приводит к снижению дебита газлифтной скважины по жидкости. При обводненности свыше 60% наблюдается рост дебита скважины.

Таблица 2. 5 – Результаты анализа эффекта обводненности

Значение обводненности, %	Дебит скважины по жидкости в узловой точке (Nodal point), м ³ /сут	Давление в узловой точке, МПа
5	96,96	13,17
20	86,29	13,83
35	74,59	14,58
55	54,70	15,87
65	74,18	14,61
80	74,85	14,56
90	71,39	14,79

Основной целью закачки попутно-нефтяного газа при газлифтном способе эксплуатации скважины является снижение плотности газожидкостной смеси. Это приводит к уменьшению вертикальной (гидростатической) составляющей градиента давления и, в конечном итоге, к увеличению депрессии на продуктивный пласт. Использование функции системного анализа для оценки влияния изменения объемного расхода закачки попутно-нефтяного газа на дебит газлифтной скважины по жидкости позволяет определить эффективные режимы работы скважины при увеличении обводненности (рисунок 2.16 и таблица 2.6).

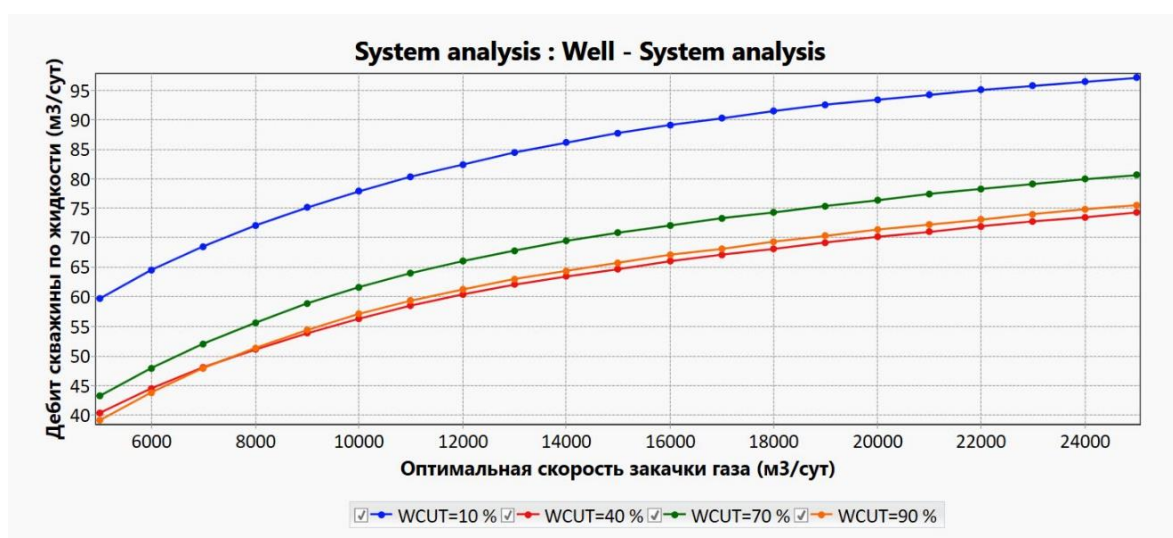


Рисунок 2.16 – Определение значений оптимального расхода закачки сжатого газа при различной обводненности нефти

Таблица 2.6 – Определение значений оптимального расхода закачки сжатого газа при различной обводненности нефти

Значение обводненности (%)	Оптимальная скорость закачки газа (м ³ /сут)	Дебит по жидкости (м ³ /сут)
10	20500	94,2
40	21500	71,9
70	22500	76,4
90	23500	74,1

Согласно полученным результатам по режимам работы газлифтной скважины при добыче обводненной скважинной продукции установлено, что дебит газлифтной скважин по жидкости увеличивается с ростом скорости закачки газа до точки, после которой дебит скважины остается постоянным.

Методика определения изменения компонентного состава нефти в газлифтной скважине при закачке попутно-нефтяного газа

Как известно, температура насыщения нефти парафином зависит от состава жидкости и, следовательно, от количества газа, растворенного в нефти. Во время эксплуатации газлифтной скважины наличие нескольких фаз значительно усложняет исследование процесса отложения парафина, также, необходимо учитывать свойства жидкости и попутно-нефтяного газа, закачиваемого в эксплуатационные колонны. Кроме того, необходимо учитывать взаимодействие между каждой фазой. Необходимо учитывать свойства смеси и, соответственно, определять объемные доли газа по всей трубе. Более того, методы прогнозирования температуры насыщения нефти парафином основаны на термодинамических соотношениях фазового равновесия. В этих методах необходимо учитывать фугитивность. Кроме того, температуры насыщения нефти парафином одинаковы для чистого вещества, тогда как для смеси они сильно различаются. Известные методы изучения процесса отложения парафина во время добычи в газлифтной скважине не учитывают влияние сжатого закачиваемого газа на температуру насыщения нефти парафином, что приводит к значительным ошибкам и создает множество эксплуатационных опасностей для разработки нефтяного месторождения. Следовательно, особо важно разработать высокоточную математическую модель для изучения процесса образования парафина при

эксплуатации газлифтных скважин, чтобы устранить появление отложений парафина и повысить эффективность добычи газлифтной скважины.

При изучении изменения компонентного состава нефти использовался метод Katz (2.1-2.4) (метод разделения C_{7+} на отдельные псевдо-компоненты):

$$\sum_{n=7}^{n+} z_n = z_{C_{7+}}, \quad (2.1)$$

$$z_n = 1.269831 z_{C_{7+}} \exp(-0,26721n) + 0.0060884 z_{C_{7+}} + 10.425 \cdot 10^{-6}, \quad (2.2)$$

$$M_{n+} = \frac{z_{C_{7+}} M_{C_{7+}} - \sum_{n=7}^{n+1} [z_n M_n]}{z_{n+}}, \quad (2.3)$$

$$\gamma_{n+} = \frac{z_{n+} M_{n+}}{\frac{z_{C_{7+}} M_{C_{7+}}}{\gamma_{C_{7+}}} - \sum_{n=7}^{n+1} \left[\frac{z_n M_n}{\gamma_n} \right]}, \quad (2.4)$$

где $z_{C_{7+}}$ – мольная доля C_{7+} ;

n – число атомов углерода псевдо-компонента;

z_n – мольная доля псевдо-компонента с числом атомов углерода n ;

$n+$ – последний углеводородный компонент в группе C_{7+} с числом атомов углерода n , такой как 12+;

$M_{C_{7+}}, \gamma_{C_{7+}}$ – измеренный молекулярный вес и удельный вес C_{7+} ;

M_n, γ_n – молекулярный вес и удельный вес псевдо-компонента с n атомов углерода.

Компонентные составы исходной нефти и закачиваемого попутно-нефтяного газа представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Компонентные составы исходной нефти и закачиваемого попутно-нефтяного газа

Наименование	Единицы измерения	Исходная нефть	Закачиваемый газ
N ₂	% мольн.	0,142	0,302
CO ₂	% мольн.	отсут.	0,589
CH ₄	% мольн.	30,890	77,634
C ₂ H ₆	% мольн.	8,661	10,851
C ₃ H ₈	% мольн.	7,800	6,296
и-C ₄ H ₁₀	% мольн.	1,649	1,109

Продолжение таблицы 2.7

н-С ₄ H ₁₀	% мольн.	3,455	1,657
и-С ₅ H ₁₂	% мольн.	1,279	0,369
н-С ₅ H ₁₂	% мольн.	1,646	0,381
Псевдо С ₆	% мольн.	3,008	0,297
Псевдо С ₇	% мольн.	-	0,346
Псевдо С ₈	% мольн.	-	0,062
Псевдо С ₉	% мольн.	-	0,092
Псевдо С ₁₀	% мольн.	-	0,011
Псевдо С ₁₁	% мольн.	-	0,004
С ₇₊	% мольн.	41,471	0,515
Молярная масса	г/моль	133	21,794

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

Этапы вычислений для определения n_L , n_v , y_i и x_i углеводородной смеси с известным общим составом z_i и характеризующейся набором равновесных отношений K_i , суммируются на следующих этапах:

Этап 1: Определение мольной доли газовой фазы n_v

Предположим, что значение n_v равно, согласно (2.5-2.10):

$$n_v = \frac{M}{M + N}, \quad (2.5)$$

$$\text{где: } M = \sum_i \left[z_i \left(K_i - \frac{1}{2} \right) \right], \quad (2.6)$$

$$N = \sum_i \left[z_i \left(\frac{1}{K_i + 1} - \frac{1}{2} \right) \right], \quad (2.7)$$

$$f(n_v) = \sum_i \frac{z_i(K_i - 1)}{n_v(K_i - 1) + 1}, \quad (2.8)$$

$$f'(n_v) = - \sum_i \frac{z_i(K_i - 1)^2}{[n_v(K_i - 1) + 1]^2}, \quad (2.9)$$

$$(n_v)_{new} = n_v - \frac{f(n_v)}{f'(n_v)}, \quad (2.10)$$

где

$(n_v)_{new}$ – это новое значение n_v , которое будет использоваться для следующей итерации.

Эта процедура повторяется с новым значением n_v до тех пор, пока не будет достигнуто неравенство (2.11):

$$|(n_v)_{new} - n_v| < eps = 10^{-7}, \quad (2.11)$$

Этап 2: Определение мольной доли жидкой фазы n_L согласно (2.12):

$$n_L = 1 - n_v, \quad (2.12)$$

Равновесное отношение (2.13-2.15) (уравнение Standing):

$$K_i = \frac{1}{P} 10^{(a+cF_i)}, \quad (2.13)$$

$$a = 1.2 + 0.00045P + 15 \cdot 10^{-8} P^2, \quad (2.14)$$

$$c = 0.89 + 0.00017P - 3.5 \cdot 10^{-8} P^2, \quad (2.15)$$

Параметр характеристики, согласно (2.16-2.17):

$$F_i = b_i \left[\frac{1}{T_{bi}} - \frac{1}{T} \right], \quad (2.16)$$

$$b_i = \frac{\log(p_{ci} / 14.7)}{\left[\frac{1}{T_{bi}} - \frac{1}{T} \right]}, \quad (2.17)$$

где

T_{bi} , P_{ci} – справочные значения критических давлений и температур кипения i – компонента.

Этап 3: Определение компонентного состава жидкой фазы « x_i »

Учитывая n_v и n_L , рассчитаем состав жидкой фазы по следующему уравнению (2.18):

$$x_i = \frac{z_i}{n_L + n_v K_i}, \quad (2.18)$$

Этап 4: Определение компонентного состава газовой фазы « y_i » (2.19):

$$y_i = x_i K_i \quad (2.19)$$

При закачке газовой смеси в скважину с удельным расходом R_r и планируемым дебитом по жидкости $Q_{ж}$ поток газа через газлифтный клапан рассчитывается по формуле (2.20):

$$V_2 = R_r Q_{ж} / 86400, m^3 / c, \quad (2.20)$$

Количество молей закачиваемого через газлифтный клапан газа рассчитывается по формуле (2.21):

$$PV_2 = zn_{газлифт} RT, \quad (2.21)$$

где

z – коэффициент сверхсжимаемости реального газа, $z \approx 1$ (Данный параметр может быть определен графическим способом по известным приведенным давлению и температуре с помощью графика Брауна-Катца);

$n_{газлифт}$ – число молей закачиваемого газа;

P – давление газа на глубине закачки, атм;

V_2 – объем закачиваемого газа, л;

T – температура газа на глубине закачки, К;

R – газовая постоянная (0,0821 л·атм/моль·К).

Этап 5: Определение нового состава газовой фазы (2.22):

Получаем m – отношение числа молей закачиваемого газа к числу молей нефти в единицу времени:

$$y_i^* = \frac{y_{i(газлифт)} m + y_i n_v}{(n_v + m)}, \quad (2.22)$$

где

y_i^* – компонентный состав газовой фазы i - компонента с учетом закачиваемого газлифта;

$y_{i(газлифт)}$ – компонентный состав газовой фазы i - компонент в закачиваемом газе.

Результаты расчёта исходя из предлагаемого метода представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Результаты расчета компонентного состава газожидкостной смеси при различных давлениях

Наименование	Исход. нефть	Состав фаз при изменении давления (% мольн.)									
		11 МПа		8 МПа		5 МПа		3 МПа		1,5 МПа	
		Жид. фаза	Газ. фаза	Жид. фаза	Газ. фаза	Жид. фаза	Газ. фаза	Жид. фаза	Газ. фаза	Жид. фаза	Газ. фаза
N ₂	0,142	0,094	0,309	0,048	0,306	0,007	0,303	0,000	0,299	0,000	0,297
CO ₂	0,000	0,000	0,576	0,00	0,574	0,00	0,564	0,000	0,556	0,000	0,554
CH ₄	30,890	26,323	77,600	20,295	77,532	12,876	77,252	5,595	76,673	0,000	75,768
C ₂ H ₆	8,661	8,392	10,861	7,872	10,894	6,825	11,015	5,166	11,229	2,658	11,485
C ₃ H ₈	7,800	7,923	6,302	7,987	6,325	7,792	6,423	7,103	6,629	5,467	6,978
и-C ₄ H ₁₀	1,649	1,709	1,108	1,778	1,111	1,825	1,124	1,798	1,159	1,602	1,226
н-C ₄ H ₁₀	3,455	3,613	1,662	3,805	1,669	3,983	1,699	4,034	1,768	3,779	1,897
и-C ₅ H ₁₂	1,279	1,357	0,372	1,460	0,374	1,581	0,382	1,680	0,400	1,714	0,434
н-C ₅ H ₁₂	1,646	1,754	0,385	1,896	0,388	2,068	0,398	2,223	0,419	2,311	0,456
Псевдо C ₆	3,008	3,259	0,302	3,600	0,304	4,052	0,312	4,539	0,329	5,040	0,355
Псевдо C ₇	8,365	9,193	0,347	10,339	0,348	11,899	0,351	13,694	0,358	15,760	0,370
Псевдо C ₈	6,261	6,881	0,066	7,739	0,067	8,907	0,069	10,250	0,073	11,796	0,075
Псевдо C ₉	4,792	5,266	0,095	5,923	0,095	6,817	0,094	7,845	0,094	9,028	0,092
Псевдо C ₁₀	3,668	4,032	0,011	4,534	0,011	5,218	0,011	6,006	0,010	6,911	0,010
Псевдо C ₁₁	2,808	3,086	0,004	3,471	0,004	3,995	0,004	4,597	0,004	5,291	0,004
C ₁₂₊	15,559	17,118	0,000	19,252	0,000	22,157	0,000	25,469	0,000	28,642	0,000
C ₇₊	41,471	45,576	0,522	51,259	0,524	58,993	0,528	67,892	0,540	78,132	0,551

Исходя из полученных результатов расчета изменения компонентного состава газожидкостной смеси, определено изменение температуры насыщения нефти парафином (рисунок 2.17).

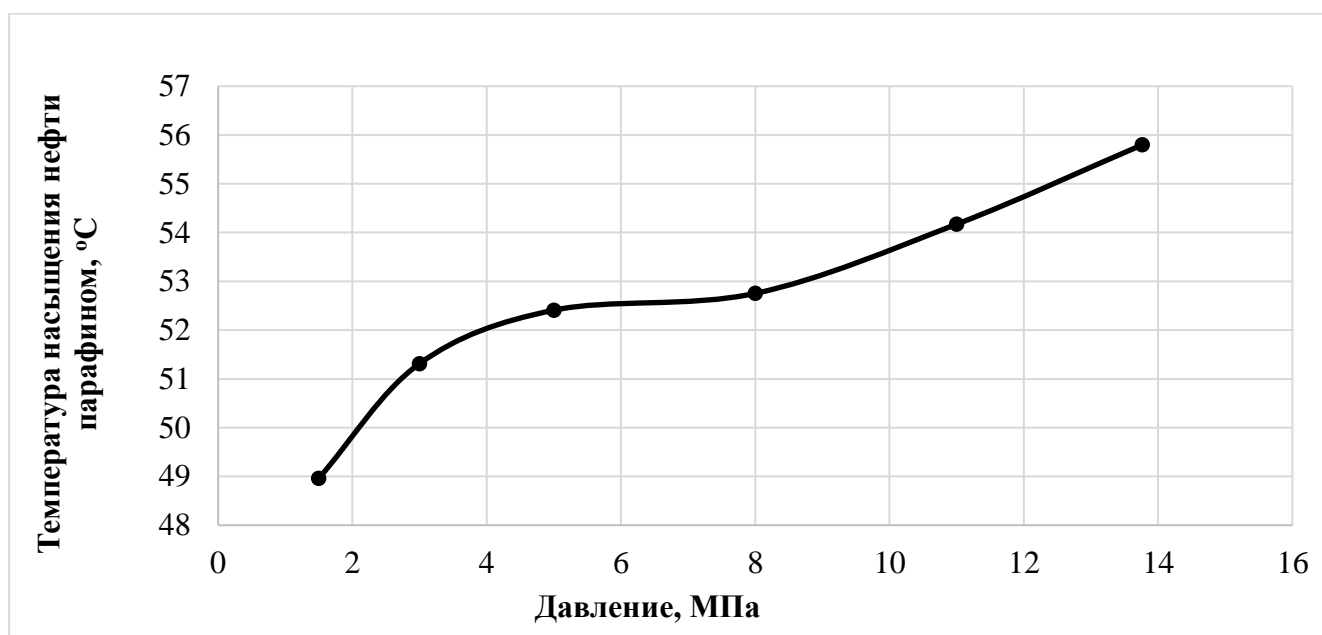


Рисунок 2.17 – Зависимость температуры насыщения нефти парафином от давления

В результате проведенного анализа установлено, что при снижении давления по стволу скважины, температура насыщения нефти парафином снижается. Такое изменение температуры насыщения нефти парафином объясняется ранее установленной зависимостью (рисунок 2.17): уменьшение содержания углеводородных газов в нефти (метана, этана и пропана) приводит к более медленному переходу парафина в твердую фазу, при этом остальные углеводородные компоненты от бутана до нонана, наоборот, действуют как растворители, замедляя процесс образования парафина.

Определение глубины начала образования парафиновых отложений

Температура насыщения нефти парафином в газлифтной скважине является функцией, которая зависит от давления, температуры жидкости, компонентного состава нефти, расхода жидкости и компонентного состава закачиваемого нефтяного газа. В этой работе кривые распределения давления и температуры потока получены на основе анализа профиля P-T в программе PIPESIM. Отложения парафина начинают кристаллизоваться, когда температура потока падает ниже

температуры насыщения нефти парафином, поэтому, глубина начала образования парафина соответствует пересечению распределения кривой температуры потока и кривой температуры насыщения нефти парафином, полученной с помощью разработанного алгоритма (рисунок 2.18).

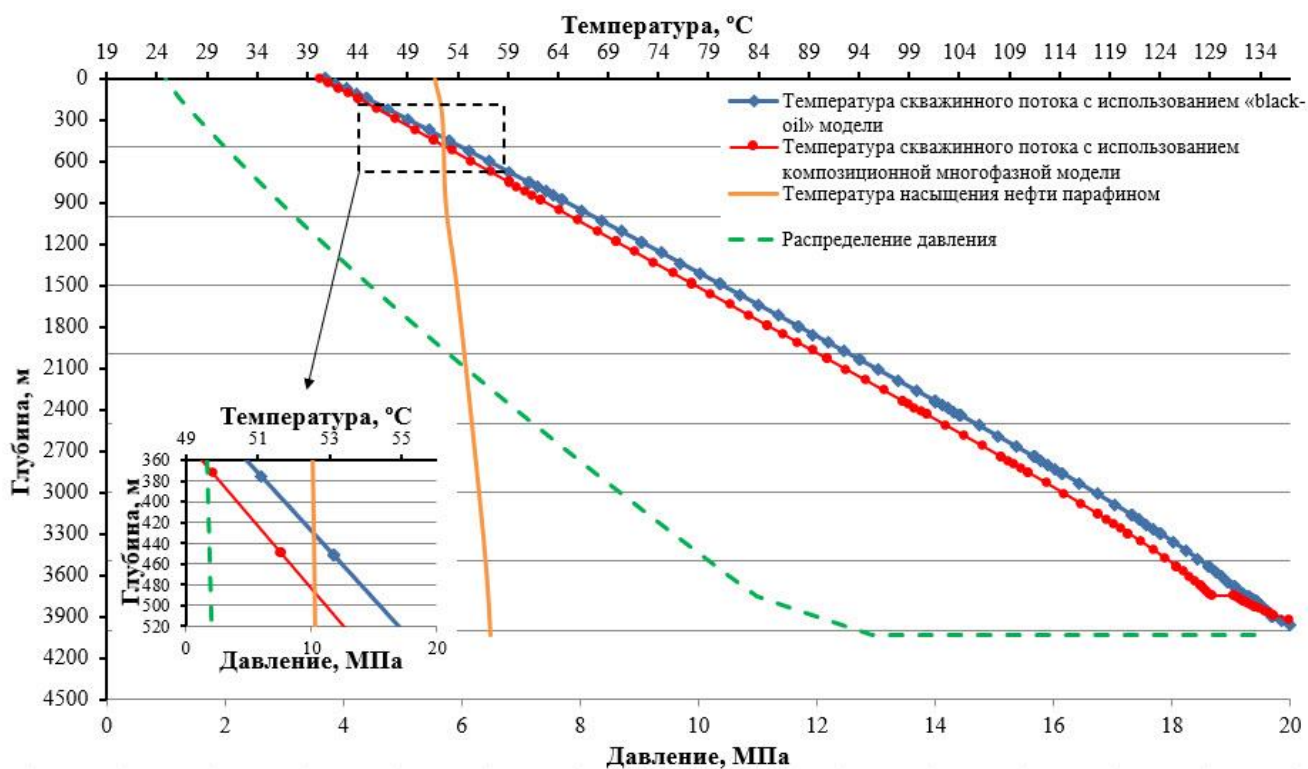


Рисунок 2.18 – Определение глубины начала образования парафиновых отложений

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 «Black-oil» модели (от 440 до 400 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 полный завершённый алгоритм (complete algorithm), учитывающий все ключевые факторы, влияющие на выпадение парафина.

2.7 Выводы по главе 2

1. В качестве объектов исследования были выбраны добывающие скважины месторождений Дракон, эксплуатируемые газлифтным способом и осложненные образованием органических отложений.

2. В качестве методов определения физико-химических показателей безводных проб нефтей были применены арбитражные методы согласно Российским, Вьетнамским и международным нормативным документам.

3. Для определения температуры насыщения нефти парафином был использован микроскоп согласно требованию СП «Вьетсовпетро». Результаты анализа нефти залежи фундамента месторождения Дракон показывают, что при температуре ниже $60,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ наблюдается первоначальное образование парафиновых отложений.

4. Для определения реологических характеристики нефтей и химреагентов был использован вискозиметр VISCOMETER 550 фирмы HAAKE, Германия, согласно требованию СП «Вьетсовпетро» и инструкции к прибору. Величина предельного (статического) напряжения сдвига исследуемых высокопарафинистых нефтей месторождения Дракон и их смесей при заданной температуре определялась в режиме Controlled Stress. Кривые зависимости динамической вязкости от температуры были построены для моделирования ряда условий стационарного потока во время нормальной добычи.

5. Для определения интенсивности кинетики образования отложения парафина был использован метод «холодный стержень», производитель F5 Technologie. Результаты измерений были использованы для построения математических моделей технологий борьбы с отложением парафина в газлифтных скважинах. Сущность технологий будет подробно описана в 3 главе.

6. Была использована композиционная многофазная модель для прогнозирования производительности газлифтной скважины и выбора оптимального режима работы скважины в условиях образования органических 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 «Black-oil» модели (от 440 до 400 м). Предложенный алгоритм расчета изменения компонентного состава нефти при закачке попутно-нефтяного газа дает 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 полный завершённый алгоритм (complete algorithm), учитывающий все ключевые факторы, влияющие на выпадение парафина.

ГЛАВА 3 ТЕХНОЛОГИЯ БОРЬБЫ С ОБРАЗОВАНИЕМ ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В ЛИФТОВЫХ ТРУБАХ ПРИ ГАЗЛИФТНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

3.1 Предотвращение образования асфальтосмолопарафиновых отложений в газлифтных скважинах (патент № RU 2740462C1)

Температура насыщения нефти парафином зависит от состава нефти и растворенного в ней газа. При эксплуатации газлифтной скважины присутствие нескольких фаз значительно усложняет изучение процесса парафинообразования. Соответственно при исследовании процесса кристаллизации парафина необходимо учитывать свойства многофазной смеси, взаимодействие между фазами и содержание газа по всей длине колонны лифтовых труб. В работах [21, 26, 45, 52] авторы рассматривают методы определения температуры насыщения нефти парафином, основанные на термодинамических фазовых равновесных соотношениях. Рассмотренные методы исследования процесса парафинообразования при эксплуатации газлифтных скважин не учитывают влияние сжатого закачиваемого газа на температуру насыщения нефти парафином, что впоследствии приводит к ошибочному определению участка начала образования отложений. При этом авторами отмечается необходимость учитывать фугитивность, так как температура насыщения нефти парафином для чистого вещества и для смеси веществ сильно различается. Следовательно, необходимо разработать высокоточную математическую модель для описания процесса образования органических отложений в газлифтных скважинах с целью повышения эффективности их эксплуатации [77, 81, 82, 103, 109, 126, 130].

В настоящей работе разработан алгоритм определения изменения компонентного состава нефти в газлифтной скважине при закачке попутного нефтяного газа на основе термодинамических свойств нефтяных систем. Составлена технологическая схема для способа предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых отложений в лифтовых трубах при газлифтной эксплуатации скважин, определен оптимальный состав попутного нефтяного газа для использования в качестве рабочего агента газлифта.

Методология

Первым этапом является разработка совершенного алгоритма (complete algorithm) определения изменений компонентного состава нефти при закачке газа. Второй этап – предложение технологической схемы метода предотвращения образования парафиновых отложений. Расчетные параметры являются необходимыми данными, полученными по результатам лабораторных исследований физико-химических свойств парафиновой нефти на месторождении Дракон во Вьетнаме. Изменения компонентного состава нефти, представленные в настоящей работе, являются результатом использования программного продукта Python в процессе моделирования предложенного алгоритма. Распределение температуры является результатом моделирования эксплуатации газлифтной скважины в программном пакете PIPESIM [129].

Усовершенствованный алгоритм определения изменения компонентного состава нефти в газлифтной скважине при закачке попутного нефтяного газа

В предыдущей главе автор показал, что изучение процесса отложения парафина в газлифтных скважинах является сложной задачей, поскольку свойства газожидкостной смеси зависят от ее компонентного состава, количество сжатого нагнетаемого газа, свойств каждой фазы и их взаимодействия. Автор также предложил алгоритм расчета изменения компонентного состава нефти при закачке газа, который показал 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 автор показывает усовершенствованный алгоритм, учитывающий все ключевые факторы, влияющие на выпадение парафина.

Соответственно, вышеупомянутые факторы играют решающую роль в разработке математической модели для изучения отложения парафина в газлифтных скважинах. Как уже было отмечено, многие традиционные исследования либо не рассматривали их в моделях, либо получили их эмпирически

из-за трудностей с включением этих ключевых факторов при разработке математической модели – большинство математических моделей, изучающих отложение парафина, было разработано на основе соотношений термодинамического фазового равновесия [65, 81, 94]. Было признано, что в многокомпонентной системе тенденция компонентов переходить между жидкой и газовой фазами описывается равновесным отношением K_i , другими словами, коэффициент K_i представляет собой взаимодействие между фазами. При разработке математической модели работающей газлифтной скважины необходимо учитывать два фундаментальных фактора. Во-первых, газлифтный процесс по своей природе не стационарен, и предлагаемая модель должна учитывать все изменения в стволе скважины или колонне насосно-компрессорных труб. Во-вторых, существенную роль в газлифтном процессе играет состав нефти и газа, который влияет и на температуру насыщения нефти парафином.

Таким образом, рациональный подход к прогнозированию фазового поведения – это метод полностью композиционного описания, в котором учитываются все вышеупомянутые факторы. На основе предыдущей модели, представленной во второй главе, был разработан полный алгоритм, обеспечивающий высокоточную математическую модель процесса образования парафина в газлифтной скважине. В таблице 3.1 представлены компонентные составы исходной нефти и закачиваемого попутного нефтяного газа.

Таблица 3.1 – Компонентные составы исходной нефти и закачиваемого попутного нефтяного газа

Наим.	Исх. нефть % мольн. (z_i)	Закач. газ % мольн. (y_r)	M_i	Уд. вес (γ_n)	$T_{ki}(K)$	P_{ki} , (МПа)	ω_i
N_2	0,142	0,302	28,010	0,281302	126,192	3,3958	0,0372
CO_2	0,000	0,000	44,010	0,836556	304,128	7,3773	0,223
CH_4	30,890	72,723	16,043	0,146044	190,564	4,5992	0,0104
C_2H_6	8,661	8,851	30,070	0,366448	305,33	4,8718	0,0991
C_3H_8	7,800	6,296	44,097	0,515928	369,85	4,24766	0,152

Продолжение таблицы 3.1

и-С ₄ H ₁₀	1,649	2,109	58,123	0,56218	407,85	3,64	0,1844
н-С ₄ H ₁₀	3,455	1,757	58,123	0,583715	425,16	3,796	0,1985
и-С ₅ H ₁₂	1,279	1,269	72,150	0,624246	460,45	3,377	0,227
н-С ₅ H ₁₂	1,646	1,781	72,150	0,630049	469,7	3,3665	0,2513
Псевдо С ₆	3,008	1,397	86,177	0,662755	507,82	3,0181	0,2979
Псевдо С ₇	–	1,346	100,204	0,687561	540,13	2,727	0,3498
Псевдо С ₈	–	1,062	114,231	0,706621	569,32	2,497	0,396
Псевдо С ₉	–	1,092	128,258	0,721349	594,6	2,288	0,445
Псевдо С ₁₀	–	0,011	142,28	0,733223	617,7	2,12	0,489
Псевдо С ₁₁	–	0,004	156,31	0,743122	638,8	1,966	0,535
С ₁₂₊	–	–	–	–	–	–	–
С ₇₊	36,399	–	–	–	–	–	–
Молярная масса	121,638	27,26	–	–	–	–	–

Значение T_k , P_k , ω компонента C_{n+} определяются следующим образом (3.1-3.3):

$$T_{ki} = 128,874105889 \left(\frac{M_i}{\gamma_i} \right)^{0,351579776} - 0,195982021 \left(\frac{M_i}{\gamma_i} \right) - 129,660666440, \quad (3.1)$$

$$P_{ki} = 219,45331604 \left(\frac{M_i}{\gamma_i} \right)^{-0,885326626} - 0,000734065716 \left(\frac{M_i}{\gamma_i} \right) + 0,34215749907, \quad (3.2)$$

$$\omega_{ki} = 0,279354619 \ln \left(\frac{M_i}{\gamma_i} \right) + 0,00141973 \left(\frac{M_i}{\gamma_i} \right) - 1,243207091, \quad (3.3)$$

где

T_{ki} , P_{ki} – справочные значения критических давлений и температур кипения i -компонента;

ω – ацентрический фактор;

M_i, γ_i – молекулярная масса и удельный вес псевдо-компонента с i атомами углерода.

Расчет компонентного состава при давлении P_1 , и температуре T_1 на глубине закачки газа предлагается проводить по следующему алгоритму (рисунок 3.1).

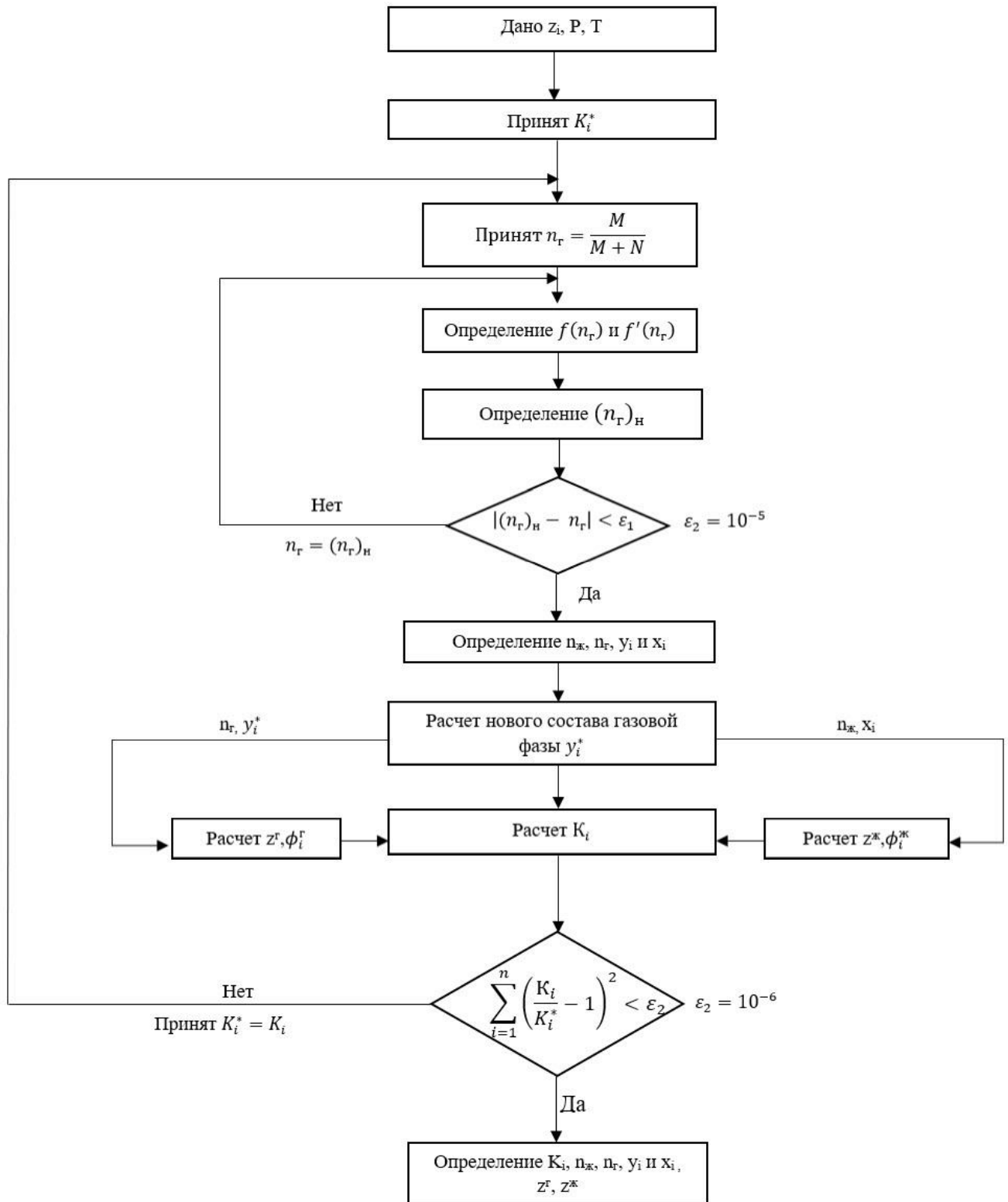


Рисунок 3.1 – Схема алгоритма расчёта изменения компонентного состава при закачке попутного нефтяного газа

Формулы и зависимости, применяемые в алгоритме расчёта изменения компонентного состава при закачке попутного нефтяного газа, представлены ниже (3.4-3.6):

$$K_i = \frac{p_{ki}}{p} \exp \left[5,37(1 + \omega_i) \left(1 - \frac{T_{ki}}{T} \right) \right], \quad (3.4)$$

$$M = \sum_i \left[z_i \left(K_i - \frac{1}{2} \right) \right], \quad (3.5)$$

$$N = \sum_i \left[z_i \left(\frac{1}{K_i + 1} - \frac{1}{2} \right) \right], \quad (3.6)$$

Компонентный состав жидкой фазы i -компонента рассчитывается по формуле (3.7):

$$x_i = \frac{z_i}{n_{жс} + n_2 K_i}, \quad (3.7)$$

Компонентный состав газовой фазы i -компонента рассчитывается по формуле (3.8):

$$y_i = x_i K_i, \quad (3.8)$$

Функция характеристики газовой фазы (3.9):

$$f(n_2) = \sum_i \frac{z_i (K_i - 1)}{n_2 (K_i - 1) + 1}, \quad (3.9)$$

Следовательно, производная функции (3.10):

$$f'(n_2) = - \sum_i \frac{z_i (K_i - 1)^2}{[n_2 (K_i - 1) + 1]^2}, \quad (3.10)$$

Новое значение мольной доли газовой фазы (3.11):

$$(n_2)_n = n_2 - \frac{f(n_2)}{f'(n_2)}, \quad (3.11)$$

Новый состав газовой фазы i -компонента с учетом закачиваемого агента рассчитывается по формуле (3.12):

$$y_i^* = \frac{y_{i(\text{газлифт})} a + x_i K_i n_2}{n_2 + a}, \quad (3.12)$$

где

$y_{i(\text{газлифт})}$ – компонентный состав газовой фазы i -компонента закачиваемого агента;
 a – отношение числа молей закачиваемого газа к числу молей нефти в единицу времени.

Значения температуры и давления для расчета количество закачиваемого газа получены на основании анализа профиля P-T в программе PIPESIM.

Далее определяются бинарные коэффициенты взаимодействия согласно следующим правилам.

Взаимодействие между двумя углеводородными компонентами увеличивается с увеличением относительной разницы их молекулярных масс (3.13-3.14):

$$k_{ij} < k_{i(j+1)}, \quad (3.13)$$

$$k_{(i+1)j} < k_{ij}, \quad (3.14)$$

Углеводородные компоненты с одинаковой молекулярной массой имеют бинарный коэффициент взаимодействия, равный нулю (3.15):

$$k_{ii} = 0, \quad (3.15)$$

Бинарная матрица коэффициентов взаимодействия является симметричной (3.16):

$$k_{ij} = k_{ji}, \quad (3.16)$$

Для системы, содержащей газы компоненты N_2 , CO_2 или CH_4 , полученной (3.17)

$$k_{ij} = \delta_2 T_{rj}^2 + \delta_1 T_{rj} + \delta_0, \quad (3.17)$$

где

i – относится к основным компонентам N_2 , CO_2 , или CH_4 ;

j – относится к другим углеводородным компонентам бинарной смеси;

T_r – приведенная температура, $T_r = T / T_k$.

Для системы азот – углеводороды, согласно (3.18-3.20):

$$\delta_0 = 0,1751787 - 0,7043 \log(\omega_j) - 0,862066 [\log(\omega_i)]^2, \quad (3.18)$$

$$\delta_1 = -0,584474 + 1,328 \log(\omega_j) + 2,035767 [\log(\omega_i)]^2, \quad (3.19)$$

$$\delta_2 = 2,257079 + 7,869765 \log(\omega_j) + 13,50466 [\log(\omega_i)]^2 + 8,3864 [\log(\omega_i)]^3, \quad (3.20)$$

Для системы метан – углеводороды, согласно (3.21-3.23):

$$\delta_0 = -0,01664 - 0,37283 \log(\omega_j) + 1,31757 [\log(\omega_i)]^2, \quad (3.21)$$

$$\delta_1 = 0,48147 + 3,35342 \log(\omega_j) - 1,0783 [\log(\omega_i)]^2, \quad (3.22)$$

$$\delta_2 = -0,4114 - 3,5072 \log(\omega_j) - 0,78798 [\log(\omega_i)]^2, \quad (3.23)$$

Для системы CO₂ – углеводороды, согласно (3.24-3.26):

$$\delta_0 = 0,4025636 + 0,1748927 \log(\omega_j), \quad (3.24)$$

$$\delta_1 = -0,94812 - 0,6009864 \log(\omega_j), \quad (3.25)$$

$$\delta_2 = 0,741843368 + 0,441775 \log(\omega_j), \quad (3.26)$$

Метод, рекомендованный авторами [88, 122, 128], для расчета бинарных коэффициентов взаимодействия между компонентами, более тяжелыми, чем метан, например, C₂, C₃, полученной (3.27):

$$k_{C_n-C_{n+}} = 0,8k_{C_{(n-1)}-C_{n+}}, \quad (3.27)$$

где

n – число атомов углерода компонента C _{n} .

Например:

$$k_{C_2-C_{n+}} = 0,8k_{C_1-C_{n+}}$$

$$k_{C_3-C_{n+}} = 0,8k_{C_2-C_{n+}}$$

Остальные k_{ij} определяются следующим образом (3.28):

$$k_{ij} = k_{i-C_{n+}} \left[\frac{(M_j)^5 - (M_i)^5}{(M_{C_{n+}})^5 - (M_i)^5} \right], \quad (3.28)$$

Например:

$$k_{C_3-C_4} = k_{C_3-C_{n+}} \left[\frac{(M_{C_4})^5 - (M_{C_3})^5}{(M_{C_{n+}})^5 - (M_{C_3})^5} \right],$$

Затем определяются коэффициенты сжимаемости газовой и жидкой фаз. Авторы [86, 90, 99] предложили следующее уравнение состояния (3.29-3.35):

$$p = \frac{RT}{V-b} - \frac{a\alpha}{(V+b) - b(V-b)}, \quad (3.29)$$

где

$$a = 0,45724 \frac{R^2 T_k^2}{P_k}, \quad (3.30)$$

$$b = 0,07780 \frac{RT_k}{P_k}, \quad (3.31)$$

$$\alpha = \left[1 + m(1 - \sqrt{T_r}) \right]^2, \quad (3.32)$$

$$T_r = T / T_k, \quad (3.33)$$

$$m = 0,3796 + 1,5422\omega - 0,2699\omega^2, \text{ при } \omega < 0,49 \quad (3.34)$$

$$m = 0,379642 + 1,48503\omega - 0,1644\omega^2 + 0,016667\omega^3, \text{ при } \omega > 0,49 \quad (3.35)$$

При преобразовании уравнения состояния (3.29) получается выражение с коэффициентом сжимаемости (3.36):

$$Z^3 + (B - 1)Z^2 + (A - 3B^2 - 2B)Z - (AB - B^2 - B^3) = 0, \quad (3.36)$$

Коэффициент А и В рассчитываются по формулам (3.37-3.38):

$$A = \frac{(a\alpha)_{смеси} P}{R^2 T^2}, \quad (3.37)$$

$$B = \frac{b_{смеси} P}{RT^2}, \quad (3.38)$$

Для газовой фазы с учетом y_i^* (3.39-3.40):

$$(a\alpha)_{смеси} = \sum_i \sum_j \left[y_i^* y_j^* \sqrt{a_i a_j \alpha_i \alpha_j} (1 - k_{ij}) \right], \quad (3.39)$$

$$b_{смеси} = \sum_i \left[y_i^* b_i \right], \quad (3.40)$$

Для жидкой фазы (3.41-3.42):

$$(a\alpha)_{смеси} = \sum_i \sum_j \left[x_i x_j \sqrt{a_i a_j \alpha_i \alpha_j} (1 - k_{ij}) \right], \quad (3.41)$$

$$b_{смеси} = \sum_i \left[x_i b_i \right], \quad (3.42)$$

Параметры А и В в расчетах для газовой и жидкой фаз обозначаются соответственно: $A_{г}$, $B_{г}$ и $A_{ж}$, $B_{ж}$.

При решении кубического уравнения (3.36) с параметрами $A_{г}$, $B_{г}$ для газовой фазы наибольший положительный корень дает коэффициент сжимаемости газовой фазы: $Z^г$ – наибольший положительный корень

При решении кубического уравнения (3.36) с параметрами $A_{ж}$, $B_{ж}$ для жидкой фазы наименьший положительный корень дает коэффициент сжимаемости жидкой фазы: $Z^ж$ – наименьший положительный корень

Далее определяется равновесное отношение “ K_i ”:

При изучении отложений парафина при эксплуатации газлифтной скважины необходимо учитывать фугитивность. В настоящей работе разработан полный алгоритм, основанный на предыдущей модели, предложенной автором в главе 2. Известно, что фугитивность – это функция давления. Кроме того, фугитивность можно воспринимать как давление пара, отрегулированное для точной иллюстрации тенденции молекул из одной фазы переходить в другую. Таким образом, коэффициент фугитивность i -го компонента в смеси является функцией от давления в системе, мольной доли и фугитивности отдельных компонентов. Кроме того, коэффициент K_i представляет собой взаимодействие между фазами и оказывает большое влияние на свойства газа в целом, который описывается уравнением (3.43):

$$K_i = \frac{\phi_i^{жс}}{\phi_i^g}, \quad (3.43)$$

На основании рассчитанного состава жидкой фазы x_i , определяется коэффициент фугитивности $\phi_i^{жс}$ для каждого компонента в жидкой фазе (3.44):

$$\ln \phi_i^{жс} = \frac{b_i(Z^{жс} - 1)}{b_{смеси}} - \ln(Z^{жс} - B) - \frac{A}{2\sqrt{2}B} \left[\frac{2\psi_i}{(a\alpha)_{смеси}} - \frac{b_i}{b_{смеси}} \right] \ln \left[\frac{Z^{жс} + (1 + \sqrt{2})B}{Z^{жс} - (1 - \sqrt{2})B} \right], \quad (3.44)$$

где $\psi_i = \sum_j \left[x_j \sqrt{a_i a_j \alpha_i \alpha_j} (1 - k_{ij}) \right]$.

С учетом изменения компонентного состава нефти при закачке попутного нефтяного газа на основании рассчитанного состава газовой фазы y_i^* , определяется коэффициент фугитивности ϕ_i^g для каждого компонента в газовой фазе (3.45):

$$\ln \phi_i^g = \frac{b_i(Z^g - 1)}{b_{смеси}} - \ln(Z^g - B) - \frac{A}{2\sqrt{2}B} \left[\frac{2\psi_i}{(a\alpha)_{смеси}} - \frac{b_i}{b_{смеси}} \right] \ln \left[\frac{Z^g + (1 + \sqrt{2})B}{Z^g - (1 - \sqrt{2})B} \right], \quad (3.45)$$

где $\psi_i = \sum_j \left[y_j^* \sqrt{a_i a_j \alpha_i \alpha_j} (1 - k_{ij}) \right]$.

При расчете компонентного газожидкостной смеси при давлении P_1 и температуре T_1 рассчитываются мольные доли газовой фазы $n_{г1}$ и жидкой фазы $n_{ж1} = 1 - n_{г1}$. Принятый компонентный состав жидкой фазы x_i получен из расчета при первой температуре (T_1) в качестве исходного общего состава z_i , при расчете для условий второй температуры (T_2) $z_{i2} = x_{i1}$ (индекс 1, 2 соответственно первое и второе условия).

Принимая число молей жидкости при температуре $T = T_2$ равным единице, проводят расчет компонентного состава нефти по предыдущему алгоритму, получают мгновенные мольные доли жидкой и газовой фаз $n_{ж2(M)}, n_{г2(M)}$ соответственно. Фактическая мольная доля жидкой фазы рассчитывается по формуле (3.46):

$$n_{ж2} = 1 \cdot n_{ж1} \cdot n_{ж2(M)}, \quad (3.46)$$

Аналогично для условий (P_3, T_3) и (P_n, T_n) получают фактическую мольную долю жидкости (3.47):

$$n_{жn} = \prod_{i=1}^n n_{жci}, \quad (3.47)$$

а мольную долю газовой фазы (3.48):

$$n_{гn} = 1 - \prod_{i=1}^n n_{гci}, \quad (3.48)$$

где

$n_{жn}, n_{гn}$ – мольная доля жидкой и газовой фаз при температуре и давлении (P_n, T_n).

На рисунке 3.2 представлен программный код модели (Python) на основе предложенного алгоритма (рисунок 3.1).

В настоящей работе результаты были получены с использованием усовершенствованного алгоритма, разработанного на основе предыдущего, предложенного в главе 2, который обеспечивает высокоточные результаты с тщательным учетом всех упомянутых ключевых факторов, влияющих на температуру насыщения нефти парафином. Компонентный состав газовой и жидкой фаз для всех исследованных условий (P, T) представлен в таблице 3.2.

```

29 K = []
30
31 for i in range(length):
32     Ki = (Pc[i]/P) * (math.exp(5.37*(1+omega[i])*(1-Tc[i]/T))) # calculate Ki
33     flag = 0 # flag to determine when we have to end the loop
34     while True: # first loop to check Ki
35         if flag == True:
36             break # break if (Ki/Ki_new - 1)^2 < 10^-7
37         M = cal_m(z, Ki)
38         N = cal_n(z, Ki)
39         nv = M / (M + N)
40         while True: # first loop the check nv_new - nv < 10^-5
41             nL = 1 - nv
42             fnv = cal_fnv(z, ki, nv)
43             fnL_derivate = calc_fn_derivate(z, ki, nL)
44             nv_new = nv - (fnv / fnv_derivate)
45             if abs(nv_new - nv) < 0.00001: # check
46                 xi = z[i] / (nL + nv*Ki)
47                 yi = xi * Ki
48                 phil = math.exp(bi * (zL - 1)/bm) - math.log(zL-B) -
49                     A/(2*math.sqrt(2)*B)*math.trunc(2*Psi / (aam) - bi/bm)*
50                     math.log((zL)+(1+math.sqrt(2)*B)/ (zL-(1-math.sqrt(2))*B))
51                 phiV = math.exp(bi * (zV - 1)/bm) - math.log(zV-B) -
52                     A/(2*math.sqrt(2)*B)*math.trunc(2*Psi / (aam) - bi/bm)*
53                     math.log((zV)+(1+math.sqrt(2)*B)/ (zV-(1-math.sqrt(2))*B))
54                 Ki_new = phil / phiV
55                 if pow(Ki/Ki_new - 1, 2) < 0.0000001:
56                     print('We got Ki, nL, nv, yi, xi, zV, zL')
57                     flag = True # set flag = true and stop the first loop
58                     break
59                 else:
60                     Ki = Ki_new
61                     flag = False #continue the loop
62                     continue
63             else:
64                 nv = nv_new
65                 continue
66

```

Рисунок 3.2 – Программный код модели (Python)

Основную растворяющую функцию по отношению к кристаллизующимся парафиновым углеводородам выполняют легкие фракции нефти, в том числе растворенные газы. В процесс подъема продукции на поверхность по мере снижения давления газ начинает выделяться из нефтей, что приводит к нарушению гидродинамического равновесия, и образованию кристаллы парафина. Выделившийся газ в свою очередь влияет на интенсивность образования АСПО за счет дополнительного охлаждения потока продукции, механизма турбулизации нефтяного потока. Сопоставление скорости образования АСПО в скважинах с режимами работы с разгазированием нефти и без показывает большую интенсивность для случая выделения газа из нефти. Таким образом, сегодня признается усиление процесса АСПО с увеличением газового фактора добываемой нефти при условии снижения давления ниже давления насыщения газом. Исходя из полученных результатов расчета, изменяя компонентный состав газожидкостной смеси при закачке попутного нефтяного газа по вышеуказанному алгоритму, определяют изменение температуры насыщения нефти парафином путем использования известных программных продуктов, позволяющих изучить процесс образования парафиновых отложений в скважине, таких как Multiflash, Flow Assurance OLGA, LedaFlow [114, 118].

Таблица 3.2 – Результаты расчета компонентного состава газожидкостной смеси при различных давлениях

Наименование	Исход. нефть	Состав фаз при изменении давления (% мольн.)									
		12 МПа		10 МПа		8 МПа		4 МПа		1,5 МПа	
		Жид. фаза	Газ. фаза	Жид. фаза	Газ. фаза	Жид. фаза	Газ. фаза	Жид. фаза	Газ. фаза	Жид. фаза	Газ. фаза
N ₂	0,142	0,092	0,319	0,047	0,316	0,006	0,312	0,000	0,306	0,000	0,301
CO ₂	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
CH ₄	30,890	25,612	72,913	19,747	72,865	12,528	72,664	0,000	71,261	0,000	69,263
C ₂ H ₆	8,661	8,165	8,878	7,659	8,919	6,640	9,074	2,586	9,577	0,280	9,704
C ₃ H ₈	7,800	7,709	6,134	7,772	6,158	7,581	6,258	5,319	6,816	2,453	7,680
i-C ₄ H ₁₀	1,649	1,663	2,199	1,730	2,197	1,776	2,193	1,559	2,276	1,000	2,496
n-C ₄ H ₁₀	3,455	3,516	1,745	3,702	1,751	3,875	1,781	3,677	1,977	2,641	2,454
i-C ₅ H ₁₂	1,279	1,320	1,269	1,421	1,267	1,538	1,260	1,668	1,296	1,483	1,417
n-C ₅ H ₁₂	1,646	1,707	1,637	1,845	1,634	2,013	1,623	2,249	1,660	2,099	1,787
Pseudo C ₆	3,008	3,171	1,377	3,503	1,374	3,942	1,364	4,904	1,389	5,230	1,454
Pseudo C ₇	8,365	8,945	1,362	10,060	1,359	11,578	1,344	15,334	1,346	17,162	1,361
Pseudo C ₈	6,261	6,695	1,103	7,530	1,100	8,666	1,085	11,478	1,073	12,845	1,068
Pseudo C ₉	4,792	5,124	1,048	5,763	1,044	6,633	1,027	8,785	1,009	9,832	1,001
Pseudo C ₁₀	3,668	3,923	0,012	4,412	0,012	5,077	0,011	6,725	0,011	7,526	0,011
Pseudo C ₁₁	2,808	3,003	0,003	3,377	0,003	3,887	0,003	5,148	0,003	5,761	0,003
C ₁₂₊	15,559	19,356	0,000	21,432	0,000	24,259	0,000	30,569	0,000	31,687	0,000

Температура насыщения нефти парафином при газлифтном способе эксплуатации скважины является функцией, зависящей от давления, температуры флюида, компонентного состава нефти, расхода и состава закачиваемого попутно-нефтяного газа. Кривые распределения давления и температуры потока получены на основании анализа профиля P-T в программе PIPESIM. Выделение из нефти парафина начинается при снижении температуры потока до температуры насыщения нефти парафином, поэтому глубина начала интенсивного образования отложений соответствует пересечению кривых распределения температуры потока и температуры насыщения нефти парафином в скважине (таблица 3.3).

Таблица 3.3 – Изменения температуры насыщения нефти парафином

Наименование	Значение					
	13,5	12,0	10,0	8,0	4,0	1,5
Давление (МПа)	13,5	12,0	10,0	8,0	4,0	1,5
Температура насыщения нефти парафином (°C)	54,923	54,196	52,923	50,845	48,431	47,388

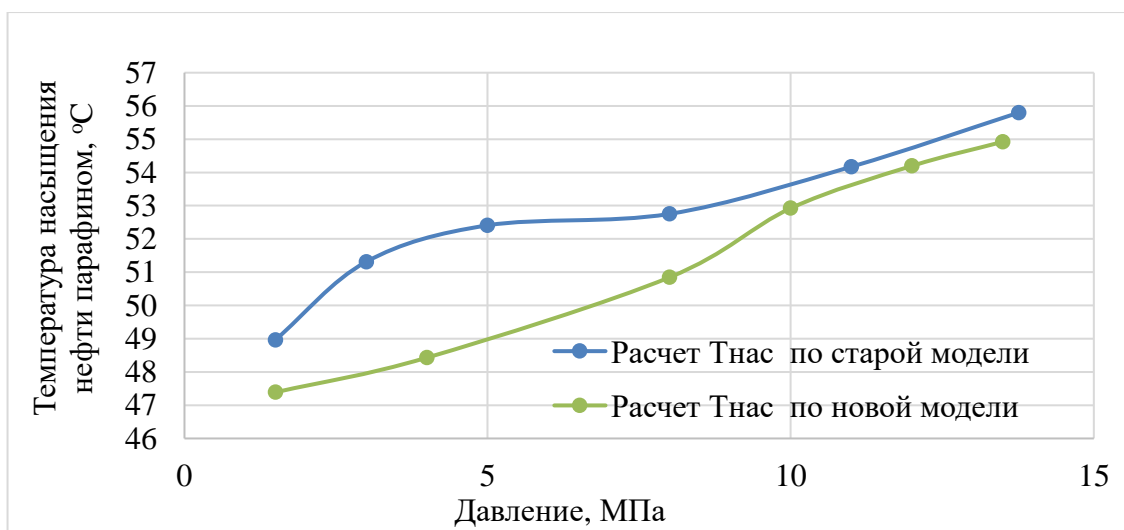


Рисунок 3.3 – Сравнение расчета температуры насыщения нефти парафином с использованием разных моделей

На рисунке 3.3 показана зависимость температуры насыщения нефти парафином от давления согласно старой модели, предложенной во второй главе, и полной модели.

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. Одним из ключевых факторов является фугитивность, которая является функцией давления в системе, мольной доли и фугитивности отдельных компонентов.

Также, в предыдущей модели соотношение равновесия K_i определяется с применением постоянной корреляции, которая может быть менее точной для различных условий образования парафина. В полной модели значение K_i определяется путем учета всех изменений компонентного состава жидкой и газовой фаз во время закачки газа, которые непосредственно влияют на значение K_i (уравнение 3.44, 3.45). Кроме того, при закачке ПНГ нефть сильно насыщается газом, наличие пузырьков которого снижает температуры насыщения парафином. В связи с этим кривая зависимости полной модели находится ниже кривой, соответствующей предыдущей модели.

Способ предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых отложений в газлифтных скважинах

Предотвращение образования парафина имеет важное значение в нефтяной промышленности, особенно при добыче из газлифтных скважин. Существует несколько методов, используемых для решения проблем образования парафина, таких как методы механического удаления, химические ингибиторы, термические методы, химические растворители и другие методы. Несмотря на разнообразие методов борьбы с отложениями парафина, вопросы их эффективности и применимости при определенных условиях остаются актуальными.

Влияние компонентного состава флюидов на процесс образования парафина изучалось рядом исследователей [88, 92, 109, 110, 113, 137], которые считали, что легкие углеводородные компоненты (C_1 - C_4) и остальные компоненты (тяжелые фракции) играют совершенно разные роли в кристаллизации парафина и, как следствие, оказывают большое влияние на температуру насыщения нефти парафином. В связи с этим, исходя из указанных положений, в этой диссертационной работе была предложена комплексная технологическая схема

способа снижения образования парафиновых отложений в НКТ при эксплуатации газлифтных скважин.

Предлагаемый способ предотвращения образования парафиновых отложений в лифтовых трубах при газлифтной эксплуатации нефтяных скважин осуществляется в следующей последовательности (рисунок 3.4). Для газлифтной скважины-кандидата, входящей в осложненный фонд по причине образования парафиновых отложений, получают исходные данные по компонентным составам пластовой жидкости и попутного нефтяного газа (ПНГ).

В качестве рабочего агента газлифта рассматривается попутный нефтяной газ, предварительно очищенный от сероводорода и углекислого газа. Закачиваемый попутный нефтяной газ подбирается определенного состава, с учётом состава и свойств газожидкостной смеси, с целью снижения температуры кристаллизации парафина и интенсивности его образования.

Состав и количество закачиваемого попутного нефтяного газа подбирается следующим образом:

1. Рассмотрение варианта закачки очищенного попутного нефтяного газа без изменения его углеводородного состава, включающего в себе легкие фракции от CH_4 до C_4H_{10} и более тяжелые от C_5H_{12} до $\text{C}_{11}\text{H}_{24}$. Далее для этого варианта определяют температуру насыщения нефти парафином и глубину его образования в скважине с учетом изменения компонентного состава нефти при закачке попутно-нефтяного газа по высшему прилагаемому алгоритму (рисунок 3.1). Полученная температура насыщения нефти парафином будет являться исходной точкой для сравнения с последующими вариантами.

2. Изменение соотношения легких и тяжелых фракций закачиваемого попутного нефтяного газа и расчет по вышеуказанной методике нового значения температуры насыщения нефти парафином.

3. Определение самого оптимального варианта, исходя из требуемого количества расхода рабочего агента и наиболее низкой температуры насыщения нефти парафином.

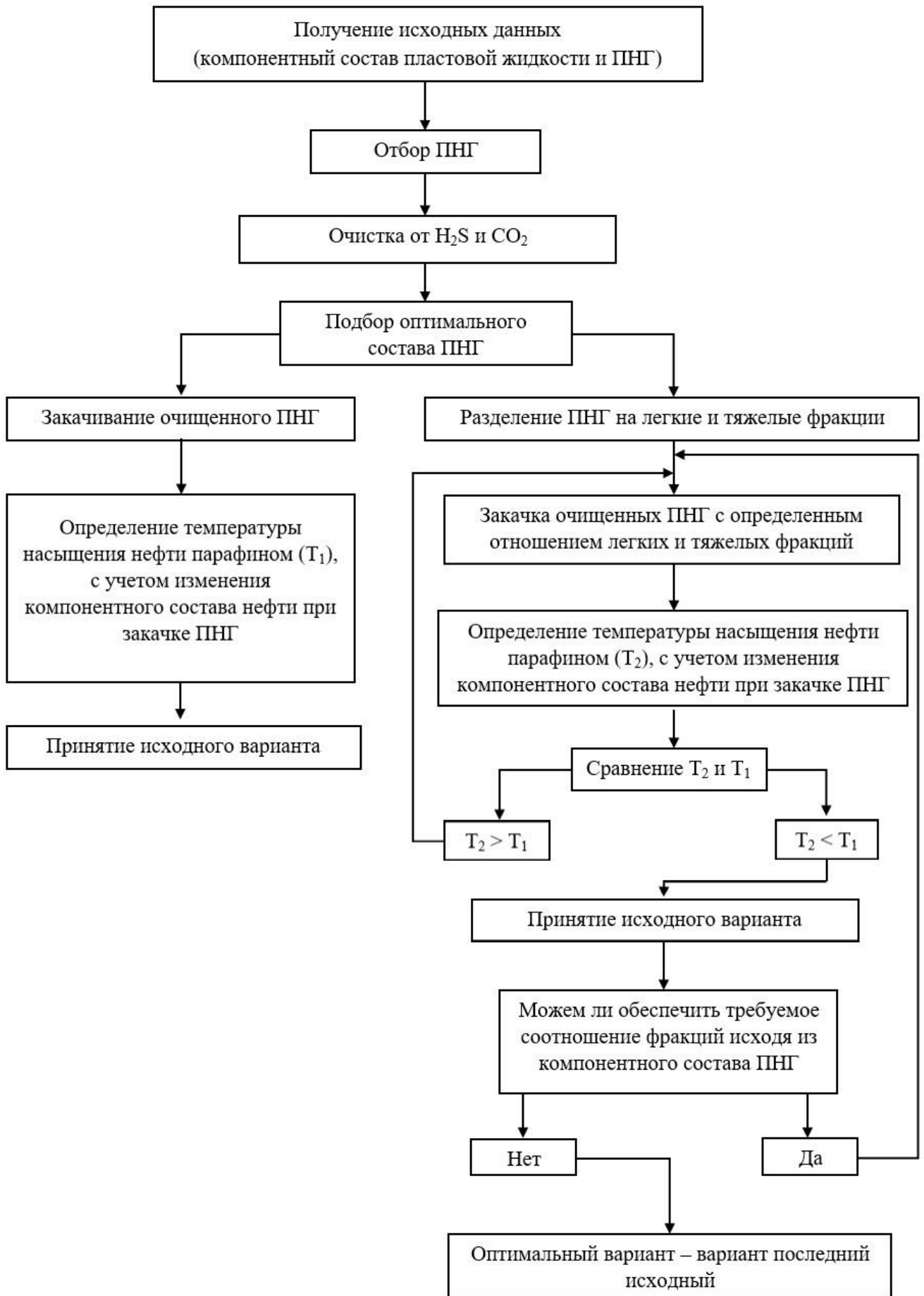


Рисунок 3.4 – Технологическая схема способа

В таблице 3.4 показан результат определения оптимального состава ПНГ.

Таблица 3.4 – 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 ₂ H ₆	8.823	8.222
C ₃ H ₈	6.124	5.848
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

На рисунке 3.5 показан результат определения оптимального состава закачиваемого рабочего агента

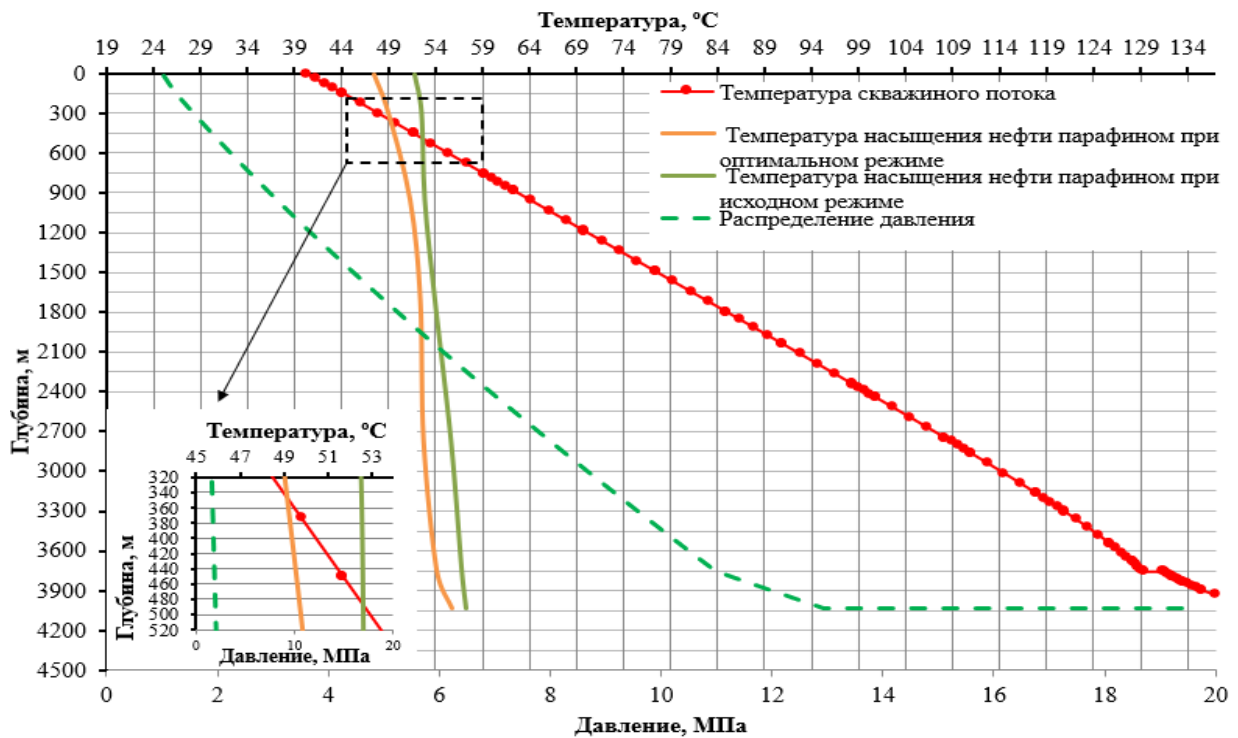


Рисунок 3.5 – Изменение глубины образования парафина в лифтовых трубах скважины при оптимальном составе закачиваемого рабочего агента

По результатам моделирования можно отметить, что за счет применения предложенного метода предотвращения отложений парафина в газлифтной скважине глубина, соответствующая началу образования отложений парафина, резко уменьшилась с 480 м до 340 м (Рисунок 3.5). Результаты доказали эффективность технологии в снижении температуры насыщения нефти парафином (на 4 °С) и глубины образования парафина (на 140 м).

Таким образом, предложенный способ борьбы с отложениями парафина, основанный на определении оптимального состава ПНГ позволяет закачивать ПНГ при более низких давлениях по сравнению с традиционным подбором агента. Рассматриваемый метод борьбы является потенциальным решением проблемы АСПО и может быть рекомендован для практического применения снижения процессов парафинообразования в газлифтных скважинах.

3.2 Технологии закачки горячего попутно-нефтяного газа (ПНГ) (Патент № 2755778 РФ)

В этой части главы автор предлагает к опытно-промышленным испытаниям технология периодической закачки горячего попутного нефтяного газа (ПНГ) в затрубное пространство нефтедобывающей скважины с целью предупреждения образования органических отложений в колонне лифтовых труб.

Эффективность предлагаемого метода борьбы с образованием АСПО при газлифтном способе эксплуатации скважины во многом зависит от совокупности различных факторов, определяющих интенсивность образования органических отложений в скважине, а также проведения комплекса подготовительных мероприятий по определению оптимального режима закачки горячего попутного нефтяного газа (расхода и глубины его закачки) в затрубное пространство газлифтной скважины. Глубина закачки горячего попутного нефтяного газа не должна быть меньше глубины начала образования АСПО в колонне лифтовых труб. Определение оптимального расхода закачки горячего попутного нефтяного газа осуществляется путем проведения анализа и математического моделирования работы системы закачки попутного нефтяного газа на основе известных законов термодинамики.

Методология

На первом этапе рассчитывается распределение температуры при закачке горячего ПНГ по кольцевому пространству от устья скважины до глубины установки пакера. Элемент труб при закачке ПНГ представлен на рисунке 3.6.

Второй этап - разработка алгоритма проведения необходимых мероприятий согласно предлагаемой технологии предупреждения образования АСПО в колонне лифтовых труб при газлифтном способе эксплуатации скважин. Оптимальный состав закачиваемого попутного нефтяного газа определяется по методике, описанной в пункте 3.1. Оптимальный расход закачки ПНГ подбирается на основе разработанной модели.

Расчет распределения температуры по кольцевому пространству скважины при закачке горячего попутного нефтяного газа

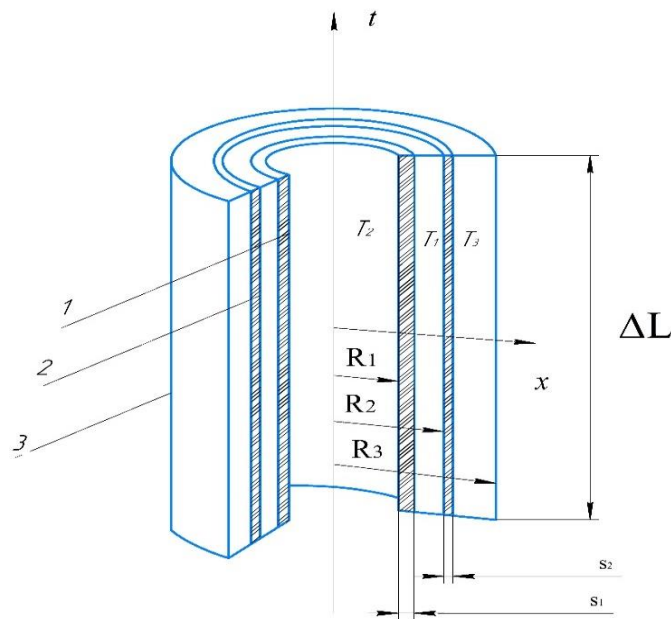


Рисунок 3.6 – Элемент труб при закачке горячего ПНГ в кольцевое пространство скважины:

- 1- НКТ; 2-технологическая труба; 3-обсадная колонна ; T_1 - температура закачиваемого ПНГ в пространстве между колонной НКТ 1 и технологической трубой 2; T_2 - Температура жидкости внутри колонны НКТ 1; T_3 - Температура жидкости в пространстве между технологической трубой 2 и обсадной колонной 3.

На рисунке 3.6 показан элемент труб для расчета распределения температуры по кольцевому пространству скважины при закачке горячего ПНГ.

Рассмотрим тепловой поток за период времени Δt_x .

Тепловой баланс определяется по следующей формуле (3.49):

$$q_{in} - q_{out} - q_{R_1} - q_{R_2} = q_{acc}, \quad (3.49)$$

где

q_{in} – тепловая энергия, переносимая горячим ПНГ в элемент труб за счет конвекции, Дж;

q_{out} – тепловая энергия, уносимая горячим ПНГ из элемента труб за счет конвекции, Дж;

q_{R_1} , q_{R_2} – тепловая энергия, передаваемая через слой изоляции за счет теплопроводности, Дж;

q_{acc} – накопление тепловой энергии в элементе труб, Дж.

Величины тепловых энергий q_{in} , q_{out} , q_{R_1} , q_{R_2} и q_{acc} могут быть сформулированы в следующем виде (3.50-3.55):

$$q_{in} = \rho_v C_p v A T_L \Delta t, \quad (3.50)$$

$$q_{out} = \rho_v C_p v A T_{L+\Delta L} \Delta t, \quad (3.51)$$

$$q_{R_1} = \lambda A_1 \frac{\partial T}{\partial r} \Delta t = 2\pi\lambda(R_1 + s_1)\Delta L \frac{\partial T}{\partial r} \Delta t, \quad (3.52)$$

$$q_{R_2} = \lambda A_2 \frac{\partial T}{\partial r} \Delta t = 2\pi\lambda R_2 \Delta L \frac{\partial T}{\partial r} \Delta t, \quad (3.53)$$

$$q_{acc} = \rho_v C_p A \Delta L \Delta \bar{T}, \quad (3.54)$$

где

ρ_v – плотность закачиваемого газа, кг/м³;

C_p – теплоёмкость при постоянном давлении, Дж / (кг × °С);

v – средняя скорость потока попутного нефтяного газа, м/с;

A – площадь поперечного сечения кольцевого пространства, м²;

T_L – температура газа на входе сегмента, °С; Δt – время истечения, с;

$T_{L+\Delta L}$ – температура нагнетаемого газа на выходе из сегмента, °С;

λ – теплопроводность теплоизоляционного слоя, Вт / (м × °С);

A_1, A_2 – площадь боковых поверхности колонн НКТ и технологических труб;

R_1, R_2 – наружные радиусы колонн НКТ и технологических труб, м;

s_1, s_2 – толщины изоляционных слоев, м; ΔL – длина элемента трубы, м;

$\frac{\partial T}{\partial r}$ – радиальный градиент температуры в изоляционном слое, $^{\circ}\text{C}/\text{м}$;

$\Delta \bar{T}$ – среднее повышение температуры жидкости в сегменте трубы, $^{\circ}\text{C}$.

$$\rho_v C_p v A T_L \Delta t - \rho_v C_p v A T_{L+\Delta L} \Delta t - \lambda 2\pi (R_1 + s_1) \Delta L \frac{\partial T}{\partial r_1} \Delta t - \lambda 2\pi R_2 \Delta L \frac{\partial T}{\partial r_2} \Delta t = \rho_v C_p A \Delta L \Delta \bar{T}$$

$$\rho_v C_p v A \Delta t (T_L - T_{L+\Delta L}) - \lambda 2\pi \Delta L \Delta t \left[(R_1 + s_1) \frac{\partial T}{\partial r_1} + R_2 \frac{\partial T}{\partial r_2} \right] = \rho_v C_p A \Delta L \Delta \bar{T}, \quad (3.55)$$

При делении всех членов этого уравнения на $\Delta t \Delta L$, получается (3.56):

$$\rho_v C_p v A \frac{(T_L - T_{L+\Delta L})}{\Delta L} - \lambda 2\pi \left[(R_1 + s_1) \frac{\partial T}{\partial r_1} + R_2 \frac{\partial T}{\partial r_2} \right] = \rho_v C_p A \frac{\Delta \bar{T}}{\Delta t}, \quad (3.56)$$

Для бесконечно малых ΔL и Δt это уравнение становится (3.57):

$$v \frac{\partial T}{\partial L} + \frac{\partial T}{\partial t} = - \frac{\lambda 2\pi}{\rho_v C_p A} \left[(R_1 + s_1) \frac{\partial T}{\partial r_1} + R_2 \frac{\partial T}{\partial r_2} \right], \quad (3.57)$$

Радиальный температурный градиент в изоляционном слое рассчитывается следующим образом (3.58-3.59):

$$\frac{\partial T}{\partial r} = \frac{T - (T_0 - G \cos(\theta)L)}{s}$$

$$\Rightarrow \frac{\partial T}{\partial r_1} = \frac{T - (T_0 - G \cos(\theta)L)}{s_1}, \quad (3.58)$$

$$\frac{\partial T}{\partial r_2} = \frac{T - (T_0 - G \cos(\theta)L)}{s_2}, \quad (3.59)$$

где

G – геотермический градиент, $^{\circ}\text{C}/\text{м}$;

θ – угол наклона трубы, град;

s – толщина теплоизоляционного слоя, м;

T_0 – температура среды вне изоляционного слоя при $H = 0$, $^{\circ}\text{C}$.

Подставляя уравнения (3.58) и (3.59) в (3.57), получается (3.60):

$$\begin{aligned}
v \frac{\partial T}{\partial L} + \frac{\partial T}{\partial t} &= -\frac{\lambda 2\pi}{\rho_v C_p A} \left[T \left(\frac{R_1}{s_1} + \frac{R_2}{s_2} + 1 \right) - T_0 \left(\frac{R_1}{s_1} + \frac{R_2}{s_2} + 1 \right) - G \cos(\theta) L \left(\frac{R_1}{s_1} + \frac{R_2}{s_2} + 1 \right) \right] \\
&\Leftrightarrow v \frac{\partial T}{\partial L} + \frac{\partial T}{\partial t} = -\frac{\lambda 2\pi}{\rho_v C_p A} \left(\frac{R_1}{s_1} + \frac{R_2}{s_2} + 1 \right) [T - T_0 + G \cos(\theta) L] \\
&\Leftrightarrow v \frac{\partial T}{\partial L} + \frac{\partial T}{\partial t} = mT + nL + k,
\end{aligned} \tag{3.60}$$

где $m = -\frac{\lambda 2\pi}{\rho_v C_p A} \left(\frac{R_1}{s_1} + \frac{R_2}{s_2} + 1 \right)$; $n = mG \cos(\theta)$; $k = -mT_0$

Установившиеся условия теплопередачи между системой и внешней средой достигаются при поддержании массового расхода горячего ПНГ в течение значительного времени. В условиях постоянного потока температура в любой точке системы не зависит от времени. Следовательно, уравнение (3.60) принимает следующий вид (3.61):

$$v \frac{dT}{dL} = mT + nL + k, \tag{3.61}$$

Это уравнение решается с помощью граничного условия (3.62):

$$T = T_{1,0} \text{ при } L = 0, \tag{3.62}$$

где

$T_{1,0}$ - температура закачиваемого ПНГ в точке входа газа, °С.

Принимается условие (3.63-3.64):

$$u = mT + nL + k, \tag{3.63}$$

$$\Rightarrow T = \frac{u - nL + k}{m} \Rightarrow \frac{dT}{dL} = \frac{1}{m} \frac{du}{dL} - \frac{n}{m}, \tag{3.64}$$

При подставлении уравнения (3.64) в (3.61), получается (3.65):

$$v \left(\frac{1}{m} \frac{du}{dL} - \frac{n}{m} \right) = u \Rightarrow \frac{du}{dL} - \frac{m}{v} u = n, \tag{3.65}$$

где $\frac{du}{dL} - \frac{m}{v} u = 0$ дает $u = C e^{\frac{m}{v} L}$, принимая $C = C(L)$ получается (3.66):

$$u = C(L) e^{\frac{m}{v} L} \Rightarrow u' = C'(L) e^{\frac{m}{v} L} + \frac{m}{v} L C(L), \tag{3.66}$$

Подставив уравнение (3.66) в (3.65), получается (3.67):

$$C'(L)e^{\frac{mL}{v}} + \frac{m}{v}e^{\frac{mL}{v}}C(L) - \frac{m}{v}C(L)e^{\frac{mL}{v}} = n$$

$$\Rightarrow C(L) = -\frac{nv}{m}e^{-\frac{mL}{v}} + C_1, \quad (3.67)$$

Подставив уравнение (3.67) в (3.66), получается (3.68):

$$u = \left(-\frac{nv}{m}e^{-\frac{mL}{v}} + C_1 \right) e^{\frac{mL}{v}} = -\frac{nv}{m} + C_1 e^{\frac{mL}{v}}, \quad (3.68)$$

Подставив уравнение (3.68) в (3.63), получается (3.69):

$$u = mT + nL + k = -\frac{nv}{m} + C_1 e^{\frac{mL}{v}}$$

$$\Leftrightarrow mT = -\frac{nv}{m} + C_1 e^{\frac{mL}{v}} - nL - k \Leftrightarrow T = -\frac{nv}{m^2} + \frac{C_1 e^{\frac{mL}{v}}}{m} - \frac{n}{m}L - \frac{k}{m}, \quad (3.69)$$

Применение граничного условия (3.62) к уравнению (3.69) дает (3.70):

$$C_1 = mT_{1,0} + \frac{nv}{m} + k, \quad (3.70)$$

Подставив уравнение (3.70) в (3.69), получается (3.71):

$$T = -\frac{nv}{m^2} + \left(T_{1,0} + \frac{nv}{m^2} + \frac{k}{m} \right) e^{\frac{mL}{v}} - \frac{n}{m}L - \frac{k}{m}, \quad (3.71)$$

Тепло, передаваемое от нагнетаемого попутного нефтяного газа к внутренней жидкости через изоляцию в данном сегменте, выражается как (3.72):

$$q_{R_1} = \lambda A_1 \frac{\partial T}{\partial r} \Delta t = \lambda 2\pi(R_1 + s_1)\Delta L \frac{\partial T}{\partial r} \Delta t, \quad (3.72)$$

Подставив уравнение (3.58) в (3.72), получается:

$$dq = \lambda A_1 \frac{\partial T}{\partial r} = \lambda 2\pi(R_1 + s_1)dL \frac{\partial T}{\partial r} = \lambda 2\pi(R_1 + s_1)dL \frac{T - (T_0 - G \cos(\theta)L)}{s_1}$$

$$\Leftrightarrow dq = \lambda A_1 \frac{\partial T}{\partial r} = \frac{\lambda 2\pi(R_1 + s_1)}{s_1} dL \left[-\frac{nv}{m^2} + \left(T_{1,0} + \frac{nv}{m^2} + \frac{k}{m} \right) e^{\frac{mL}{v}} - \frac{n}{m}L - \frac{k}{m} - (T_0 - G \cos(\theta)L) \right]$$

$$\Rightarrow q_c = -\int_0^L \frac{\lambda 2\pi(R_1 + s_1)}{s_1} \left[\frac{nv}{m^2} - \left(T_{1,0} + \frac{nv}{m^2} + \frac{k}{m} \right) e^{\frac{mL}{v}} + \frac{n}{m}L + \frac{k}{m} + (T_0 - G \cos(\theta)L) \right] dL$$

Следовательно:

$$q_c = -\frac{\lambda 2\pi(R_1 + s_1)}{s_1} \left[\left(\frac{n}{2m} - \frac{G \cos(\theta)}{2} \right) L^2 + \left(\frac{nv}{m^2} + \frac{k}{m} + T_0 \right) L - \frac{v}{m} \left(T_{1,0} + \frac{nv}{m^2} + \frac{k}{m} \right) \left(e^{\frac{mL}{v}} - 1 \right) \right]$$

Технология закачки горячего ПНГ для борьбы с отложением парафина в газлифтных скважинах

Для газлифтной скважины-кандидата, входящей в осложненный фонд по причине образования АСПО, определяют оптимальный состав закачиваемого попутного нефтяного газа (ПНГ), по методу, предложенному в пункте 3.1, предварительно очищенного от сероводорода и углекислого газа, при наименьшем значении температуры насыщения нефти парафином. Технология осуществляется в следующей последовательности (рисунок 3.7).



Рисунок 3.7 – Алгоритм предлагаемой технологии

Определение температуры насыщения нефти парафином ($T_{нас}$) и глубины начала образования АСПО (H_0) в лифтовых трубах с учетом изменения состава нефти при закачке ПНГ для оптимального варианта закачки представлено на рисунке 3.8.

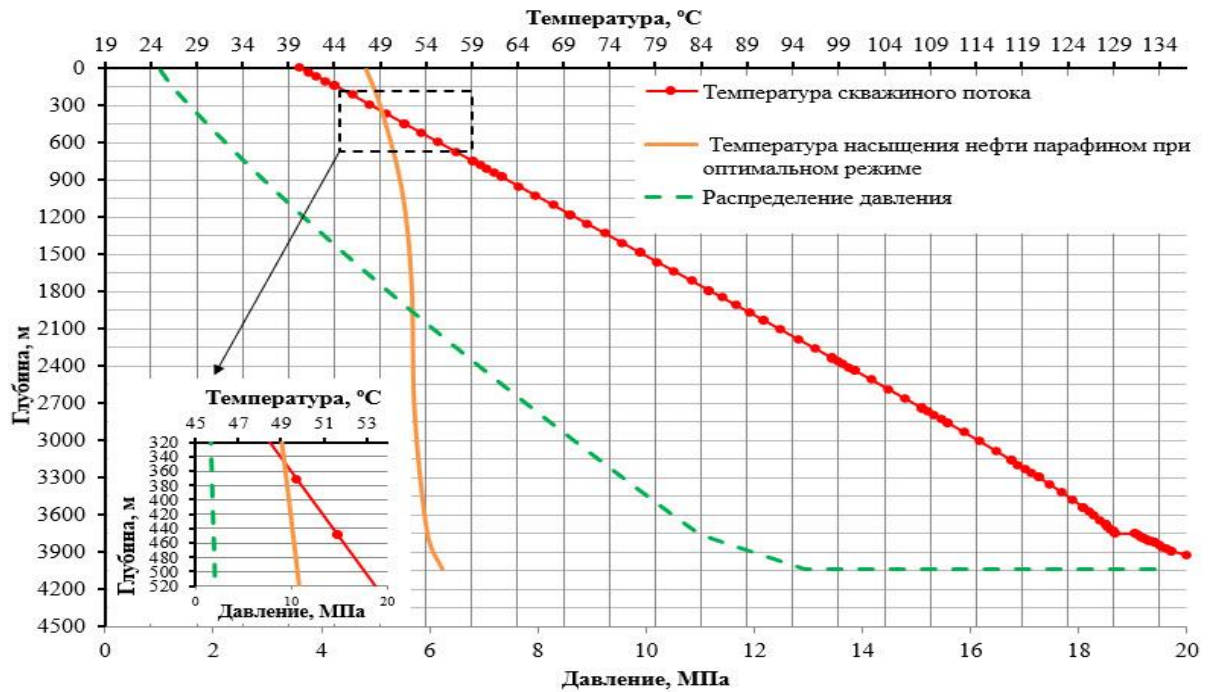


Рисунок 3.8 – Определение глубины образования АСПО в скважине

Для решения поставленной задачи предлагается способ закачки горячего ПНГ в газлифтную скважину, предусматривающий проведение комплекса подготовительных операций по определению оптимального расхода горячего ПНГ и глубины его закачки в газлифтную скважину.

В качестве теплоизоляционного материала для покрытия наружной поверхности колонны НКТ и технологической колонны рекомендуется применение полиуретана. Выбор оптимальной толщины теплоизоляционного материала (полиуретана) проводился для условий эксплуатации газлифтной скважины без установки технологической колонны и без закачки горячего ПНГ в скважину (рисунок 3.9). На основании полученных результатов установлено, что начальная глубина образования отложения парафина в колонне НКТ составляет 510 м (без применения теплоизоляционного покрытия). С увеличением толщины покрытия от 10 до 20 мм глубина образования отложения парафина в колонне НКТ

снижается на 30 м. Наибольшее снижение глубины образования отложения парафина достигается путем применения теплоизоляционного материала (полиуретана) толщиной от 20 до 35 мм, при этом глубина образования отложения парафина в скважине снижается на 90 м. При толщине покрытия свыше 35 мм наблюдается незначительное изменение глубины образования органических отложений в скважине. Таким образом, оптимальная толщина теплоизоляционного покрытия колонны НКТ находится в диапазоне от 20 до 35 мм. ($\delta = 20 \dots 35$ мм

$\delta < \frac{\lambda}{\alpha}$, где λ – теплопроводность, Вт / (м × °С), α – коэффициент теплоотдачи флюида, Вт / (м² × °С)).

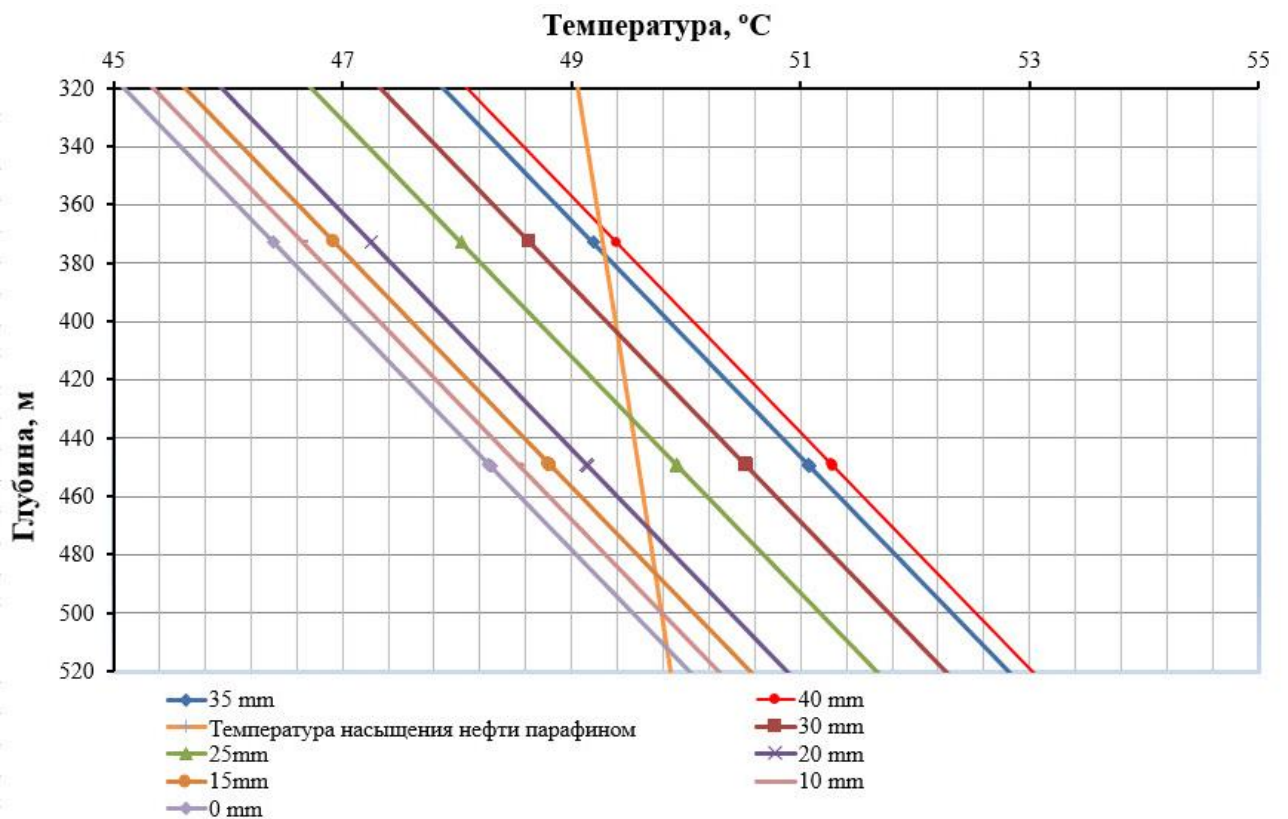


Рисунок 3.9 – Выбор оптимальной толщины теплоизоляционного покрытия (полиуретана)

Исходя из условий безопасной эксплуатации промышленного газового нагревателя, предельная температура закачиваемого попутного нефтяного газа составляет 105,0 °С.

Определение начального значения расхода закачки горячего ПНГ Q_0 осуществляется следующим образом (рисунок 3.10).

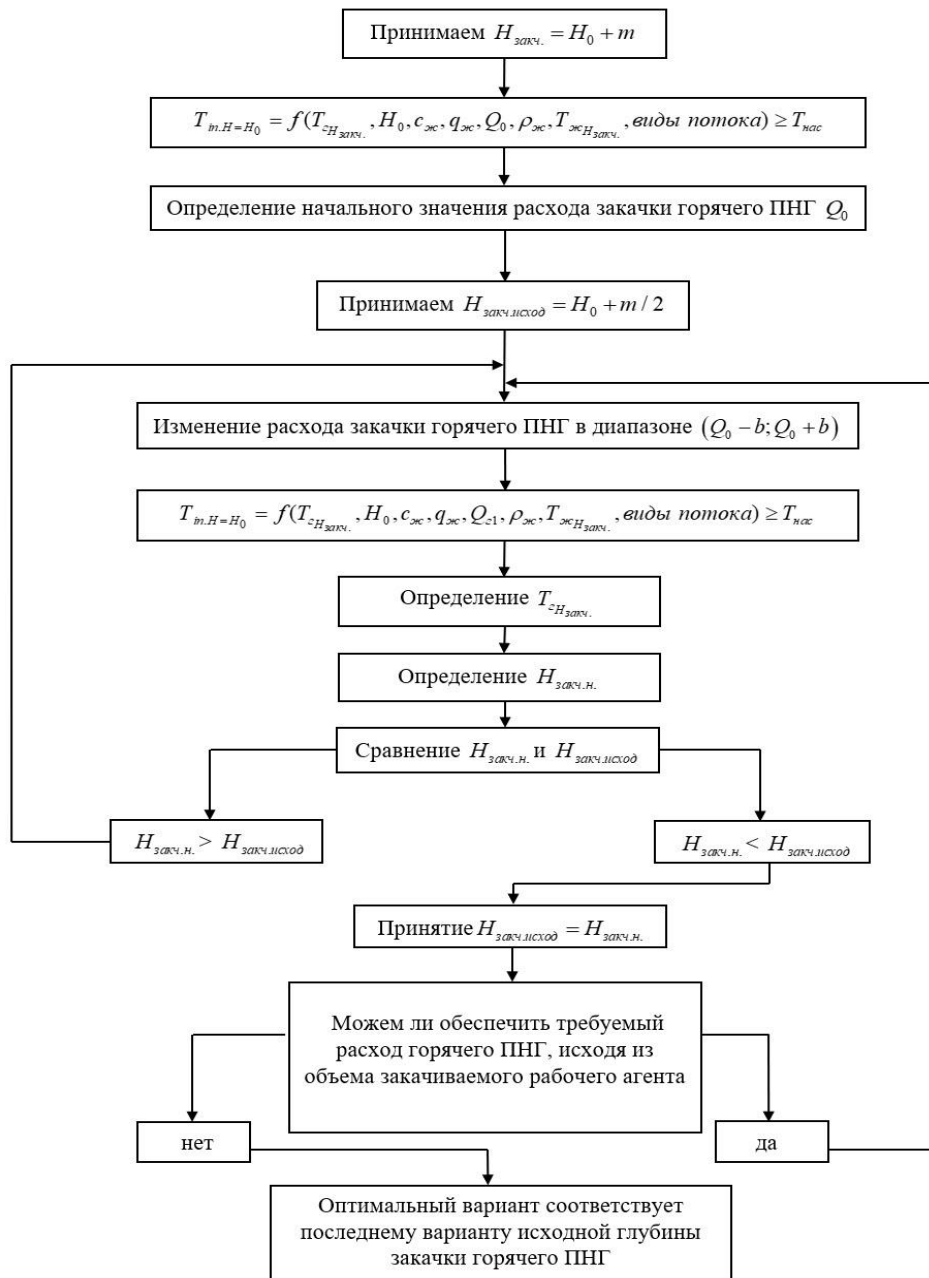


Рисунок 3.10 – Алгоритм определения оптимальной глубины и расхода закачки горячего попутного нефтяного газа при газлифтном способе добычи нефти

Первоначально рассматриваем вариант глубины закачки горячего ПНГ: $H_{закч.} = H_0 + m$ (при условии, что $m \leq 150$ м). При закачке в скважину распределение температуры горячего газа по кольцевому пространству от устья скважины до глубины закачки описывается следующим уравнением (3.73):

Приняв $v = \frac{Q_0}{A}$:

$$T_{z_H} = -\frac{nQ_0}{m^2 A} + \left(T_{1,0} + \frac{nQ_0}{m^2 A} + \frac{k}{m} \right) e^{\frac{mL}{v}} - \frac{n}{m} H - \frac{k}{m}, \quad (3.73)$$

$$\text{где } m = -\frac{\lambda 2\pi}{\rho_v C_p A} \left(\frac{R_1}{s_1} + \frac{R_2}{s_2} + 1 \right); n = mG \cos(\theta); k = -mT_0.$$

При поступлении потока горячего ПНГ в поток скважинной продукции через газлифтный клапан, температура газожидкостной смеси по стволу скважины является функцией плотности и теплоемкости скважинной жидкости $q_{ж}$ и $c_{ж}$ соответственно; текущей глубины H , температуры потока горячего ПНГ и нефти в точке закачки $T_{гН_{закч.}}$ и $T_{жН_{закч.}}$ соответственно; объемного дебита по жидкости $q_{ж}$ и расхода закачиваемого горячего ПНГ $Q_г$, а также видов потока (ламинарный, турбулентный или переходный), поэтому общая зависимость распределения температуры газожидкостного потока вдоль колонны НКТ может быть охарактеризована следующим образом:

$$T_{in.H} = f(T_{гН_{закч.}}, H, c_{ж}, q_{ж}, Q_г, \rho_{ж}, T_{жН_{закч.}}, \text{виды потока})$$

Начальное значение расхода закачки горячего ПНГ Q_0 определяется исходя из следующего условия:

$$T_{in.H=H_0} = f(T_{гН_{закч.}}, H_0, c_{ж}, q_{ж}, Q_0, \rho_{ж}, T_{жН_{закч.}}, \text{виды потока}) \geq T_{нас}$$

где

$T_{in.H=H_0}$ – температуры газожидкостного потока вдоль колонны НКТ на глубине H_0 , °C;

$T_{нас}$ – температура насыщения нефти парафином, °C.

Далее Q_0 определяется следующим образом:

$$\begin{cases} T_{гН_{закч.}} = f(Q_0, H_0 + m) \\ T_{in.H=H_0} = f(T_{гН_{закч.}}, H_0, c_{ж}, q_{ж}, Q_0, \rho_{ж}, T_{жН_{закч.}}, \text{виды потока}) \geq T_{нас} \end{cases}$$

Принимаем глубину закачки ПНГ в скважину $H_{закч.исход} = H_0 + m / 2$, которая будет являться исходной точкой для сравнения с последующими вариантами. Затем изменяем значение расхода закачки горячего ПНГ в диапазоне $(Q_0 - b; Q_0 + b)$, где параметр b зависит от условий добычи.

По условию применения метода:

$$T_{in, H=H_0} = f(T_{гН_{закч.}}, H_0, c_{ж}, q_{ж}, Q_{г1}, \rho_{ж}, T_{жН_{закч.}}, \text{виды потока}) \geq T_{нас},$$

где $Q_{г1}$ – первый вариант расхода закачки горячего ПНГ, м³/с) определяется $T_{гН_{закч.}}$

и далее исходя из уравнения распределения температуры горячего газа по кольцевому пространству от устья скважины до глубины его закачки $T_{гН_{закч.}} = f(Q_{г1}, H_{закч.})$, получается новое значение глубины закачки горячего ПНГ $H_{закч.н.}$. После проведения процедуры для различных значений расхода закачки горячего ПНГ, выбирается оптимальный вариант, исходя из объема закачиваемого рабочего агента и наименьшего значения глубины его закачки.

После определения оптимальной глубины закачки горячего ПНГ выбираем интервал спуска лифтовых труб и технологической колонны с теплоизоляционным покрытием (полиуретан) ниже глубины закачки ПНГ в скважину на величину не более 30 м.

Следующий этап заключается в определении режима закачки горячего ПНГ в скважину путем прогнозирования скорости образования органических отложений в колонне НКТ по снижению дебита скважины и увеличению толщины отложений с течением времени. Одно из граничных условий заключается в минимальных затратах на нагрев газа, поскольку повышение энергоэффективности является одним из приоритетных направлений компаний нефтегазового комплекса. Второе условие заключается в неполном удалении органических отложений парафина со стенок НКТ при увеличении межочистного периода в условиях постоянного расхода и продолжительности при закачке горячего ПНГ.

После проведения комплекса подготовительных операций составляется система закачки горячего ПНГ в газлифтную скважину. По схеме, приведенной на рисунке 3.11, предлагаемая технология борьбы с образованием асфальтосмолопарафиновых отложений в лифтовых трубах при газлифтной эксплуатации скважин осуществляется следующим образом.

Скважинная продукция газлифтной скважины по трубопроводу 15 поступает в эксплуатационный манифольд 16, далее по трубопроводу 15 направляется в газонефтяной сепаратор 17, после которого нефть 18 поступает в коллектор. Газ

низкого давления, содержащий капельки нефти, по трубопроводу 15 поступает в газовой сепаратор 19 и проходит дополнительную обработку, далее поступает в компрессорную станцию 20. Необходимый объем попутного-нефтяного газа для закачки в газлифтную скважину по трубопроводу 15 поступает на станцию очистки ПНГ от углекислого газа CO_2 и сероводорода H_2S - 21.

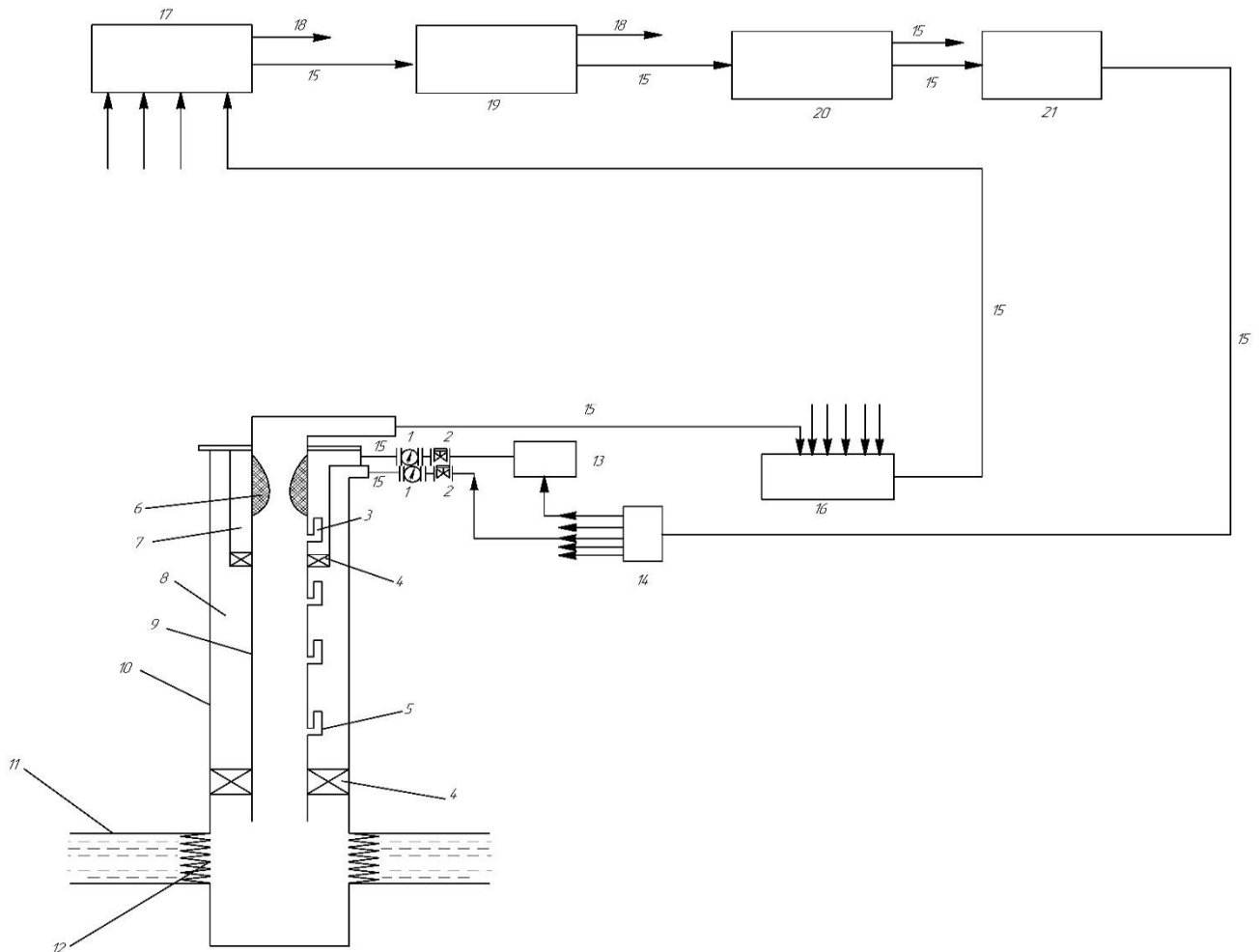


Рисунок 3.10 – Схема реализации предлагаемого способа борьбы с образованием отложения парафина в лифтовых трубах при газлифтной эксплуатации скважин

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 CO_2 и H_2S .

Далее очищенный ПНГ по трубопроводу 15 поступает в газораспределительную батарею 14. Необходимый расход рабочего агента для достижения запланированного дебита по скважинной жидкости через клапан постоянного давления 2 и расходомер 1 по трубопроводу 15 закачивается в затрубное пространство скважины 8 и через рабочие газлифтные клапаны 5 закачивается в колонну НКТ 9. Остальная часть ПНГ направляется в установку для нагрева ПНГ 13 с целью реализации предлагаемого способа борьбы с образованием АСПО во внутрискважинном оборудовании.

По результатам определения оптимальной глубины закачки горячего ПНГ, интервал колонны НКТ 9 и технологическая колонна 7 покрываются теплоизоляционным материалом (полиуретаном) с толщиной δ до глубины установки пакера 4. В колонне НКТ 9 присутствует интервал образования асфальтосмолопарафиновых отложений 6. Необходимый расход горячего ПНГ после нагревания до температуры $105\text{ }^{\circ}\text{C}$ в установке для нагрева газа 13 через клапан постоянного давления 2 и расходомер 1 по трубопроводу 15 закачивается в затрубное пространство скважины между колонной НКТ 9 и технологической колонны 7. Далее через газлифтный клапан для закачки горячего газа нагретый ПНГ 3 поступает в колонну НКТ 9. При закачке горячего ПНГ происходит прогрев колонны НКТ и скважинной продукции в интервале образования отложения парафина.

Закачка горячего ПНГ в газлифтную скважину осуществляется непрерывно до тех пор, пока текущий дебит скважины не восстановится до запланированного значения. Далее клапан постоянного давления 2 закрывается. В зависимости от интенсивности образования органических отложений в скважине определяется оптимальный межочистной период работы скважины.

3.3 Определение межочистного периода

Условие эксплуатации газлифтной скважин (3.74):

$$\Gamma_{\phi}(1-\sigma_{\phi})\left[1-\frac{P_{заб}+P_y}{P_{нас}}\right](1-B)+R\geq\frac{0,388\cdot L_c(\rho_{жс}gL_c-P_{заб}+P_y)}{d^{0,5}(P_{заб}-P_y)\log\frac{P_{заб}}{P_y}}, \quad (3.74)$$

где

G_ϕ – газовый фактор, м³/ м³;

σ_ϕ – коэффициент естественной сепарации свободного газа у башмака подъемника,

д.ед.;

$P_{заб}$ – забойное давление, МПа;

P_y – устьевое давление, МПа;

$P_{нас}$ – давление насыщения, МПа;

B – обводненность продукции, д.ед.;

Q_2 – расход газа, м³/сут;

L_c – глубина скважины, м;

$\rho_{жс}$ – плотность скважиной жидкости, кг/м³;

$\rho_{нд}$ – плотность дегазированной нефти, кг/м³;

d – диаметр НКТ, м.

R – удельный расход газ, м³/ м³, согласно (3.75):

$$R = \frac{Q_2}{Q_n}. \quad (3.75)$$

Знак равенство соответствует минимальному необходимому давлению для условия газлифтной добычи нефти. Левая часть уравнения (3.74) является, эффективно действующим, газовым фактором $G_{эф}$, м³/ м³. Правая часть уравнения (3.74) является оптимальным удельным расходом газа в подъёмнике при газлифтной эксплуатации R_{opt} , м³/ м³.

Коэффициент сепарации σ_ϕ определяется по формуле (3.76):

$$\sigma_\phi = \frac{\sigma_0}{1 + 0,7 \frac{q_{жс}}{v_0 F_k}}, \quad (3.76)$$

где

$q_{жс}$ – объемной расход жидкости у башмака, м³/с;

v_0 – относительная скорость газовой фазы у башмака лифта, м/с;

F_k – площадь поперечного сечения обсадной колонны, м²;

σ_0 – коэффициент естественной сепарации свободного газа на режиме нулевой подачи, согласно (3.77):

$$\sigma_0 = 1 - \left(\frac{d_{нар}}{D_c} \right)^2, \quad (3.77)$$

где

$d_{нар}$ – наружный диаметр НКТ, м;

D_c – внутренний диаметр обсадной колонны, м.

Относительная скорость газовой фазы у башмака НКТ определяется зависимостями (3.78):

$$\left. \begin{array}{l} \text{при } B < 0,4 \quad v_0 = 0,023 \quad \text{м / с,} \\ \text{при } 0,4 < B < 0,5 \quad v_0 = 0,023 + 0,82(B - 0,4), \\ \text{при } B > 0,5 \quad v_0 = 0,105 + 0,23(B - 0,5) \end{array} \right\}, \quad (3.78)$$

Уравнение притока определяется по формуле (3.79):

$$Q_{жс} = K_{прод.} (P_{пл} - P_{заб}), \quad (3.79)$$

где

$Q_{жс}$ – дебит газлифтной скважины по жидкости, м³/сут;

$K_{прод.}$ – коэффициент продуктивности, м³/сут/МПа;

$P_{пл}$ – пластовое давление, МПа.

Подставляя (3.75), (3.79) в (3.74), получается (3.80):

$$G_{\phi} (1 - \sigma_{\phi}) \left[1 - \frac{P_{заб} + P_y}{P_{нас}} \right] (1 - B) + \frac{Q_z}{K_{прод.} (P_{пл} - P_{заб})} = \frac{0,388 \cdot L_c (\rho_{жс} g L_c - P_{заб} + P_y)}{d^{0,5} (P_{заб} - P_y) \log \frac{P_{заб}}{P_y}} \quad (3.80)$$

Решением $P_{заб}$ уравнения (3.80) является точка пересечения линии эффективно действующего газового фактором G_{ϕ} и линии оптимального удельного расхода газа в подъемнике при газлифтной эксплуатации $R_{онт}$ (рисунок 3.11).

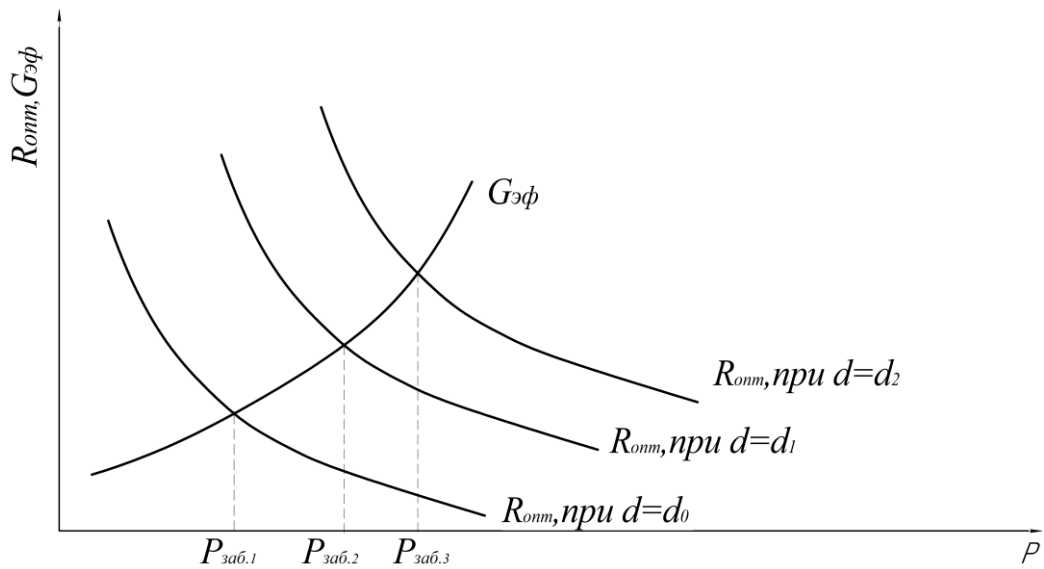


Рисунок 3.11 – Влияние изменения диаметра НКТ на минимальное значение забойного давления

При эксплуатации газлифтной скважины в условиях образования твердых отложений парафина, диаметр НКТ уменьшается. По мере снижения диаметра НКТ, $R_{опт}$ оптимальный удельный расход закачиваемого газа в подъемнике увеличивается, вследствие этого, происходит увеличение забойного давления $P_{заб}$. Исходя из уравнения (3.79), при увеличении забойного давления $P_{заб}$, дебит газлифтной скважины снижается по времени. Межочистной период определяется при падении дебита скважины по жидкости $Q_{жс}$ на 20%. Параметры скважины представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Параметры газлифтной скважины месторождения Дракона

Коэффициент продуктивности, м ³ /сут*атм	$K_{прод}$	1,548
Обводненность, ед.	B	0,05
Газовый фактор, м ³ /м ³	G	139
Давление на устье скважины, МПа	$P_{уст}$	1,0
Давление насыщения нефти газом, МПа	$P_{нас}$	13,7
Пластовое давление, МПа	$P_{пл}$	19,4
Пластовая температура, °С	$T_{пл}$	137

Продолжение таблицы 3.5

Глубина скважины, м	L_c	4033
Внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м	$d_{ЭК}$	0,172
Наружный диаметр НКТ, м	$d_{НКТ}$	0,073
Внутренний диаметр НКТ, м	$d_{внутр}$	0,0573
Плотность пластовой нефти, кг/м ³	$\rho_{пл}$	709
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³	$\rho_{нд}$	843

$$\text{Следовательно, } \sigma_0 = 1 - \left(\frac{d_{нар}}{D_c} \right)^2 = 1 - \left(\frac{0,073}{0,172} \right)^2 = 0,82$$

$$\text{Коэффициент сепарации: } \sigma_\phi = \frac{\sigma_0}{1 + 0,7 \frac{q_{жс}}{v_0 F_k}} = \frac{0,82}{1 + 0,7 \frac{0,1013 \cdot 86400}{0,023 \cdot \pi \frac{0,172^2}{4}}} = 0,666$$

Была определена средняя плотность нефти:

$$\rho_n = (\rho_{нд} + \rho_{пл}) / 2 = (843 + 709) / 2 = 776 \text{ (кг/м}^3\text{)}$$

Подставляя исходные и расчетные значения параметров скважины в уравнение (1), было получено (3.81):

$$\begin{aligned} \Gamma_\phi (1 - \sigma_\phi) \left[1 - \frac{P_{заб} + P_y}{P_{нас}} \right] (1 - B) + \frac{Q_z}{K_{прод.} (P_{пл} - P_{заб})} &= \frac{0,388 \cdot 10^{-5} L_c (\rho_{жс} g L_c - P_{заб} + P_y)}{d^{0,5} (P_{заб} - P_y) \log \frac{P_{заб}}{P_y}} = \\ 139(1 - 0,66) \left[1 - \frac{P_{заб} + 1}{13,7} \right] (1 - 0,05) + \frac{20000}{\frac{1,548}{0,1013} (19,4 - P_{заб})} &= \\ \frac{0,388 \cdot 4033 (776 \cdot 9,81 \cdot 4033 - P_{заб} \cdot 10^6 + 1 \cdot 10^6)}{d^{0,5} (P_{заб} - 1) \cdot 10^6 \log \frac{P_{заб}}{1}} &= \\ \Leftrightarrow 44,897 \left(\frac{12,7 - P_{заб}}{13,7} \right) + \frac{1308,786}{19,4 - P_{заб}} &= \frac{1564,8 \cdot (31,7 - P_{заб}) \cdot 10^6}{d^{0,5} (P_{заб} - 1) \cdot 10^6 \log P_{заб}} \\ \Leftrightarrow 44,897 \left(\frac{12,7 - P_{заб}}{13,7} \right) + \frac{1308,786}{19,4 - P_{заб}} &= \frac{1564,8 \cdot (31,7 - P_{заб})}{d^{0,5} (P_{заб} - 1) \log P_{заб}}, \end{aligned} \quad (3.81)$$

При $t = 0; d = d_0 = 57,3 \text{ мм}$, нет отложений парафина, следовательно:

$$\Leftrightarrow 44,897 \left(\frac{12,7 - P_{заб}}{13,7} \right) + \frac{1308,786}{19,4 - P_{заб}} = \frac{1564,8 \cdot (31,7 - P_{заб})}{57,3^{0,5} (P_{заб} - 1) \log P_{заб}}$$

$$\Leftrightarrow 3,278(12,7 - P_{заб}) + \frac{1308,786}{19,4 - P_{заб}} = \frac{206,72 \cdot (31,7 - P_{заб})}{(P_{заб} - 1) \log P_{заб}}$$

На рисунке 3.12 представлено полученное забойное давления при $d=d_0$, соответствующее значению в точке пересечения.

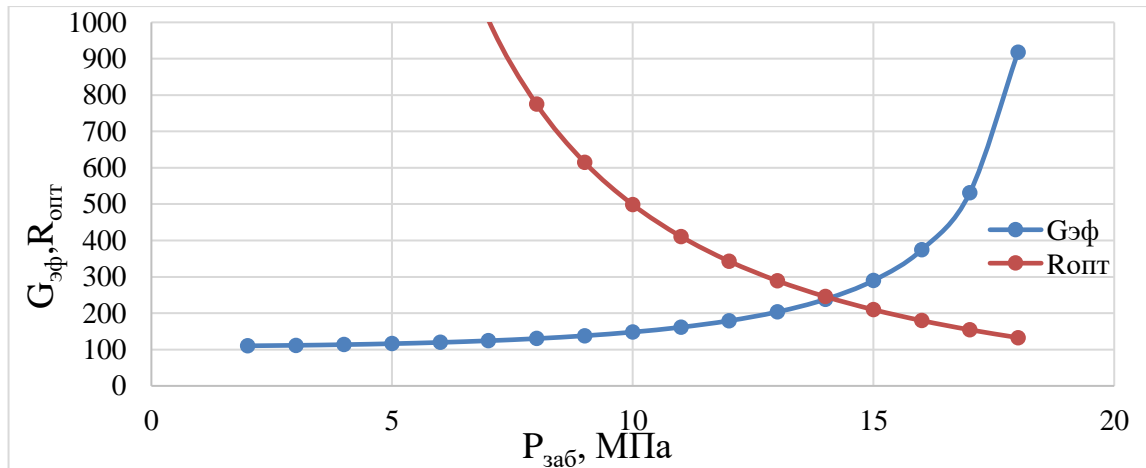


Рисунок 3.12 – Определение значение забойного давления при $d_0 = 57,3 \text{ мм}$ (без парафина)

Межочистной период определяется по изменению значения забойного давления газлифтной скважины, которое зависит от диаметра НКТ, меняющегося при интенсивном образовании отложений парафина.

Определение толщины отложения парафина по теплоотдаче

Изменение толщины отложений парафина во времени определяется по следующей математической модели.

Определение коэффициента теплоотдачи нефти

При определении коэффициента теплоотдачи нефти был использован параметр теплового подобия – критерий Нуссельта (Нуссельт), который определяется по формуле (3.82):

$$Nu = 0,021 \cdot Re_{f,d}^{0,8} \cdot Pr_f^{0,43} \cdot \overline{\varepsilon}_\ell, \quad (3.82)$$

Величина $\overline{\varepsilon}_\ell$ – поправка, учитывающая изменение коэффициента теплоотдачи на начальном участке гидродинамической и тепловой стабилизации:

- при $\ell/d > 50$ $\overline{\varepsilon_\ell} = 1$;
- при $\ell/d < 50$ $\overline{\varepsilon_\ell} \approx 1 + 2d/\ell$.

В данном случае $\overline{\varepsilon_\ell} = 1$.

Коэффициент теплопроводности индивидуальных жидких углеводородов при K рассчитывается по формулам (3.83-3.84):

$$\lambda_n = 0,1717 - 0,385 \cdot 10^{-3} \cdot M_n, \quad (3.83)$$

$$Nu = \frac{\alpha \cdot d}{\lambda_{mp}}, \quad (3.84)$$

где

M – молекулярная масса нефти, г/моль;

α – коэффициент теплоотдачи нефти, Вт / м² · К.

Число Рейнольдса, согласно (3.85):

$$Re = \frac{4Q_{жс} \rho_{жс}}{\pi \mu d_2}, \quad (3.85)$$

где

d_2 – гидравлический диаметр трубы, м;

$\rho_{жс}$ – плотность скважиной жидкости, кг/м³;

$Q_{жс}$ – дебит газлифтной скважины по жидкости м³ / сут.

Критерий Прандтля определяется по формуле: $Pr = \frac{\mu_{жс} \cdot C_p}{\lambda_{жс}}$

где

C_p – теплоёмкость при постоянном давлении, Дж / (кг × °С).

Тогда коэффициент теплоотдачи для турбулентного потока определяется по формуле (3.86):

$$\alpha = 0,021 \cdot Re_{f,d}^{0,8} \cdot Pr_f^{0,43} \cdot \overline{\varepsilon_\ell} \cdot \frac{\lambda_n}{d}, \quad (3.86)$$

А для ламинарного потока (3.87):

$$\alpha = 4 \frac{\lambda_n}{d}, \quad (3.87)$$

Модель теплопередачи

На рисунке 3.13 схематично представлены основные зоны с различными параметрами теплопередачи для принципиальной системы метода холодного стержня «Cold Finger».

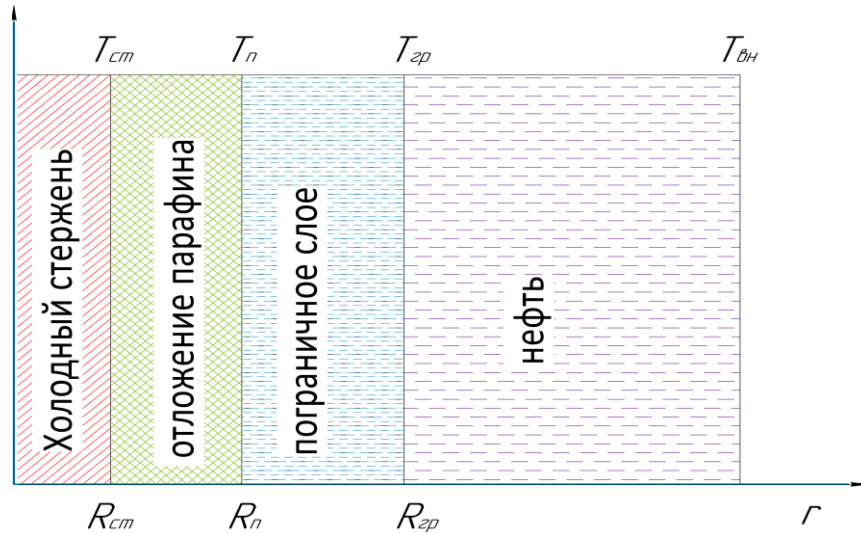


Рисунок 3.13 – Геометрия системы метода холодного стержня «Cold Finger»

При решении задачи, рассматривается процесс теплопередачи по трем зонам (рисунок 3.13), при этом система считается адиабатической на внешней стенке цилиндра:

1. Парафиновый слой – ΔT между $T_{см}$ и T_n ;
2. Пограничный слой – ΔT между T_n и $T_{гр}$;
3. Поток нефти – ΔT между T_n и $T_{вн}$.

Согласно теории молекулярной диффузии, радиальная диффузия частиц происходит только в объеме пограничного слоя, в интервале $[R_n; R_{гр}]$, следовательно при отсутствии слоя уже отложившегося парафина ($R_{см} = R_n$, $t = 0, T_n = T_{см}$) эффект диффузии массы проявляется в наибольшей степени и способствует быстрому отложению парафина. По мере увеличения толщины слоя парафиновых отложений, повышается температура T_n из-за изолирующего эффекта повышается. Следовательно скорость диффузия массы постепенно снижается, и при $T_n = T_n(T_n - \text{температура насыщения нефти парафином})$ эффект диффузия становится незначительным.

С целью прогнозирования отложения парафина на холодном стержне была разработана математическая модель, основанная на механизме молекулярной диффузии, происходящей в пограничном слое (рисунок 3.13). Скорость диффузии определялась путем исследования теплового и массового балансов, с учетом оптимальных конфигураций регулируемых параметров. Расчет производился при следующих условиях и допущениях:

- Все основные переменные зависят только от радиальной координаты r и от времени t . Изменения вдоль оси стержня (z) незначительны.
- Растворимость парафина определяется с использованием эмпирического уравнения [131].
- Гидродинамические расчеты основаны на эмпирических уравнениях, адаптированных к экспериментальным данным при 350 об/мин;
- Коэффициент диффузии парафина является постоянным параметром.
- Пренебрегается скрытой теплотой кристаллизации.
- Плотности нефти и парафина одинаковые – 840 кг/м³.

Массопроводность рассчитывается по закону Фика (3.88):

$$\frac{dm}{dt} = D \left. \frac{\partial C}{\partial r} \right|_{R_n} = D \left. \frac{dC}{dt} \frac{\partial T}{\partial r} \right|_{R_n}, \quad (3.88)$$

где

D – коэффициент диффузии, м²/с;

C – концентрация растворенного парафина в пограничном слое, кг/м³;

r – радиальный координат, м;

R_n – радиус слоя парафиновых отложений, м;

Дифференциальное уравнение теплопроводности для системы холодного стержня имеет следующий вид (3.89):

$$\frac{d^2 T}{dr^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{dT}{dr} = 0, \quad (3.89)$$

Граничные условия (3.90):

$$\begin{cases} r = R_{cm} & t = T_{cm} \\ r = R_n & t = T_n \end{cases}, \quad (3.90)$$

где

T_{cm} – температуры поверхности холодного стержня, $^{\circ}\text{C}$;

T_n – температуры границы раздела отложений и нефти, $^{\circ}\text{C}$;

R_{cm} – радиус холодного стержня м.

Принимая $u = \frac{dT}{dr}$ получается $\frac{d^2T}{dr^2} = \frac{du}{dr}$ и $\frac{1}{r} \cdot \frac{dT}{dr} = \frac{u}{r}$, и при подставлении в

(3.89) получается (3.91):

$$\begin{aligned} \frac{du}{dr} + \frac{u}{r} = 0 &\Leftrightarrow \ln u + \ln r = \ln C_1 \Leftrightarrow ur = C_1 \\ u = \frac{dT}{dr} &\Rightarrow r \frac{dT}{dr} = C_1 \Rightarrow dT = C_1 \frac{dr}{r} \\ &\Rightarrow T = C_1 \ln r + C_2, \end{aligned} \quad (3.91)$$

Применение граничного условия (3.90) к уравнению (3.91) дает (3.92):

$$\begin{cases} r = R_{cm} & t = T_{cm} = C_1 \ln R_{cm} + C_2 \\ r = R_n & t = T_n = C_1 \ln R_n + C_2 \end{cases}, \quad (3.92)$$

Следовательно свободные коэффициенты рассчитываются (3.93-3.94):

$$C_1 = \frac{T_n - T_{cm}}{\ln \frac{R_n}{R_{cm}}}, \quad (3.93)$$

$$C_2 = T_{cm} - \frac{T_n - T_{cm}}{\ln \frac{R_n}{R_{cm}}} \ln R_{cm}, \quad (3.94)$$

При подставлении уравнений (3.93) и (3.94) в (3.91), получается (3.95):

$$\begin{aligned} T &= \frac{T_n - T_{cm}}{\ln \frac{R_n}{R_{cm}}} \ln r + T_{cm} - \frac{T_n - T_{cm}}{\ln \frac{R_n}{R_{cm}}} \ln R_{cm} \\ &\Leftrightarrow T = T_{cm} + \frac{T_n - T_{cm}}{\ln \frac{R_n}{R_{cm}}} (\ln r - \ln R_{cm}) = T_{cm} + \frac{T_n - T_{cm}}{\ln \frac{R_n}{R_{cm}}} \left(\ln \frac{r}{R_{cm}} \right), \end{aligned} \quad (3.95)$$

Исходя из уравнения (3.95), распределение температуры в зоне отложения парафина можно описать как (3.96):

$$T_1(r,t) = T_{cm} + \frac{T_n(t) - T_{cm}}{\ln \frac{R_n}{R_{cm}}} \left(\ln \frac{r}{R_{cm}} \right), \quad (3.96)$$

Аналогично, распределение температуры в зоне пограничного слоя имеет следующий вид (3.97):

$$T_2(r,t) = T_n(t) + \frac{T_{zp}(t) - T_n(t)}{\ln \frac{R_{zp}}{R_n}} \left(\ln \frac{r}{R_n} \right), \quad (3.97)$$

где

$T_{zp}(t)$ – температуры границы раздела пограничный слой- нефтеналивной, °С;

R_{zp} – радиус пограничного слоя, м.

Так же распределение температуры в нефтеналивной зоне определяется (3.98):

$$T_3(r,t) = T_{zp}(t), \quad (3.98)$$

С учетом баланса теплового потока на границе раздела R_n , получается (3.99):

$$-\lambda_n \frac{\partial T_1(r,t)}{\partial r} = -\lambda_n \frac{\partial T_2(r,t)}{\partial r}, \quad (3.99)$$

Принимая $dT = C_1 \frac{dr}{r} \Rightarrow \frac{dT}{dr} = \frac{C_1}{r}$, получается (3.100):

$$\lambda_n \frac{T_n(t) - T_{cm}}{\ln \frac{R_n}{R_{cm}}} \frac{1}{R_n} = \lambda_n \frac{T_{zp}(t) - T_n(t)}{\ln \frac{R_{zp}}{R_n}} \frac{1}{R_n}, \quad (3.100)$$

где

λ_n, λ_n – теплопроводность парафина и нефти, Вт / (м × °С).

При допущении, что тепловой поток на границе R_n пропорционален перепаду температуры в пограничном слое (3.101):

$$\lambda_n \frac{T_n - T_{cm}}{\ln \frac{R_n}{R_{cm}}} \frac{1}{R_n} = \alpha_n (T_{zp} - T_n), \quad (3.101)$$

где

α_n – коэффициент теплоотдачи нефти, Вт/м²·к; рассчитывается по формуле (3.86) и (3.87).

Следовательно, температуры границы раздела отложений и нефти (3.102):

$$T_n = \frac{T_{гп} \varphi + T_{см}}{\varphi + 1}, \quad (3.102)$$

где

$$\varphi(t) = \frac{\alpha_n R_n(t)}{\lambda_n} \ln \frac{R_n(t)}{R_{см}}, \quad (3.103)$$

Граничное условие при $t = 0$, $R_n(t) = R_{см}$, $\varphi(t) = 0$

Принимая $\frac{R_n(t)}{R_{см}} = x \Rightarrow R_n(t) = R_{см} \cdot x$, получается (3.104):

$$\begin{aligned} \frac{R_n(t)}{R_{см}} = x &\Rightarrow R_n(t) = R_{см} \cdot x \\ \varphi(t) &= \frac{\alpha_n R_{см} \cdot x}{\lambda_n} \ln x, \end{aligned} \quad (3.104)$$

Принимая $a = \frac{\alpha_n R_{см}}{\lambda_n} \Rightarrow \varphi(t) = ax \ln x \Rightarrow x \ln x = \frac{\varphi(t)}{a}$

Принимая $\frac{\varphi(t)}{a} = c(t)$, получается (3.105):

$$x \ln x = c(t), \quad (3.105)$$

При решении уравнения (3.105) получается (3.106):

$$\begin{aligned} x \ln x &= c(t) \\ (x \ln x)' &= c'(t) \\ \frac{1}{x} \cdot x \cdot x' + \ln x \cdot x' &= c'(t) \\ x' \cdot (\ln x + 1) &= c'(t), \end{aligned} \quad (3.106)$$

Исходя из (3.105) $\Rightarrow \ln x = \frac{c(t)}{x}$, подставляя в (3.106) получается (3.107):

$$x' \cdot \left(\frac{c(t)}{x} + 1 \right) = c'(t)$$

$$\begin{aligned} \frac{dx}{dt} \cdot \left(\frac{c(t)}{x} + 1 \right) &= c'(t) \\ dx \cdot \left(\frac{c(t)}{x} + 1 \right) &= c'(t) dt \\ \int \left(\frac{c(t)}{x} + 1 \right) \cdot dx &= \int c'(t) dt \\ c(t) \ln x + x &= d(t) + C_1, \end{aligned} \quad (3.107)$$

где $d(t) = \int c'(t) dt$

Подставляя $\ln x = \frac{c(t)}{x}$ в уравнение (3.107), получается:

$$\begin{aligned} c(t) \frac{c(t)}{x} + x &= d(t) + C_1 \Leftrightarrow \frac{c^2(t)}{x} + x = d(t) + C_1 \\ x &= \frac{d(t) + C_1 + \sqrt{(d(t) + C_1)^2 - 4c^2(t)}}{2} \\ \Rightarrow R_n(t) &= R_{cm} \cdot x = R_{cm} \frac{d(t) + C_1 + \sqrt{(d(t) + C_1)^2 - 4c^2(t)}}{2} \end{aligned}$$

Толщина отложения парафина определяется по формуле (3.108):

$$\delta(t) = R_n(t) - R_{cm} = R_{cm} \left(\frac{d(t) + C_1 + \sqrt{(d(t) + C_1)^2 - 4c^2(t)}}{2} - 1 \right), \quad (3.108)$$

Граничное условие при $t = 0$, $\delta(0) = 0$, $c(0) = 0$, $d(0) = 0$, получается (3.109):

$$\begin{aligned} \frac{d(0) + C_1 + \sqrt{(d(0) + C_1)^2 - 4c^2(0)}}{2} - 1 &= 0 \\ \Leftrightarrow C_1 &= 1, \end{aligned} \quad (3.109)$$

Подставляя уравнение (3.109) в (3.108), получается (3.110):

$$\delta(t) = R_{cm} \left(\frac{d(t) + 1 + \sqrt{(d(t) + 1)^2 - 4c^2(t)}}{2} - 1 \right), \quad (3.110)$$

Тепловой баланс при $r = R_{ep}$ имеет следующий вид:

$$m = \rho V \Rightarrow dm = \rho dV = \rho d(\pi r^2) = \rho 2\pi r dr$$

$$\frac{d}{dt} \int_{R_{zp}}^{R_u} \rho_n c_p T_{zp} dr = -\lambda_n \left. \frac{\partial T_2(r,t)}{\partial r} \right|_{R_{zp}}$$

где

R_u – радиус внешнего цилиндра, м;

c_p – теплоемкость нефти при постоянном давлении, Дж / (кг × °С);

ρ_n – плотность нефти, кг/м³.

Предполагая, что изменение толщины парафина и пограничный слой незначительно ($R_{zp} \approx R_n \approx R_{cm}$), получается (3.111):

$$\rho_n c_p T'_{zp} (R_u - R_{zp}) = -\lambda_n \frac{T_{zp}(t) - T_n(t)}{\ln \frac{R_{zp}}{R_n}} \frac{1}{R_n}, \quad (3.111)$$

Исходя из уравнений (3.100), (3.101), (3.102) и (3.111), получается:

$$T'_{zp} = -\frac{\alpha_n}{\rho_n c_p (R_u - R_{cm})} \frac{T_{zp}(t) - T_{cm}}{1 + \varphi}$$

Принимая $b = \frac{\alpha_n}{\rho_n c_p (R_u - R_{cm})}$, получается (3.112):

$$T'_{zp} = -b \frac{T_{zp}(t) - T_{cm}}{1 + \varphi}, \quad (3.112)$$

Принимая $y = T_{zp}(t)$, получается (3.113):

$$\begin{aligned} y' &= -b \frac{y - T_{cm}}{1 + \varphi} \\ y' + y \frac{b}{1 + \varphi(t)} &= \frac{b T_{cm}}{1 + \varphi(t)}, \end{aligned} \quad (3.113)$$

Уравнение $y' + y \frac{b}{1 + \varphi(t)} = 0$ дает $y = C \cdot e^{-b \int \frac{1}{1 + \varphi(t)} dt}$, принимая $C = C(t)$,

получается (3.114):

$$y = C(t) \cdot e^{-b \int \frac{1}{1 + \varphi(t)} dt}$$

$$y' = C'(t) \cdot e^{-b \int \frac{1}{1+\varphi(t)} dt} - C(t) \cdot \frac{b}{1+\varphi(t)} \cdot e^{-b \int \frac{1}{1+\varphi(t)} dt} = C'(t) \cdot e^{-b \int \frac{1}{1+\varphi(t)} dt} - \frac{b}{1+\varphi(t)} \cdot y, \quad (3.114)$$

Подставляя уравнение (3.114) в (3.113), получается:

$$C'(t) \cdot e^{-b \int \frac{1}{1+\varphi(t)} dt} - \frac{b}{1+\varphi(t)} \cdot y + \frac{b}{1+\varphi(t)} \cdot y = \frac{bT_{cm}}{1+\varphi(t)}$$

$$\Leftrightarrow C'(t) \cdot e^{-b \int \frac{1}{1+\varphi(t)} dt} = \frac{bT_{cm}}{1+\varphi(t)} \Rightarrow C(t) = \int \frac{\frac{bT_{cm}}{1+\varphi(t)}}{e^{-b \int \frac{1}{1+\varphi(t)} dt}} \cdot dt$$

Принимая $f(t) = \int \frac{1}{1+\varphi(t)} dt \Rightarrow f'(t) = \frac{1}{1+\varphi(t)}$, получается:

$$C(t) = \int \frac{\frac{bT_{cm}}{1+\varphi(t)}}{e^{-b \int \frac{1}{1+\varphi(t)} dt}} \cdot dt \Rightarrow C(t) = bT_{cm} \int \frac{f'(t)}{e^{-bf(t)}} \cdot dt$$

Принимая $u = e^{-bf(t)} \Rightarrow du = -b \cdot f'(t) \cdot u \cdot dt \Rightarrow f'(t) \cdot dt = \frac{du}{-b \cdot u}$, получается

(3.115):

$$\Rightarrow C(t) = bT_{cm} \int \frac{du}{-b \cdot u^2} = -T_{cm} \int \frac{du}{u^2} = -T_{cm} \left(-\frac{1}{u} + C_3 \right) = \frac{T_{cm}}{e^{-bf(t)}} + C_3$$

$$\Rightarrow y = T_{zp}(t) = \left(\frac{T_{cm}}{e^{-bf(t)}} + C_3 \right) \cdot e^{-b \int \frac{1}{1+\varphi(t)} dt} = T_{cm} + C_3 \cdot e^{-b \int \frac{1}{1+\varphi(t)} dt}, \quad (3.115)$$

Граничное условие (3.116):

$$\text{при } t = 0, \quad T_{zp}(t) = T_{вн}, \varphi(t) = 0, \quad (3.116)$$

где

$T_{вн}$ – внешняя температура цилиндры, °С.

Подставляя условие (3.116) в уравнение (3.115), получается (3.117):

$$T_{вн} = T_{cm} + C_3 \Rightarrow C_3 = T_{вн} - T_{cm}, \quad (3.117)$$

Поставляя условие (44) в уравнение (42), получаем (3.118):

$$T_{zp}(t) = T_{cm} + (T_{вн} - T_{cm}) \cdot e^{-b \int \frac{1}{1+\varphi(t)} dt}, \quad (3.118)$$

Градиент растворимости считается постоянным и определяется эмпирическим соотношением (3.119):

$$\frac{dC}{dT} = \beta = 1,46 \cdot 10^{-4} (T_{cm} + 17,8)^{0,167}, \quad (3.119)$$

Массопроводность определяется по закону Фика:

$$\frac{dm}{dt} = D \left. \frac{\partial C}{\partial r} \right|_{R_n} = D\beta \left. \frac{\partial T}{\partial r} \right|_{R_n}$$

где

D – эффективный коэффициент диффузии в отложении, м²/с.

Эффективный коэффициент диффузии можно описывать как (3.120):

$$D(T, C_n) = \frac{D_0(T)}{1 + \frac{K_\alpha^2 \left(\frac{C_n}{\rho_n} \right)^2}{1 - \frac{C_n}{\rho_n}}}, \quad (3.120)$$

где

K_α – безразмерный параметр, учитывающий форму кристаллов парафина в отложении (характеризующий аспектное отношение);

C_n – концентрация твердого парафина в отложениях, кг / м³; при $T > T_n$, $C_n = 0$.

Сплетённые между собой волокна кристаллов парафина (кристаллические волокна парафина) образуют пористую среду в отложениях. В результате чего, коэффициент диффузии молекул меньше по сравнению с коэффициентом диффузии молекул в нефти без твёрдых частиц парафина из-за того, что диффузия молекул происходит по извилистым траекториям. Коэффициент диффузии растворимого парафина описывается уравнением Гайдука-Минхаса:

$$D_0(T) = 13,3 \cdot 10^{-12} \left(\frac{(T + 273)^{1,47} \mu(T)^{\frac{10,2}{V_A} - 0,791}}{V_A^{0,71}} \right),$$

где

T – температура, °С;

μ – вязкость нефти при отсутствии твердого отложений, мПа · с;

V_A – молярный объем парафина; см³ / моль.

Вязкость нефти при отсутствии твердых отложений, $\mu(T)$ определяется с помощью функции Аррениуса:

$$\mu(T) = 1,6 \cdot 10^{-2} \cdot e^{\left(\frac{1344}{T+273}\right)},$$

Из уравнения (3.101) следует (3.121):

$$\frac{dm}{dt} = D \frac{\partial C}{\partial r} \Big|_{R_n} = \frac{D\beta\alpha_n}{\lambda_n} (T_{zp}(t) - T_n(t)), \quad (3.121)$$

Из уравнения (3.102) $T_n = \frac{T_{zp}\varphi + T_{cm}}{\varphi + 1}$, следует (3.122):

$$\begin{aligned} \frac{dm}{dt} &= \frac{D\beta\alpha_n}{\lambda_n} \left(T_{zp}(t) - \frac{T_{zp}(t)\varphi + T_{cm}}{\varphi + 1} \right) \\ &\Leftrightarrow \frac{dm}{dt} = \frac{D\beta\alpha_n}{\lambda_n} \left(\frac{T_{zp}(t) - T_{cm}}{\varphi + 1} \right), \end{aligned} \quad (3.122)$$

Исходя из уравнения (3.118) $\Rightarrow T_{zp}(t) - T_{cm} = (T_{\text{вн}} - T_{cm}) \cdot e^{-b \int \frac{1}{1+\varphi(t)} dt}$, подставляя в уравнение (3.122), получается (3.123):

$$\frac{dm}{dt} = \frac{D\beta\alpha_n}{\lambda_n} \left(\frac{T_{zp}(t) - T_{cm}}{\varphi(t) + 1} \right) = \frac{D\beta\alpha_n}{\lambda_n} \frac{(T_{\text{вн}} - T_{cm})}{\varphi(t) + 1} \cdot e^{-b \int \frac{1}{1+\varphi(t)} dt}, \quad (3.123)$$

Принимая $\frac{D\beta\alpha_n}{\lambda_n} (T_{\text{вн}} - T_{cm}) = G$ и подставляя в уравнение (3.122), получается (3.124):

$$h(t) = \frac{dm}{dt} = \frac{G}{\varphi(t) + 1} \cdot e^{-b \int \frac{1}{1+\varphi(t)} dt}, \quad (3.124)$$

Таким образом, получается равенство (3.125):

$$\left(e^{-b \int \frac{1}{1+\varphi(t)} dt} \right)' = e^{-b \int \frac{1}{1+\varphi(t)} dt} \cdot \frac{-b}{1 + \varphi(t)}, \quad (3.125)$$

Исходя из уравнений (3.124) и (3.125) получается (3.126):

$$h(t) = \frac{dm}{dt} = \frac{G}{-b} \cdot \left(e^{-b \int \frac{1}{1+\varphi(t)} dt} \right)' \Rightarrow e^{-b \int \frac{1}{1+\varphi(t)} dt} = \frac{-b}{G} \cdot \int h(t) dt$$

$$\Leftrightarrow \int \frac{1}{1+\varphi(t)} dt = -\frac{1}{b} \ln \left(\frac{-b}{G} \cdot \int h(t) dt \right), \quad (3.126)$$

Производные от обеих частей уравнения (3.126) дают (3.127):

$$\frac{1}{1+\varphi(t)} = -\frac{1}{b} \left(\ln \left(\frac{-b}{G} \cdot \int h(t) dt \right) \right)' \Leftrightarrow \frac{1}{1+\varphi(t)} = -\frac{1}{b} \frac{\left(\frac{-b}{G} \cdot \int h(t) dt \right)'}{\left(\frac{-b}{G} \cdot \int h(t) dt \right)}$$

$$\Leftrightarrow \frac{1}{1+\varphi(t)} = -\frac{1}{b} \frac{h(t)}{\int h(t) dt}, \quad (3.127)$$

Подставляя $h(t) = \frac{dm}{dt}$ в (3.127), получается (3.128):

$$\frac{1}{1+\varphi(t)} = -\frac{1}{b} \frac{\frac{dm}{dt}}{\int \frac{dm}{dt} dt} = -\frac{1}{b} \frac{\frac{dm}{dt}}{m + C_4}$$

$$\Rightarrow \varphi(t) = -\frac{b \cdot (m + C_4)}{dm / dt} - 1, \quad (3.128)$$

Подставляя $b = \frac{\alpha_n}{\rho_n c_p (R_u - R_{cm})}$ в уравнение (3.113), получается (3.129):

$$\varphi(t) = -\frac{\alpha_n}{\rho_n c_p (R_u - R_{cm})} \frac{(m + C_4)}{dm / dt} - 1, \quad (3.129)$$

Для определения кинетики парафинообразования, зависимости массы отложений от времени, используется метод холодного стержня.

Метод холодного стержня (Cold Finger test)

При изучении кинетики парафинообразования, масса отложений m рассматривалась как величина, зависящая от времени t . Интенсивность образования парафина исследовалась по методике «Cold finger test». В лабораторный/химический стакан набиралось 250 мл нефти, с содержанием

парафина – 24,04 масс. %. При постоянной температуре ($T = 60\text{ }^{\circ}\text{C}$) и частоте работы мешалки (300 об/мин) производились измерения массы отложений через 3, 5, 10, 15, 20, 25, 30 и 60 минут. Масса определялась путем снятия скребком отложений с поверхности стержня и последующим взвешиванием. Эксперимент проводился два раза. Результаты экспериментальных исследований представлены в таблице 3.6 и рисунке 3.13.

Таблица 3.6 – Исследование интенсивности образования отложений для высокопарафинистых нефтей месторождения по методу «холодного стержня»

Время t , мин	Масса отложений, г	Средние значения масс, г
3	0,813	0,822
	0,830	
5	1,195	1,200
	1,205	
10	1,420	1,497
	1,573	
15	1,612	1,675
	1,738	
20	1,826	1,853
	1,881	
30	1,823	1,868
	1,914	
40	1,876	1,920
	1,964	
50	1,895	1,938
	1,982	
60	1,987	2,038
	2,090	

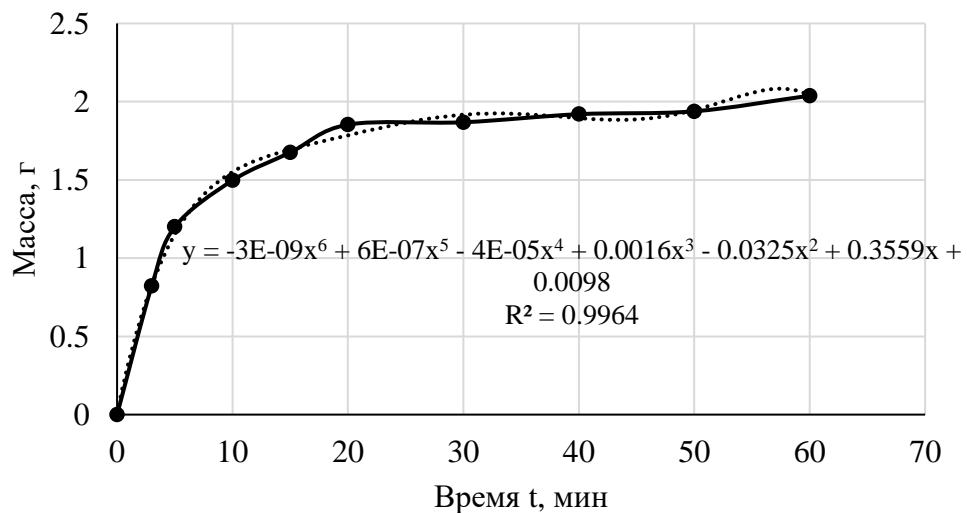


Рисунок 3.13 – Динамика образования отложения во времени

Следовательно, исходя из результатов экспериментальных исследования, зависимость массы от времени можно описывать следующим образом:

$$m(t) = -3 \cdot 10^{-9} \cdot t^6 + 6 \cdot 10^{-7} \cdot t^5 - 4 \cdot 10^{-5} \cdot t^4 + 0,0016 \cdot t^3 - 0,0325 \cdot t^2 + 0,3559 \cdot t + 0,0098$$

$$m'(t) = \frac{dm}{dt} = -1,8 \cdot 10^{-8} \cdot t^5 + 3 \cdot 10^{-6} \cdot t^4 - 1,6 \cdot 10^{-4} \cdot t^3 + 0,0048 \cdot t^2 - 0,065 \cdot t + 0,3559$$

Из уравнения (3.103) получается граничное условие для уравнения (3.129):

При $t = 0$, $R_n(t) = R_{cm}$, $\varphi(0) = 0$ получается (3.130):

$$\varphi(0) = -\frac{\alpha_n}{\rho_n c_p (R_u - R_{cm})} \cdot \frac{C_4}{m'(0)} - 1 \Rightarrow C_4 = -\frac{0,3559 \rho_n c_p (R_u - R_{cm})}{\alpha_n}, \quad (3.130)$$

Поставляя условие (3.130) в уравнение (3.129), получается (3.131):

$$\varphi(t) = -\frac{\alpha_n}{\rho_n c_p (R_u - R_{cm})} \cdot \frac{\left(m - \frac{0,3559 \rho_n c_p (R_u - R_{cm})}{\alpha_n} \right)}{dm/dt} - 1, \quad (3.131)$$

От уравнений (3.110), (3.131), получается (3.132):

$$\left\{ \begin{array}{l} \delta(t) = R_{cm} \left(\frac{d(t) + 1 + \sqrt{(d(t) + 1)^2 - 4c^2(t)}}{2} - 1 \right) \\ \varphi(t) = -\frac{\alpha_n}{\rho_n c_p (R_u - R_{cm})} \cdot \frac{\left(m - \frac{0,3559 \rho_n c_p (R_u - R_{cm})}{\alpha_n} \right)}{dm/dt} - 1 \end{array} \right., \quad (3.132)$$

где $\frac{\varphi(t)}{a} = c(t)$, $a = \frac{\alpha_n R_{cm}}{\lambda_n}$, $d(t) = \int c'(t) dt$

Таблица 3.7 – Исходные параметры, используемые в модельных расчетах

Наименование параметра	Обозначение	Значение
Плотность нефти, кг/м ³	ρ_n	840
Плотность парафина, кг/м ³	ρ_n	840
Температура застывания, °С	$T_{заст}$	32,5
Температура плавления парафина, °С	$T_{пл}$	58,0
Температуры поверхности холодного стержня, °С	T_{cm}	30
Внешняя температура цилиндра, °С	$T_{вн}$	60
Дебит скважины по жидкости при ст. усл., м ³ /сут	$Q_{ж}$	103

Продолжение таблицы 3.7

Теплоёмкость при постоянном давлении, Дж / (кг × °С)	C_p	2300
Радиус холодного стержня, м	R_{cm}	0,006
Внешний радиус цилиндра, м	R_u	0,01
Теплопроводность парафина, Вт / (м × °С)	λ_n	0,25
Теплопроводность нефти, Вт / (м × °С)	λ_n	0,147
Характеризующий параметр аспектного отношения	K_α	10

При добыче высокопарафинистых нефтей, толщина отложений увеличивается (3.133), исходя из уравнения (3.81):

$$44,897 \left(\frac{12,7 - P_{заб}}{13,7} \right) + \frac{1308,786}{19,4 - P_{заб}} = \frac{1564,8 \cdot (31,7 - P_{заб})}{(d_0 - 2\delta(t))^{0,5} (P_{заб} - 1) \cdot \log P_{заб}}, \quad (3.133)$$

На рисунке 3.14 представлен график, отображающий изменение со временем профиля отложений.

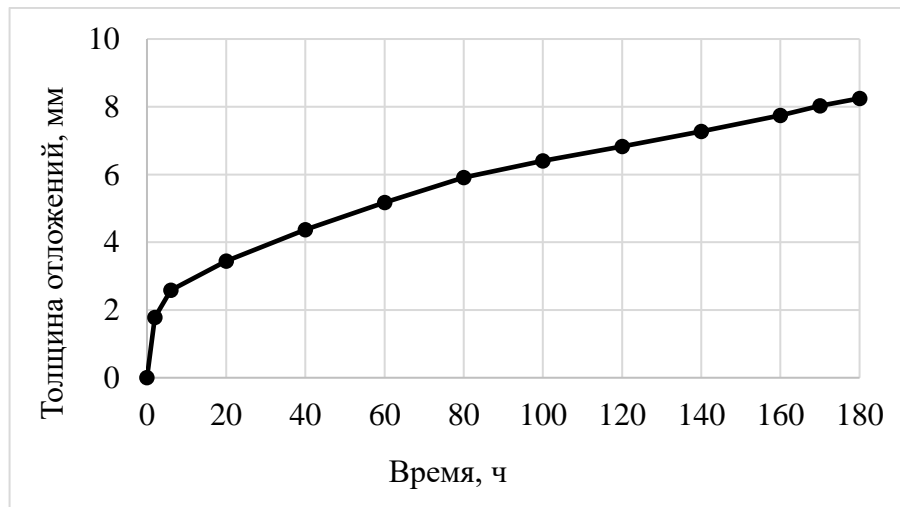


Рисунок 3.14 – Динамика толщины парафиноотложений

Полученная зависимость показывает, что постепенно происходит выполаживание графика кинетики отложений парафина. Это объясняется наличием теплоизолирующего слоя на поверхности холодного стержня, в роли которого выступает уже отложившийся парафин. Аналогичный эффект происходит на поверхности промышленного оборудования, когда образовавшиеся отложения с низкой теплопроводностью способствуют снижению температурного градиента

между поверхностью осадение и потоком нефти, соответственно уменьшая интенсивность отложения.

На рисунке 3.15 представлены результаты расчетов оптимального удельного расхода рабочего агента для различных моментов времени с учетом роста отложений парафина на поверхности оборудования. Параметры скважины представлены в таблице 3.5-3.6.

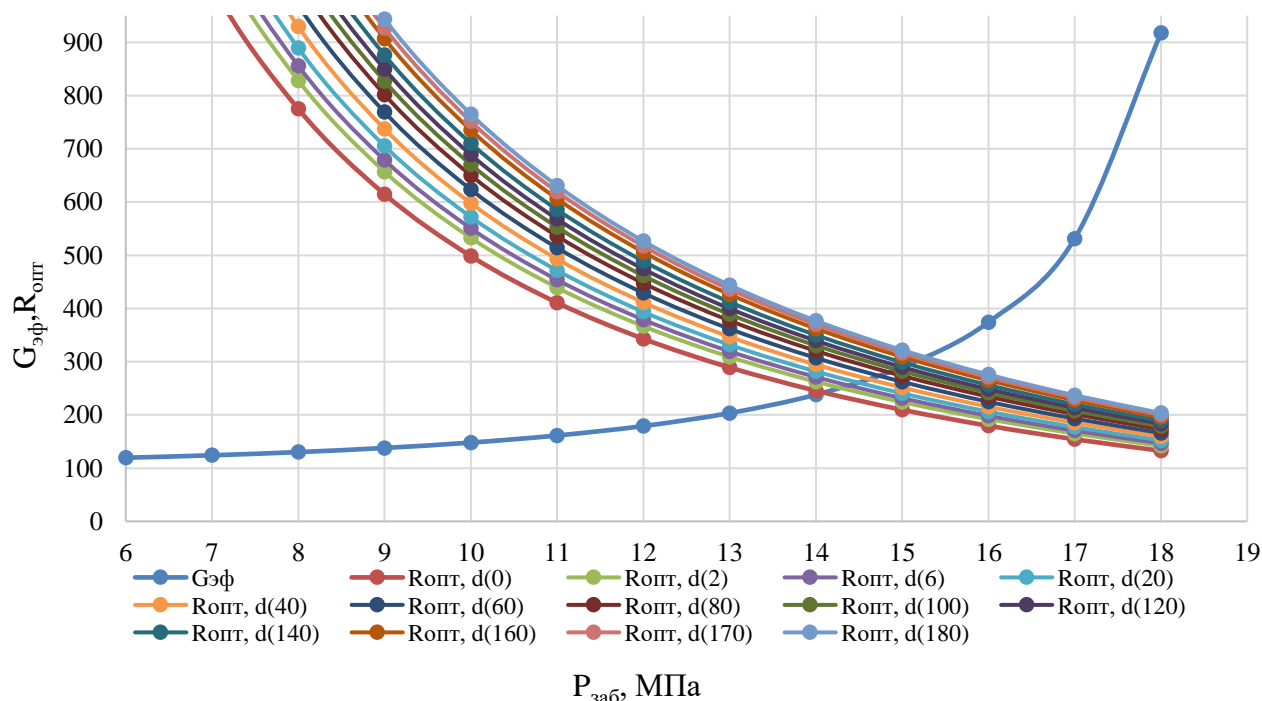


Рисунок 3.15 – Зависимость эффективного газового фактора $G_{эф}$ и оптимального расхода газа $R_{опт}$ от минимального необходимого забойного давления при различных значениях проходного сечения НКТ

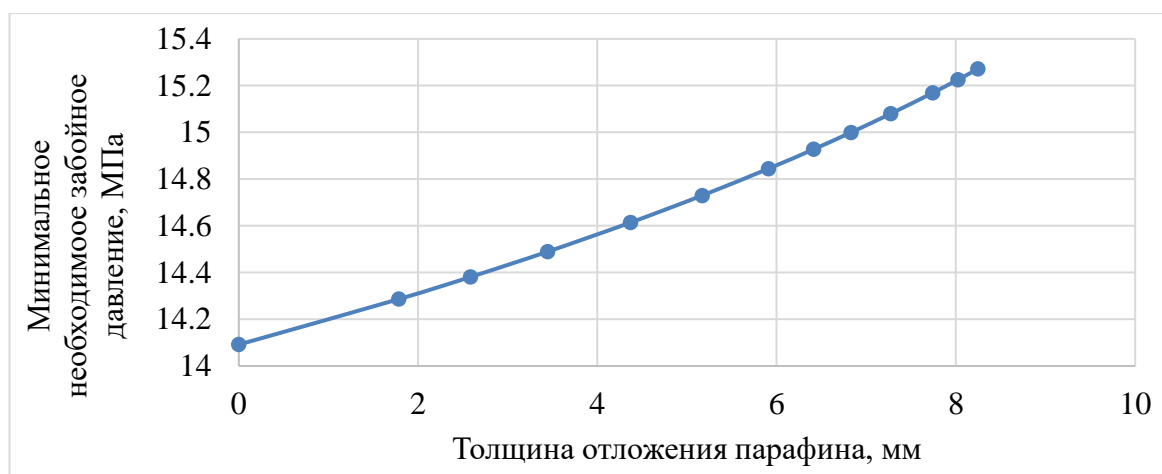


Рисунок 3.16 – Зависимость минимального необходимого забойного давления от толщины отложения

В процессе эксплуатации скважины выпадение отложений парафина приводит к сужению проходного сечения НКТ, изменение которого рассчитывалось как уменьшение живого сечения потока. Дополнительное сопротивление способствует увеличению минимального необходимого забойного давления $P_{заб}$ и, согласно уравнению (3.79), падению дебита скважины Q_n . Данное явление приводит к необходимости увеличения удельного расхода газа при конкретном значении забойного давления, что объясняет смещение линии $R_{онт}$.

В таблице 3.8 представлены результаты решения уравнения (3.133) относительно $P_{заб}$ и соответствующие значения дебита скважины по нефти Q_n для каждого рассматриваемого момента времени.

Таблица 3.8 – Динамика изменения минимального необходимого забойного давления и дебита скважины по жидкости

Время t, час	0	2	6	20	40	60	80
$P_{заб}$, МПа	14.09	14.29	14.38	14.49	14.61	14.73	14.84
$Q_{ж}$, м ³ /сут	81.12	78.15	76.70	75.04	73.14	71.37	69.62
Снижение $Q_{ж}$, %	0	3.67	5.45	7.50	9.84	12.02	14.18
Динамика изменения $P_{заб}$							
Время t, час	100	120	140	160	170	180	-
$P_{заб}$, МПа	14.93	15.00	15.08	15.17	15.23	15.27	-
$Q_{ж}$, м ³ /сут	68.35	67.24	66.02	64.65	63.79	63.09	-
Снижение $Q_{ж}$, %	15.74	17.11	18.62	20.30	21.36	22.22	-

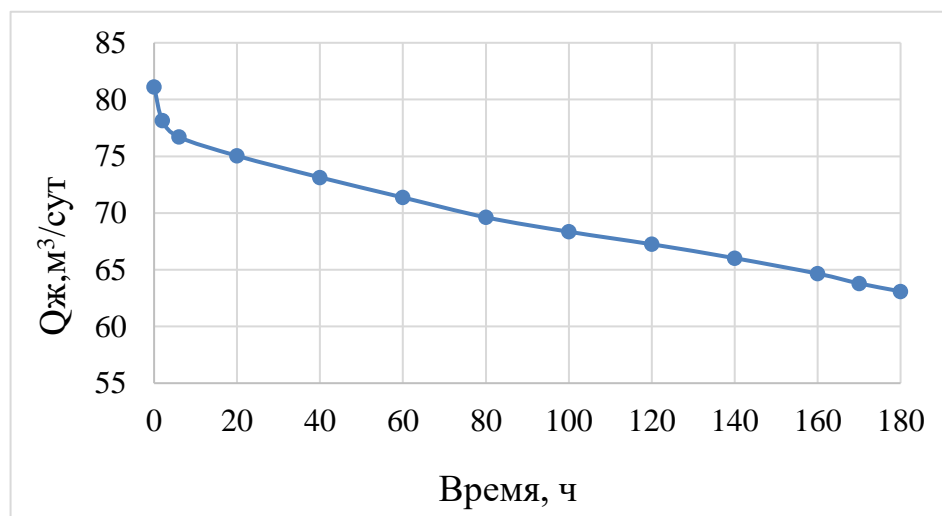


Рисунок 3.17 – Снижение дебита газлифтной скважины по жидкости

Межочистой период предлагается определять по изменению дебита скважины по жидкости $Q_{ж}$, как момент времени падения дебита на 20 % от начального значения.

На рисунке 3.17 изображена зависимость дебита скважины по жидкости $Q_{ж}$ от времени и, согласно полученным результатам межочистой период составляет 160 часов (6,67 дней). Календарный график депарафинизации газлифтных скважин РС представлен в таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Календарный график депарафинизации газлифтных скважин РС на 2020г [49]

СКВ	Дата														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
300А	–	–	–	НКТ	–	–	–	–	–	–	НКТ	–	–	–	–
300А	–	–	–	–	НКТ	–	–	–	–	–	–	НКТ	–	–	–
Депарафинизации газлифтных скважин РС на 2020г															
СКВ	Дата														
	16	17	18	19	20	21	22	23	23	25	26	27	28	29	30
300А	–	–	–	НКТ	–	–	–	–	–	–	–	НКТ	–	–	–
300А	–	–	–	–	НКТ	–	–	–	–	–	–	–	НКТ	–	–

Примечание:

* При увеличении АСПО в НКТ скважин, выкидных(рабочих) линиях, нефтепроводах, манифольде скважин – проводится депарафинизацию вне плана.

*НКТ – это остановка скважины для депарафинизации.

Таким образом, соотношение рассчитанного по разработанной методике межочистного периода и промысловых данных (таблица – 4) подтверждает применимость представленной методики для прогноза динамики отложения.

3.4 Применение предлагаемой комплексной технологии закачки горячего ПНГ для удаление парафиновых отложений при эксплуатации газлифтных скважин

По вышеописанной методике для одной из газлифтных скважин месторождения Дракон (Вьетнам) выполнено численное моделирование разработанной технологии предотвращения образования АСПО в лифтовых трубах путем периодической закачки горячего ПНГ в затрубное пространство.

Скважина эксплуатируется с газовым фактором 135 м³/сут, при глубине образования органических отложений в лифтовых трубах – 340 м. Температура насыщения нефти парафином равна 49,3 °С. Принята начальная глубина закачки горячего ПНГ – 380 м, глубина спуска колонны НКТ и технологической колонны с теплоизоляционным покрытием (полиуретан, толщиной 25 мм) – 410 м.

Исходя из условия:

$$T_{in.H=H_0} = f(T_{гН_{закач.}}, H_0, c_{ж}, q_{ж}, Q_{г1}, \rho_{ж}, T_{жН_{закач.}}, \text{виды потока}) \geq T_{нас} = 49,3^\circ \text{C}$$

температура горячего ПНГ на глубине его ввода в поток должна обеспечивать необходимый нагрев скважинной жидкости и составлять не ниже 70 °С. Рассмотрим варианты распределения температуры горячего ПНГ по кольцевому пространству при различных значениях температуры нагрева ПНГ (рисунки 3.18-3.21). Распределение температуры горячего газа по кольцевому пространству от устья скважины до глубины закачки описывается уравнением (3.73).

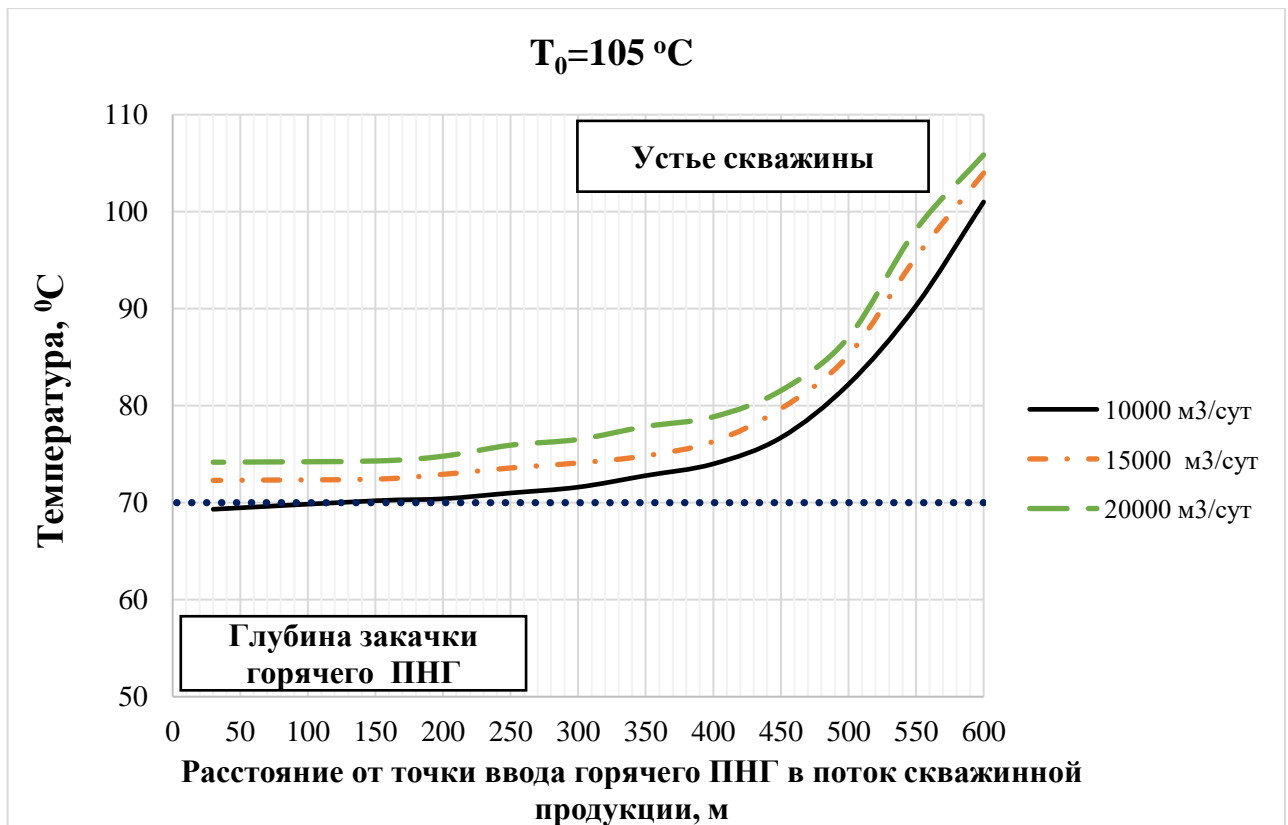


Рисунок 3.18 – Распределение температуры горячего ПНГ в затрубном пространстве при $T_0 = 105^\circ \text{C}$.

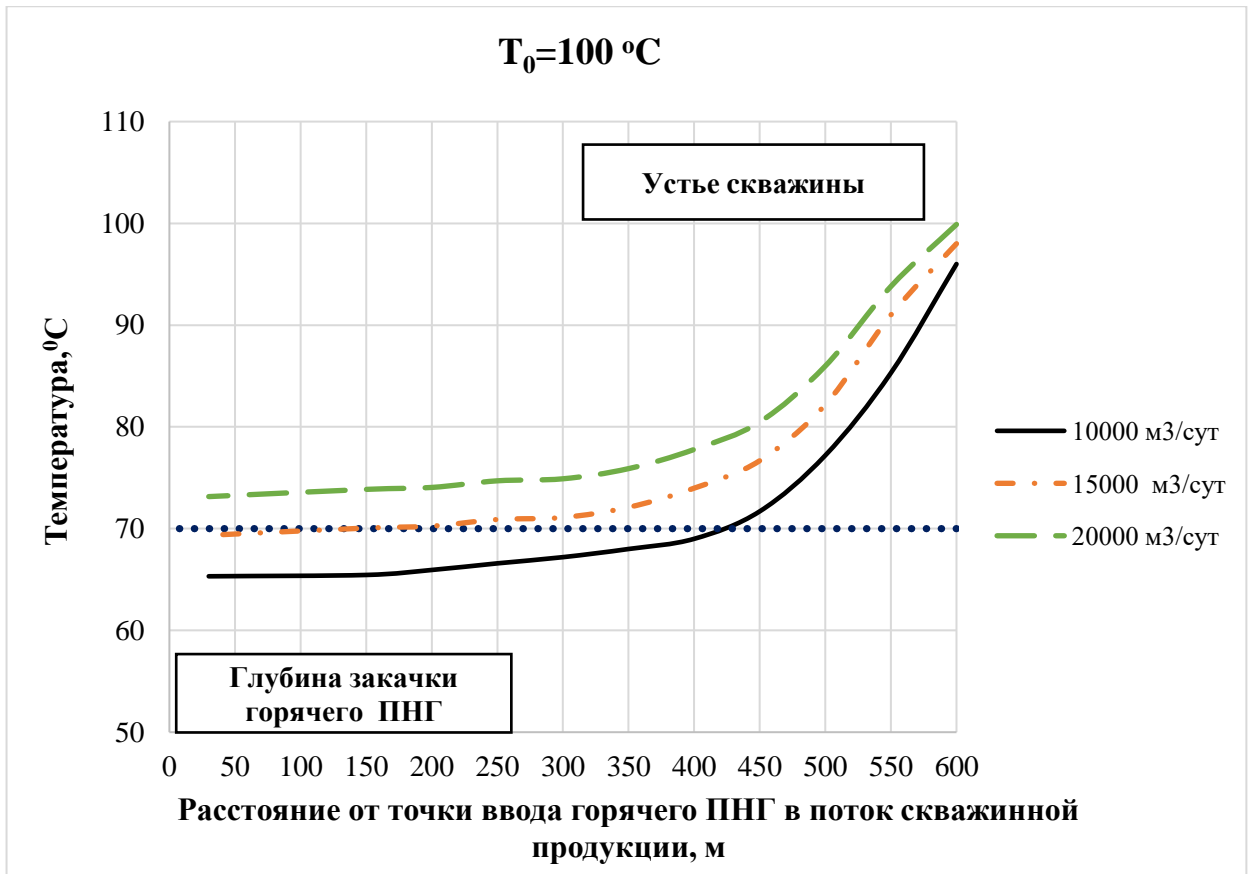


Рисунок 3.19 – Распределение температуры горячего ПНГ в затрубном пространстве при $T_0 = 100 \text{ } ^\circ\text{C}$.

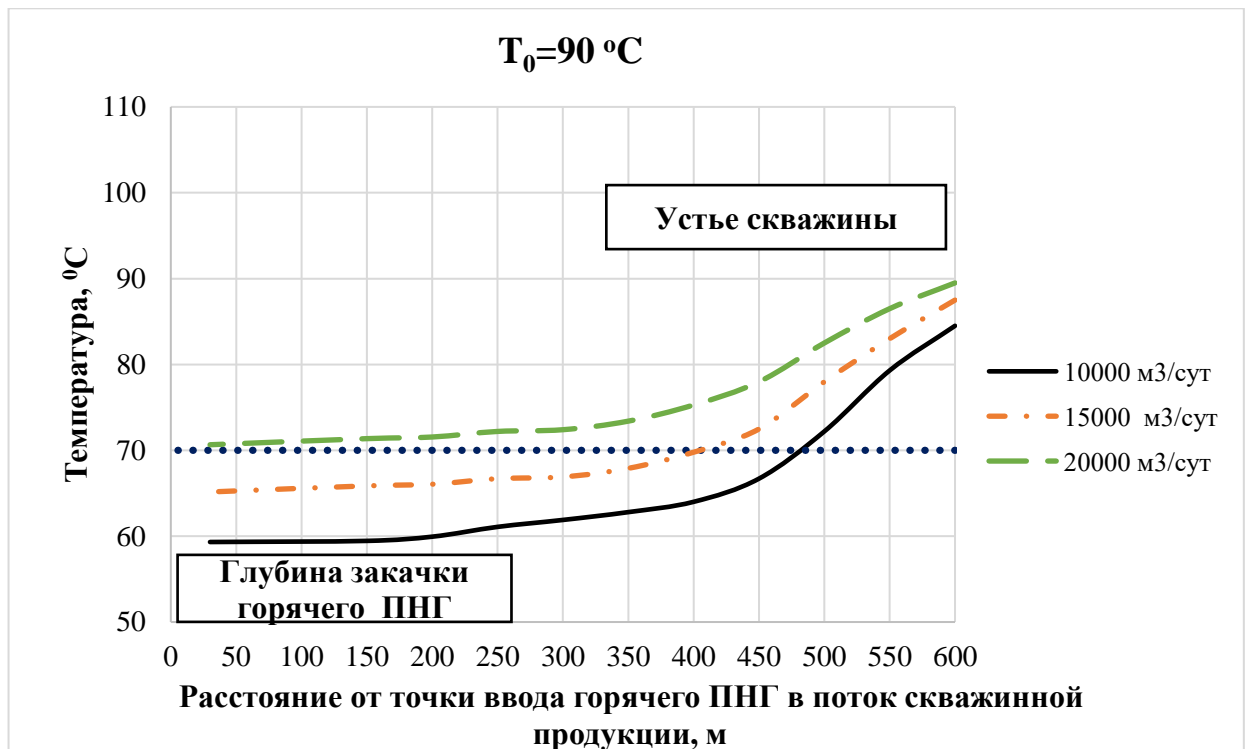


Рисунок 3.20 – Распределение температуры горячего ПНГ в затрубном пространстве при $T_0 = 90 \text{ } ^\circ\text{C}$.

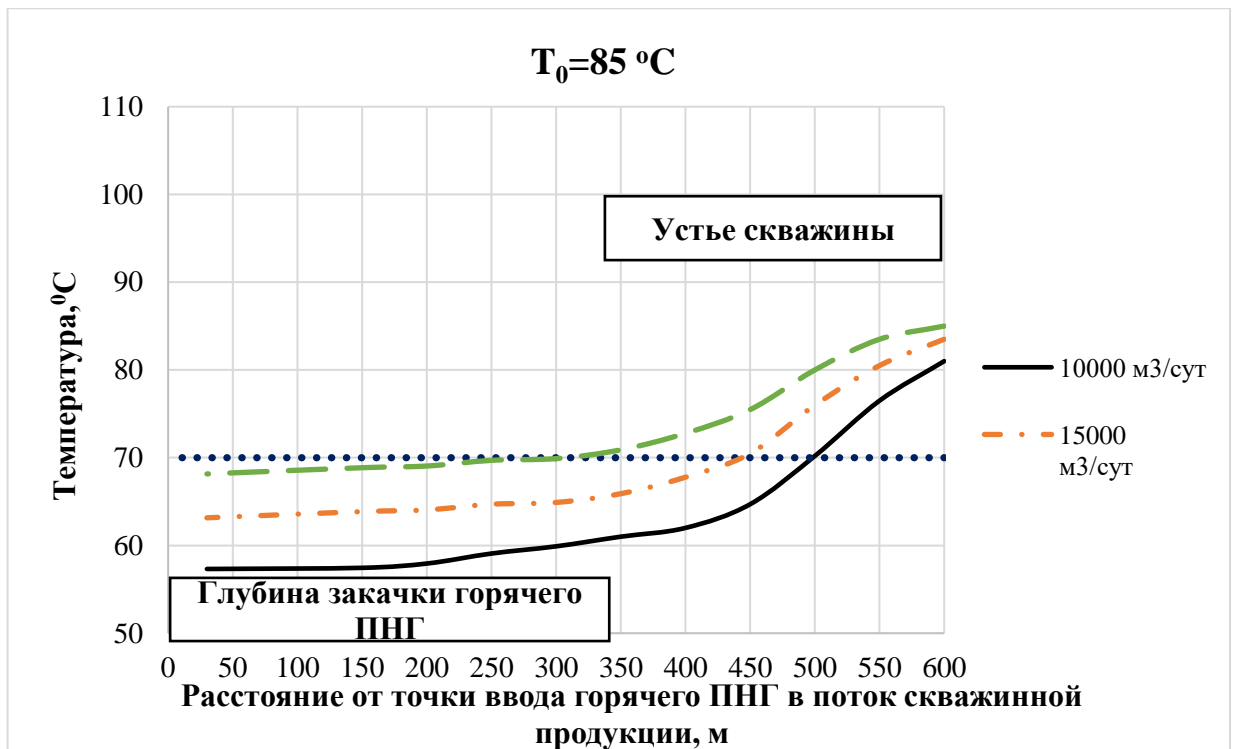


Рисунок 3.21 – Распределение температуры горячего ПНГ в затрубном пространстве при $T_0 = 85 \text{ }^\circ\text{C}$.

Результаты расчета показывают, что при начальной температуре горячего ПНГ, равной $105 \text{ }^\circ\text{C}$, температура газа на глубине его ввода в поток скважинной продукции в исследуемом диапазоне значений расхода закачиваемого горячего ПНГ удовлетворяет вышеприведенному условию (все кривые распределения температуры находятся выше линии, соответствующей температуре $70 \text{ }^\circ\text{C}$). Для случая, когда начальная температура горячего ПНГ равна $85 \text{ }^\circ\text{C}$, температура газа на глубине его ввода в поток скважинной продукции в исследуемом диапазоне значений расхода закачиваемого горячего ПНГ уже не удовлетворяет вышеприведенному условию (все кривые распределения температуры находятся ниже линии, соответствующей температуре $70 \text{ }^\circ\text{C}$). Таким образом, необходимая начальная температура горячего ПНГ при его закачке в кольцевое пространство между колоннами НКТ и технологических труб должна составлять от 90 до $105 \text{ }^\circ\text{C}$.

Таблица 3.10 – Оптимальный состав рабочего агента (ПНГ)

Наименование	Оптимальный состав ПНГ
N_2	0,281

Продолжение таблицы 3.10

CO ₂	0
CH ₄	67,557
C ₂ H ₆	8,223
C ₃ H ₈	5,849
и-C ₄ H ₁₀	1,632
н-C ₄ H ₁₀	1,959
и-C ₅ H ₁₂	3,244
н-C ₅ H ₁₂	2,311
Псевдо C ₆	2,544
Псевдо C ₇	2,451
Псевдо C ₈	1,934
Псевдо C ₉	1,989
Псевдо C ₁₀	0,020
Псевдо C ₁₁	0,007

Расчеты, выполненные по вышеописанной методике, позволили определить оптимальный состав рабочего агента для закачки в затрубное пространство (таблица 3.10) и ряд технико-технологических характеристик разработанной технологии применительно к выбранной газлифтной скважине: оптимальная глубина закачки горячего ПНГ – 400 м; глубина спуска колонны НКТ и технологической колонны с теплоизоляционным покрытием (полиуретан, толщиной 25 мм) – 430 м; начальная температура закачиваемого в скважину горячего ПНГ – 105 °С; оптимальный расход закачиваемого горячего ПНГ – 13000 м³/сут; межочистной период работы скважины – 6,5 суток; время восстановления дебита скважины до запланированного значения – 6 часов.

Эффект от применения предлагаемой технологии доказывает свою эффективность по сравнению с традиционными методами удаления парафиновых отложений. Например, авторы [12, 13, 18, 34] показали, что использование гибких НКТ (coiled tubing intervention) может осуществляться в случае образования крупных парафиновых отложений. В среднем операция с применением гибких НКТ проводится в течение 3 дней (по сравнению с 6 часами при использовании предлагаемого метода) и характеризуется высокой стоимостью. Также распространенным методом удаления парафиновых отложений в газлифтных скважинах является закачка горячей нефти, при этом межочистной период скважины обычно составляет 3-4 дня по сравнению с 6-7 днями для предлагаемого

метода. Недостатком данного теплового метода является состав закачиваемой нефти (наличие кристаллов парафина, асфальтенов и продуктов коррозии), который негативно может сказаться на эффективности способа. Так, например, нагревание нефти не обеспечивает твердых асфальтеновых частиц [106, 128].

Таким образом, предлагаемый способ предотвращения парафинообразования в подъемных трубах газлифтных скважин при добыче нефти с высоким содержанием парафина обеспечивает новый подход к повышению эффективности эксплуатации скважин за счет снижения интенсивности образования отложений, снижая температуру и глубину образования парафиновых отложений.

Настоящее исследование включает в себя моделирование исследуемых процессов и методов. В дальнейшем предстоит реализация разработанных алгоритмов и технологий на реальном нефтяном месторождении во Вьетнаме. Ограничением исследования также является необходимость проведения оценки затрат на реализацию предлагаемого метода. В дальнейшем планируется провести данную оценку и расширить рамки исследования за счет учета дополнительных факторов, влияющих на образование парафина при добыче газлифтных скважин.

3.5 Выводы по 3 главе

1. На основе предыдущей модели, представленной во второй главе, был разработан усовершенствованный алгоритм, обеспечивающий высокоточную математическую модель для определения изменения компонентного состава нефти в газлифтной скважине при закачке попутного нефтяного газа.

2. Результаты моделирования показали, что разработанная и запатентованная технология позволила уменьшить глубину начала образования отложений парафина с 480 м до 340 м и снизить температуру насыщения нефти парафином на 4 °С.

3. На основе термодинамических свойств нефтяных систем был разработан метод расчета распределения температуры газового потока в кольцевом пространстве (между колонами подъемных и технологических труб) во время закачки горячего ПНГ, а также алгоритм определения оптимального расхода горячего агента и глубины его закачки. Был 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, максимальная температура закачиваемого попутного нефтяного газа была определена – 105,0 °С. Также была разработана схема реализации запатентованной технологии (рисунок 3.10) предотвращения образования отложений парафина в газлифтных нефтедобывающих скважинах путем периодической закачки горячего ПНГ в затрубное пространство.

4. Разработан метод определения межочистного периода на основе законов теплопередачи и результатов экспериментов по методу «Холодного Стержня».

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.

По сравнению с традиционным методом предложенная технология доказала свою эффективность в условиях эксплуатации газлифтных скважин, где в колонне НКТ наблюдается интенсивное парафинообразование.

6. В дальнейшем предстоит реализация разработанных алгоритмов и технологий на реальном нефтяном месторождении во Вьетнаме после проведения оценки затрат на реализацию предлагаемого метод, а также расширение исследования за счет учета дополнительных факторов, влияющих на образование парафина при добыче газлифтных скважин. Кроме того, разработанная технология может быть использована в случае закачки горячего углеводородного агента или пара вместо попутного нефтяного газа.

ГЛАВА 4 ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ДОБЫЧИ ВЫСОКОПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ ПРИ ГАЗЛИФТНОМ СПОСОБЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

4.1 Технологии одновременно-раздельной добычи высокопарафинистой нефти при газлифтном способе эксплуатации скважин

На поздней стадии разработки скважин, эксплуатируемых газлифтным способом, возникают парафиновые отложения по стволу скважин, на наземном оборудовании и на манифольде после длительного времени эксплуатации из-за пониженного пластового давления, низкой температуры и плохих свойств флюидов.

Формирование парафиновых отложений остается одной из ключевых проблем нефтедобычи Вьетнама в связи с ростом доли трудноизвлекаемых запасов в общей структуре. Данное осложнение характерно для значительной части месторождений на территории Вьетнама (Белый Тигр, Белый Медведь, Дракон). Образование отложений негативно сказывается на работе отдельных добывающих скважин и разработке месторождения в целом: приводит к снижению продуктивности и необходимости проведения мероприятий по удалению АСПО, тем самым увеличивая период простоя скважины.

Анализ добычи скважин на месторождении Дракон показывает, что существуют многие эксплуатационные объекты, которые обладают низкими запасами углеводородов для рентабельной эксплуатации. Поэтому, необходимо совмещать разработки нескольких эксплуатационных объектов. Однако эти эксплуатационные объекты имеют различные реологические характеристики, в частности такие как, содержание парафинов в нефти и вязкость нефти. С одной стороны, идея одновременно-разделенной добычи (ОРД) является хорошим подходом с экономической точки зрения. С другой стороны, технической точки зрения, ОРД может создать трудности в процессе добыче нефти, при низкой изученности метода.

В предыдущей главе был предложен способ борьбы с отложением парафина путем закачки горячего ПНГ при разработке однопластовой залежи. Метод доказал

свою эффективность исходя из результатов моделирования и может рекомендоваться к применению на практике.

По геологическим данным, нефтяные залежи месторождения Дракон включают в себя нижний миоцен, верхний и нижний олигоцен и фундамент, характеризующиеся различным содержанием парафинов и вязкостей. В настоящее время более 40 скважин оснащены оборудованием для ОРД, и еще десять скважин будут оснащены таким внутрискважинным оборудованием. Следовательно, особо важно разработать технологию борьбы с отложением парафина при одновременно-разделенной добыче месторождения Дракона.

В данной главе, на основе результатов моделирования и экспериментов показана 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. Также предложены технологические схемы проведения способа закачки и подбор реагентов РРД для закачки в скважину с целью предотвращения отложения парафина.

Определение возможности применения технологии одновременно-раздельной добычи высокопарафинистой нефти при газлифтном способе эксплуатации скважин

В этой части диссертации приводится обоснование технологии одновременно-раздельной добычи высокопарафинистой нефти при газлифтном способе эксплуатации скважин.

Предлагаемый способ борьбы с образованием АСПО при добыче высокозастывающей аномальной нефти из многопластовых залежей осуществляется по принципу, показанному на рисунке 4.1.

Для газлифтной скважины-кандидата, входящей в осложненный фонд по причине образования АСПО, определяют физико-химические свойства и компонентный состав исследуемых пластовых нефтей при разработке многопластовой залежи месторождения Дракона.

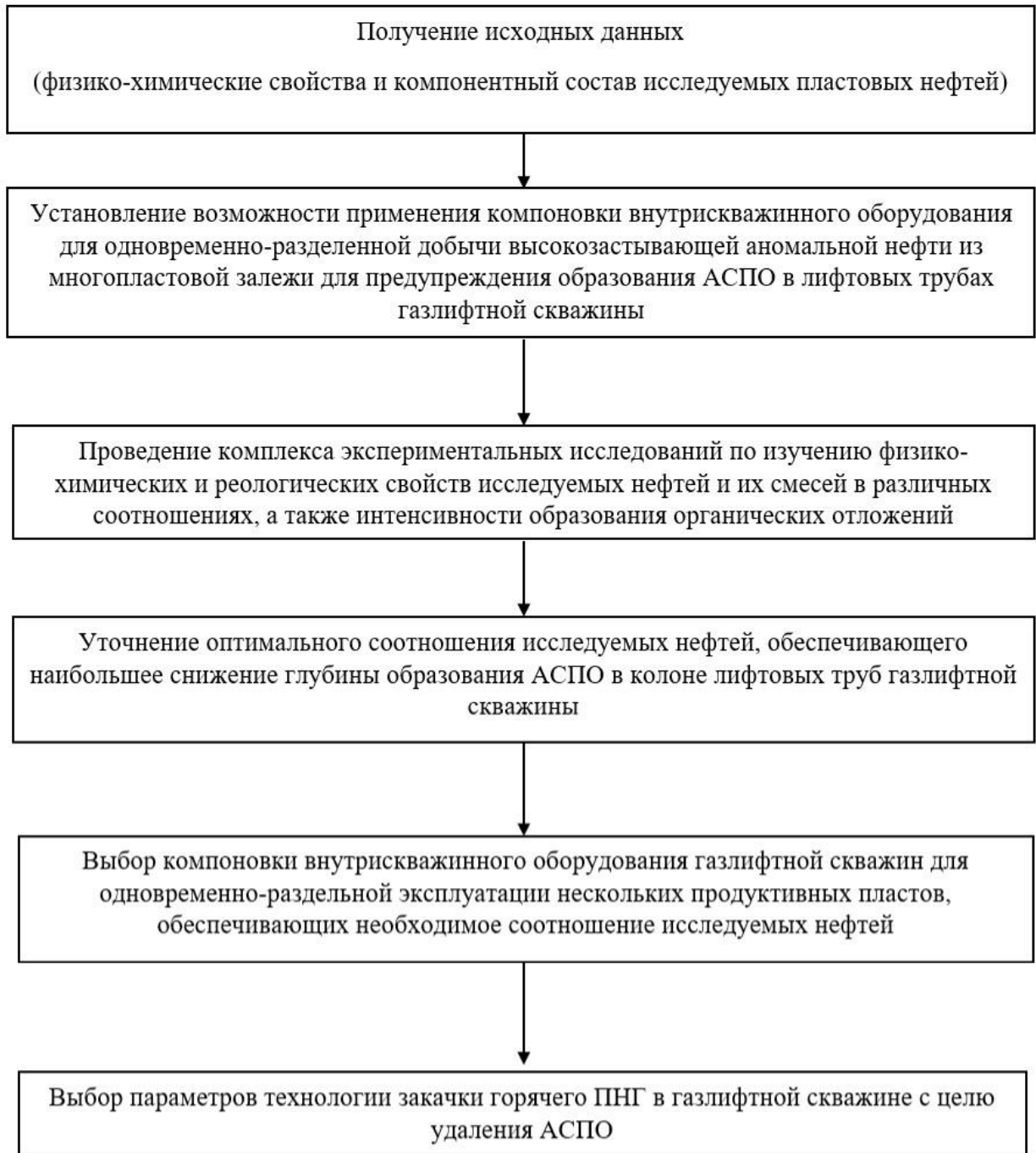


Рисунок 4.1 – Алгоритм предлагаемой технологии

Математическое моделирование

Для математического моделирования применения компоновки для ОРД высокозастывающей аномальной нефти из многопластовой залежи для предупреждения образования АСПО в колонне лифтовых труб предлагается использование модуля Multiflash Wax в программной продукции PIPESIM для построения диаграмм фазового равновесия углеводородной системы для продуктивных пластов фундамента и олигоцена месторождения Дракон. В таблице

таблица 4.1 представлены физико-химические характеристики и компонентный состав пластовых нефтей залежей фундамента и олигоцена. Моделирование включает в себя следующие этапы: определение параметров нефти, получение смеси с разными соотношениями нефтей, построение диаграммы фазового равновесия углеводородной системы. Все этапы представлены на рисунках 4.2-4.4.

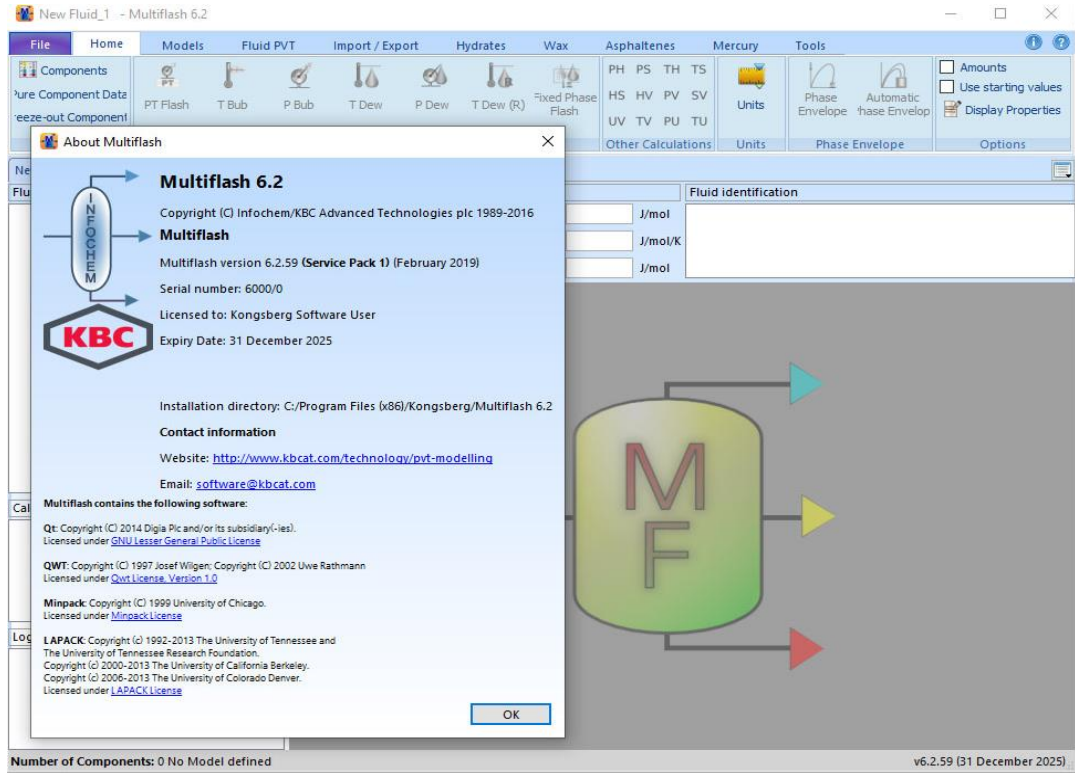


Рисунок 4.2 – Определение параметров нефти

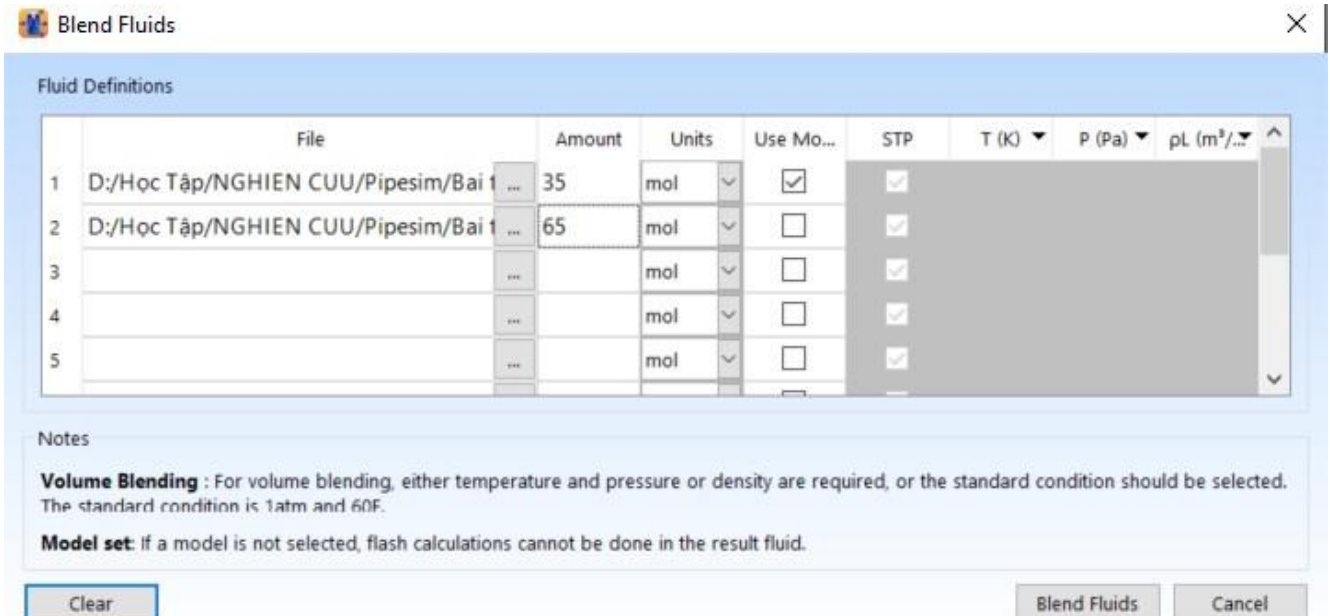


Рисунок 4.3 – Получение смеси с разными соотношениями

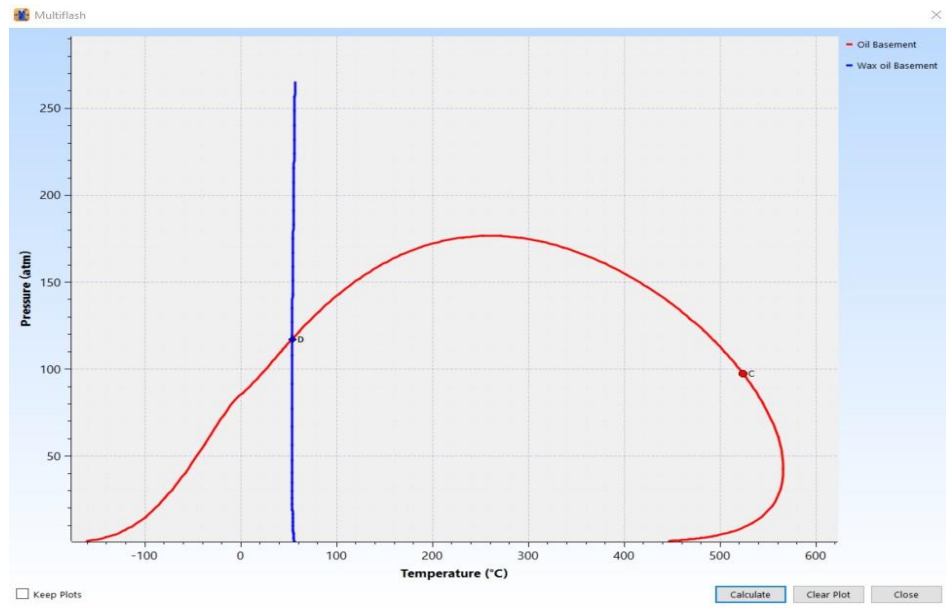


Рисунок 4.4 – Диаграммы фазового равновесия углеводородной системы

Таблица 4.1 – Компонентный состав пластовых нефтей фундамента и олигоцена месторождения Дракон

Показатель	Значение	
	Залежь фундамента	Залежь Олигоцен
Температура насыщения нефти парафином, °С	+54,5	+46,1
Групповой углеводородный состав, % масс.		
Парафины	24,03	14,7
Асфальтены и смолы	3,29	8,35
Компонентный состав пластовой нефти, % мольн.		
СН ₄	30,890	34,533
С ₂ Н ₆	8,661	8,102
С ₃ Н ₈	7,800	7,077
и-С ₄ Н ₁₀	1,649	1,350
н-С ₄ Н ₁₀	3,455	2,746
и-С ₅ Н ₁₂	1,279	0,863
н-С ₅ Н ₁₂	1,646	0,974
Псевдо С ₆	3,008	1,243
Псевдо С ₇₊	41,471	42,756
Углекислый газ	0,000	0,148
Азот	0,142	0,208

Диаграммы фазового равновесия углеводородных систем для залежей фундамента и олигоцена месторождения Дракон, а также полученные значения температуры насыщения их парафином представлены на рисунка 4.5-4.6.

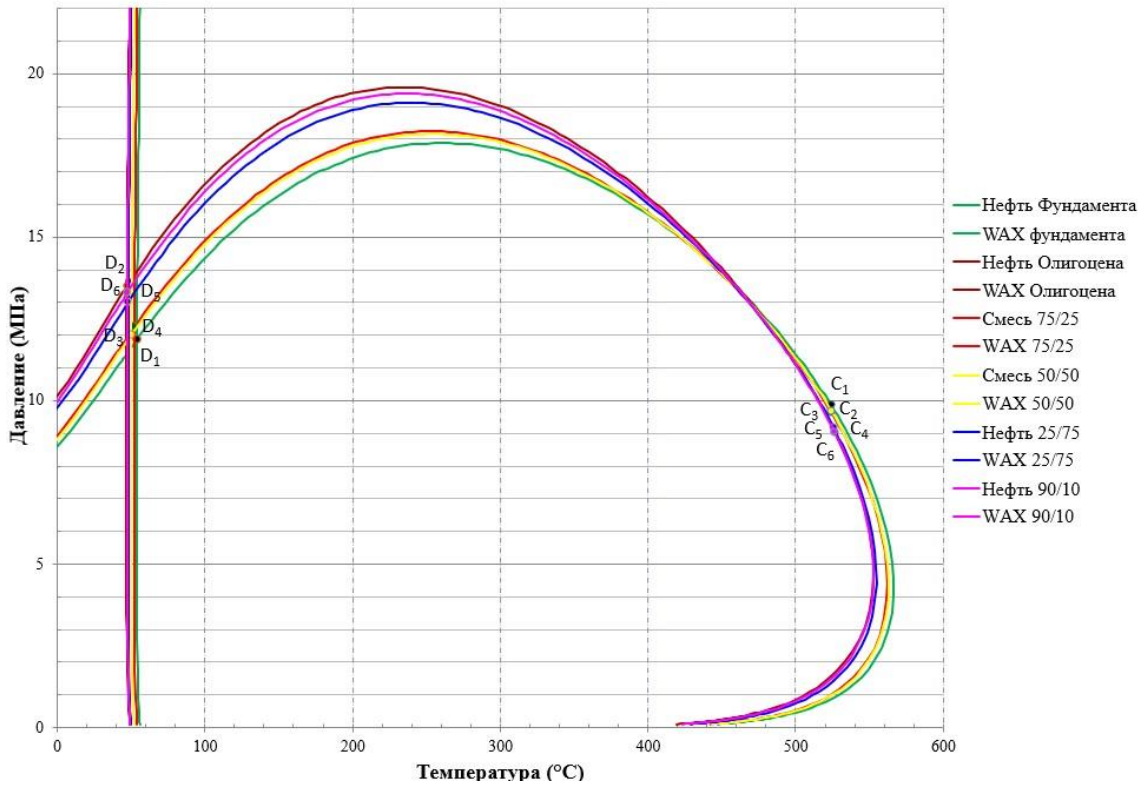


Рисунок 4.5 – Диаграммы фазового равновесия углеводородных систем для залежей фундамента и олигоцена, и их смесей

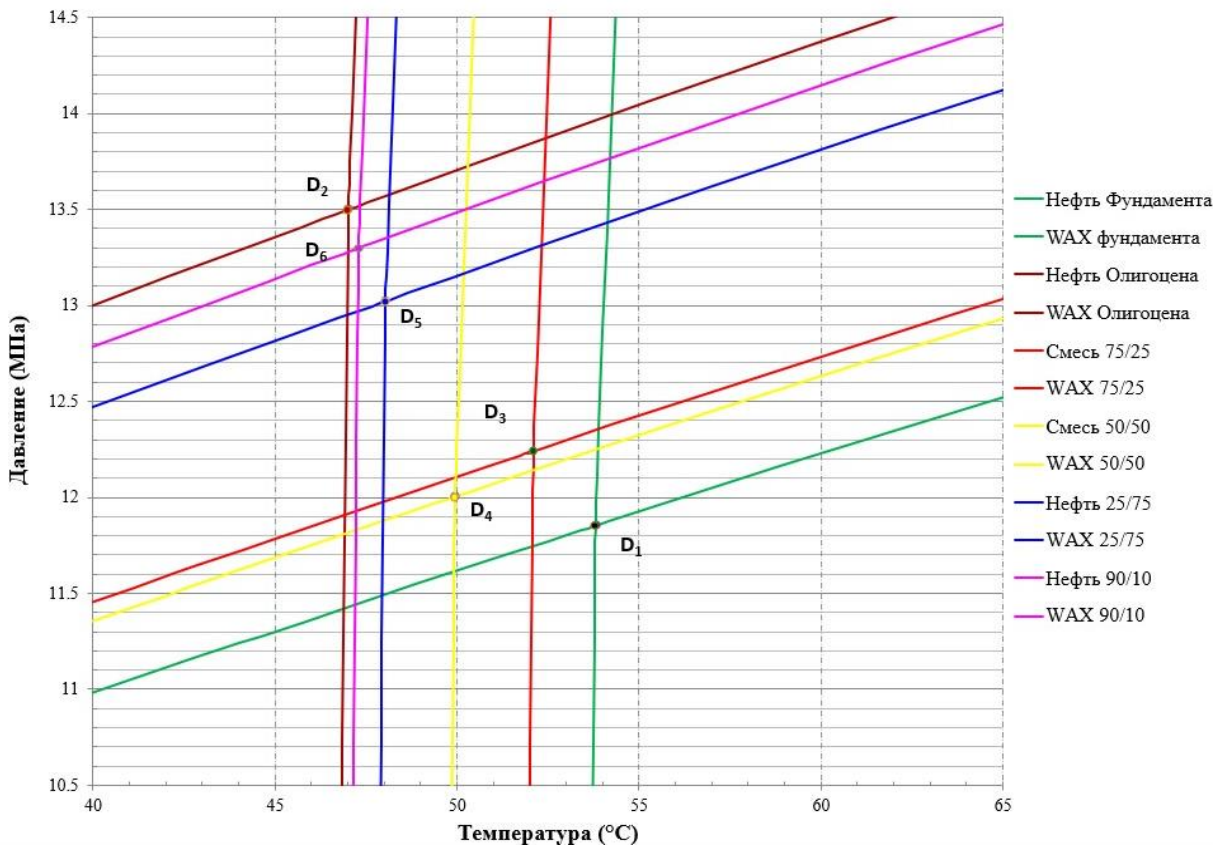


Рисунок 4.6 – Изменения температуры насыщения нефти парафином

Результаты показывают, что при смешении нефти залежи фундамента с нефтью олигоцена наблюдается существенное снижение температуры насыщения нефти парафином, что, в свою очередь, будет способствовать снижению глубины и интенсивности образования органических отложений во внутрискважинном оборудовании.

На рисунке 4.6 показана температура насыщения исследуемых нефтей парафином для залежей фундамента и олигоцена при атмосферном давлении. Она составляет 54,23 и 46,54 °С, а доля выделившегося парафина в нефти при атмосферном давлении монотонно увеличивается и при температуре 0 °С составляет 23,72 и 14,15 % масс. соответственно (таблица 4.2).

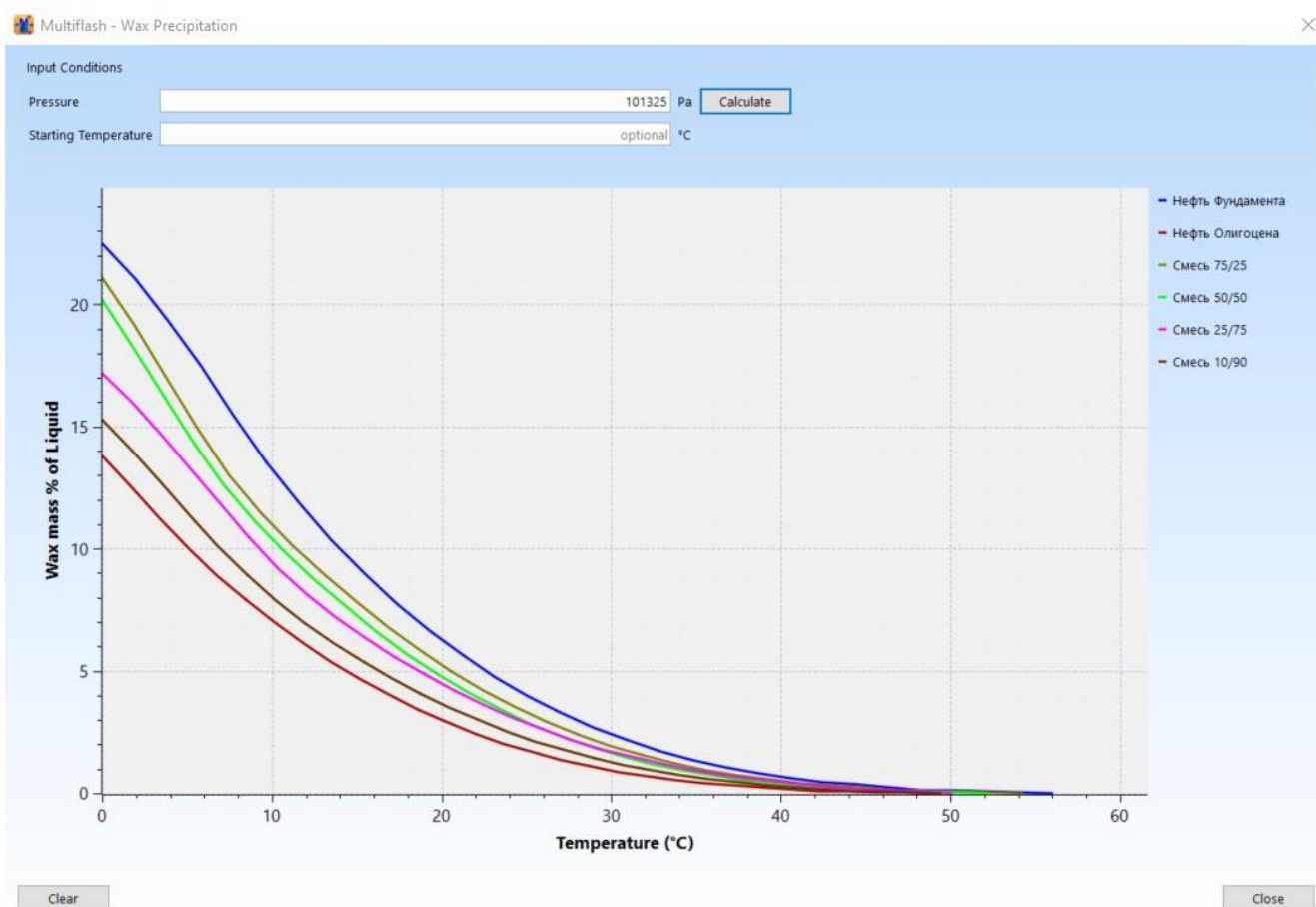


Рисунок 4.7 – Изменение доли выделившегося парафина в исследуемых нефтях

На рисунке 4.7 показывает, что с уменьшением доли 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.

Таблица 4.2 – Изменение массового содержания парафина в исследуемых нефтях и температуры насыщения их парафином

Нефтяная дисперсная система	Температура насыщения нефти парафином при атмосферном давлении, °С	Массовое содержание парафина, % масс.
Нефть фундамента	54,23	23,72
Смесь 75/25	52,31	21,08
Смесь 50/50	50,21	20,16
Смесь 25/75	48,92	17,18
Смесь 10/90	47,53	15,29
Нефть олигоцена	46,54	14,15

Обоснование технологии одновременно-раздельной добычи высокопарафинистой нефти при газлифтном способе эксплуатации скважин (физическое моделирование)

Результаты экспериментальных исследований физико-химических свойств устьевых безводных проб нефтей, отобранных с ряда скважин, вскрывших отложения фундамента и олигоцена на месторождении, Дракон представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Физико-химическая характеристика дегазированной нефти залежей фундамента и олигоцена месторождения Дракон

Показатель	НД на МВИ	Значение	
		Залежь фундамента	Залежь олигоцена
Плотность при 20 °С, кг/м ³	ГОСТ Р 51069-97	840,0	855,6
Температура застывания, °С	ГОСТ 20287-91	+32,5	+26,1
Групповой углеводородный состав, % масс.			
Парафины	ГОСТ 11851-85	24,03	14,7
Асфальтены и смолы		3,29	8,35
Температура плавления парафина, °С	ГОСТ 23683-89	+58,0	+54,0

По физико-химическим свойствам нефть месторождения Дракон относится к особо легким, высокозастывающим, высокопарафинистым и смолистым. Содержание данных компонентов в нефти залежей фундамента и олигоцена составляет 23,03 и 14,7 % масс. соответственно. Результаты определения

группового углеводородного состава исследуемых высокопарафинистых нефтей и их смесей представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Групповой углеводородный состав исследуемых нефтей месторождения Дракон и их смесей

Нефтяная дисперсная система	Содержание, % масс.	
	Асфальтены и смолы	Парафины
Нефть фундамента	3,29	24,03
Смесь 75 на 25	4,86	21,83
Смесь 50 на 50	5,72	19,79
Смесь 25 на 75	6,41	17,72
Смесь 10 на 90	7,26	15,81
Нефть олигоцена	8,35	14,7

Установлено, что с увеличением в смеси доли нефти олигоцена наблюдается существенное снижение содержания парафиновых углеводородов по сравнению с исходной нефтью фундамента.

На рисунке 4.8 показаны результаты исследований, описывающие изменение температуры застывания высокозастывающей аномальной нефти залежи фундамента при её смешении с нефтью олигоцена в следующих соотношениях 75/25, 50/50, 25/75 и 10/90, соответственно. С увеличением содержания нефти олигоцена в смеси от 25 до 90 % масс. наблюдается снижение температуры застывания исследуемых нефтей. Так, при содержании в смеси нефти олигоцена в количестве 50 и 75 % масс. температура застывания снижается на 2,1 и 3,9 °C соответственно.

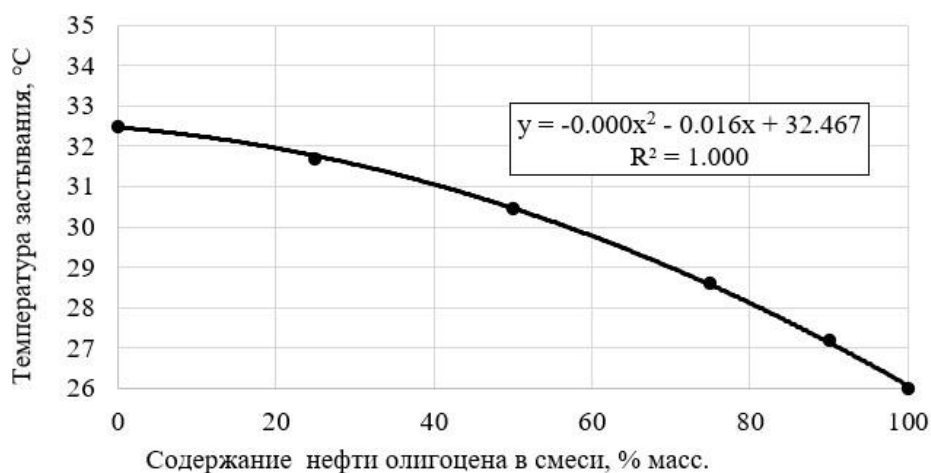


Рисунок 4.8 – Изменение температуры застывания нефтей

Реологические характеристики нефтей месторождения Дракон исследовались на ротационном вискозиметре VISCOMETER 550 производства фирмы HAAKE, Германия, согласно стандарту VSP-000-KTSX-626 и инструкции.

Использование цилиндрической измерительной системы MV DIN позволяет проводить измерения вязкости жидкости в рекомендуемом интервале $20 \dots 10^5$ мПа·с при регулируемом напряжении и скорости сдвига в диапазоне 0,65-1032 с⁻¹. Объем пробы для испытания составляет 46 мл [49].

Величина предельного (статического) напряжения сдвига исследуемых высокопарафинистых нефтей месторождения Дракон и их смесей при заданной температуре определялась в режиме Controlled Stress при регулируемом увеличении напряжения сдвига от 0 до 10, 50, 100 и 150 Па в течение 100, 200 и 400 секунд, соответственно, в зависимости от температуры и равна такому значению напряжения сдвига, при котором скорость сдвига становится отличной от нуля.

Кривые зависимости динамической вязкости от температуры были построены для моделирования ряда условий стационарного потока во время нормальной добычи.

По существу, каждая кривая строится при единственной постоянной скорости сдвига, в то время как испытательная жидкость охлаждается от температуры, которая выше температуры насыщения нефти парафином, до минимальной температуры окружающей среды в полевых условиях.

На рисунке 4.9 показаны зависимости предельного напряжения сдвига для разных смесей. Многократное увеличение предельного (статического) напряжения сдвига нефтей залежей месторождения Дракон наблюдается при температурах 32,5 и 27,5 °С соответственно, что косвенно свидетельствует о начале образования прочной пространственной структуры в исследуемых нефтях.

При увеличении содержания в смеси доли нефти олигоцена от 50 до 75 % масс. температура, соответствующая началу образования прочной пространственной структуры, снижается на величину до 2,0 °С, а величина предельного напряжения сдвига смеси уменьшается в 13 раз по сравнению с нефтью фундамента.

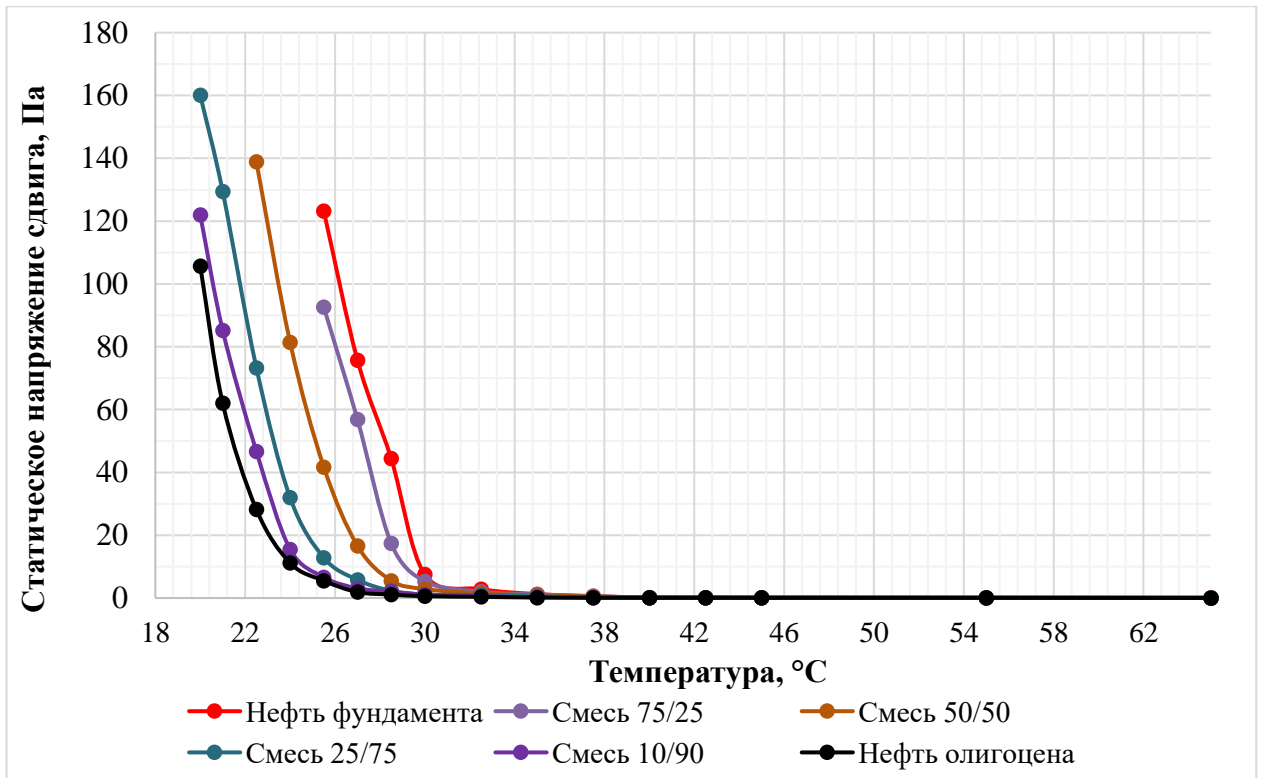


Рисунок 4.9 – Зависимости предельного напряжения сдвига от температуры для разных смесей

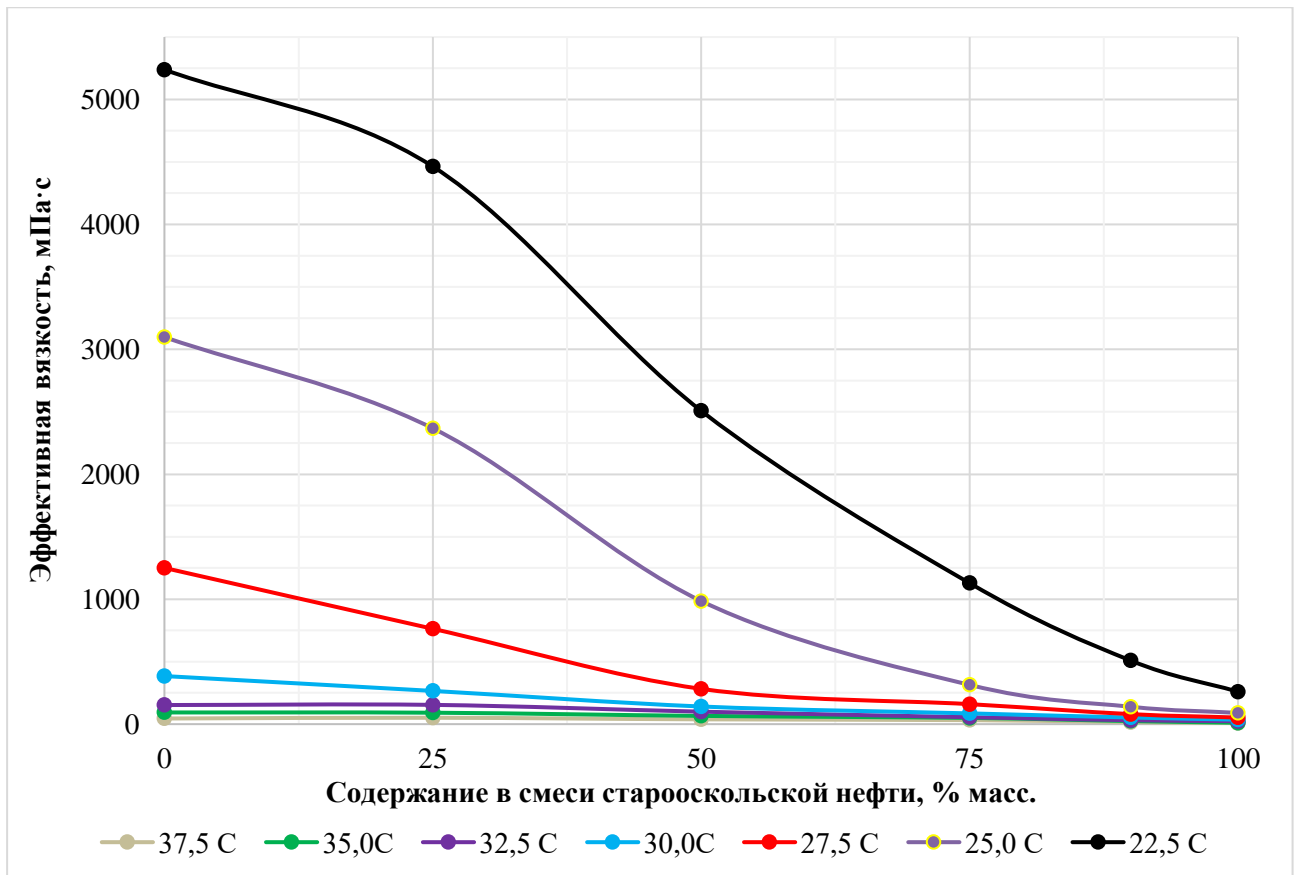


Рисунок 4.10 – Изменение эффективной вязкости исследуемых нефтей месторождения Дракон

Результаты исследования изменения эффективной вязкости исследуемых нефтей месторождения Дракон (рисунок 4.10) показывают, что при увеличении содержания в смеси нефти олигоцена от 25 до 90 % масс. наблюдается многократное снижение значений эффективной вязкости исследуемых нефтяных дисперсных систем в диапазоне температур ниже +32,5 °С.

Интенсивность образования парафина исследовалась по методике «холодный стержень», производителем которой является F5 Technologie.

Методика проведения эксперимента заключалась в предварительном получении безводной нефти залежей фундамента и олигоцена месторождения Дракон. Далее, исследуемые пробы, в необходимом количестве, заливались в герметичные ячейки шестиместной установки и выдерживались в течение 30 мин в установленном на магнитной мешалке термостате (водяной бане) при температуре 60 °С. Постоянное перемешивание проб нефтей и их смесей в герметичных ячейках обеспечивалось путем вращения якоря магнитной мешалки со скоростью 300 об/мин. Продолжительность эксперимента после установления необходимого температурного градиента между поверхностью стержня и объемом нефти составляла 60 мин. Температуры нефти и «холодного стержня» составляют 60 °С и 30 °С, соответственно. Масса парафиновых отложений на каждом стержне определяется по разнице масс стеклянных стаканов с отложениями и масс пустых стаканов.

Эффективность смешения (\mathcal{E} , %) оценивается по следующей формуле (4.1):

$$n = \frac{A_1 - A_2}{A_1} \cdot 100 \quad (4.1)$$

где

A_1 – масса образовавшихся на стержне органических отложений для исходной пробы, г;

A_2 – масса образовавшихся на стержне органических отложений для смесей исследуемых нефтей в различных соотношениях, г.

Результаты экспериментальных исследований по оценке интенсивности образования парафиновых отложений при совместной добыче нефти залежи

фундамента с нефтью олигоцена в соотношениях 75/25, 50/50, 25/75 и 10/90 соответственно представлены в таблице 4.4

Таблица 4.4 – Результаты определения интенсивности образования парафиновых отложений нефтей месторождения Дракон по методу «холодного стержня»

Нефтяная дисперсная система	Масса отложений на стержне, г	Эффективность, %	Средняя эффективность, %
Нефть фундамента	2,038	-	Холостая
Нефть олигоцена	0,223	-	-
Смесь 75/25	1,428	29,92	30,32
	1,412	30,71	
Смесь 50/50	1,214	40,43	40,84
	1,197	41,26	
Смесь 25/75	0.752	63,10	63,24
	0.746	63,39	
Смесь 10/90	0.321	84,24	84,32
	0.318	84,39	

Выявлено, что с увеличением содержания нефти олигоцена в смеси от 25 до 90 % масс. средняя эффективность смешения исследуемых высокопарафинистых нефтей месторождения Дракон по методу «холодного стержня» составляет от 30,32 до 84,32 % соответственно.

Полученные результаты математического моделирования и физического моделирования позволяют сделать вывод о том, что применение технологии ОРД высокозастывающей нефти залежи фундамента и нефти олигоцена на месторождении Дракон обеспечивает снижение температуры насыщения нефти парафином в рекомендуемом соотношении двух пластовых флюидов в смеси – от 50 до 90 % соответственно.

Способы реализации технологии одновременно-раздельной добычи при эксплуатации газлифтных скважин

На следующем этапе осуществляется выбор компоновки внутрискважинного оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации нескольких продуктивных пластов, обеспечивающих необходимое соотношение исследуемых нефтей. Предлагается рассмотреть 2 варианта реализации технологии ОРД при эксплуатации газлифтных скважин: газлифт с закачкой горячего ПНГ (рисунок

4.11) и вариант совместного использования газлифта и УЭЦН с закачкой депрессаторов (4.12).

Первый вариант реализации технологии ОРД для предотвращения отложения парафина

Для нахождения необходимого соотношения исследуемых нефтей определяется оптимальный состав закачиваемого попутно-нефтяного газа (ПНГ), предварительно очищенного от сероводорода и углекислого газа, при наименьшей температуре насыщения нефти парафином. Определение состава газа происходит по методу, предложенному в 3 главе.

Для удаления органических отложений в лифтовых трубах применяется следующая схема периодической закачки горячего ПНГ в затрубное пространство скважины между колонной насосно-компрессорных труб и технологической колонной, при этом предварительно определяют оптимальный расход горячего ПНГ по методике описанной в 3 главе, исходя из объема закачиваемого рабочего агента и наименьшего значения глубины его закачки.

Интервал спуска технологической колонны с теплоизоляционным покрытием с оптимальной толщиной 20-35 мм устанавливают ниже глубины закачки горячего ПНГ в скважину на величину не более 30 м. Теплоизоляционное покрытие технологической колонны выполнено из полиуретана. Закачиваемый ПНГ предварительно нагревают до 90-105 °С, определяют режим закачки горячего ПНГ в скважину путем прогнозирования скорости образования органических отложений в колонне НКТ по снижению дебита скважины и увеличению толщины отложений с течением времени - область точки пересечения зависимостей изменения дебита скважины и толщины отложений соответствует оптимальному значению межочистного периода работы скважины, далее, непрерывно закачивают горячий ПНГ в газлифтную скважину до восстановления запланированного значения текущего дебита скважины, после этого, клапан постоянного давления закрывают. Мероприятия по предупреждению образования и удалению АСПО в колонне НКТ газлифтной скважины при добыче высокозастывающей аномальной

нефти из многопластовых залежей с применением предлагаемого варианта компоновки внутрискважинного оборудования проводятся по следующей схеме.

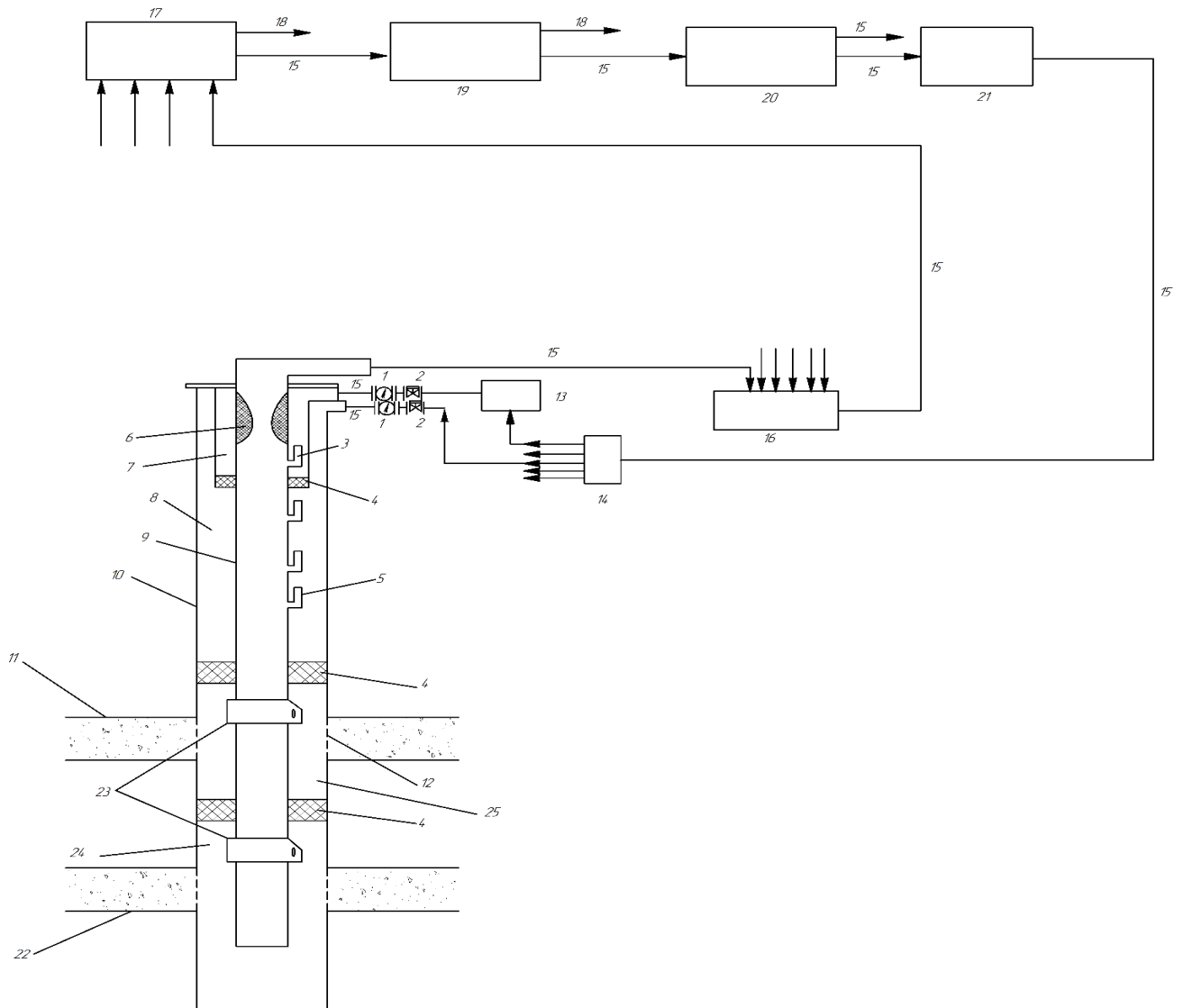


Рисунок 4.11 – Схема компоновки внутрискважинного оборудования для ОРД нескольких продуктивных пластов при газлифтной эксплуатации
 где 1 – расходомер; 2 – клапан постоянного давления; 3 – газлифтный клапан для закачки горячего ПНГ; 4 – пакер; 5 – рабочий газлифтный клапан; 6 – асфальтосмолопарафиновые отложения; 7 – технологическая колонна; 8 – затрубное пространство скважины; 9 – колонна насосно-компрессорных труб (НКТ); 10 – обсадная колонна; 11 – верхний продуктивный пласт; 12 – интервал перфорации; 13 – установка для нагрева ПНГ; 14 – газораспределительная батарея; 15 – трубопровод; 16 – эксплуатационный манифольд; 17 – газонефтяной сепаратор; 18 – нефть в коллекторе; 19 – газовый сепаратор; 20 – компрессорная станция; 21 – станция для очистки закачиваемого газа от CO_2 и H_2S ; 22 – нижний продуктивный пласт; 23 – клапан для регулирования расхода; 24 – подпакерное пространство скважины. 25 – надпакерное пространство скважины.

Высокозастывающая нефть из нижнего продуктивного пласта залежи олигоцена (22) через интервал перфорации (12) поступает в подпакерное пространство скважины (24), по результатам определения необходимого соотношения исследуемых нефтей проводится выбор клапанов для регулирования расхода (23). Далее высокозастывающая аномальная нефть нижнего продуктивного пласта через клапан для регулирования расхода 23 поступает в колонну НКТ 9. Нефть, характеризующаяся меньшим содержанием парафина и проявлением структурно-механических свойств, из верхнего продуктивного пласта 11 через интервал перфорации 12 поступает в надпакерное пространство скважины 25, далее через клапан для регулирования расхода 23 поступает в колонну НКТ 9, смешивается с высокозастывающей аномальной нефтью из нижнего продуктивного пласта 22. Затем, скважинная продукция по колонне НКТ 9 поднимается к устью и по трубопроводу 15 поступает в эксплуатационный манифольд 16, далее, по трубопроводу 15 направляется в газонефтяной сепаратор 17, после которого нефть 18 поступает в коллектор. Газ низкого давления, содержащий капельки нефти, по трубопроводу 15 поступает в газовой сепаратор 19 и проходит дополнительную обработку, далее, поступает в компрессорную станцию 20. Необходимый объем попутного-нефтяного газа для закачки в газлифтную скважину по трубопроводу 15 поступает на станцию очистки ПНГ от углекислого газа CO_2 и сероводорода H_2S - 21. Далее очищенный ПНГ по трубопроводу 15 поступает в газораспределительную батарею 14. Необходимый расход рабочего агента для достижения запланированного дебита по скважинной жидкости через клапан постоянного давления 2 и расходомер 1 по трубопроводу 15 закачивается в затрубное пространство скважины 8 и через рабочие газлифтные клапаны 5 закачивается в колонну НКТ 9. Остальная часть ПНГ направляется в установку для нагрева ПНГ 13 с целью реализации предлагаемого способа борьбы с образованием АСПО во внутрискважинном оборудовании.

По результатам определения оптимальной глубины закачки горячего ПНГ, интервал колонны НКТ 9 и технологическая колонна 7 покрываются теплоизоляционным материалом (полиуретаном) с оптимальной толщиной 20-35

мм до глубины установки пакера 4. В колонне НКТ 9 присутствует интервал образования асфальтосмолопарафиновых отложений 6. Необходимый расход горячего ПНГ после нагревания до температуры в диапазоне +95...105 °С в установке для нагрева газа 13 через клапан постоянного давления 2 и расходомер 1 по трубопроводу 15 закачивается в затрубное пространство скважины между колонной НКТ 9 и технологической колонны 7. Далее через газлифтный клапан для закачки горячего газа нагретый ПНГ 3 поступает в колонну НКТ 9. При закачке горячего ПНГ происходит прогрев колонны НКТ и скважинной продукции в интервале образования АСПО. Закачка горячего ПНГ в газлифтную скважину осуществляется непрерывно до тех пор, пока текущий дебит скважины не восстановится до запланированного значения. Далее клапан постоянного давления 2 закрывается. В зависимости от интенсивности образования органических отложений в скважине определяется оптимальный межочистной период работы скважины.

На примере одной из газлифтных скважин месторождения Дракон (Вьетнам) по вышеописанной методике выполнено численное моделирование разработанной технологии предотвращения образования АСПО в лифтовых трубах путем периодической закачки горячего попутного нефтяного газа (ПНГ) в затрубное пространство.

Скважина эксплуатируется с газовым фактором $135 \text{ м}^3/\text{м}^3$, отношение смещения нефтей из двух залежей составляет 10/90. При этом глубине образования органических отложений в лифтовых трубах 450 м. Температура насыщения нефти парафином равна 47,5 °С. Оптимальная глубина закачки горячего ПНГ – 530 м; глубина спуска колонны НКТ и технологической колонны с теплоизоляционным покрытием (полиуретан, толщиной 25 мм) – 560 м; начальная температура закачиваемого в скважину горячего ПНГ – 105 °С; оптимальный расход закачиваемого горячего ПНГ – 11500 м³/сут; межочистной период работы скважины – 5,5 суток; время восстановления дебита скважины до запланированного значения – 5 часов.

Таблица 4.5 – Оптимальный состав рабочего агента (ПНГ) для смеси с отношением смешения нефтей из двух залежей 10/90

Наименование	Оптимальный состав ПНГ
N ₂	0,352
CO ₂	0
CH ₄	70,210
C ₂ H ₆	7,460
C ₃ H ₈	4,283
и-C ₄ H ₁₀	1,320
н-C ₄ H ₁₀	1,870
и-C ₅ H ₁₂	3,644
н-C ₅ H ₁₂	2,323
Псевдо C ₆	2,223
Псевдо C ₇	2,361
Псевдо C ₈	1,734
Псевдо C ₉	1,989
Псевдо C ₁₀	0,180
Псевдо C ₁₁	0,052

Второй вариант реализации технологии ОРД для предотвращения отложения парафина (совместно газлифт и УЭЦН)

Мероприятия по предупреждению образования и удалению АСПО в колонне НКТ при добыче высокозастывающей аномальной нефти из многопластовых залежей с применением предлагаемого второго варианта компоновки внутрискважинного оборудования проводятся по следующей схеме (рисунок 4.12).

Высокозастывающая аномальная нефть из нижнего продуктивного пласта фундамента 5 через интервал перфорации 12 поступает в подпакерное пространство скважины 30 при создании депрессии на пласт во время работы нижней насосной установки 22. Далее высокозастывающая аномальная нефть по колонне НКТ 9 и байпасной линии 25 подается в развилку 27. Нефть из верхнего продуктивного пласта 11 через интервал перфорации 12 поступает в надпакерное пространство скважины 7 при создании депрессии на пласт во время работы верхней насосной установки 26 и через якорь 23 поступает на прием верхней насосной установки 26. В развилке 27 происходит смешение высокозастывающей аномальной нефти из нижнего продуктивного пласта фундамента 5 и нефти, характеризующейся меньшим содержанием парафина и проявлением структурно-

механических свойств, из верхнего продуктивного пласта 11. Требуемое соотношение добываемых нефтей в смеси обеспечивается путем управления параметрами работы нижней и верхней насосных установок 22 и 26 через станции управления скважиной 13.

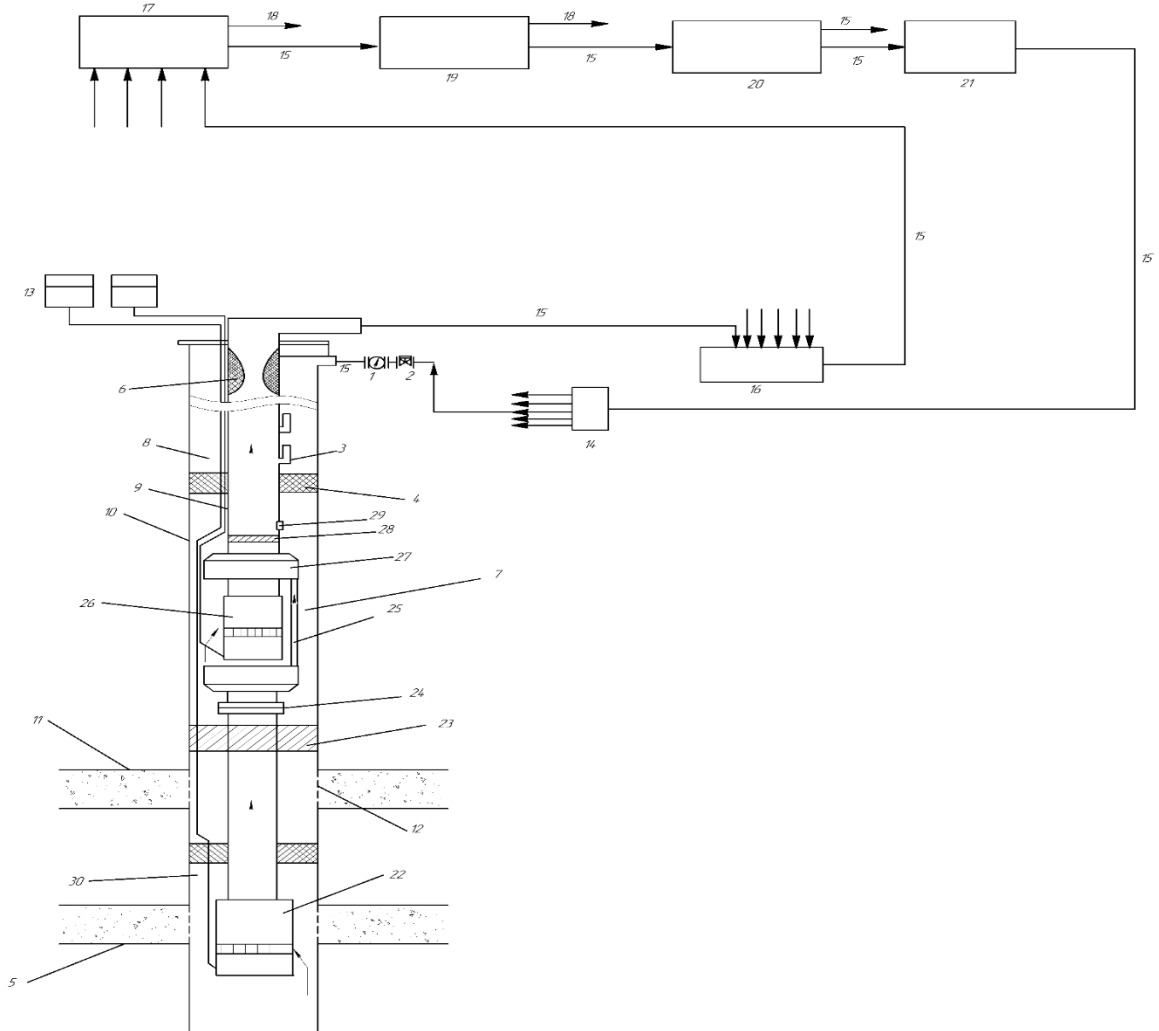


Рисунок 4.12 – Совместно газлифта и УЭЦН

ГДЕ 1 – расходомер; 2 – клапан постоянного давления; 3 – газлифтный клапан; 4 – пакер с проходом кабеля; 5 – нижний продуктивный пласт; 6 – асфальтосмолопарафиновые отложения; 7 – надпакерное пространство скважины; 8 – затрубное пространство скважины; 9 – колонна насосно-компрессорных труб (НКТ); 10 – обсадная колонна; 11 – верхний продуктивный пласт; 12 – интервал перфорации; 13 – станция управления скважины; 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; 22 – нижняя насосная установка; 23 – якорь; 24 – разъединитель колонны; 25 – байпасная линия; 26 – верхняя насосная установка; 27 – развилка; 28 – обратный клапан; 29 – перепускной клапан; 30 – подпакерное пространство скважины;

Затем скважинная продукция по колонне НКТ 9 поднимается к устью и по трубопроводу 15 поступает в эксплуатационный манифольд 16, далее по трубопроводу 15 направляется в газонефтяной сепаратор 17, после которого нефть 18 поступает в коллектор. Газ низкого давления, содержащий капельки нефти, по трубопроводу 15 поступает в газовой сепаратор 19 и проходит дополнительную обработку, далее поступает в компрессорную станцию 20. Необходимый объем попутного-нефтяного газа для закачки в газлифтную скважину по трубопроводу 15 поступает на станцию очистки ПНГ от углекислого газа CO_2 и сероводорода H_2S – 21. Далее очищенный ПНГ по трубопроводу 15 поступает в газораспределительную батарею 14. Необходимый расход рабочего агента для достижения запланированного дебита по скважинной жидкости через клапан постоянного давления 2 и расходомер 1 по трубопроводу 15 закачивается в затрубное пространство скважины 8 и через рабочие газлифтные клапаны 3 закачивается в колонну НКТ 9.

В колонне НКТ 9 наблюдается образование и накопление асфальтосмолопарафиновых отложений 6. Для удаления органических отложений в колонне НКТ 5 и промывки верхней насосной установки 12 осуществляется периодическая закачка депрессатора в остановленную скважину с помощью насосного агрегата типа ЦА-320 в объеме, превышающем внутренний объем колонны НКТ 9. Скважинная продукция из колонны НКТ 9 будет вытесняться в надпакерное пространство скважины 7 растворителем через перепускной клапан 29. Сразу после перевода определенной части растворителя в надпакерное пространство скважины 7 над верхней насосной установкой 26 осуществляется её плавный запуск с помощью частотного преобразователя тока в составе станции управления скважиной 18. Благодаря повышенному значению забойного давления в первые минуты после пуска насоса притока пластовой жидкости в скважину не будет, однако в верхнюю насосную установку 26 будет поступать растворитель из надпакерного пространства скважины 7. Для полного удаления асфальтосмолопарафиновых отложений 6 в колонне НКТ 9 процедуру подачи депрессатора в насос следует повторить несколько раз. После завершения

промывки внутрискважинного оборудования растворителем скважина выводится на запланированный режим работы.

4.2 Выбор депрессатора для технологии одновременно-раздельной добычи высокопарафинистой нефти при газлифтном способе эксплуатации скважин

Химические вещества необходимы для предотвращения как отложения, так и гелеобразования парафина должны влиять на снижении температуры насыщения нефти парафином и температуры застывания парафина, соответственно. Они, также, могут модифицировать кристаллы парафина. Химические вещества, влияющие на температуру насыщения нефти парафином, обычно называют ингибиторами парафина или модификаторами кристаллов парафина. Химические вещества, влияющие на температуру застывания, называются депрессаторами. Необходимая концентрация ингибиторов парафина или депрессаторов зависит от характера отложения парафина, но 100-2000 единиц на миллион удовлетворяют в большинстве случаев. Известно, что дозу депрессатора пришлось удвоить при увеличении содержания асфальтенов [57, 119, 123, 141]. Основные классы ингибиторов и депрессаторов можно классифицировать следующим образом: полимеры и сополимеры этилена, гребенчатые полимеры, различные разветвленные полимеры с длинными алкильными группами.

Депрессаторы кристаллов парафина обычно представляют собой соединения, полимеры или сополимеры, такие как 2-гидроксинафталин, полиэтилен, сополимер этилена и бутена, сополимер этилена и винилацетата, сополимер олефина и сложного эфира, полиакрилат, полимертакрилат, алкилфенольная смола. Эти вещества сокристаллизуются с парафином и предотвращает рост кристаллов парафина [44, 92, 93]. Они обладают способностью ингибировать или препятствовать росту кристаллов парафина. Кристаллические депрессаторы, как правило, представляют собой полимерные вещества, способные предотвращать отложение парафина за счет нарушения зародышеобразования, совместной кристаллизации или изменения кристаллической структуры. Они также могут адсорбироваться на кристаллах парафина, чтобы предотвратить агломерацию или

осаждение. Это явление является темой исследований, многих ученых по всему миру.

В рамках диссертационной работы было рассмотрено 2 типа депрессаторов, которые зачастую применяются в нефтяных вьетнамских компаниях. Депрессатор VIC-36 представляет собой ранее использованный депрессатор. А депрессатор VND-15 является новым реагентом, разработанным СП «Вьетсовпетро». В работе предлагается использовать VND-15 для своей технологии. Ниже представлены результаты лабораторных исследований химреагента и его сравнение с ранее использованным депрессатором VIC-36 [47, 49].

1. Депрессатор (PPD) VND-15

Депрессатор (PPD) VND-15 представляет собой сополимер этилена и винилацетата, имеет янтарный цвет, растворяется в ксилоле и органических растворителях, но не растворяется в воде. Депрессатор воздействует на кристаллизацию парафинов, что приводит к снижению температуры застывания нефти. Технические параметры депрессатора VND-15 представлены в таблице 4.6 [47, 49].

2. Депрессатор (PPD) VIC-36

Депрессатор (PPD) VIC-36 представляет собой сополимер этилена и бутена, имеет темно желто-коричневый цвет и растворяется в ксилоле и органических растворителях, но не растворяется в воде. Депрессатор воздействует на кристаллизацию парафинов, что приводит к снижению температуры застывания нефти [47, 49]. Технические параметры депрессатора VIC-36 представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Технические параметры депрессаторов VIC-36 и VND-15 [47]

Параметр	VIC-36	VND-15
Цвет	желто-коричневым	янтарный
Запах	ароматический углеводород	ароматический углеводород
Плотность, г/см ³	0,890	0,878
Растворимость в воде	нерастворим	нерастворим

При испытании депрессатора и ингибиторов АСПО определялись следующие параметры обрабатываемых нефтей: температура застывания;

реологические характеристики (динамическая вязкость); интенсивность образования АСПО. На рисунках 4.13-4.15 представлены результаты исследований параметров депрессаторов VIC-36 и VND-15.

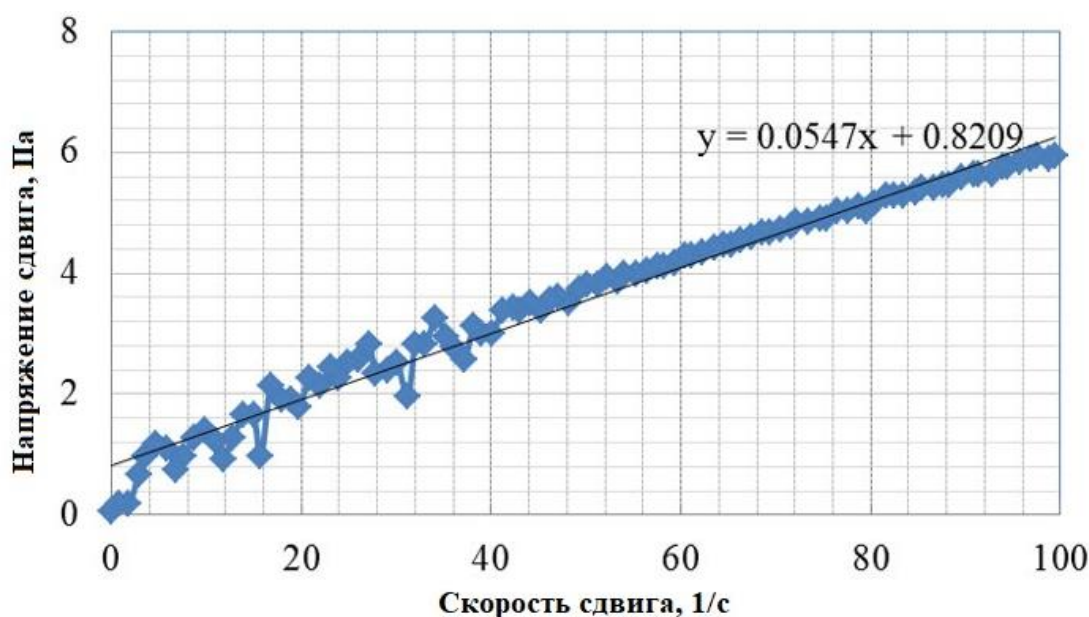


Рисунок 4.13 – Динамическая вязкость депрессатора VND-15

В таблице 4.7 представлены результаты исследования температуры застывания и вязкости депрессаторов VND-15 и VIC-36, результаты показывают, что химреагенты соответствуют требованиям СП «Вьетсовпетро».

Таблица 4.7 – Температура застывания и вязкость депрессаторов VND-15 и VIC-36

Параметр	VIC-36	VND-15	Требование СП
Температура застывания, °C	5	3	6 и меньше
Вязкость при 15 °C, МПа*с	25	55	120 и меньше

Результаты определения температуры застывания нефтей месторождения Дракона RC-DM, RC-5/9, RC-4 при обработке депрессаторами VND-15 и VIC-36 с применяемыми дозировками 800 ppm представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Результаты определения температуры застывания нефтей, обработанных химреагентами

Дозировка, 800 ppm	Температура застывания нефти, °C		
	RC-DM	RC-5/9	RC-4
Без реагента	34	34	33
VND-15 (тест)	30	30	30
VIC-36	30	30	30

Реологические характеристики нефтей при обработке химреагентами исследовались на ротационном вискозиметре VISCOMETER 550 согласно стандарту VSP-000-KTSX-626 и инструкции к прибору [49]. Результаты реологических исследований свойств нефтей, обработанных депрессаторами VND-15 и VIC-36 представлены на рисунках 4.14-4.15.

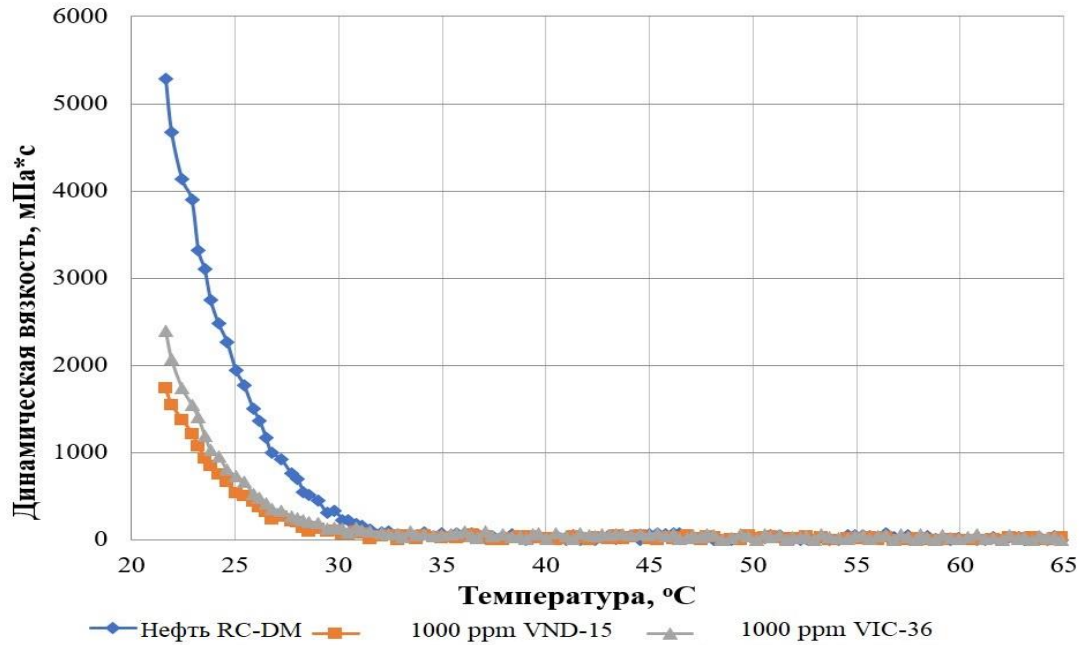


Рисунок 4.14 – Результаты реологических исследований свойств нефти RC-DM обработанной депрессатором VND-15

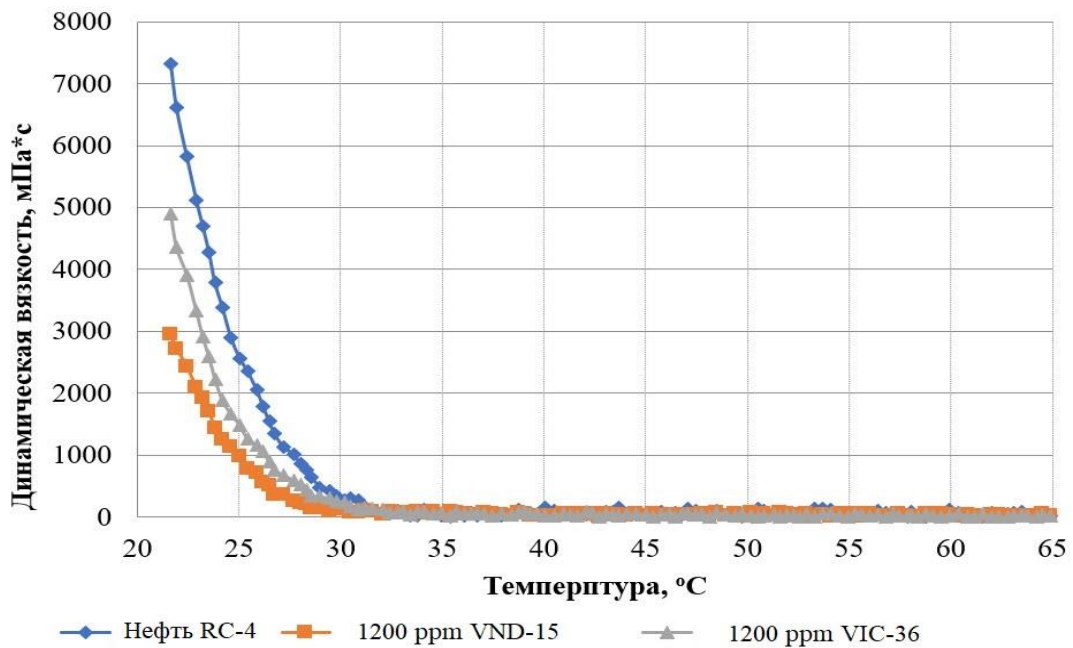


Рисунок 4.15 – Результаты реологических исследований свойств нефти RC-4 обработанной депрессатором VND-15

Исследования эффективности ингибирования образования парафиновых отложений в нефтях, обработанных химреагентами, проводились по методу «Холодный стержень» (“Cold Finger”).

В таблице 4.9 приведены результаты определения интенсивности образования парафиновых отложений при обработке нефтей месторождения Дракон депрессаторами VND-15 и VIC-36.

Таблица 4.9 – интенсивности образования парафиновых отложений при обработке нефтей месторождения Дракон депрессаторами VND-15 и VIC-36

Химреагент	Интенсивность отложения, кг/м ²			Эффективность снижения интенсивности образования АСПО, %		
	RC-DM	RC-4	RC-5/9	RC-DM	RC-4	RC-5/9
Без реагента	15.1	17.1	5.9	-	-	-
VND-15 (тест)	3.9	5.8	2.7	74	66	54
VIC-36	7.2	8.5	2.8	50	50	53

Реагент VND-15 имеет аналогичную эффективность по сравнению с реагентом, используемым в настоящее время на «Вьетсовпетро». Химикат VND-15 может быть рекомендован для опытно-промышленных испытаний на RC-D, RC-4, RC-5/9 месторождения Дракон.

4.3 Результаты опытно-промышленного испытания депрессатора VND-15 для подготовки нефти месторождения Дракон

На основании «Программы проведения опытно-промышленного испытания (ОПИ) депрессаторов для подготовки добываемой нефти к транспорту на RC-DM, RC-4, RC-5 и RC-6», утвержденной Главным инженером СП «Вьетсовпетро» от 19 ноября 2020 г., было проведено опытно-промышленное испытание депрессатора VND-15 (фирма VHM, Вьетнам) на RC-DM и RC-4 с положительным результатом.

На основании результатов ОПИ, в «Отчете об опытно-промышленном испытании депрессатора VND-15 для подготовки добываемой нефти на RC-DM и RC-4 к транспорту», утвержденном Главным инженером СП от 29.12.2020 г., была рекомендована расширенная апробация депрессатора VND-15 на RC-DM и RC-4 в течение 2 месяцев [47-49]. Расширенная апробация депрессатора VND-15 была проведена с 05.05.2021 г. по 11.07.2021 г. на RC-DM и с 07.05.2021 г. по 22.07.2021

г. на RC-4. В работе приведены параметры обработки и транспорта добываемой продукции RC-DM и RC-4 до и в период расширенной апробации, а также его эффективность депрессатора VND-15 по сравнению с ранее используемым депрессатором.

Параметры обработки добываемой продукции RC-DM и RC-4 до проведения расширенной апробации и используемые дозировки депрессатора VND-15

До момента промышленных испытаний продукция скважин RC-DM и RC-4 обрабатывалась депрессатором VIC-36 и демульгатором TPS-609. Депрессаторы подавались в рабочую линию на части скважин, а в остальных скважинах – в импульсную трубку на глубину через химическую мандрель.

Во время промышленного испытания депрессатора VND-15, продукция скважин RC-DM и RC-4 обрабатывалась аналогичным способом. Планируемые дозировки депрессатора VND-15 для RC-DM и RC-4 в период проведения расширенной апробации испытания приведены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Стандартные дозировки депрессатора при испытании [48]

Объект	Стандартные дозировки депрессатора, ppm	
	VIC-36	VND-15 (в период испытаний)
RC-DM	1200	1200
RC-4	1000	1000

Расширенная апробация депрессатора VND-15 на RC-DM

На RC-DM в исследуемый период времени депрессатор VND-15 подавался в рабочую линию скв. № 2X и 408, а в скв. №404Б, 405, 406, 407, 409, 410 – по импульсным трубкам на глубину через мандрель [48].

Продукция RC-DM поступает в виде газожидкостной смеси (ГЖС) в установку предварительного отбора газа (УПОГ) V-400 на RC-DM. После сепарации газа в УПОГ продукция RC-DM в виде газонасыщенной нефти (ГНН) направляется по нефтепроводу RC-DM → RC-4 транзитом через RC-4 и RC-5/9 на RP-1, а отделенный газ по газопроводу RC-DM → RC-4 направляется транзитом через RC-4 и RP-3 на КПД. С 11 мая 2021 г. эксплуатация скважины 2X на RC-DM производится с помощью УЭЦН.

Параметры добычи, обработки и транспорта продукции RC-DM по трубопроводу RC-DM → RC-4 в период с 01.04.2021 г. по 01.08.2021 г. представлены на рисунках 4.16-4.21 и в таблице 4.11 [48].

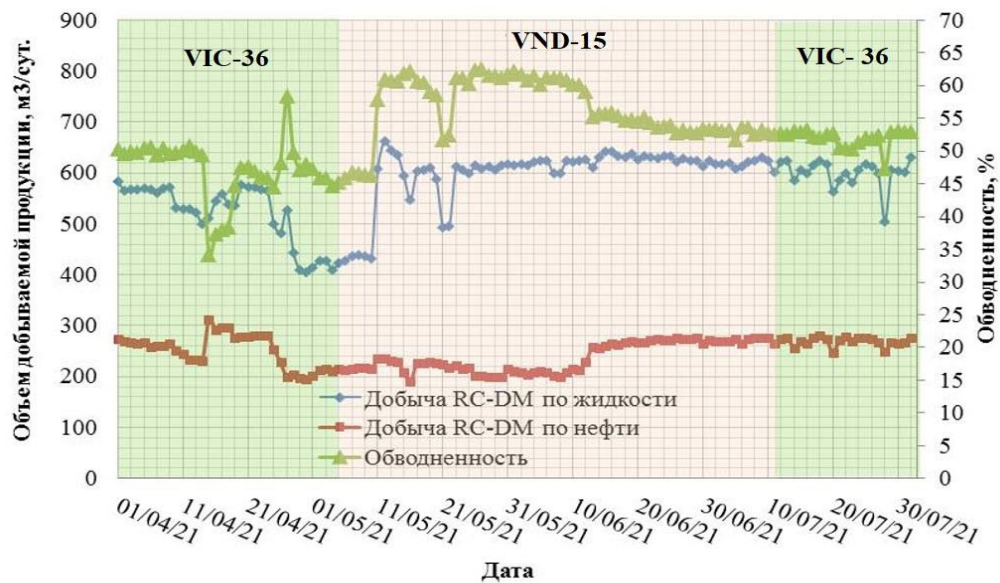


Рисунок 4.16 – Параметры добычи RC-DM [48]

На рисунке 4.16 показано, что объем добычи RC-DM по жидкости и по нефти в период проведения расширенной апробации депрессатора VND-15 значительно увеличился по причине ввода УЭЦН, в то время как обводненность повысилась с дальнейшей тенденцией к снижению.

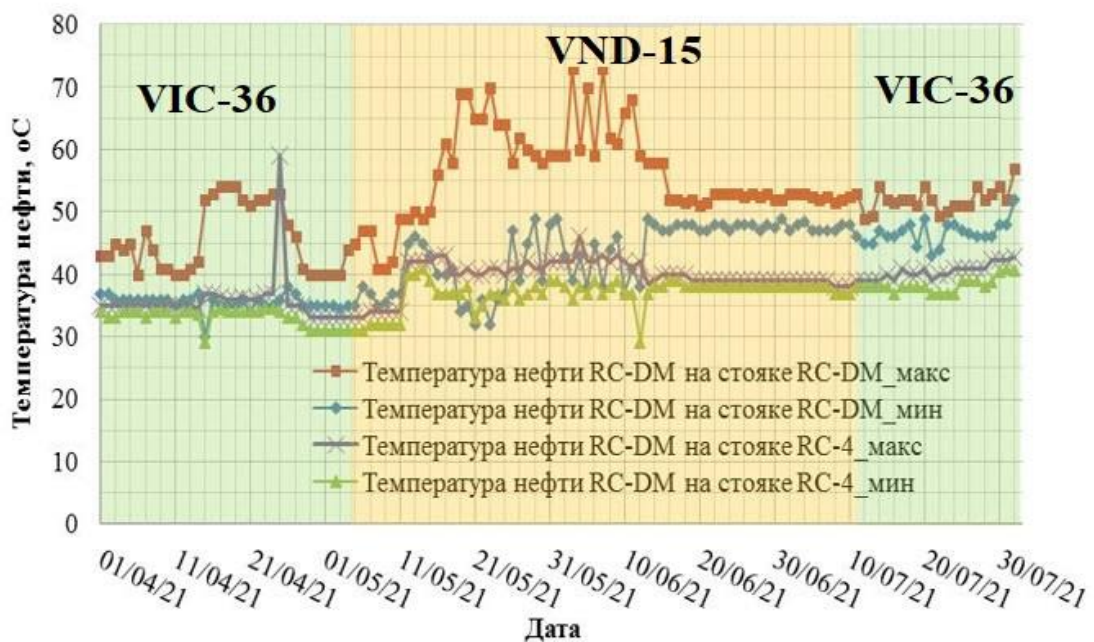


Рисунок 4.17– Температура ГНН RC-DM, транспортируемой по нефтепроводу RC-DM → RC-4 [48]

На рисунке 4.17 показано, что температура продукции RC-DM на стояке RC-DM и на стояке RC-4 в период проведения расширенной апробации испытания депрессора VND-15 значительно увеличилась.

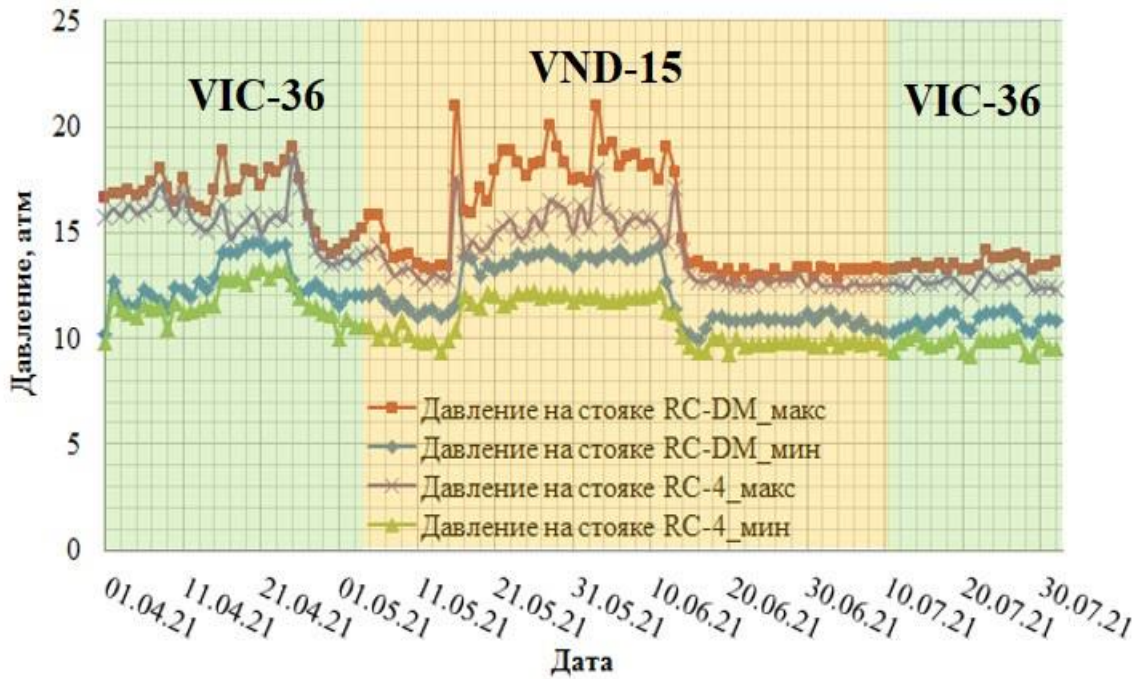


Рисунок 4.18 – Давление транспорта ГНН по трубопроводу RC-DM → RC-4 [48]

Как следует из рис. 3, давление на стояке RC-DM немного уменьшилось

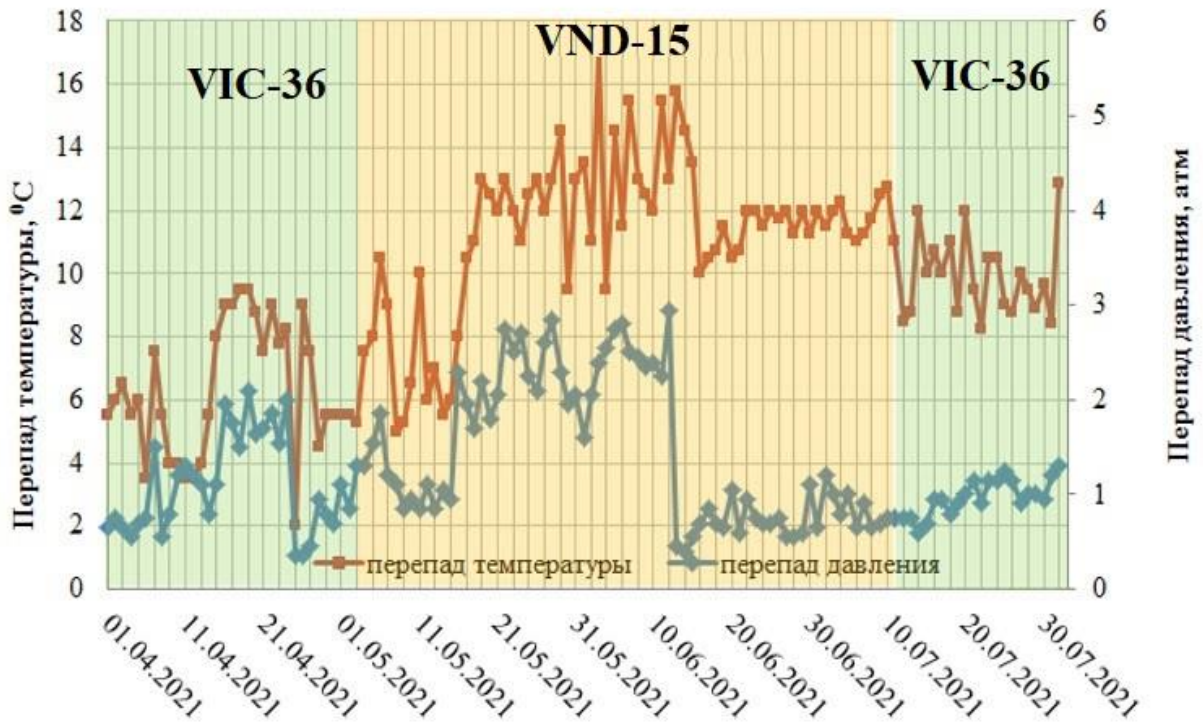


Рисунок 4.19 – Параметры транспорта нефти по трубопроводу RC-DM → RC-4

[48]

Как следует из рисунка 4.19, в период проведения опытно-промышленного испытания VND-15 средний перепад давления и температуры по трубопроводу RC-DM → RC-4 находится в приемлемых значениях.

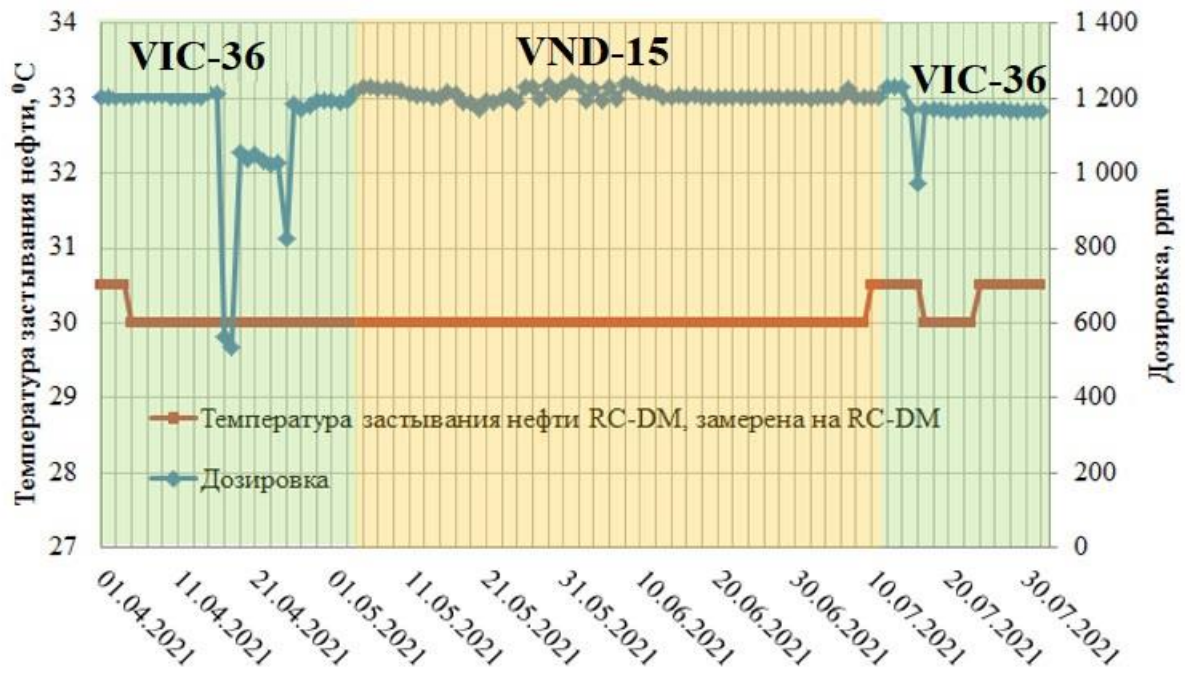


Рисунок 4.20 – Параметры обработки продукции RC-DM депрессатором [48]

На рисунке 4.20 показано, что температура застывания нефти RC-DM, замеренная на RC-DM, составляет 30 °C и дозировка VND-15 составляет 1200 ppm.

Таблица 4.11 – Средние величины параметров добычи, обработки и транспорта продукции RC-DM [48]

Депрессатор	VIC-36	VND-15	VIC-36
Период	01/04/2021 г. – 03/05/2021 г.	04/05/2021 г. – 10/07/2021 г.	11/07/2021 г. – 01/08/2021 г.
Дозировка, ppm	1200	1200	1200
Температура застывания, °C	30,1	30,0	30,3
Добыча по жидкости, м ³ /сут	525	596	600
Добыча по нефти, м ³ /сут	253	237	269
Обводненность, %	47,3	56,2	52,0
Давление, атм	14,9	13,8	12,2
Перепад давления, атм	1,2	1,5	1,0
Температура, °C	40,7	49,5	49,2
Перепад температуры, °C	6,3	11,3	9,8

Таблица 4.12 – Средние величины параметров добычи, обработки и транспорта продукции RC – 4 [48]

Депрессатор	VIC-36	VND-15	VIC-36
Период	01/04/2021 г. – 06/05/2021 г.	07/05/2021 г. – 22/07/2021 г.	23/07/2021 г. – 01/08/2021 г.
Дозировка, ррм	1000	1000	1000
Температура застывания, °С	31	31	31
Добыча по жидкости, м ³ /сут	652	688	676
Добыча по нефти, м ³ /сут	201	220	212
Обводненность, %	66,6	65,1	67,7
Давление, атм	12,6	11,1	10,9
Перепад давления, атм	1,6	1,2	0,5
Температура, °С	47,2	50,2	51,2
Перепад температуры, °С	7,4	9,6	11,0

На основании проведенного анализа параметров обработки и транспорта добываемой продукции RC-DM и RC-4 месторождения Южный Дракон – Дой Мой, полученных до и в ходе проведения расширенной апробации депрессатора VND-15, можно сделать следующие выводы:

– Объем добычи RC-DM и RC-4 по жидкости и по нефти в период проведения расширенной апробации депрессатора VND-15 значительно увеличился, в то время как обводненность немного уменьшилась;

– Давления транспорта на стояке RC-DM и RC-4 находятся в приемлемых значениях;

– Средняя температура застывания нефти RC-DM, замеренная на RC-DM, составляет 30 °С, средняя температура застывания нефти RC-4, замеренная на RC-4, составляет 31 °С, аналогично с используемым депрессатором VIC-36;

Таким образом, расширенную апробацию депрессатора VND-15 (фирма VNM, Вьетнам) можно признать успешной. Депрессатор VND-15 может быть рекомендован к промышленному применению для обработки нефти RC-DM и RC-4 к транспорту. Вследствие этого депрессатор VND-15 можно рекомендовать для технологии ОРД, которая была описана для второго варианта реализации.

4.4 Выводы по 4 главе

1. Анализ добычи скважин на месторождении Дракон показывает, что существуют многие эксплуатационные объекты, которые обладают низкими запасами углеводородов для рентабельной эксплуатации. Установлена возможность применения технологии борьбы с отложением парафина в лифтовых трубах при газлифтной эксплуатации скважин при добыче высокопарафинистой нефти из многопластовых залежей, основанная на смешении с нефтью с меньшим содержанием парафина. Также, предложены технологические схемы проведения способа и подбор реагентов ППД для закачки в скважину для предотвращения отложения парафина.

2. Полученные результаты математического моделирования и физического моделирования позволяют сделать вывод о том, что применение технологии одновременно-раздельной добычи высокозастывающей нефти залежи фундамента и нефти олигоцена на месторождении Дракон обеспечит снижение температуры насыщения нефти парафином в рекомендуемом соотношении двух пластовых флюидов в смеси – от 50 до 90 % соответственно.

3. Реагент VND-15 имеет аналогичную эффективность по сравнению с реагентом, используемым в настоящее время на «Вьетсовпетро». Химикат VND-15 может быть рекомендован для опытно-промышленного испытаний на RC-D, RC-4, RC-5/9 месторождения Дракона.

4. На основании проведенного анализа параметров обработки и транспорта добываемой продукции RC-DM и RC-4 месторождения Южный Дракон – Дой Мой, полученных до и в ходе проведения расширенной апробации депрессатора VND-15, объем добычи RC-DM и RC-4 по жидкости и по нефти в период проведения расширенной апробации депрессатора VND-15 значительно увеличился, в то время как обводненность немного уменьшилась. Средняя температура застывания нефти RC-DM и RC-4 составляют 30 °C и 31 °C соответственно. Таким образом, расширенную апробацию депрессатора VND-15 можно признать успешной. Депрессатор VND-15 может быть рекомендован для технологии одновременно-разделенной добычи, которая была описана для второго варианта реализации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертация является законченной научно-квалификационной работой, которая решает актуальную задачу 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.

Выполненные исследования позволяют сделать 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 метод определения межочистного периода на основе законов теплопередачи и результатов экспериментов по методу «Холодного Стержня».

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) 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;
- межочистой период (при условии снижении дебита на 20 %) – 6,5 сут;
- время восстановления дебита скважины до планового – 6 ч.

По сравнению с традиционным методом предложенная технология доказала свою эффективность в условиях эксплуатации газлифтных скважин, где в колонне НКТ наблюдается интенсивное парафинообразование.

6. Разработан способ повышения эффективности эксплуатации газлифтных скважин при добыче высокопарафинистой нефти из многопластовых залежей, технология которого основана на совместной добыче высокозастывающей аномальной нефти с нефтью, характеризующейся меньшим содержанием парафина и проявлением структурно-механических свойств, в совокупности с закачкой ингибиторов АСПО в лифтовые трубы. Установлена возможность применения технологии борьбы с отложением парафина в лифтовых трубах при газлифтной эксплуатации скважин при добыче высокопарафинистой нефти из многопластовых залежей, основанная на смешении с нефтью с меньшим содержанием парафина. Также, предложены технологические схемы проведения

способа и подбор реагентов ППД для закачки в скважину для предотвращения отложения парафина.

7. Полученные результаты математического моделирования и физического моделирования позволяют сделать вывод о том, что применение технологии одновременно-раздельной добычи высокозастывающей нефти залежи фундамента и нефти олигоценна на месторождении Дракон обеспечит снижение температуры насыщения нефти парафином в рекомендуемом соотношении двух пластовых флюидов в смеси – от 50 до 90 % соответственно. Депрессатор VND-15 может быть рекомендован для технологии одновременно-разделенной добычи, которая была описана для второго варианта реализации.

Перспективы дальнейшей разработки темы диссертационного исследования с целью расширения перечня факторов, учитывающихся при моделировании образований парафина в процессе добычи газлифтными скважинами, а также дальнейшей разработки метода предотвращения образования парафиновых отложений в лифтовых трубах при газлифтной эксплуатации скважин с применением прочих горячих агентов, имеют важное научно-практическое значение для нефтегазовой промышленности.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- АСПО – асфальто-смоло-парафинистые отложения;
- ГЖС – газожидкостная смесь;
- ГОСТ – государственный стандарт;
- МСП– месторождения совместного предприятия «Вьетсовпетро»;
- НКТ – насосно-компрессорная труба;
- ОПИ – опытно-промышленное испытание;
- ПАВ – поверхностно-активное вещество;
- ПНГ – попутный нефтяной газ;
- ППУ – промысловая паровая установка;
- УПОГ – установка предварительного отбора газа;
- УЭЦН – установка электроприводного центробежного насоса.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Акрамов, Т. Ф. Борьба с отложениями парафиновых, асфальтосмолистых компонентов нефти / Т. Ф. Акрамов, Н. Р. Яркеева // Нефтегазовое дело. – 2017. – Т. 15. – № 4. – С. 67-72. DOI: 10.17122/ngdelo-2017-4-67-72.
2. Бабалян, Г. А. Борьба с отложениями парафина / Г. А. Бабалян. – М.: Недра, 1965. – 340 с.
3. Бурханов, Р. Н. Перспективы создания и применения устройства для исследования показателей преломления и дисперсии нефти на устье скважины / Р. Н. Бурханов // Территория нефтегаз. – 2015. – Т. 1. – № 2. – С. 78-84.
4. Волкова, Г. И. Подготовка и транспорт проблемных нефтей (научно практические аспекты) / Г. И. Волкова, Ю. В. Лоскутова, И. В. Прозорова, Е. М. Березина. – Томск: Издательский Дом ТГУ, 2015. – 136 с.
5. Галонский П.П. Борьба с парафином при добыче нефти / П. П. Галонский. – М.: Гостоптехиздат, 1955. – 151 с.
6. Глущенко, В. Н. Обратные эмульсии и суспензии в нефтегазовой промышленности / В. Н. Глущенко. – М.: Интерконтакт Наука, 2008. – 725 с.
7. Глущенко, В. Н. Предупреждение и устранение асфальтеносмолопарафиновых отложений. Нефтепромысловая химия / В. Н. Глущенко, М. А. Силин, Ю. Г. Герин. – М.: Интерконтракт Наука, 2009. – 475 с.
8. Ибрагимов, Н. Г. Теория и практика методов борьбы с органическими отложениями на поздней стадии разработки нефтяных месторождений / Н. Г. Ибрагимов, В. П. Тронов, И. А. Гуськова. Нефтяное хоз-во, 2010. – 240 с.
9. Иванова, И. К. Физико-химические подходы к выбору эффективных растворителей асфальтосмолопарафиновых отложений: Диссертация на соискание ученой степени кандидата / Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова. – Якутск, 2019.
10. Иванова, Л. В. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения / Л. В. Иванова, Е. А. Буров, В. Н. Кошелев // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 1. – С. 268- 284.

11. Казакова, Л. П. Твердые углеводороды нефти / Л. П. Казакова. – М.: Химия, 1986. – 176 с.
12. Казакова, Л. П. Тепловая депарафинизация скважин / Л. П. Казакова. – М.: НИЦ "Регулярная и хаотическая динамика", 2005. – 254 с.
13. Каменщиков, Ф. А. Тепловая депарафинизация скважин / Ф. А. Каменщиков. – М.: Ижевск: НИЦ "Регулярная и хаотическая динамика", 2005. – 254 с.
14. Каюмов, М. Ш. Учет особенностей образования асфальтосмолопарафиновых отложений на поздней стадии разработки нефтяных месторождений / М. Ш. Каюмов // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 3. – С. 48-49.
15. Коробов, Г. Ю. Исследование влияния асфальто-смолистых компонентов в нефти на процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений / Г. Ю. Коробов, М. К. Рогачев // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2015. – № 3. – С. 162-173. DOI: 10.17122/ogbus-2015-3-162-173.
16. Коробов, Г. Ю. Исследование процессов адсорбции и десорбции ингибитора асфальтосмолопарафиновых отложений в поровом пространстве карбонатного коллектора / Г. Ю. Коробов, М. К. Рогачев // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2016. – № 1. – С. 89-100. DOI: 10.17122/ogbus-2016-1-89-100.
17. Коробов, Г. Ю. Повышение эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосам с использованием ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений: Диссертация на соискание ученой степени кандидата / Санкт-Петербургский университет. – Санкт-Петербург, 2016.
18. Кузнецов, С. В. . Исследование теплофизических процессов при фильтрации парафинистой нефти к горизонтальной скважине: Диссертация на соискание ученой степени кандидата / Тюменский государственный университет. – Тюмень, 2016.
19. Ле, В. З. Совершенствование технологии предотвращения и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений при эксплуатации газлифтных скважин (на

примере месторождения" Белый тигр: Диссертация на соискание ученой степени кандидата / Институт проблем транспорта энергоресурсов. – Уфа, 2015.

20. Мазепа, Б. А. Защита нефтепромыслового оборудования от парафиновых отложений / Б. А. Мазепа. – М.: Недра, 1972. – 120 с.

21. Малицкий, Е. А. Аналитический метод определения температуры насыщения пластовых нефтей парафином / Е. А. Малицкий // Нефтяная и газовая промышленность. – 1974. – № 5. – С. 32-35.

22. Маркин, А. Н. Нефтепромысловая химия: практическое руководство / А. Н. Маркин, Р. Э. Низамов, С. В. Суховерхов. – Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288 с.

23. Митрошин А. В. Определение минимальных мероприятий в скважине по предотвращению образования асфальтосмолопарафиновых отложений / А. В. Митрошин // Недропользование. – 2021. – Т. 21. – № 2. – С. 94-100. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.2.7.

24. Мищенко, И. Т. Скважинная добыча нефти / И. Т. Мищенко. – М.: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2007. – 826 с.

25. Мордвинов, В. А. Методика оценки глубины начала интенсивной парафинизации скважинного оборудования / В. А. Мордвинов, М. С. Турбаков, А. А. Ерофеев // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 7. – С. 112-115.

26. Намиот, А. Ю. Изменение температуры по стволу эксплуатирующихся скважин / А. Ю. Намиот // Нефтяное хозяйство. – 1955. – № 5. – С. 45-48.

27. **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.

28. **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.

29. **Нгуен, В.Т.** Комплексный подход к предотвращению образования асфальтосмолопарафиновых отложений в лифтовых трубах при газлифтной эксплуатации скважин / В. Т. Нгуен, А. Н. Александров, Н. К. Линь // Tatarstan UrExPro 2021. Тезисы докладов V Международной молодежной конференции – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 2021. – С. 55-56.

30. Нгуен, Х. Н. Новый комплексный реагент для улучшения работы газлифтных скважин в условиях разработки месторождений Вьетнама / Х. Н. Нгуен, М. М. Кабиров // Нефтегазовое дело. – 2009. – № 1. – С. 20-25.

31. Непримеров, Н. Н. Экспериментальные исследования некоторых особенностей добычи парафинистой нефти / Н. Н. Непримеров. – Казань: Издательство Казанского университета, 1958. – 151 с.

32. Патент № 1810496 РФ. Способ для очистки скважины от парафиносмолистых пробок и устройство для его осуществления / Э. А. Акопов, Л. Э. Акопов // Оpubл. 23.04.1993. Бюл. № 2.

33. Патент № 2042793 РФ. Способ предотвращения парафиновых отложений в нефтяных и газоконденсатных скважинах / В. Н. Медведев // Оpubл. 27.08.1995. Бюл. № 2.

34. Патент № 2187433 РФ. Способ получения теплоизоляционного материала на основе синтактной пены, теплоизолированная труба и способ нанесения теплоизоляционного покрытия на внешнюю поверхность трубы / В. А. Телегин, Е. Б. Телегина, А. Горев В, С. П. Шестаков, В. В. Ремизов, Н. В. Михайлов, В. И. Тимонин, А. П. Газиянц // Оpubл. 20.08.2002. Бюл. № 23.

35. Патент № 2248442 РФ. Способ и устройство ликвидации и предотвращения образования отложений и пробок в нефтегазодобывающих скважинах / В. И. Мельников // Оpubл. 20.03.2005. Бюл. № 8.

36. Патент № 2298642 РФ. Способ борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в нефтепромысловом оборудовании / Н. А. Петров, З. В. С., В. М. Л., Б. В. С. // Оpubл. 10.05.2007. Бюл. № 13.

37. Патент № 2342519 РФ. Способ подачи жидких и твердых реагентов и устройство для его осуществления / С. В. Лялин // Оpubл. 20.04.2008. Бюл. № 36.

38. Патент № 2740462 РФ. Способ предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых отложений в лифтовых трубах при газлифтной эксплуатации скважин / **Нгуен Ван Тханг**, М. К. Рогачев, А. Н. Александров, А. А. Хасанов // Оpubл. 14.01.2021. Бюл. № 2.

39. Патент № 2755778 РФ. Способ борьбы асфальтосмолопарафиновых отложений в лифтовых трубах при газлифтной эксплуатации скважин / **Нгуен Ван Тханг**, М. К. Рогачев, А. Н. Александров // Оpubл. 21.09.2021. Бюл. № 27.

40. Персиянцев, М. Н. Добыча нефти в осложненных условиях / М. Н. Персиянцев. – М.: Недра, 2000. – 653 с.

41. Рабинович, Е. З. Борьба с парафинизацией магистральных нефтепроводов / Е. З. Рабинович, П. Б. Кузнецов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1974.

42. Рагулин, В. В. Разработка технологии удаления АСПО с поверхности нефтепромыслового оборудования / В. В. Рагулин, И. М. Ганиев, А. И. Волошин, О. А. Латыпов // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 11. – С. 89-91.

43. Рогачев, М. К. Борьба с осложнениями при добыче нефти / М. К. Рогачев, К. В. Стрижнев. Недра, 2006. – 296 с.

44. Рогачев, М. К. Реология нефти и нефтепродуктов: учеб. пособие / М. К. Рогачев, Н. К. Кондрашева. – Уфа: УГНТУ, 2000. – 89 с.

45. Сандыга, М.С. Исследование температурных условий образования органических отложений в продуктивном пласте при скважинной добыче парафинистой нефти / М. С. Сандыга, И. А. Стручков, М. К. Рогачев // – 2021. – Т. 21. – № 2. – С. 84-93. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.2.6.

46. Свидетельство 1219789 СССР. Способ борьбы с отложениями парафина в лифтовых трубах при газлифтной эксплуатации скважины / А. Б. Сулейманов, К. К. О. Мамедов, Э. М. О. Байрамов, Г. М. К. Гюльмамедова, Э. К. Наибов // Оpubл. 23.03.1986. Бюл. № 3.

47. СП «Вьетсовпетро». Опытно-промышленные испытания снижения дозировки депрессатора при подготовке нефти месторождения Дракона / СП «Вьетсовпетро». – Вунгтау, 2021. – 70 с.

48. СП «Вьетсовпетро». Расширенная апробация депрессаторов для обработки нефти месторождения Дракон / СП «Вьетсовпетро // – 2021. – Р. 62.

49. СП «Вьетсовпетро». Технология предотвращения и удаления АСПО в газлифтных скважинах методами физико-химического воздействия / С. «Вьетсовпетро». – Вунгтау, 2011. – 31 с.

50. Тронов, В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними / В. П. Тронов. – М.: Издательство «Недра», 1970. – 192 с.

51. Устькачкинскев, Е.Н. Определение эффективности методов предупреждения асфальтосмолопарафиновых отложений / Е. Н. Устькачкинскев, С. В. Мелехин // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т. 15. – № 18. – С. 61-70. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.18.7.

52. Фокеев, В. М. О влиянии смол на температуру начала кристаллизации парафина / В. М. Фокеев // НТС по добыче нефти: Тр.ВНИИ. -М.: Гостоптехиздат. – 1959. – № 2. – С. 27-31.

53. Хайбуллина К. Ш. Обоснование комплексной технологии удаления и предупреждения органических отложений в скважинах на поздней стадии разработки нефтяного месторождения: Диссертация на соискание ученой степени кандидата / Санкт-Петербургский горный университет. – Санкт-Петербург, 2016.

54. Шадрина, П. Н. Методология подбора реагентов для ингибирования высокопарафинистых нефтей / П. Н. Шадрина, А. И. Волошин, Л. Е. Ленченкова, Д. С. Мочалкин // Нефтегазовое дело. – 2016. – Т. 14. – № 4. – С. 64-68.

55. Шадрина, П. Н. Совершенствование технологий борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на нефтепромысловом оборудовании месторождений высоковязких нефтей: Диссертация на соискание ученой степени кандидата / УГНТУ. – Уфа, 2017.

56. Юрецкая, Т.В. Исследование свойств композиции ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений / Т. В. Юрецкая // Территория нефтегаз. – 2010. – № 4. – С. 44-47.

57. Abdel-Aal, E. A. New findings about nucleation and crystal growth of reverse osmosis desalination scales with and without inhibitor / E. A. Abdel-Aal, H. M. Abdel-

Ghafar, B. E. El Anadouli // *Crystal Growth & Design*. – 2015. – Vol. 15, № 10. – P. 5133-5137.

58. Aguiar, J. I. S. Impact of Solvent Treatments for Asphaltenes on Wax Deposition and an Efficient Alternative with Green Surfactants / J. I. S. Aguiar, A. A. Pontifes, A. Nerris, J. Rogers, A. Mahmoudkhani // *Offshore Technology Conference*. – Houston, Texas, USA: OnePetro, 2020.

59. Aiyejina, A. Wax formation in oil pipelines: A critical review / A. Aiyejina, D. P. Chakrabarti, A. Pilgrim, M. K. S. Sastry // *International journal of multiphase flow*. – 2011. – Vol. 37, № 7. – P. 671-694.

60. Ajienka, J. A. Waxy crude oil handling in Nigeria: practices, problems, and prospects / J. A. Ajienka, C. U. Ikoku // *Energy sources*. – 1990. – Vol. 12, № 4. – P. 463-478.

61. Al-Sabagh, A. M. Styrene-maleic anhydride copolymer esters as flow improvers of waxy crude oil / A. M. Al-Sabagh, M. R. N. El-Din, R. E. Morsi, M. Z. Elsabee // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2009. – Vol. 65, № 3-4. – P. 139-146.

62. 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.

63. 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.

64. Alghanduri, L. M. Characterization of Libyan waxy crude oils / L. M. Alghanduri, M. M. Elgarni, J. Daridon, J. A. P. Coutinho // *Energy & fuels*. – 2010. – Vol. 24, № 5. – P. 3101-3107.

65. Aslanov, H. Managing wax-deposition risks in oil subsea pipelines by integrating wax modeling and pigging performance / H. Aslanov, A. Novruzov, A. Harun // *SPE Production & Operations*. – 2019. – Vol. 34, № 03. – P. 625-634.

66. Azevedo, L. F. A. A critical review of the modeling of wax deposition mechanisms / L. F. A. Azevedo, A. M. Teixeira // *Petroleum Science and Technology*. – 2003. – Vol. 21, № 3-4. – P. 393-408.

67. Bacon, M. M. Determining wax type: paraffin or naphthene? / M. M. Bacon, L. B. Romero-Zerón, K. K. Chong // *SPE Journal*. – 2010. – Vol. 15, № 04. – P. 963-968.

68. Berne-Allen Jr, A. Solubility of refined paraffin waxes in petroleum fractions / A. Berne-Allen Jr, L. T. Work // *Industrial & Engineering Chemistry*. – 1938. – Vol. 30, № 7. – P. 806-812.

69. Betul, A. S. An experimental study on heat transfer and pressure drop characteristics of decaying swirl flow through a circular pipe with a vortex generator / A. S. Betul, B. Tulin // *Experimental Thermal and Fluid Science*. – 2007. – Vol. 32, № 1. – P. 158-165.

70. Bimuratkyzy, K. The review of flow assurance solutions with respect to wax and asphaltene / K. Bimuratkyzy, B. Sagindykov // *Brazilian Journal of Petroleum and Gas*. – 2016. – Vol. 10, № 2.

71. Brown, T. S. The effects of light ends and high pressure on paraffin formation / T. S. Brown, V. G. Niesen, D. D. Erickson // *SPE annual technical conference and exhibition*. – New Orleans, Louisiana: OnePetro, 1994.

72. Burger, E. D. Studies of wax deposition in the trans Alaska pipeline / E. D. Burger, T. K. Perkins, J. H. Striegler // *Journal of Petroleum technology*. – 1981. – Vol. 33, № 06. – P. 1075-1086.

73. Chu, Z. Modeling of wax deposition produced in the pipelines using PSO-ANFIS approach / Z. Chu, J. Sasanipour, M. Saeedi, A. Baghban, H. Mansoori // *Petroleum Science and Technology*. – 2017. – Vol. 35, № 20. – P. 1974-1981.

74. Coutinho, R. A model for liquid-assisted gas-lift unloading / R. Coutinho, W. Williams, P. Waltrich, P. Mehdizadeh, S. Scott // *18th International Conference on Multiphase Production Technology*. – Cannes, France: OnePetro, 2017.

75. Craddock, H. A. A Case Study in the Removal of Deposited Wax From a Major Subsea Flowline System in the Gannet Field / H. A. Craddock, K. Mutch, K. Sowerby,

S. W. McGregor, J. Cook, C. Strachan // International Symposium on Oilfield Chemistry. – Houston, Texas, USA: OnePetro, 2007.

76. Creek, J. L. Wax deposition in single phase flow / J. L. Creek, H. J. Lund, J. P. Brill, M. Volk // Fluid Phase Equilibria. – 1999. – Vol. 158. – P. 801-811.

77. Decker, K. Gas lift annulus pressure / K. Decker, R. P. Sutton // SPE Artificial Lift Conference and Exhibition-Americas. – The Woodlands, Texas, USA: OnePetro, 2018.

78. Du, F. A black-oil approach to model produced gas injection for enhanced recovery of conventional and unconventional reservoirs / F. Du, B. Nojabaei, R. T. Johns // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Dallas, Texas, USA: Society of Petroleum Engineers, 2018.

79. Eghtedaei, R. Estimation of wax deposition in the oil production units using RBF-ANN strategy / R. Eghtedaei, J. Sasanipour, H. Zarrabi, M. Palizian, A. Baghban // Petroleum Science and Technology. – 2017. – Vol. 35, № 17. – P. 1737-1742.

80. Fadairo, A. S. A. Modeling of wax deposition during oil production using a two-phase flash calculation / A. S. A. Fadairo, A. Ameloko, C. T. Ako, O. Duyilemi // Petroleum & Coal. – 2010. – Vol. 52, № 3. – P. 193-202.

81. Feder, J. Gas lift operations require accurate predictions of downhole annulus pressure / J. Feder // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2019. – Vol. 71, № 03. – P. 65-67.

82. Fleyfel, F. Production of waxy low temperature wells with hot gas lift / F. Fleyfel, W. Meng, O. Hernandez // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Houston, Texas: OnePetro, 2004.

83. Ganeeva, Y. M. Waxes in asphaltenes of crude oils and wax deposits / Y. M. Ganeeva, T. N. Yusupova, G. V. Romanov // Petroleum Science. – 2016. – Vol. 13, № 4. – P. 737-745.

84. Goodman, N. T. A Tale of Two Flowlines—Paraffin Plugging and Remediation / N. T. Goodman, N. Joshi // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – New Orleans, Louisiana, USA: OnePetro, 2013.

85. Hammami, A. Cloud points: can we measure or model them? / A. Hammami, J. Ratulowski, J. A. Coutinho // *Petroleum Science and Technology*. – 2003. – Vol. 21, № 3-4. – P. 345-358.

86. Hansen, J. H. A thermodynamic model for predicting wax formation in crude oils / J. H. Hansen, A. Fredenslund, K. S. Pedersen, H. P. Ronningsen // *AIChE Journal*. – 1988. – Vol. 34, № 12. – P. 1937-1942.

87. Hoffmann, R. Single-phase wax deposition experiments / R. Hoffmann, L. Amundsen // *Energy & Fuels*. – 2010. – Vol. 24, № 2. – P. 1069-1080.

88. Hosseinipour, A. The impact of the composition of the crude oils on the wax crystallization / A. Hosseinipour, K. M. Sabil, A. Arya Ekaputra, A. B. Japper, L. B. Ismail // *Applied Mechanics and Materials*. – T. 625 –Trans Tech Publ, 2014. – P. 196-200.

89. Hu, Z. Study of wax deposition law by cold finger device / Z. Hu, D. Meng, Y. Liu, Z. Dai, N. Jiang, Z. Zhuang // *Petroleum Science and Technology*. – 2019. – Vol. 37, № 15. – P. 1846-1853.

90. Huang, Z. A fundamental model of wax deposition in subsea oil pipelines / Z. Huang, H. S. Lee, M. Senra, Scott Fogler // *AIChE Journal*. – 2011. – Vol. 57, № 11. – P. 2955-2964.

91. Jafari Ansaroudi, H. R. Study of the morphology of wax crystals in the presence of ethylene-co-vinyl acetate copolymer / H. R. Jafari Ansaroudi, M. Vafaie-Sefti, S. Masoudi, T. J. Behbahani, H. Jafari // *Petroleum Science and Technology*. – 2013. – Vol. 31, № 6. – P. 643-651.

92. Japper-Jaafar, A. A new perspective on the measurements of wax appearance temperature: Comparison between DSC, thermomicroscopy and rheometry and the cooling rate effects / A. Japper-Jaafar, P. Bhaskoro, Z. Mior // *Journal of petroleum science and Engineering*. – 2016. – Vol. 147. – P. 672-681.

93. Kane, M. Rheology and structure of waxy crude oils in quiescent and under shearing conditions / M. Kane, M. Djabourov, J.-L. Volle // *Fuel*. – 2004. – Vol. 83, № 11-12. – P. 1591-1605.

94. Kar, T. Mitigation of Paraffinic Wax Deposition and the Effect of Brine / T. Kar, A. Firoozabadi // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Calgary, Alberta, Canada: OnePetro, 2019.

95. Kasumu, A. S. Effect of cooling rate on the wax precipitation temperature of “waxy” mixtures / A. S. Kasumu, S. Arumugam, A. K. Mehrotra // Fuel. – 2013. – Vol. 103. – P. 1144-1147.

96. Kasumu, A. S. Solids deposition from two-phase wax–solvent–water “waxy” mixtures under turbulent flow / A. S. Kasumu, A. K. Mehrotra // Energy & Fuels. – 2013. – Vol. 27, № 4. – P. 1914-1925.

97. Kelechukwu, E. M. Influencing factors governing paraffin wax deposition during crude production / E. M. Kelechukwu, H. S. S. Al Salim, A. A. M. Yassin // International Journal of Physical Sciences. – 2010. – Vol. 5, № 15. – P. 2351-2362.

98. Khaibullina, K. S. Substantiation and selection of an inhibitor for preventing the formation of asphalt-resin-paraffin deposits / K. S. Khaibullina, L. R. Sagirova, M. S. Sandyga // Periodico Tche Quimica. – 2020. – Vol. 17, № 34. – P. 541-551.

99. Kok, M. V. Mathematical modelling of wax deposition in crude oil pipelines (comparative study) / M. V. Kok, R. Saracoglu // Petroleum science and technology. – 2000. – Vol. 18, № 9-10. – P. 1121-1145.

100. Kumar, R. Application of naturally extracted surfactant from *Madhuca longifolia* to improve the flow properties of heavy crude oil through horizontal pipeline / R. Kumar, G. S. Bora, S. Banerjee, A. Mandal, T. K. Naiya // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – Vol. 168. – P. 178-189.

101. Lake, L. W. Petroleum engineering handbook / L. W. Lake. Society of Petroleum Engineers, 2006. – 871 p.

102. Lashkarbolooki, M. Mitigation of wax deposition by wax-crystal modifier for Kermanshah crude oil / M. Lashkarbolooki, F. Esmaeilzadeh, D. Mowla // Journal of Dispersion Science and Technology. – 2011. – Vol. 32, № 7. – P. 975-985.

103. Leontaritis, K. J. The wax deposition envelope of gas condensates / K. J. Leontaritis // Offshore Technology Conference. – Houston, Texas: OnePetro, 1998.

104. Li, W. Study on Wax Removal during Pipeline-Pigging Operations / W. Li, Q. Huang, W. Wang, Y. Ren, X. Dong, Q. Zhao, L. Hou // SPE Production & Operations. – 2019. – Vol. 34, № 01. – P. 216-231.

105. Li, Y. Experimental study on the characteristics of spiral flow in a local generator / Y. Li, X. Sun, Q. Yan // Fadian Xuebao(Journal of Hydroelectric Engineering). – 2011. – Vol. 30, № 2. – P. 72-77.

106. Lira-Galeana, C. Thermodynamics of wax precipitation in petroleum mixtures / C. Lira-Galeana, A. Firoozabadi, J. M. Prausnitz // AIChE Journal. – 1996. – Vol. 42, № 1. – P. 239-248.

107. Lu, Y. Counterintuitive effects of the oil flow rate on wax deposition / Y. Lu, Z. Huang, R. Hoffmann, L. Amundsen, H. S. Fogler // Energy & fuels. – 2012. – Vol. 26, № 7. – P. 4091-4097.

108. Macary, S. Wax Management: Comprehensive Approach to Assure Flow in Harsh Climate-Brown Field Conditions / S. Macary, N. Mahtumov, H. Muhamadiyev, A. Akyyev, G. Mashadov, A. Al-Hassan, J. Terry, A. AlWazzan // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Moscow, Russia: OnePetro, 2018.

109. Mahmudi, M. Performance analysis of compositional and modified black-oil models for a gas lift process / M. Mahmudi, M. T. Sadeghi // Oil & Gas Science and Technology–Revue d'IFP Energies nouvelles. – 2013. – Vol. 68, № 2. – P. 319-330.

110. Mydland, S. Black-Oil and Compositional Reservoir Simulation of Gas-Based EOR in Tight Unconventionals / S. Mydland, C. H. Whitson, M. L. Carlsen, M. M. Dahouk, I. Yusra // Unconventional Resources Technology Conference. – Virtual: Unconventional Resources Technology Conference (URTEC), 2020. – P. 2745-2774.

111. Nazar, A. R. S. Experimental and mathematical modeling of wax deposition and propagation in pipes transporting crude oil / A. R. S. Nazar, B. Dabir, M. R. Islam // Energy sources. – 2005. – Vol. 27, № 1-2. – P. 185-207.

112. Neto, A. A. D. Determination of wax appearance temperature (WAT) in paraffin/solvent systems by photoelectric signal and viscosimetry / A. A. D. Neto, E. A. S. Gomes, E. L. B. Neto, T. N. C. Dantas, M. C. P. A. Moura // Brazilian Journal of Petroleum and Gas. – 2010. – Vol. 3, № 4.

113. **Nguyen Van Thang**. A comprehensive solution to prevent the formation of wax deposition in gas-lift wells / Nguyen Van Thang, A. N. Aleksandrov // Abstract book of the International forum «Oil and Gas - 2021. – T. 3 – Moscow: Publishing center of the National State University of Oil and Gas «Gubkin University», 2021. – P. 251-252.

114. **Nguyen Van Thang**. Improving efficiency of gas lift wells in the conditions of the formation of organic wax deposits in the downhole equipment in the Dragon field / Nguyen Van Thang, M. K. Rogachev // Abstract book of the XVI International Forum-Contest of Students and Young Researchers “Topical Issues of Rational Use of Natural Resources”. – St. Petersburg: Saint-Petersburg Mining University, 2020. – P. 49-50.

115. **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.

116. **Nguyen Van Thang**. A new method to prevent the formation of wax deposition in gas-lift wells / Nguyen Van Thang, M. K. Rogachev // Abstract book of the XII International Youth Scientific and Practical Congress “Oil & Gas Horizons”. – Moscow: Publishing center of the National State University of Oil and Gas «Gubkin University», 2020. – P. 76.

117. **Nguyen Van Thang**. Simulation of organic solids formation process in high-wax oil formation / Nguyen Van Thang, A. N. Aleksandrov, M. K. Rogachev // Abstract book of the XII Russian-German Raw Materials Forum. – St. Petersburg: Saint-Petersburg Mining University, 2019. – P. 66-67.

118. **Nguyen Van Thang**. Technology to prevent the formation of wax deposits in gas-lift wells on offshore oil and gas fields in Vietnam / Nguyen Van Thang, A. N. Aleksandrov // Abstract book of the XVII International Forum-Contest of Students and Young Researchers “Topical Issues of Rational Use of Natural Resources”. – T. 1 – St. Petersburg: Saint-Petersburg Mining University, 2021. – P. 30-31.

119. Nwankwo, K. O. Simultaneous flow assurance and production optimization using chemical paraffin inhibition method / K. O. Nwankwo, C. J. Chikwekwem, P. C.

Nwankwo // SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition. – Lagos, Nigeria: OnePetro, 2018.

120. Olajire, A. A. Review of wax deposition in subsea oil pipeline systems and mitigation technologies in the petroleum industry / A. A. Olajire // Chemical Engineering Journal Advances. – 2021. – P. 100104.

121. Pedersen, K. S. Influence of wax inhibitors on wax appearance temperature, pour point, and viscosity of waxy crude oils / K. S. Pedersen, H. P. Ronningsen // Energy & fuels. – 2003. – Vol. 17, № 2. – P. 321-328.

122. Pedersen, K. S. Properties of oils and natural gases / K. S. Pedersen, A. Fredenslund, P. Thomassen. Gulf Publishing Company, 1989. – 385 p.

123. Rangunathan, T. Wax formation mechanisms, wax chemical inhibitors and factors affecting chemical inhibition / T. Rangunathan, H. Husin, C. D. Wood // Applied Sciences. – 2020. – Vol. 10, № 2. – P. 479.

124. Raney, K. A Novel Biochemical-Based Paraffin Wax Removal Program Providing Revenue Generation and Asset Enhancement / K. Raney, K. Alibek, M. Shumway, K. Karathur, T. Stanislav, G. West, M. Jacobs // SPE International Conference on Oilfield Chemistry. – Galveston, Texas, USA: OnePetro, 2019.

125. Rehan, M. Determination of wax content in crude oil / M. Rehan, A.-S. Nizami, O. Taylan, B. O. Al-Sasi, A. Demirbas // Petroleum Science and Technology. – 2016. – Vol. 34, № 9. – P. 799-804.

126. 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.

127. Salam, K. K. Optimization of operating parameters using response surface methodology for paraffin-wax deposition in pipeline / K. K. Salam, A. O. Arinkoola, E. O. Oke, J. O. Adeleye // Petroleum & Coal. – 2014. – Vol. 56, № 1. – P. 19-28.

128. Schou Pedersen, K. Wax precipitation from North Sea crude oils. 4. Thermodynamic modeling / K. Schou Pedersen, P. Skovborg, H. P. Roenningsen // Energy & Fuels. – 1991. – Vol. 5, № 6. – P. 924-932.

129. Schumberger PIPESIM [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.sis.slb.ru/pipesim/> (дата обращения 15.04.18).

130. Shedid, S. A. Simulation study of technical and feasible gas lift performance / S. A. Shedid, M. S. Yakoot // International Journal of Petroleum Science and Technology. – 2016. – Vol. 10, № 1. – P. 21-44.

131. Singh, P. Formation and aging of incipient thin film wax-oil gels / P. Singh, R. Venkatesan, H. S. Fogler, N. Nagarajan // AIChE journal. – 2000. – Vol. 46, № 5. – P. 1059-1074.

132. Sousa, A. L. Preventing and removing wax deposition inside vertical wells: a review / A. L. Sousa, H. A. Matos, L. P. Guerreiro // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2019. – Vol. 9, № 3. – P. 2091-2107.

133. Stanciu, C. Manuscript Title: Paraffin/Asphaltene Cleaning Formulations-Lab Design and Case Studies / C. Stanciu, J. M. Fernandez // SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control. – Lafayette, Louisiana, USA: OnePetro, 2020.

134. Struchkov, I. A. Laboratory investigation of organic-scale prevention in a Russian oil field / I. A. Struchkov, M. K. Rogachev, E. S. Kalinin, P. V. Pavlov, P. V. Roschin // SPE Production & Operations. – 2018. – Vol. 33, № 01. – P. 113-120.

135. Svendsen, J. A. Mathematical modeling of wax deposition in oil pipeline systems / J. A. Svendsen // AIChE Journal. – 1993. – Vol. 39, № 8. – P. 1377-1388.

136. Swivedi, P. Experimental study on wax-deposition characteristics of a waxy crude oil under single-phase turbulent-flow conditions / P. Swivedi, C. Sarica, W. Shang // Oil and Gas Facilities. – 2013. – Vol. 2, № 04. – P. 61-73.

137. Taheri-Shakib, J. A comprehensive study of the impact of wax compositions on the wax appearance temperature (WAT) of some Iranian crude oils: an experimental investigation / J. Taheri-Shakib, M. Rajabi-Kochi, E. Kazemzadeh, H. Naderi, A. Shekarifard // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – Vol. 165. – P. 67-80.

138. Theyab, M. A. Introduction to wax deposition / M. A. Theyab, S. Y. Yahya // Int J Petrochem Res. – 2018. – Vol. 2, № 1. – P. 126-131.

139. Theyab, M. A. Wax deposition process: mechanisms, affecting factors and mitigation methods / M. A. Theyab // Open Access J. Sci. – 2018. – Vol. 2, № 2. – P. 112-118.

140. Thota, S. T. Mitigation of wax in oil pipelines / S. T. Thota, C. C. Onyeanuna // Int J Eng Res Rev. – 2016. – Vol. 4, № 4. – P. 39-47.

141. Wang, K. S. Evaluation of effects of selected wax inhibitors on wax appearance and disappearance temperatures / K.-S. Wang, C.-H. Wu, J. L. Creek, P. J. Shuler, Y. Tang // Petroleum science and technology. – 2003. – Vol. 21, № 3-4. – P. 359-368.

142. Weingarten, J. S. Methods for predicting wax precipitation and deposition / J. S. Weingarten, J. A. Euchner // SPE Production Engineering. – 1988. – Vol. 3, № 01. – P. 121-126.

143. Won, K. W. Thermodynamics for solid solution-liquid-vapor equilibria: wax phase formation from heavy hydrocarbon mixtures / K. W. Won // Fluid Phase Equilibria. – 1986. – Vol. 30. – P. 265-279.

144. Xiu, Z. Amphiphilic Wax Inhibitor for Tackling Crude Oil Wax Deposit Challenges / Z. Xiu, P.-E. Dufils, J. Zhou, A. Cadix, K. Hatchman, T. Decoster, P. Ferlin // SPE International Conference on Oilfield Chemistry. – Galveston, Texas, USA: OnePetro, 2019.

145. Zheng, S. Wax deposition modeling with considerations of non-Newtonian characteristics: Application on field-scale pipeline / S. Zheng, M. Saidoun, T. Palermo, K. Mateen, H. S. Fogler // Energy & Fuels. – 2017. – Vol. 31, № 5. – P. 5011-5023.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Патент на изобретение

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2740462

**СПОСОБ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ
АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
(АСПО) В ЛИФТОВЫХ ТРУБАХ ПРИ ГАЗЛИФТНОЙ
ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН**

Патентообладатель: *федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования "Санкт-
Петербургский горный университет" (RU)*

Авторы: *Нгуен Ван Тханг (RU), Рогачев Михаил
Константинович (RU), Александров Александр Николаевич
(RU), Хасанов Александр Андреевич (RU)*

Заявка № 2020113992

Приоритет изобретения 16 апреля 2020 г.

Дата государственной регистрации в

Государственном реестре изобретений

Российской Федерации 14 января 2021 г.

Срок действия исключительного права

на изобретение истекает 16 апреля 2040 г.

*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

Г.П. Излиев



ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Патент на изобретение

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ
№ 2755778

**СПОСОБ БОРЬБЫ С ОБРАЗОВАНИЕМ
АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
В ЛИФТОВЫХ ТРУБАХ ПРИ ГАЗЛИФТНОЙ
ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН**

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

Авторы: *Нгуен Ван Тханг (RU), Рогачев Михаил Константинович (RU), Александров Александр Николаевич (RU)*


Заявка № **2021104406**

Приоритет изобретения **20 февраля 2021 г.**

Дата государственной регистрации
в Государственном реестре изобретений
Российской Федерации **21 сентября 2021 г.**

Срок действия исключительного права
на изобретение истекает **20 февраля 2041 г.**

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности


Г.П. Ивлиев



ПРИЛОЖЕНИЕ В

Акт внедрения (Санкт-Петербургский горный университет)



ПТВЕРЖДАЮ

Проректор по образовательной
деятельности Горного университета

Д.Г. Петраков

01 2022 г.

АКТ

о внедрении результатов диссертационного исследования

Настоящим актом подтверждается внедрение результатов диссертационного исследования Нгуен Ван Тханг «Повышение эффективности эксплуатации газлифтных скважин в условиях образования органических отложений (на примере месторождений Вьетнама)», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук по научной специальности 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений в учебный процесс федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет».

Разработанные и запатентованные автором «Способ предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых отложений в лифтовых трубах при газлифтной эксплуатации скважин» и «Способ борьбы с образованием асфальтосмолопарафиновых отложений в лифтовых трубах при газлифтной эксплуатации скважин» внедрены в учебный процесс кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений и используются при изучении дисциплин «Разработка нефтяных и газовых месторождений», «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений», «Разработка нефтяных месторождений», читаемых студентам по направлениям подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело» и 21.05.06 «Нефтегазовая техника и технологии».

В ходе практических и лабораторных занятий студенты осваивают математические модели, описывающие изменение компонентного состава нефти в газлифтной скважине при закачке в нее попутного нефтяного газа (ПНГ) в качестве рабочего агента, а также методы математического моделирования для обоснования выбора оптимального расхода горячего ПНГ и глубины его подачи в газлифтную скважину с целью предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО). Студенты знакомятся с методом определения межочистного периода при эксплуатации газлифтных скважин в условиях образования АСПО, основанным на законах теплопередачи и экспериментальных данных.

Декан Нефтегазового
факультета, к.т.н., доц.

Д.С. Тананыхин

Заведующий кафедрой
РНГМ, к.т.н., доц.

Д.В. Мардашов