

Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В. Д. Шашина
ТАТАРСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ
ИНСТИТУТ НЕФТИ (ИНСТИТУТ «ТАТНИПИНЕФТЬ»)

УДК 622.276.8

на правах рукописи



АНУФРИЕВ АНДРЕЙ АНАТОЛЬЕВИЧ

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ОЧИСТКИ
НЕФТИ ОТ СЕРОВОДОРОДА**

Специальность 2.8.4 – Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений

ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание учёной степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук,
профессор
Сахабутдинов Рифхат Зиннурович

Бугульма – 2023

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1. АНАЛИЗ МЕТОДОВ УДАЛЕНИЯ СЕРОВОДОРОДА ИЗ НЕФТИ.....	10
1.1 Сепарация нефти	13
1.2 Подача газа в подводящий нефтепровод сепараторов концевой ступени	17
1.3 Отдувка сероводорода из нефти углеводородным газом.....	18
1.4 Ректификация и «отпарка» нефти	22
1.5 Очистка нефти от сероводорода в поле центробежных сил	26
1.6 Удаление растворенных газов с помощью ультразвукового воздействия	32
1.7 Выводы по главе 1	36
ГЛАВА 2. ИССЛЕДОВАНИЕ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЕСОРБЦИОННОЙ ОЧИСТКИ НЕФТИ ОТ СЕРОВОДОРОДА В КОЛОНННОМ АППАРАТЕ	38
2.1 Исследования по влиянию технологии десорбционной очистки нефти от сероводорода на процесс подготовки и транспорт углеводородного газа	38
2.2 Исследования по снижению объема конденсата, образующегося в системе газосбора, с использованием холодильных машин и эффекта Джоуля-Томсона	44
2.3 Исследования по увеличению эффективности технологии десорбционной очистки нефти от сероводорода	48
2.4 Промысловые испытания по увеличению эффективности очистки нефти от сероводорода в колонном аппарате и подготовки нефтяного газа к транспорту	57
2.4.1 Промысловые испытания на Куакбашской ЦПС и КС при КЦПС	57
2.4.2 Промысловые испытания на Сулеевской ТХУ и КС-11с	58
2.4.3 Промысловые испытания на Кама-Исмагиловской УПВСН и КС-7с....	59
2.4.4 Результаты промысловых испытаний	60
2.5 Выводы по главе 2	67

ГЛАВА 3. ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ УДАЛЕНИЯ СЕРОВОДОРОДА ИЗ НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ УЛЬТРАЗВУКОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ	69
3.1 Экспериментальные исследования процесса удаления сероводорода из нефти с применением ультразвукового воздействия	69
3.1.1 Описание лабораторной установки и методики проведения экспериментов	69
3.1.2 Анализ результатов лабораторных исследований	72
3.2 Промысловые испытания по удалению сероводорода из нефти с применением ультразвукового воздействия	79
3.2.1 Описание работы пилотной установки и методики проведения исследований	80
3.2.2 Анализ результатов промысловых испытаний в условиях УПВСН НГДУ «Ямашнефть»	85
3.2.3 Анализ результатов промысловых испытаний в условиях УПСВН «Каменка»	92
3.2.4 Анализ результатов промысловых испытаний в условиях УПВСН «Андреевка»	97
3.3 Выводы по главе 3	103
ГЛАВА 4. РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА	104
4.1 Расчет экономического эффекта от внедрения способа подготовки сероводородсодержащей нефти и попутного нефтяного газа	105
4.2 Расчет экономического эффекта от внедрения установки десорбции сероводорода из нефти с помощью ультразвукового воздействия	106
4.3 Выводы по главе 4	109
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	110
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	112
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	113
ПРИЛОЖЕНИЕ А	139

ВВЕДЕНИЕ

Увеличение объемов добычи сероводородсодержащей нефти, повышение требований к ее качеству, а также тенденция на ужесточение экологических требований стимулирует нефтяные компании внедрять на своих объектах технологии удаления сероводорода из нефти. Для очистки нефти от сероводорода применяют отдувку углеводородным газом, прямое окисление кислородом воздуха в присутствии катализатора, снижение давления на горячей ступени сепарации ниже атмосферного, нейтрализацию химическими реагентами. Эти методы характеризуются высокими капитальными или эксплуатационными затратами. Вследствие актуальности данной проблемы активно ведутся работы по совершенствованию существующих методов удаления сероводорода из нефти, а также поиску и разработке новых эффективных способов.

Степень разработанности темы

Изучением проблемы очистки нефти от сероводорода в различное время занимались такие ученые, как М.К. Баймухаметов, А.Ф. Вильданов, Л.Г. Григорян, К.С. Каспарьянц, С.П. Лесухин, М.З. Мавлютова, А.М. Мазгаров, З.Г. Мурзагильдин, М.М. Мухаметшин, К.Р. Низамов, А.А. Петров, Г.Н. Позднышев, Р.З. Сахабутдинов, Г.Г. Теляшев, Э.Г. Теляшев, В.П. Тронов, А.М. Фахриев, Ф.Г. Шакиров, А.Н. Шаталов, Ф.Д. Шайдуллин, Д.Д. Шипилов, А.И. Ширеев, G. Mains, и другие.

Цель диссертационной работы

Повышение эффективности физических процессов очистки нефти от сероводорода путем совершенствования существующих и разработки новых технологий.

Для достижения указанной цели в ходе исследования решались следующие задачи:

1. Анализ существующих методов удаления сероводорода из нефти.

2. Совершенствование технологии десорбционной очистки нефти от сероводорода в колонном аппарате.

3. Исследование процесса десорбции сероводорода из нефти при ультразвуковом воздействии.

4. Разработка технологии удаления сероводорода из нефти с применением ультразвукового воздействия.

Научная новизна работы

1. Установлено, что при подготовке нефти методом отдувки углеводородным газом в колонном аппарате, подача попутного нефтяного газа с концевой ступени сепарации и колонны отдувки в подводящий нефтепровод первой ступени сепарации снижает концентрацию сероводорода в нефти на выходе из колонного аппарата.

2. Выявлено, что концентрация сероводорода в подготавливаемой нефти снижается при дополнительном ультразвуковом воздействии, причем в большей степени с увеличением частоты и мощности ультразвука, в частности установлено, что с увеличением частоты воздействия ультразвука с 20 до 100 кГц на нефть вязкостью 175 мПа·с при удельных акустических мощностях 50 и 200 Вт/дм³ десорбция сероводорода из жидкой фазы в газовую увеличивается в 3,8 и 3,2 раза соответственно, а с увеличением удельной акустической мощности ультразвука с 25 до 200 Вт/дм³ концентрация сероводорода снижается в 4,8 и 6 раз для нефти вязкостью 53 и 415 мПа·с соответственно.

Теоретическая и практическая значимость работы

1. Определены способы и параметры подготовки газа, поступающего на компрессорные станции с установок подготовки нефти, на которых осуществляется отдувка сероводорода из нефти газом, не содержащим H₂S, в колонном аппарате.

2. Усовершенствована технология десорбционной очистки нефти от сероводорода в колонном аппарате. Технология внедрена на трех объектах ПАО «Татнефть» (Приложение А).

3. Разработан руководящий документ РД 153-39.0-828-13 «Инструкция по технологии подготовки нефтяного газа, поступающего на компрессорные станции с установок подготовки нефти».

4. Разработана технология удаления сероводорода из нефти с применением ультразвукового воздействия.

5. Определены оптимальные параметры воздействия ультразвука и место установки ультразвуковых излучателей в технологической схеме подготовки нефти.

6. Установлены зависимости между эффективностью десорбции сероводорода из нефти при ультразвуковом воздействии и удельной акустической мощностью, интенсивностью, частотой ультразвука, а также вязкостью нефти и термобарическими условиями.

7. Разработана формула для определения времени воздействия ультразвука на нефть при минимальных удельных затратах электроэнергии.

8. Разработан стандарт организации СТО ТН 369-2018 «Инструкция по технологии интенсификации сепарации с очисткой нефти от сероводорода».

9. Созданные технические решения выполнены на уровне изобретений и защищены патентами РФ (патент № 2578499, № 2694767).

Методы решения поставленных задач

Поставленные задачи решались путем анализа и обобщения результатов лабораторных исследований и промысловых испытаний. Для построения математических моделей объектов подготовки нефти и попутного нефтяного газа, а также расчета массообменных процессов использовался программный комплекс Aspen Hysys. Вязкость нефти определялась с использованием вискозиметра Брукфильда, массовая доля сероводорода в нефти - методом йодометрического титрования. Для анализа компонентного состава попутного нефтяного газа использовался метод газовой хроматографии.

На защиту выносятся:

1. Результаты исследований процесса подачи попутного нефтяного газа (или конденсата) с компрессорной станции в подводящий нефтепровод ступени сепарации нефти с целью увеличения эффективности технологии отдувки сероводорода из нефти в колонном аппарате.
2. Оптимальные параметры ультразвукового воздействия (удельная акустическая мощность, время воздействия, частота ультразвука) для удаления сероводорода из нефти.
3. Результаты лабораторных исследований и промысловых испытаний по интенсификации процесса десорбции сероводорода из нефти с применением ультразвукового воздействия (УЗВ).
4. Технология очистки нефти от сероводорода с применением УЗВ.

Степень достоверности результатов

Научные положения, выводы и рекомендации подкреплены результатами лабораторных и промысловых испытаний, аргументированы на основании большого количества экспериментов. Достоверность полученных результатов обеспечивается применением аттестованных методик лабораторных анализов в аккредитованной лаборатории.

Апробация работы проведена на:

- научно-технической ярмарке идей и предложений группы компаний ОАО «Татнефть» (г. Бугульма, 2012 г.),
- всероссийской научно-практической конференции «Нефтегазовый комплекс: образование, наука и производство» (г. Альметьевск, 2014 г.),
- молодежной научно-практической конференции института «ТатНИПИнефть» (г. Бугульма, 2014, 2016, 2017 г.),
- молодёжной научно-практической конференции ОАО «Татнефть», посвященной 55-летию НГДУ «Джалильнефть» (г. Джалиль, 2014 г.),
- научно-практической конференции по актуальным вопросам переработки попутного нефтяного и природного газа, посвященной 60-летию Миннибаевского ГПЗ (г. Альметьевск 2016 г.),

- молодежной научно-практической конференции, посвященной 60-летию высшего нефтегазового образования в Республике Татарстан «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли» (г. Альметьевск, 2016 г.),

- международном конкурсе научных, научно-технических и инновационных разработок, направленных на развитие топливно-энергетической и добывающей отрасли (г. Санкт-Петербург, 2017.),

- международной научно-практической конференции «Повышение эффективности разработки нефтяных и газовых месторождений на поздней стадии» (г. Краснодар, 2017 г.),

- международной научно-практической конференции «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли» Альметьевск, 2020).

Публикации

Основные положения диссертации отражены в 23 опубликованных работах, из них шесть статей в рецензируемых научных изданиях и два патента на изобретение.

Личный вклад

Автор участвовал в постановке, планировании и решении задач диссертационной работы, непосредственно выполнял лабораторные исследования. При непосредственном участии автора проведены промысловые испытания. В соавторстве с коллегами участвовал в подготовке к публикации статей, патентов, стандартов организации, выступал с докладами на конференциях.

Структура и объём работы

Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, списка литературы из 180 наименований, пяти приложений и содержит 142 страницы, 53 рисунка и 24 таблицы.

Благодарность

Результаты теоретических, лабораторных исследований и промысловых испытаний, изложенные в диссертации, являются итогом работы автора под руководством доктора технических наук, профессора Сахабутдина Р.З. при активной помощи Шаталова А.Н., Гарифуллина Р.М., Шипилова Д.Д. и других сотрудников отдела исследования и промысловой подготовки нефти, газа и воды института «ТатНИПИнефть». Автор благодарит всех, оказавших помощь в выполнении и обсуждении работы.

ГЛАВА 1. АНАЛИЗ МЕТОДОВ УДАЛЕНИЯ СЕРОВОДОРОДА ИЗ НЕФТИ

Методы очистки нефти от сероводорода можно разделить на две основные группы – это химические и физические [1]. Отдельно можно выделить третью группу - комбинированные, сочетающие в себе признаки химических и физических методов удаления сероводорода (рисунок 1.1).

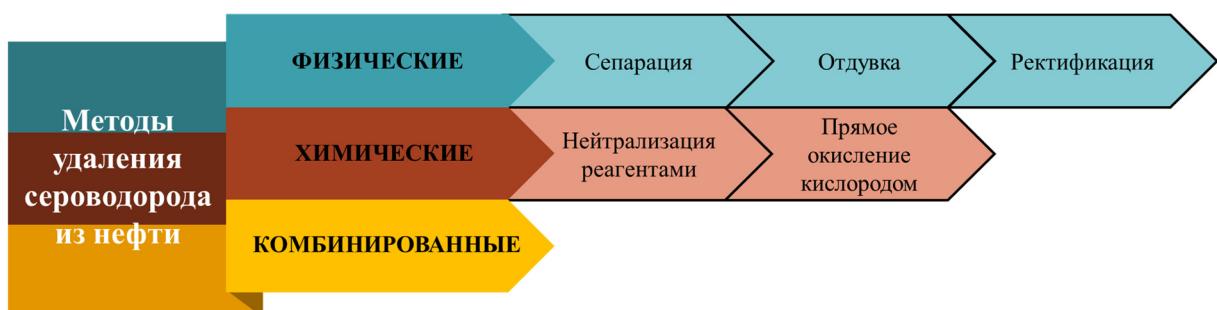


Рисунок 1.1 – Классификация методов удаления сероводорода из нефти

Химические методы удаления сероводорода из нефти основаны на связывании и/или нейтрализации сероводорода реагентами с последующим образованием менее агрессивных соединений [2-9]. В свою очередь существующие в настоящее время химические методы можно разделить на [10]:

- экстракционные, основанные на применение избирательного растворителя (экстрагента) в растворе, при контакте с которым осуществляется переход в его состав сероводорода и легких меркаптанов из контактирующей и не смешивающей с ним жидкой фазы [11-14];
- реагентные, предусматривающие использование специальных химических нейтрализаторов, действие которых основано на связывании сероводорода в менее химически- и коррозионно-активные соединения [15, 16];

- окислительные, при которых используют газообразные (в основном кислород воздуха) или жидкые (например, пероксид водорода) поглотители, окисляющие сероводород до элементарной серы [17-20].

Для экстракционных методов в основном применяют гидроксиды натрия, калия, или аммония. Компанией OUP разработан экстракционный метод, получивший название «Мегох» [21]. Процесс используется в основном для очистки бензина, керосина и реактивного топлива путем преобразования их в дисульфиды.

Основными недостатками экстракционных методов являются безвозвратная потеря щелочи, большой расход реагента и необходимость утилизации сернисто-щелочных стоков. Щелочи реагируют с нафтеновыми кислотами и фенолами, содержащимися в нефти. Образующиеся нафтины натрия являются эмульгаторами и стабилизаторами водонефтяных эмульсий, поэтому методы для очистки нефти, как правило, не применяются.

Свою область применения получили реагентные методы, из-за не больших капитальных вложений и простоты реализации. В качестве реагентов-нейтрализаторов сероводорода используются вещества разнообразного химического состава, содержащие окислы металлов, хлористое железо, амины, метанол, аммиак, диоксид хлора, азотсодержащие органические основания, а также кислоты [22-41]. Наибольшее распространение на объектах подготовки нефти в России получили поглотители сероводорода на основе аминоформальдегидных композиций [42-47]. Основным недостатком, существенно сужающим область использования реагентов, являются длительное время реакции, необходимость обеспечения эффективного перемешивания нейтрализаторов с нефтью [48-50] и значительные эксплуатационные затраты, связанные, в первую очередь, с высокой стоимостью реагентов.

В окислительных методах в качестве окислителя в основном используют кислород, жидкий или газообразный диоксид серы или пероксид

кислорода, причем последний возможно использовать как самостоятельный реагент, так и в смеси с другими химическими веществами. [51, 52].

АО «ВНИИУС» разработан способ очистки нефти и газоконденсата от сероводорода путем его окисления кислородом воздуха до элементарной серы в присутствии водно-щелочного раствора фталоцианинового катализатора [53-56]. В качестве щелочного агента применяют NaOH или Na_2CO_3 , катализатора – дисульфо-, тетрасульфо-, дихлордиоксидсульфо-, полифталоцианины кобальта. Процесс окисления проводят под давлением 0,3-1,5 МПа при 20-70 °С в течение 5-180 минут. Отличительным признаком от процесса «Merox» [21] является проведение процессов щелочной обработки и окисления сероводорода в одну стадию в углеводородной среде. Недостатком процесса является то, что продукты окисления, особенно после взаимодействия с едким натром, являются стабилизаторами водонефтяных эмульсий. Едкий натр расходуется на побочные реакции с нафтеновыми кислотами и углекислым газом. Остатки щелочного раствора в нефти увеличивают ее минеральную составляющую и, обладая высокой электропроводностью, могут вызвать осложнения в работе электродегидраторов [1].

Таким образом, можно резюмировать, что существенными недостатками всех химических методов удаления сероводорода из нефти являются необходимость постоянной подачи реагентов, негативное влияние продуктов реакции на свойства очищаемой продукции, а также расход реагентов на побочные реакции.

Физические методы удаления сероводорода из нефти основаны на десорбции сероводорода в газовую фазу [57-59]. Отличительной особенностью данных методов от химических является то, что сероводород из нефти удаляется в химически неизменённом виде. К физическим методам относится сепарация, ректификация, отпарка, отдувка газом, а также различные аппараты и устройства интенсифицирующие массообменные процессы, такие как, эжекторы, гидроциклоны, трубы Вентури.

Десорбция – это процесс извлечения из жидкости растворенных газов. В реальных условиях сепарация и десорбция при добыче и транспорте продукции, как правило, протекают одновременно с момента снижения давления ниже давления насыщения нефти газом. При десорбции выделение компонента из жидкости в газ происходит при давлении этого компонента в жидкости большем, чем парциальное давление его в газе. Десорбция, как процесс извлечения растворенных компонентов, прекращается при наступлении равновесия, т.е. тогда, когда, согласно закону Рауля-Дальтона, парциальное давление отдельного компонента смеси в газовой фазе становится равным парциальному давлению этого компонента в жидкой фазе. Поэтому движущей силой процесса десорбции, т.е. массообмена между газовой и жидкой фазами, является разность парциальных давлений и концентраций компонентов при соответствующих термобарических условиях. При нарушении равновесия, которое может быть вызвано внешними факторами, вновь начинается перераспределение компонентов смеси между фазами до тех пор, пока не наступит новое равновесие. Из вышеизложенного следует, что для максимального извлечения какого-либо растворенного компонента, в т.ч. и сероводорода, из жидкости необходимо постоянное направленное воздействие на нее, нарушающее равновесие [60-73].

1.1 Сепарация нефти

Наиболее распространенным физическим методом, встречающимся на каждом объекте подготовки нефти, является сепарация. Сепарация в свою очередь бывает одноступенчатая (однократное разгазирование) и многоступенчатая (дифференциальное разгазирование). Несмотря на то, что при однократном разгазировании количество сероводорода, перешедшего из нефти в газовую фазу больше, на практике данным метод не применяется.

Наиболее часто встречающимся вариантом многоступенчатой сепарации является двух или трехступенчатая, характерная для нефти с газовым фактором до $50 \text{ м}^3/\text{т}$. С увеличение газового фактора пластовой нефти

оптимальное количество ступеней сепарации возрастает [70].

Сепарация нефти применяется для удаления сопутствующих легких углеводородных и не углеводородных компонентов с целью возможности проведения последующих операций по обезвоживанию и обессоливанию нефти и обеспечения требуемой величины давления насыщенных паров для последующего транспорта товарной продукции с минимальными потерями легких фракций, при этом не ставится задача для максимального или полного извлечения какого-то одного конкретного компонента, хотя предполагается удаление наиболее летучих компонентов – метана и этана. Наиболее ответственным узлом с точки зрения удаления сероводорода из нефти является сепараторы концевой (горячей) ступени. За счет снижения давления и увеличения температуры сепарации нефти, т.е. за счет более глубокой стабилизации, можно существенно снизить содержание сероводорода в товарной продукции.

Сепарация при повышенной температуре (более 40 °C) осуществляется на заключительной стадии подготовки нефти, как правило, уже после проведения обессоливания. Удаление сероводорода из нефти происходит за счет существенного увеличения температуры нефти, подаваемой в сепараторы концевой ступени (рисунок 1.1.1). При этом для утилизации ПНГ с сепараторов концевой ступени необходимо использовать компрессорное оборудование, а также обязательно охлаждать газ перед сжатием для исключения попадания тяжелых углеводородов в полость компрессора. На рисунке 1.1.1 представлена типовая схема сепарации нефти, где газ с сепараторов высокого давления под собственным давлением направляется в систему газосбора или используется для собственных нужд. ПНГ с сепаратора концевой ступени охлаждается, сжимается и направляется потребителю.

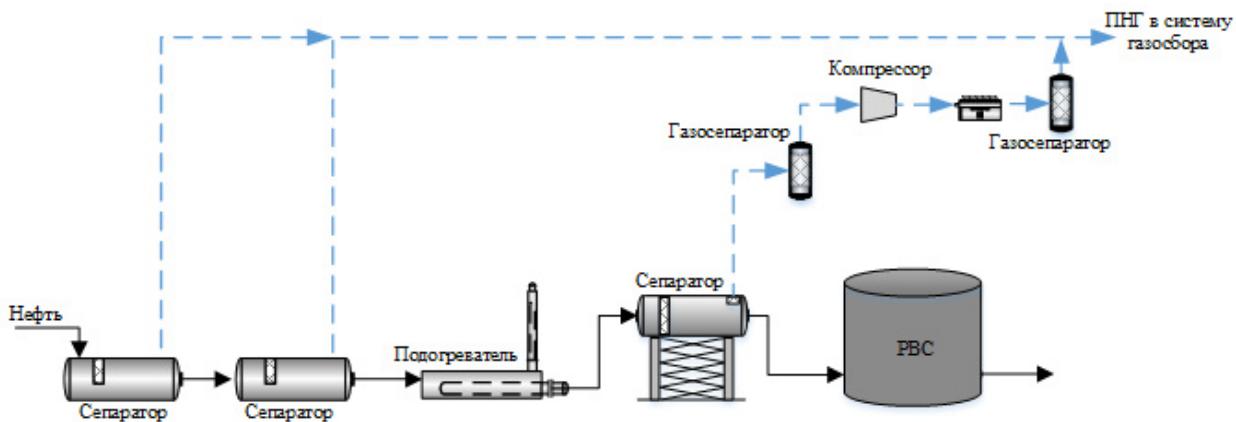


Рисунок 1.1.1 - Схема многоступенчатой сепарации нефти с компримированием газа

Для интенсификации процесса в концевом сепараторе поддерживают вакуум, который создают вакуум-компрессором [74], включением в схему сепарации нефти дополнительного насосно-эжекторного рециркуляционного контура [75] или с помощью вакуумного водокольцевого насоса [76]. Эффективность данного приема интенсификации десорбции сероводорода из нефти линейно возрастает при увеличении глубины вакуума [77].

С помощью насосно-эжекторных установок (НЭУ), обеспечивают снижение абсолютного давления в сепараторе до 70-110 кПа. Недостатком данного способа является неустойчивая работа насосно-эжекторных установок вследствие, запирания камеры смешения эжектора газом, выделившимся из нефти.

С помощью водокольцевого насоса оптимальным является поддержание абсолютного давления сепарации в диапазоне от 0,03 до 0,10 МПа, при котором обеспечивается переток нефти с концевого сепаратора, например, в резервуары товарной нефти за счет разных высотных отметок, а также исключается унос пены в газопровод [78-80]. Для предотвращения уноса пены с сепаратора при сепарации легкой высокопенистой нефти целесообразно поддерживать давление на уровне атмосферного. Снижение давления в концевом сепараторе ниже 0,03 МПа ограничивается техническими возможностями использования водокольцевого насоса. На рисунке 1.1.2

представлена схема очистки нефти от сероводорода с использованием водокольцевого насоса.



Рисунок – 1.1.2 – Принципиальная схема удаления сероводорода из нефти с использованием водокольцевого насоса

При выборе оптимального давления сепарации учитывают состав и физико-химические свойства нефти. Расход пресной воды, подаваемой в водокольцевой насос, должен составлять 1-5% от массы очищаемой нефти, что обусловлено проведением эффективного последующего обессоливания нефти и отсутствием образования излишнего количества загрязненной нефтепродуктами(конденсатом) пресной воды, требующей последующей очистки и утилизации. При подаче пресной воды в водокольцевой насос в недостаточном количестве для последующего проведения эффективного обессоливания в нефть подается дополнительный объем пресной промывочной воды. Подача смеси пресной воды и конденсата, выделившегося из газа сепарации, в нефть перед ступенью обессоливания позволяет значительно увеличить выход нефти, эффективно использовать всю пресную воду, применяемую для создания пониженного давления в концевом сепараторе. Использование водокольцевого насоса для откачки газа позволяет значительно снизить энергетические затраты для создания пониженного давления (вакуума) в концевом сепараторе по сравнению с применением ЖГЭ [81].

Недостатком метода горяче-вакуумной сепарации является сложность контроля и регулирования технологического процесса, большой расход электроэнергии, а также недостаточная эффективность, ограничиваемая равновесной концентрацией H_2S между жидкой и газовой фазами.

1.2 Подача газа в подводящий нефтепровод сепараторов концевой ступени

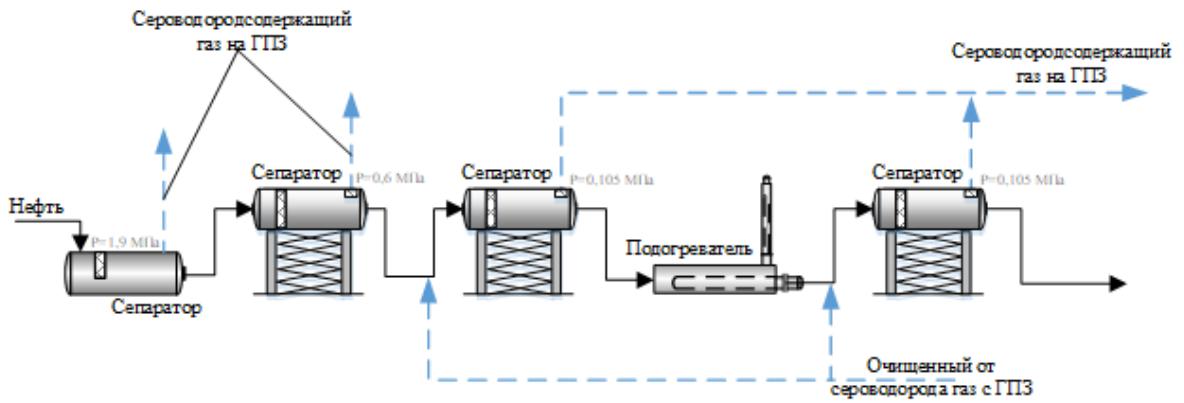
В сочетании с традиционной сепарацией или в качестве самостоятельной операции проводят барботаж нефти десорбционным газом для повышения эффективности разгазирования нефти и отдувки сероводорода при подаче его непосредственно в сепарационную емкость [82-84], в подводящий нефтепровод сепаратора для доведения качества товарного продукта до требований ГОСТ [85-87]. На объектах ПАО «Татнефть» в качестве контактной насадки в вертикальном колонном аппарате используются сплошные перегородки, согнутые из листового материала, образующие зигзагообразный канал, по которому движутся взаимодействующие фазы [88].

На рисунке 1.2.1 представлена принципиальная схема сепарации нефти Жананольского месторождения, где осуществлена подача газа, не содержащего сероводород, в вертикальные участки подводящих нефтепроводов сепараторов концевой ступени, расположенных на эстакаде.

Движущей силой массообменных процессов является разность концентраций, поэтому подача газа, не содержащего сероводорода, в поток нефти приводит к частичному его переходу в состав газовой фазы. При последующей сепарации газожидкостной смеси происходит снижение содержания сероводорода в нефти на количество, перешедшее в состав газа сепарации [89-91].

Для увеличения глубины извлечения сероводорода и с целью повышения эффективности стабилизации нефти предлагается в качестве газа

отдувки использовать дымовой газ после печей нагрева нефти [92], однако с точки зрения пожаробезопасности такой технологический прием является нежелательным.



1, 2, 3, 5 – сепараторы; 4 – печь.

Рисунок 1.2.1 – Принципиальная схема сепарации нефти Жанажольского месторождения

Недостатком указанных способов является низкая эффективность процесса, связанная с малым временем контакта и, как следствие, низкой эффективность массообменного процесса между жидкой и газовой фазами.

1.3 Отдувка сероводорода из нефти углеводородным газом

Одним из наиболее эффективных физических методов удаления сероводорода из нефти является технология её отдувки углеводородным газом. В качестве отдувочного газа возможно использовать: природный или сухой отбензиненный газ [93]; попутный нефтяной газ (ПНГ) не содержащий сероводород [94-97]; сероводородсодержащий углеводородный газ, например ПНГ с первой ступени сепарации [98]. Отдувку нефти осуществляют в массообменных аппаратах вихревого типа [99], сепараторах концевой ступени [84] и десорбционных колоннах [100].

Наиболее благоприятным условием для применения технологии очистки нефти от сероводорода с использованием колонных аппаратов

является возможность подачи отдувочного газа из десорбционной колонны в установку сероочистки [101-105], что позволяет в этом случае «замкнуть цикл» и использовать для отдувки нефти очищенный от сероводорода газ [106-132]. Очищенный от кислых компонентов газ поступает на переработку, а из сероводорода получают элементарную серу [133, 134].

Технология отдувки сероводорода из нефти в десорбционной колонне на объектах Татарстана реализована в виде схемы, представленной на рисунке 1.3.1

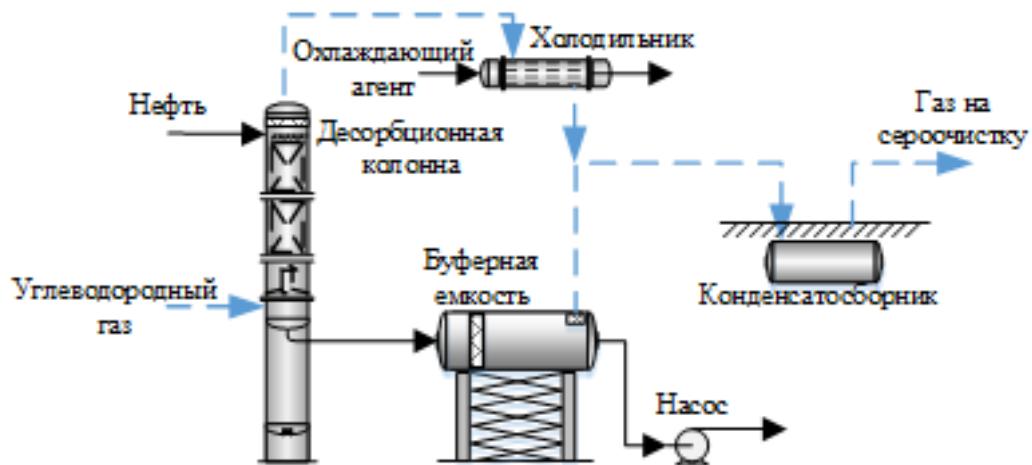


Рисунок 1.3.1 – Технологическая схема отдувки сероводорода из нефти в десорбционной колонне

Нефть с температурой 40-60 °С после электродегидраторов под собственным давлением подается в верхнюю часть десорбционной колонны и далее в буферную емкость. В нижнюю часть колонного аппарата подают газ, не содержащий сероводород. В КО в процессе массообмена между углеводородным газом и нефтью сероводород переходит в газовую фазу. Газ, содержащий сероводород, после десорбционной колонны охлаждают до температуры не выше 25 °С с помощью аппаратов воздушного охлаждения (АВО) или теплообменников. Сконденсировавшиеся компоненты углеводородного газа отделяют в конденсатосборнике. Газ после конденсатосборника направляют на установку сероочистки.

Соотношение расходов газа и нефти поддерживается автоматически в диапазоне 3:1 – 6:1. Уровень жидкости в кубовой части колонны поддерживается с помощью регулирующих клапанов [10, 135].

В качестве отдувочного газа возможно использование попутного нефтяного газа, выделяющегося в сепараторах первой ступени, при этом доля сероводорода в нем должна быть ниже равновесной его концентрации в подготавливаемой нефти (рисунок 1.3.2).

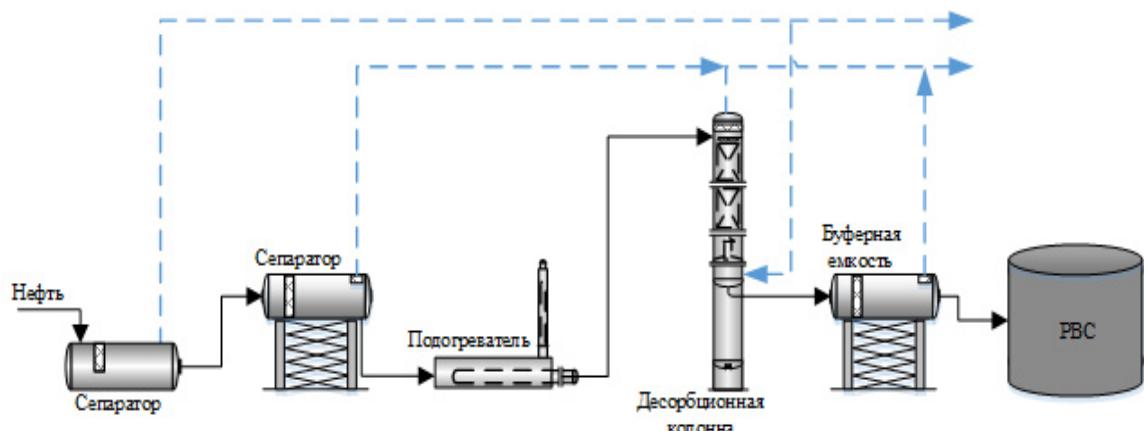


Рисунок 1.3.2 – Схема отдувки легких углеводородов и сероводорода из нефти сероводородсодержащим газом высокого давления

После прохождения многоступенчатой сепарации нефть поступает в путевой подогреватель, в котором её температура повышается до 40-60 °С и далее направляется в верхнюю часть десорбционной колонны [136, 137], где сливается сверху вниз по контактным решеткам, образуя сплошной нефтяной поток небольшой толщины. В нижнюю часть колонного аппарата подается углеводородный газ с удельным расходом от 5 до 15 м³ на тонну нефти. В результате процесса десорбции сероводород из нефти переходит в состав газовой фазы, которая направляется на установку сероочистки. Очищенная нефть после колонны направляется в резервуар и далее потребителю [1, 138-142].

Отдувку сероводорода из нефти возможно осуществлять путем подачи в нижнюю часть колонны газа, не содержащего сероводорода, а в среднюю часть десорбционной колонны сероводородсодержащего ПНГ преимущественно первой ступени сепарации нефти с мольной долей H_2S ниже равновесной его концентрации в нефти (рисунок 1.3.3). Целесообразность подачи в указанную зону десорбционной колонны сероводородсодержащего газа с невысокой концентрацией кислого компонента обусловлена тем, что при стекании нефти с верхней части колонны в нижнюю сначала осуществляется частичная отдувка H_2S из нефти сероводородсодержащим газом. Последующая очистка нефти от сероводорода до требуемой кондиции осуществляется газом, не содержащим сероводорода. При этом в десорбционную колонну требуется подача меньшего расхода газа, не содержащего сероводород, за счет частичной его отдувки из нефти сероводородсодержащим газом [143].

Одним из способов увеличения эффективности технологии десорбционной очистки нефти является снижение давления в колонне, например, с помощью установки улавливания легких фракций [144] или водокольцевого насоса [145]. Снижение давления приводит к уменьшению расхода газа, подаваемого в колонну отдувки, при одинаковой эффективности очистки нефти от сероводорода [10].

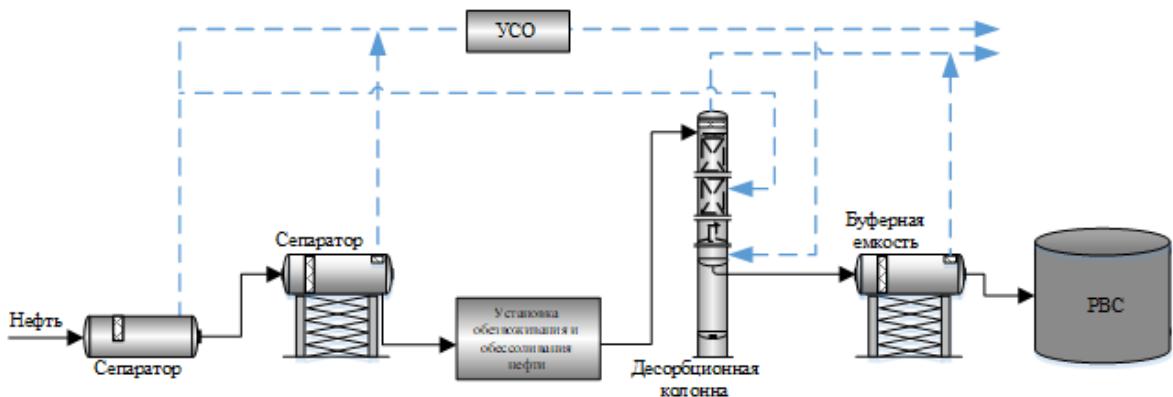


Рисунок 1.3.3 – Отдувка H_2S из нефти углеводородным газом, содержащим и не содержащим сероводород

Пониженное давление (вакуум) в аппаратах создают с помощью водокольцевого насоса, газ с выкида которого через газоводоотделитель подается на смешение с ПНГ, выделившимся в сепараторах второй ступени, и далее поступает на компрессорную станцию (рисунок 1.3.4). При прямом контакте сероводородсодержащего газа с пресной промывочной водой его температура снижается, что способствует более эффективной конденсации тяжелых углеводородов из газа. Затем пресная вода с конденсатом подается в нефть перед отстойниками ступени обессоливания. При этом возврат конденсата в нефть способствует увеличению выхода товарной нефти.

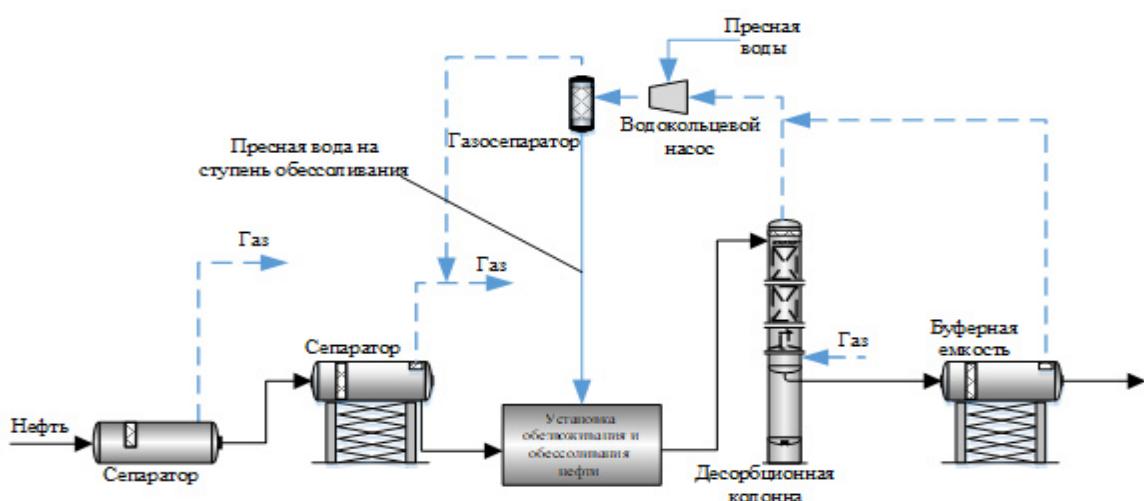


Рисунок 1.3.4 – Схема отдувки сероводорода из нефти в десорбционной колонне с водокольцевым насосом

Недостатками технологии отдувки сероводорода из нефти является большая капиталоемкость, необходимость последующей очистки отдувочного газа от сероводорода, наличие достаточного объема углеводородного газа содержащего малое количество сероводорода.

1.4 Ректификация и «отпарка» нефти

Возможность регулирования необходимой глубины извлечения нужного компонента за счёт фракционирования обеспечивает способ

ректификации нефти [146]. Технология ректификации нефти совмещает процессы стабилизации, очистки нефти от H_2S и подготовки газа к транспорту [147-149]. На рисунке 1.4.1 представлена принципиальная схема ректификации нефти [150, 151].

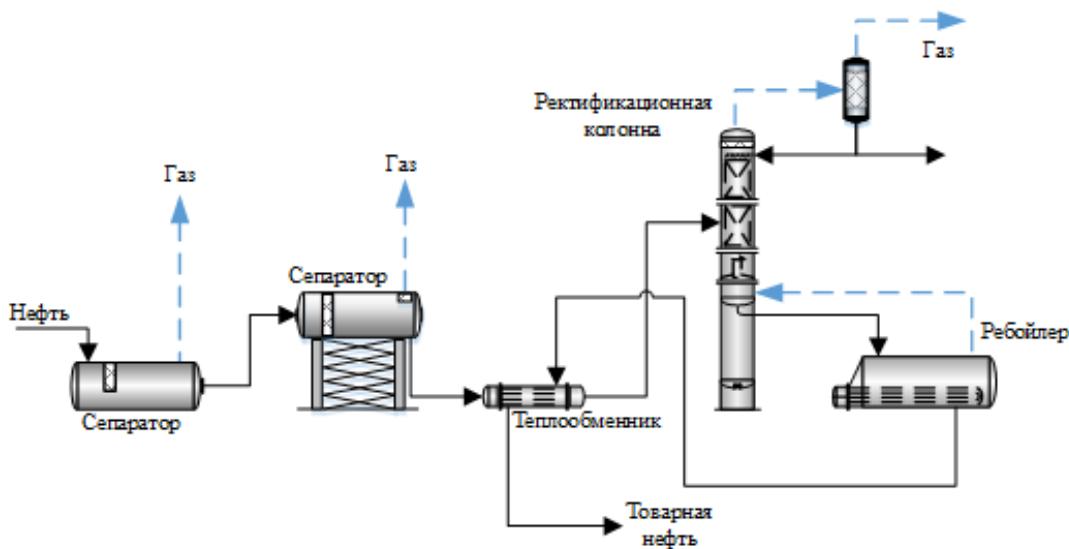


Рисунок 1.4.1 – Принципиальная схема ректификации нефти

Сероводородсодержащая нефть после концевой ступени сепарации подается насосом через теплообменник в ректификационную колонну. С кубовой части колонны часть потока нефти направляется в печь, где нагревается до 170-220 °C и далее направляется в нижнюю часть ректификационной колонны. Другая часть потока очищенной от сероводорода нефти охлаждается в теплообменнике и направляется потребителю. Газовая фаза с верхней части ректификационной колонны проходя через холодильник поступает в рефлюксную емкость, в которой происходит конденсация газа с образованием сероводородсодержащего дистиллята. Газ, содержащий сероводород, с рефлюксной емкости направляется на УСО.

Разработаны следующие варианты подачи сероводородсодержащего дистиллята:

- весь поток дистиллята подается в виде флегмы на орошение колонны;
- часть потока дистиллята поступает на орошение в верхнюю часть ректификационной колонны в виде флегмы, другая – смешивается с очищенной

нефтью после колонны;

- часть потока дистиллята подается в колонну, другая на смешение в поток нефти перед колонной;

- часть потока дистиллята подается на орошение в верхнюю часть ректификационной колонны в виде флегмы, другая – направляется на очистку от сероводорода.

Существует также способ названный «мягкой отпаркой», так как в качестве отпаривающего агента используется вода, оставшаяся в нефти после процесса обезвоживания и обессоливания [152-162]. Принципиальная технологическая схема «мягкой отпарки» представлена на рисунке 1.4.2.

В верх колонны 1 подается обессоленная нефть с содержанием воды от 0,2 до 0,5% при температуре 35-60 °C - поток 1, которая, самотеком проходя через насадку, спускается в низ колонны, затем поступает в ребойлер 2 с переливом- поток II, где подогревается до 90 - 120 °C. После ребойлера нефть разделяется на два потока: поток III, который в виде паров возвращается в колонну I поток IV – подготовленная нефть, который направляется на рекуперацию тепла, а затем в товарный резервуар.

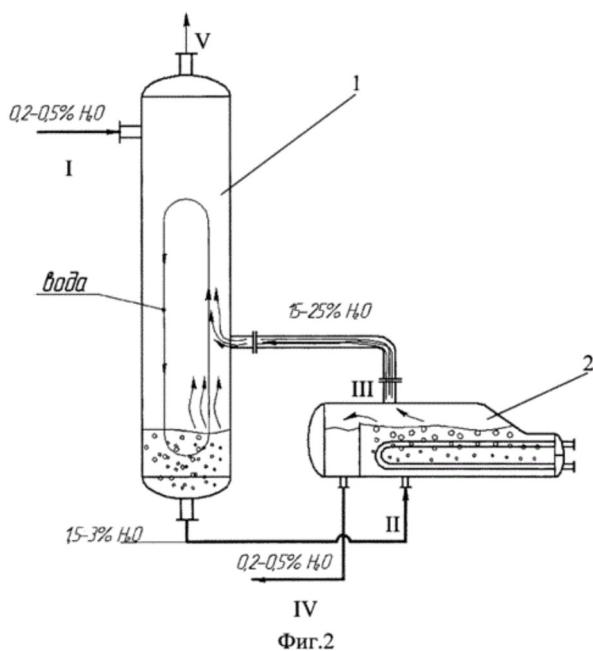


Рисунок 1.4.2 – Принципиальная схема технологии «мягкой отпарки»

Происходит постепенное накопление паров воды в колонне 1, выпаривающейся в ребойлере 2 так, что со временем в потоке П концентрация воды доходит до стабильных 1,5-3 %, в потоке III- до 15-25 %. Поток III содержит выпаренную воду, сероводород, легкие фракции нефти C_2-C_4 . Возвращаясь в колонну I противотоком к нефти поднимается вверх, разогревая его и извлекая сероводород и легкие фракции, при этом вода конденсируется и остается в колонне 1, а легкие газы под давлением уходят потоком V через верх колонны. Таким образом, создается технологический режим, обеспечивающий накопление паров воды до уровня, необходимого для очистки от H_2S , при давлении пара порядка 1,6-3,6 атмосферы.

Предложены также комбинированные способы очистки нефти от сероводорода сочетающие в себе отдувку малосернистым газом (например газом первой ступени сепарации нефти) в комбинированной колонне 3, в которой в нижней части- зоне десорбции - происходит отдувка сероводорода и меркаптанов малосернистым газом, а в верхней части -укрепляющей зоне – фракционирующая абсорбция углеводородов C_{5+} холодной (40-60°C) нефтью (рисунок 1.4.3). И в верхней, и в нижней частях комбинированной колонны контакт жидкости и газа производят на специальной насадке, обеспечивающей работу колонны в условиях большой нагрузки по жидкости (до 250 м³/м²*час) и малых нагрузок по газу (до 0,5 м³ газа/Т нефти).

Входящую в колонну сероводородсодержащую нефть после концевой ступени сепарации (поток I) делят объемным способом на два потока (II и III). Часть нефти, поток II (от 70 до 90 % по объему) нагревают до 110-180 °C и подают в середину комбинированной колонны, где она самотеком попадает в нижнюю часть- зону десорбции 5, в которой происходит процесс отдувки сероводорода.

Поток III нефти (от 10 до 30%) подают неподогретым (40-50°C) в верхнюю часть колонны 4, где насыщенный легкими углеводородами и сероводородом горячий газ входит в противоточный контакт с холодной нефтью, и происходит абсорбция выделившихся в нижней части колонны

углеводородов C_{5+} , а сероводород и легкие по жидкости выводят из верхней части колонны и подают на комплексную установку подготовки газа (поток VI). Товарная нефть с нормативными показателями по сероводороду отводится потоком V через рекуперативный теплообменник 1 [163].

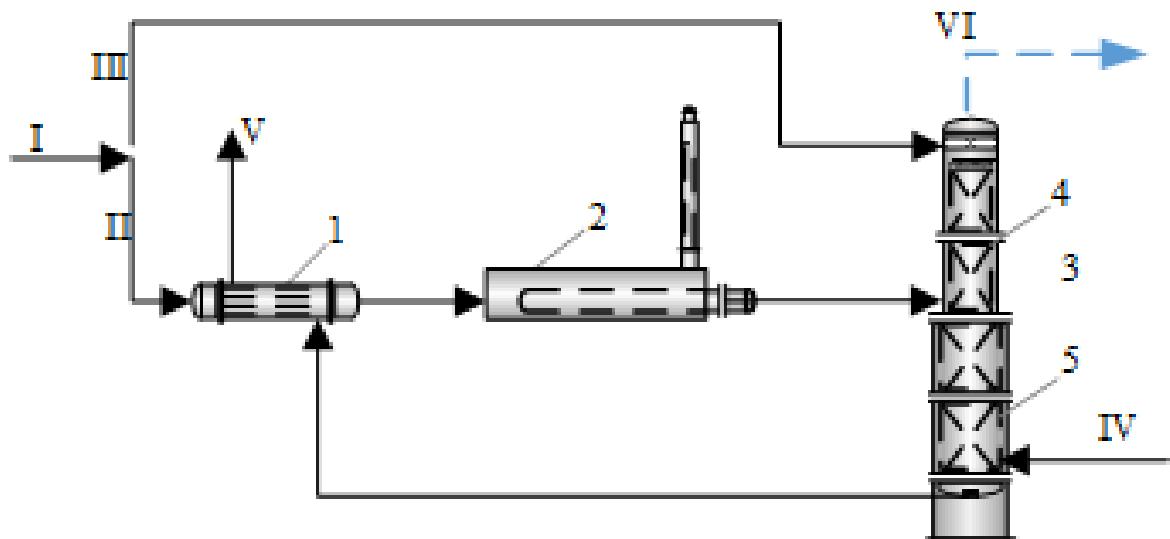


Рисунок 1.4.3 – Схема комбинированного способа очистки нефти от сероводорода

Использование технологии ректификации нефти для удаления сероводорода из нее в промысловых условиях ограничивается сложностью аппаратного оформления и необходимостью нагрева нефти до высоких температур (более 100 °C) и, как следствие, характеризуется высокими капитальными и эксплуатационными затратами.

1.5 Очистка нефти от сероводорода в поле центробежных сил

Для интенсификации процесса сепарации нефти и, как следствие, снижения содержания сероводорода в ней может использоваться процесс гидроциклонирования.

На рисунке 1.5.1 представлен гидроциклонный сепаратор, разработанный институтом «Гипровостокнефть», для проведения процессов сепарации нефти [164].

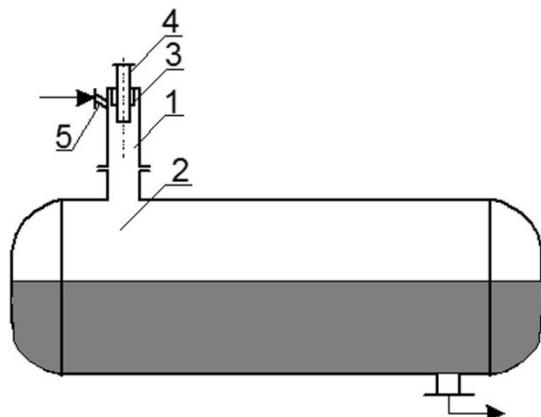


Рисунок 1.5.1 – Гидроциклонный сепаратор

Аппарат выполнен путем совмещения вертикального сепаратора 1 диаметром 200 мм с тангенциальным вводом продукции и горизонтальной емкостью 2 диаметром 500 мм. Внутри гидроцикла смонтирован направляющий патрубок 3 и патрубок выхода газа 4. Нефтегазовая смесь поступает в гидроциклон по патрубку 5 с линейной скоростью порядка 20 м/с. Резкое увеличение скорости на входе приводит к интенсивной дегазации жидкости и ее вспениванию с образованием подвижной пены. В гидроциклоне вспененная жидкость приобретает вращательное движение вокруг патрубка 3 и осевое движение вниз. Под действием центробежных сил происходит дифференциация компонентов газожидкостной смеси по плотности, сопровождающаяся разрушением пены и отбрасыванием нефти к стенкам. Газ из гидроцикла отводится через патрубок 4, а нефть стекает в горизонтальную емкость. Создание высокотурбулизированной пенной массы увеличивает поверхность контакта фаз нефть - газ и создает благоприятные условия для перехода растворенного и окклюдированного газа в пузырьки, которые с помощью центробежных сил отделяются от нефти.

Разработчики отмечают, что в случае использования гидроциклических сепараторов время сепарации сокращается в 5-6 раз по сравнению с традиционными сепараторами. Однако, экспериментальные работы и промышленные испытания, проведенные на нефтепромыслах Самарской

области и Чеченской республики, показали, что процесс отделения газа от нефти происходит, в основном, не в гидроциклонной головке, а в технологической емкости, т.е. сепараторе [165, 166]. Роль гидроциклонных головок сводится к равномерному распределению газонефтяной смеси по всей площади сепаратора. При существующей конструкции гидроциклонов отделение свободного газа от жидкости происходит, в основном, за счет сил гравитации, а центробежные силы используются не эффективно из-за того, что вращательное движение в циклоне получают только слои, находящиеся непосредственно около стенки.

Для повышения эффективности гидроциклонной дегазации жидкости предложены способ и устройство [167], в котором исходная жидкость через подводящий патрубок 4 подается в конусное сопло 2, где происходит увеличение скорости истечения жидкости, что приводит к увеличению скоростного напора и понижению давления в струе (рисунок 1.5.2).

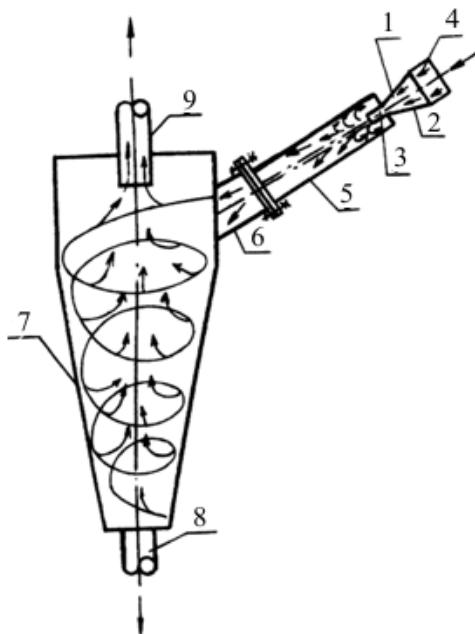


Рисунок 1.5.2 – Устройство для дегазации жидкости

При истечении из сопла 2 происходит объемное вскипание жидкости и выделение растворенных в ней газов. Далее газожидкостная смесь поступает в вакуумную камеру 5, где продолжается процесс понижения давления и, как

следствие, объемно-вакуумного вскипания растворенных газов. Газожидкостная смесь, продолжая свое движение, поступает в гидроциклон 7 через питающую насадку 6, где под действием центробежных сил, вызванных остаточным давлением струи, происходит дальнейший процесс отделения газов из жидкости. Отделенный газ направляется вверх и через патрубок 9 удаляются. Очищенная от газов жидкость по патрубку 8 поступает к потребителю.

ООО «АНК» для удаления растворенных газов и сероводорода из нефти разработан гидроциклонный процессор [168], состоящий из камеры распределения 1 с двумя циклонными элементами 2 (рисунок 1.5.3). Процессор устанавливается сверху на сепарационную емкость.

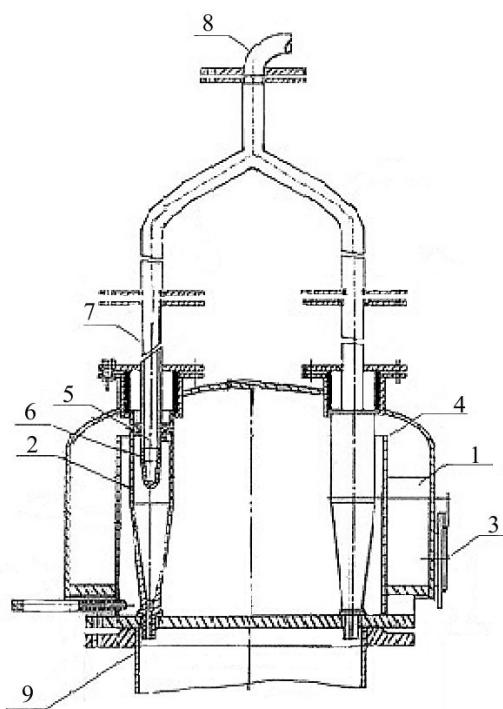


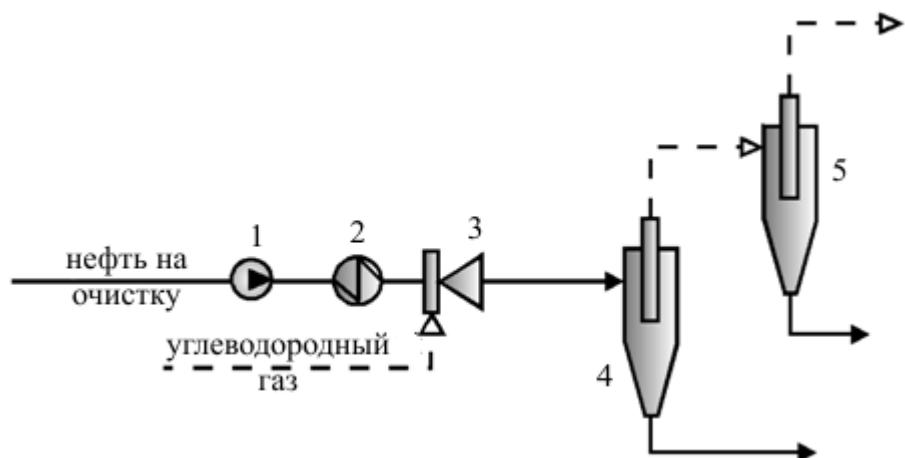
Рисунок 1.5.3 – Гидроциклонный процессор

Сероводородсодержащая нефть поступает в камеру 1 через штуцер 3 и за счет использования внутреннего экрана 4 равномерно распределяется по гидроциклонным элементам. Далее поток, проходя через завихритель 5, приобретает вращательное движение с линейной скоростью 30-35 м/с. В

каждом гидроциклонном элементе формируется область низкого давления и образуется устойчивый парогазовый шнур в центре вращения, который содержит в своем составе газовые компоненты и сероводород, перешедшие из жидкой фазы. Парогазовая смесь поднимается по наконечнику 6 сливной камеры 7 и поступает в газосборный коллектор 8. Нефтяная фаза сливается в емкость через штуцер 9.

Подобные устройства применяются на промысловых объектах Башкортостана и Самарской области. Так, на УПН «Якушкинская», характеризующейся небольшими объемами подготавливаемой нефти, в технологической схеме использовали гидроциклонную установку, представленную на рисунке 1.12. Установка была смонтирована после отстойников глубокого обезвоживания и обессоливания перед сепаратором объемом 32 м³, что обеспечило дополнительную дегазацию нефти и снижение удельного расхода нейтрализатора на 30 % [169].

Для повышения степени десорбции сероводорода из нефти в поле центробежных сил в неё вводят безсероводородный газ в соотношении объёмов 1:2 [170]. Реализация процесса выделения кислых компонентов из жидкости осуществляется следующим образом (рисунок 1.5.4).



1 – насос; 2 – нагреватель; 3 – гидравлический компрессор; 4, 5 - гидроциклон

Рисунок 1.5.4 – Установка удаления сероводорода из нефти в поле центробежных сил

Сероводородсодержащую нефть после ступени обезвоживания и обессоливания насосом 1 подают в нагреватель 2 [171-173]. В камеру смешения гидравлического компрессора 3 вводят десорбирующий агент – углеводородный газ, не содержащий сероводород, где производят интенсивное перемешивание нефти с углеводородным газом. В результате контакта жидкой и газовой фаз за счёт процесса диффузии, имеющейся в нефти сероводород перераспределяется, и большая часть его переходит из нефти в углеводородный газ. Затем смесь под давлением подают тангенциально в гидроциклон 4 для обработки в поле центробежных сил, где происходит интенсивное выделения кислых газов из жидкости. Стабильная товарная нефть скапливается на периферии поля центробежных сил – в области высокого давления. Кислые и углеводородные газы, выделившиеся из нефти, под действием центробежных сил собираются в центре вращения потока – в области низкого давления. Выделившаяся смесь газов поступает на последующую обработку в поле центробежных сил в гидроциклон 5 для отделения от кислых газов конденсата. Газоконденсат направляют потребителю, а смесь кислых и углеводородных газов - на последующую утилизацию [1].

В способе очистки нефти от сероводорода путем газовой десорбции [174], реализуемом в аппарате, представленном на рисунке 1.5.5, удаление растворенных газов осуществляется за счет закрутки газожидкостного потока и диспергирования жидкости потоком сжатого природного газа при многоступенчатом взаимодействии нефти и газа, причем на каждой ступени обеспечивается пря-моточное взаимодействие фаз, а в целом по аппарату – противоточное.

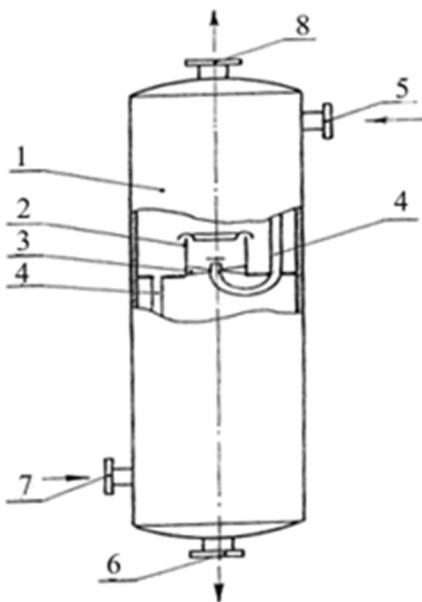


Рисунок 1.5.5 – Аппарат очистки нефти от сероводорода газовой десорбцией

Нефть после концевой ступени сепарации насосом подается через патрубок 5 на верхнюю ступень 2 вихревого аппарата, под нижнюю ступень которого через патрубок 7 подается сжатый природный газ. На каждой ступени контакта, которые сообщаются между собой переточными трубами, природный газ, проходя с большой скоростью через щели завихрителя 3, диспергирует нефть на мелкие капли, образуя в процессе совместного прямоточного движения развитую межфазную поверхность и способствуя эффективной десорбции сероводорода из нефти.

1.6 Удаление растворенных газов с помощью ультразвукового воздействия

Альтернативным направлением интенсификации процессов сепарации нефти с удалением сероводорода является использование энергии акустических волн – механических ультразвуковых колебаний. При ультразвуковом воздействии дегазация жидкости происходит из-за образования зон пониженного давления как в области имеющихся пузырьков, так и образующихся новых разрывов (кавитационных каверн) в жидкости [175]. Эффект ультразвукового воздействия заключается в

существенном ускорении диффузионных процессов при дегазации, так как вследствие колебаний пузырьков газа ускоряется процесс их слияния под действием акустического поля. Ультразвуковой метод сепарации жидкостей имеет существенное преимущество перед всеми остальными методами благодаря возможности дегазации с малым содержанием дисперсной фазы [176, 177].

Ультразвуковая интенсификация процессов основана на введении ультразвуковых колебаний высокой интенсивности (более 3-10 Вт/см²) непосредственно в жидкие среды. На практике один из самых распространенных вариантов контактного введения ультразвуковых колебаний в жидкие среды – это обработка путем погружения рабочего инструмента ультразвуковой колебательной системы в произвольный технологический объем или обработка в реакторах проточного типа [178]. Бийским технологическим институтом разработаны, а ООО «Центр ультразвуковых технологий» созданы и производятся конструкции ультразвукового технологического оборудования для реализации технологических процессов в условиях промышленных производств при обработке вязких и дисперсных сред. Для увеличения объема единовременно обрабатываемой вязкой жидкости разработана конструкция ультразвукового проточного реактора, принцип работы которого поясняется рисунком 1.6.1.

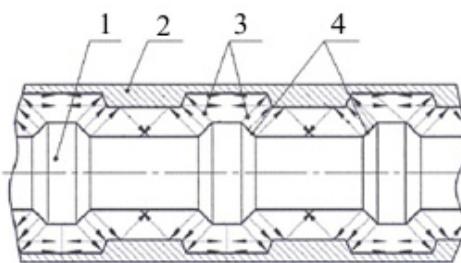


Рисунок 1.6.1 - Схема ультразвукового проточного реактора

Ультразвуковой проточный реактор работает следующим образом. Обрабатываемая жидкость поступает в полость между многополуволновым рабочим излучающим инструментом 1 и стенкой реактора 2. В процессе

работы происходит формирование УЗ колебаний 3 за счет поршневых движений, совершаемых поверхностями плавных переходов 4. Направление распространения УЗ колебаний - перпендикулярно к поверхностям плавных переходов, что позволяет изменять направление излучаемых колебаний в объеме реактора и обеспечить равномерное распределение УЗ энергии во всем внутреннем объеме проточной камеры, в котором создается ультразвуковое поле с интенсивностью, необходимой и достаточной для образований и поддержания режима развитой кавитации. Примером использования таких систем могут служить аппараты серии «Булава-П» модель УЗАП-8/22-ОП (рисунок 1.6.2).



Рисунок 1.6.2 – Общий вид ультразвукового аппарата «Булава-П»

В дополнении к вышесказанному отмечается [179], что создание и широкое применение специализированного ультразвукового оборудования с мощностью до 8000 Вт позволило создавать новые и эффективно интенсифицировать известные технологические процессы. Причём современное мощное оборудование нередко используется в больших проточных линиях по обработке жидких сред и имеет в своём составе несколько последовательно установленных мощных излучателей ультразвука. На рисунке 1.6.3 показано расположение ультразвуковых многополуволновых излучателей в проточных объемах.

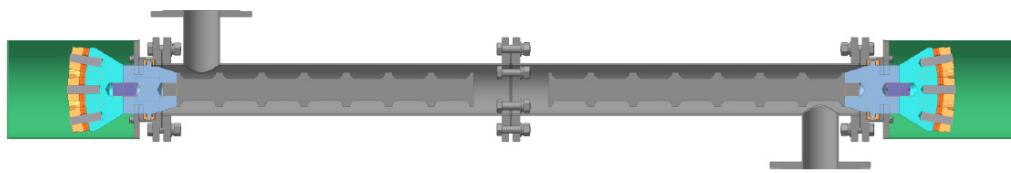


Рисунок 1.6.3 - Ультразвуковые излучатели в проточном объёме

Ультразвуковые излучатели расположены горизонтально на одной оси, а входной и выходной патрубки на проточных объемах максимально разнесены друг от друга и расположены вертикально, имея диаметральное позиционирование друг относительно друга для обеспечения оптимального воздействия на обрабатываемую жидкость и предотвращения образования воздушных полостей в технологическом объеме. Излучение ультразвуковых колебаний с переходных между различными по диаметрам участков излучателей и излучение с торцевых поверхностей излучателей обеспечивает равномерное и эффективное воздействие на технологическую среду, протекающую в обрабатываемом объеме.

Применительно к нефтегазодобыче не известно практическое применение указанных ультразвуковых излучателей для сепарации и дегазации нефти. Авторами разработки «Способ дегазации нефти в сепараторе первой ступени» [180] предлагается использовать при сепарации нефти акустические четвертьвольновые резонаторы - преобразователи шумов оборудования, способные трансформировать низкочастотный звук в область ультразвука (рисунок 1.6.4).

Резонаторы попарно диаметрально по окружности располагаются во входном патрубке 1 сепаратора после диафрагмы 3, размещенной непосредственно на входе потока 2 в патрубок. Диафрагма служит для придания потоку турбулентного режима с образованием вихрей 4, при срыве которых с диафрагмы формируется низкочастотный звук 5, который акустическими резонаторами 7 трансформируется в ультразвуковое поле

стоячих волн 6, в котором осуществляется дегазация газонефтяной смеси, рост и слияние газовых пузырьков с последующим отделением их от жидкости.

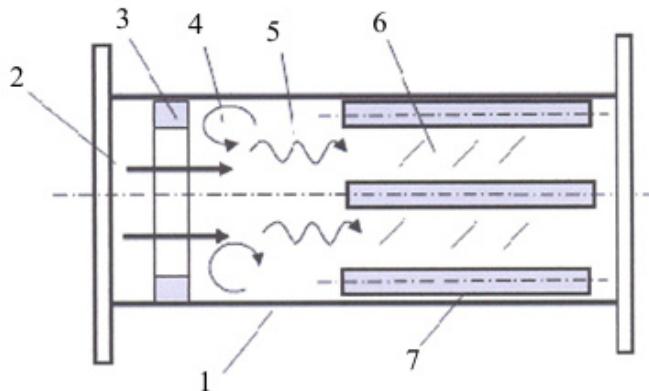


Рисунок 1.6.4 – Схема патрубка с акустическими резонаторами

Основной причиной, по которой ультразвуковые технологии не используются для удаления сероводорода из нефти, является малая изученность данного процесса в литературных источниках отсутствует информация об эффективности данных процессов применительно к очистке нефти от сероводорода.

1.7 Выводы по главе 1

1. Все методы очистки нефти от сероводорода можно разделить на две основные группы: химические и физические.

2. Недостатками химических методов удаления сероводорода из нефти являются: необходимость постоянной подачи реагентов, негативное влияние продуктов реакции на свойства нефти, а также расход реагентов на побочные реакции.

3. Основным недостатком физических методов очистки нефти от сероводорода по сравнению с химическими методами является более высокие капитальные затраты.

4. Для снижения капиталоемкости физических методов очистки нефти от сероводорода требуется поиск новых технологий, одним из таких перспективных направления является использование ультразвуковых волн для интенсификации процесса десорбции H_2S . Совершенствование существующих методов очистки нефти от сероводорода позволит увеличить эффективность процесса и, как следствие, уменьшить эксплуатационные затраты.

ГЛАВА 2. ИССЛЕДОВАНИЕ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЕСОРБЦИОННОЙ ОЧИСТКИ НЕФТИ ОТ СЕРОВОДОРОДА В КОЛОНННОМ АППАРАТЕ

2.1 Исследования по влиянию технологии десорбционной очистки нефти от сероводорода на процесс подготовки и транспорт углеводородного газа

Одним из наиболее эффективных и относительно простых физических способов снижения массовой доли сероводорода в нефти до требований ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» является её отдувка углеводородным газом в десорбционной колонне. Так с целью доведения качества сдаваемой продукции в систему АК «Транснефть» до нормативных требований по сероводороду на семи из девяти объектах подготовки высокосернистой нефти ПАО «Татнефть» была внедрена технология десорбционной ее очистки от сероводорода. Суть данной технологии заключается в десорбции сероводорода из нефти в колонном аппарате девонским газом с удельным расходом 2–6 м³/т при температуре 40–60 °С и абсолютном давлении 0,11–0,17 МПа.

На основании результатов исследований по оптимизации процесса очистки нефти от сероводорода установлено, что компонентный состав газа, подаваемого в колонну отдувки, оказывает существенное влияние на процесс десорбции H₂S из нефтяного потока. При подаче отдувочного газа с большим содержанием азота и метана его расход минимален. Отдувка газом с повышенным содержанием пропана и бутана менее эффективна. Снижение давления в колонне и увеличение температуры нефти повышают эффективность удаления сероводорода. На рисунках 2.1.1–2.1.3 представлены зависимости эффективности удаления сероводорода из нефти от температуры, давления и расхода отдувочного газа.

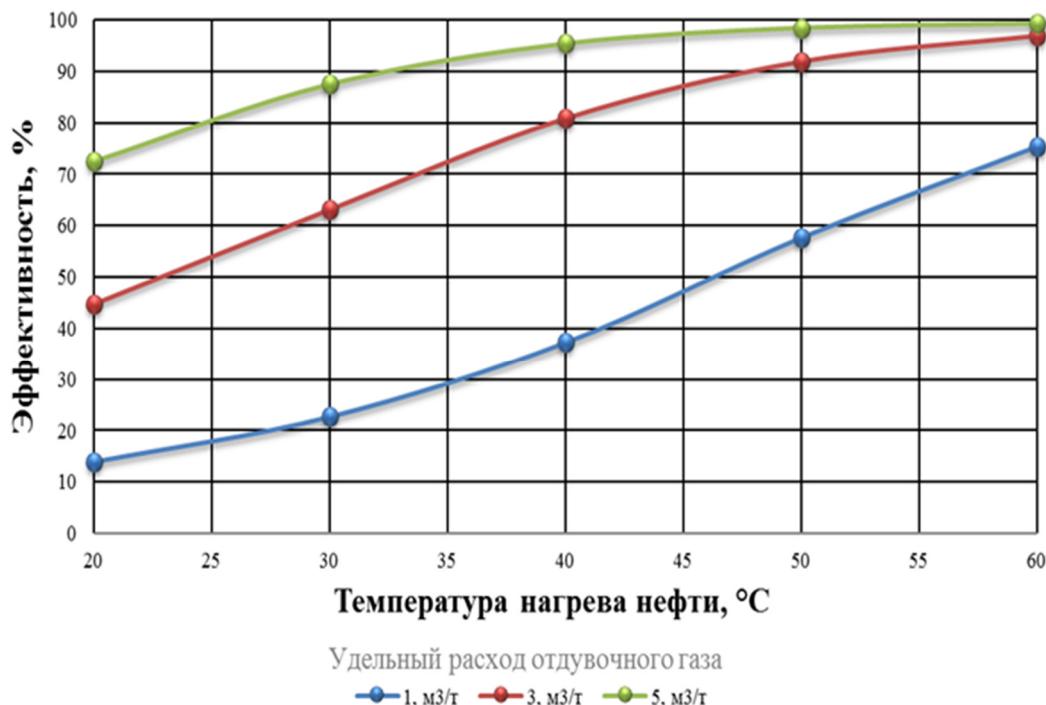


Рисунок 2.1.1 – Зависимость эффективности удаления сероводорода из нефти от температуры

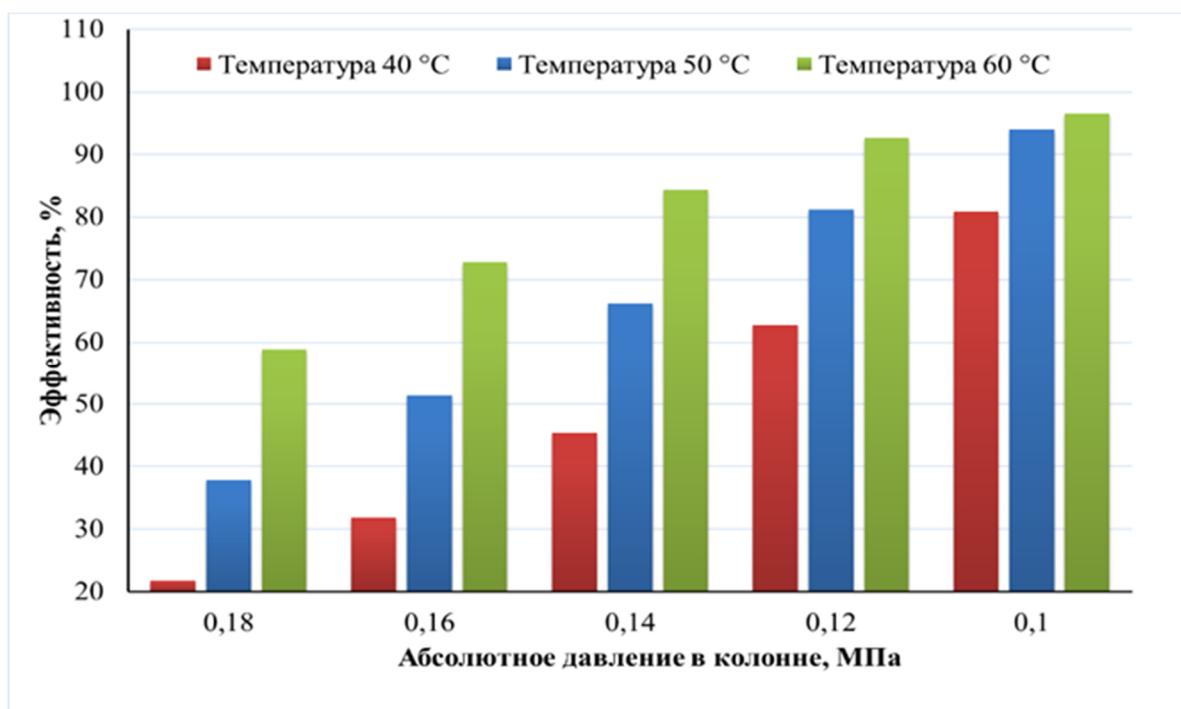


Рисунок 2.1.2 – Зависимость эффективности удаления сероводорода из нефти от давления в колонне

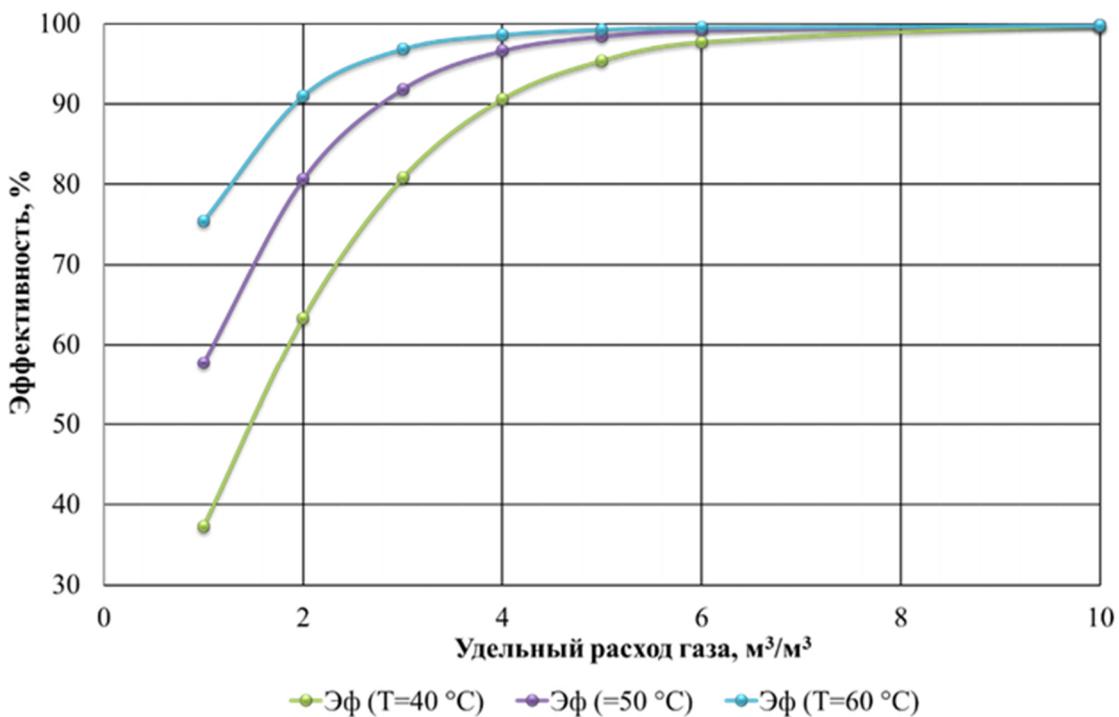


Рисунок 2.1.3 - Зависимость эффективности удаления сероводорода из нефти от удельного расхода газа, подаваемого в колонну

Несмотря на положительные стороны технологии десорбционной очистки в колонном аппарате, ее внедрение приводит к осложнениям в работе оборудования компрессорной станции и системы газосбора. В процессе отдувки сероводорода происходит не только его десорбция в газовую фазу, но и стабилизация нефти, сопровождающаяся переходом углеводородов (преимущественно пропана и бутана) в состав газа отдувки. Уменьшается выход товарного продукта, увеличивается расход газа отдувки, а углеводороды, перешедшие в газовую фазу в процессе дальнейшей транспортировки до потребителя, конденсируются в системе газосбора, что приводит к снижению пропускной способности газопровода и повышению давления.

Так на пяти компрессорных станциях (КС) ПАО «Татнефть» (КС-7с, 11с, 24с, 25с и КС при Куакбашском центральном сборном пункте (КЦСП)), куда поступает попутный нефтяной газ (ПНГ) с установок подготовки высокосернистой нефти (УПВСН), появились осложнения в работе

существующего компрессорного оборудования и системы газосбора. В результате образования конденсата в газопроводах из-за большого содержания в нефтяном газе тяжелых углеводородов (рисунок 2.1.4) давление на ступенях сепарации нефти и в системе газосбора повысилось выше максимально допустимых значений, что на ряде объектов привело к сбросу газа на факельные установки.

Вывоз конденсата с дрипов по трассе сборных газопроводов из-за отсутствия обустроенных дорог осложняется в зимний и осенне-весенний периоды года. При откачке жидкости с дрипов значительная часть углеводородов теряется, а образующиеся сероводородсодержащие пары представляют опасность персоналу, выполняющему работу по вывозу конденсата.

Из рисунка 2.1.4 видно, что ПНГ с вышеперечисленных компрессорных станций относятся к высококалорийным (жирным). В основном это обусловлено наличием большого количества пропан-бутановой фракции. В каждом 1 м³ газа при нормальных условиях содержится от 697 г пропан-бутановой и от 125 г бензиновой фракций или, соответственно, 46,2 и 8,24 % масс. Наиболее тяжелым является газ с КС-7с, где содержание пропан-бутановой и бензиновой фракций составляет 1033 и 358 г/м³ соответственно. Эти фракции газа способны после компримирования и соответствующего охлаждения конденсироваться.

Основным «источником» образующегося конденсата является газ, выходящий из десорбционной колонны. В результате массообменного процесса между нефтяной и газовой фазами в десорбционной колонне выход товарной нефти уменьшается в зависимости от объема девонского ПНГ, подаваемого на отдувку, и термобарических условий, влияющих на распределение легких фракций нефти и компонентов газа между фазами. Термобарические режимы работы сепарационного оборудования также определяют количество и состав ПНГ, выделяющегося из нефти. Снижение количества тяжелых углеводородов в составе нефтяного газа посредством

влияния на параметры работы дожимных насосных станций (ДНС) и УПВСН, в частности, на условия сепарации и отдувки сероводорода из нефти в десорбционной колонне, не представляется возможным вследствие необходимости достижения нормируемых показателей по качеству сдаваемой продукции. Поэтому наиболее оптимальным является вариант подготовки ПНГ в условиях компрессорных станций перед подачей его в систему газосбора.

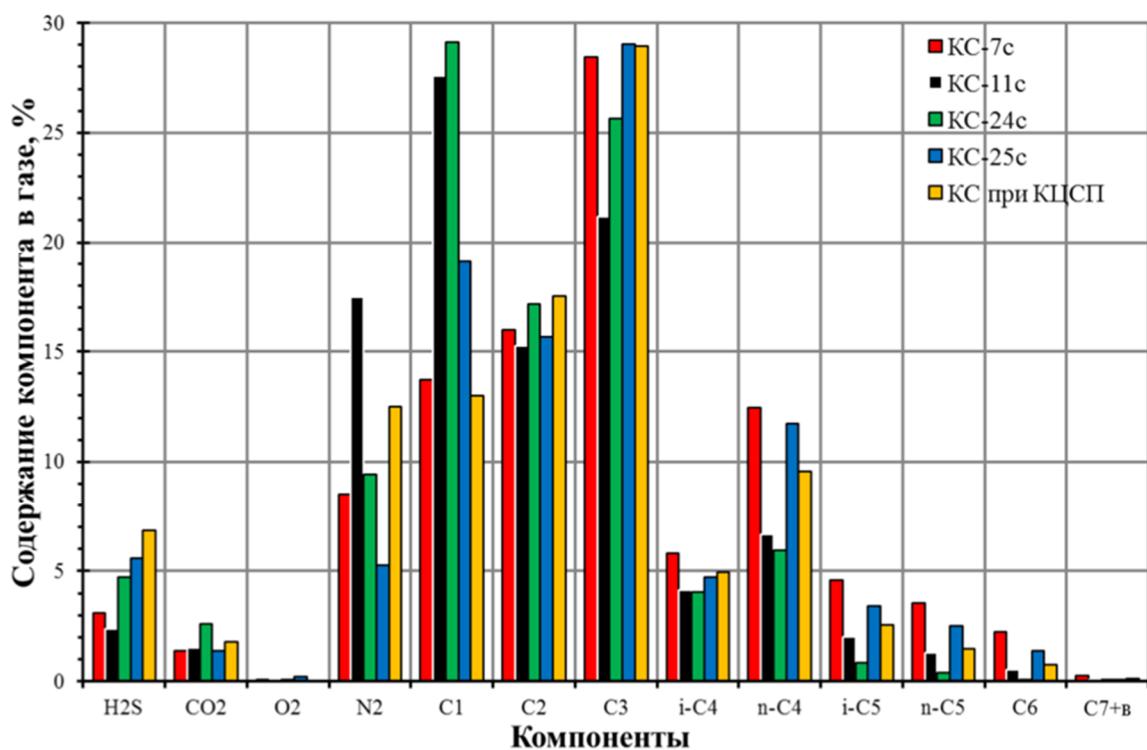


Рисунок 2.1.4 - Компонентный состав ПНГ с выкида KC-7c, 11c, 24c, 25c и KC при КЦСП

При сборе нефтяного газа в условиях промысла обычно используют несколько способов подготовки газа: абсорбционный, низкотемпературной сепарации, компрессионный и комбинированный.

В настоящее время на всех компрессорных станциях ПАО «Татнефть» для снижения температуры ПНГ после компримирования перед подачей его в магистральный газопровод применяются аппараты воздушного охлаждения (АВО). Анализ условий охлаждения газа с помощью АВО в ПАО «Татнефть»

на КС показал, что его температура после воздушного охлаждения в зимний период времени в среднем составляет 8 - 10 °C, в летний – от 15 до 25 °C. При транспортировке ПНГ его температура приближается к температуре грунта, которая в зимний и летний периоды времени года составляет 0-5 °C и 8-12 °C соответственно, что приводит к конденсации тяжёлых углеводородов, водяных паров и, как следствие, накоплению жидкости в газопроводе.

В таблице 2.1.1 представлена информация по количеству тепла, снимаемого с ПНГ существующей системой охлаждения после его компримирования, и необходимого для снижения точки росы по влаге и углеводородам ниже температуры грунта в зимнее время года на КС-7с, 11с, 24с, 25с, и КС при КЦСП.

Таблица 2.1.1 - Количество тепла, снимаемого с ПНГ существующей системой охлаждения, и необходимого для достижения требуемых параметров подготавливаемого газа

Название объекта	Количество тепла, снимаемого существующей системой охлаждения с подготавливаемого ПНГ в зависимости от времени года, кВт		Необходимое количество тепловой энергии, снимаемой с подготавливаемого ПНГ, для достижения точки росы по влаге и углеводородам ниже температуры грунта (ориентировочная), кВт
	Зима	Лето	
КС-7с	37-64	34-48	76
КС-11с	52-83	55-70	115
КС-24с	41-62	32-41	75
КС-25с	86-112	84-122	150
КС при КЦСП	71-89	70-75	115

Как видно из представленных в таблице 2.1.1 данных, с подготавливаемого нефтяного газа снимается от 50 % до 80 % от необходимого количества тепла. Оставшаяся тепловая энергия при поступлении газа в систему газосбора отдается через стенку трубопровода грунту. Температура газа снижается, и начинается процесс конденсации наиболее тяжелых углеводородов и паров воды на внутренней поверхности

стенки газопровода. Применение воздушного охлаждения позволяет уменьшить объем образующегося конденсата, но не решает проблему полностью.

2.2 Исследования по снижению объема конденсата, образующегося в системе газосбора, с использованием холодильных машин и эффекта Джоуля-Томсона

Достижение необходимой температуры подготавливаемого газа возможно с помощью холодильных машин (ХМ), например, парокомпрессионного типа. Для оценки эффективности применения парокомпрессионной машины (ПХМ) в простейшем варианте аппаратурного оформления (рисунок 2.2.1) проведены расчеты процесса охлаждения подготавливаемого газа. В качестве теплоносителя холодильного контура выбран хладагент R 290.

С целью снижения капитальных вложений вследствие высокой стоимости оборудования холодильной машины рассмотрен вариант установки агрегата после существующей системы охлаждения на КС (рисунок 2.2.2). Согласно этому варианту, ПНГ поступает на прием компрессора, где сжимается до необходимого давления и через сепаратор масло-газ подается в АВО. Далее подготавливаемый газ, проходя через испаритель парокомпрессионной машины, отдает свою тепловую энергию внутреннему контуру ХМ и поступает в выходной сепаратор КС. В сепараторе газ очищается от сконденсировавшихся углеводородов и паров воды и поступает в систему газосбора.

Результаты расчетов процесса охлаждения ПНГ с помощью ПХМ для рассматриваемых компрессорных станций представлены в таблице 2.2.1.

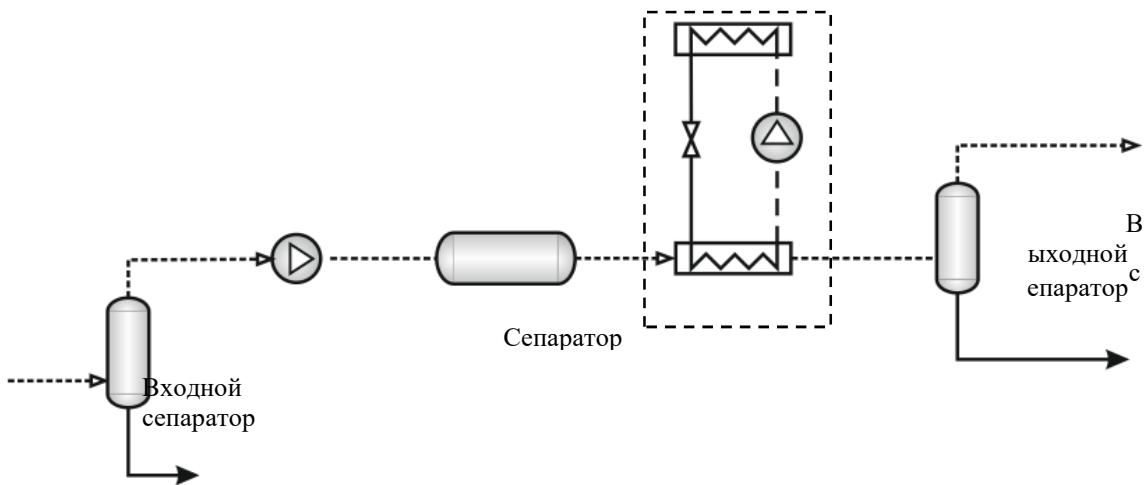


Рисунок 2.2.1 Принципиальная схема подготовки ПНГ в условиях КС с помощью парокомпрессионной холодильной машины (без АВО)

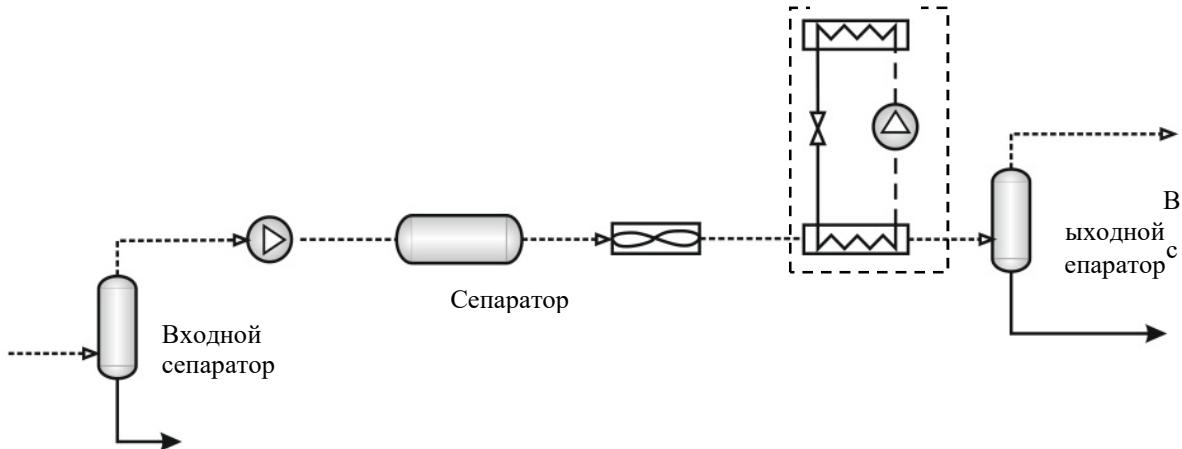


Рисунок 2.2.2 Принципиальная схема подготовки ПНГ в условиях КС с помощью парокомпрессионной холодильной машины (с размещением ПХМ после АВО)

В случае использования существующего АВО в качестве предварительного охлаждения мощность ХМ, необходимая для достижения заданной температуры, существенно снижается. Также уменьшается потребление энергии компрессором ХМ, так как требуется меньший объем циркуляции хладагента по холодильному контуру. Данное технологическое решение позволяет снизить в целом стоимость строительства ХМ и

эксплуатационные расходы, связанные с энергией, затрачиваемой на съем тепла в конденсаторе с хладагента и привод компрессора холодильного аппарата.

Таблица 2.2.1 - Результаты расчетов процесса охлаждения ПНГ с помощью ПХМ на КС-7с, 11с, 24с, 25с и КС при КЦСП

Наимено вание компресс орной станции	Объем ПНГ, поступающе го на КС, м ³ /сут	Вариант охлаждения ПНГ на КС			
		установка ПХМ после существующей системы охлаждения		установка ПХМ взамен существующей системы охлаждения ПНГ	
		Количество тепловой энергии, снимаемой ПХМ, кВт	Количество энергии, затрачиваемой на привод компрессора ПХМ, кВт	Количество тепловой энергии, снимаемой ПХМ, кВт	Количество энергии, затрачиваемой на привод компрессора ПХМ, кВт
КС-7с	32600	80	26	228	72
КС-11с	45000	59	19	175	55
КС-24с	35000	41	13	121	38
КС-25с	50000	50	16	130	41
КС при КЦСП	48000	64	20	177	56

Применение ХМ позволяет решить проблему выпадения конденсата в газопроводе, однако тепло, снимаемое с газового потока, теряется безвозвратно. С помощью тепловых насосов (ТН) [1, 2] тепловую энергию, сбрасываемую в атмосферу ПХМ, возможно вернуть в технологию. Например, организация предварительного нагрева потока жидкости тепловой энергией, снимаемой с ПНГ, перед подачей в путевой подогреватель (ПП) позволит уменьшить расход топливного газа. Однако относительно малое количество снимаемой тепловой энергии (таблица 2.2.1) с охлаждаемого газа, не оправдывает капитальных вложений, затрачиваемых на строительство ТН, вследствие незначительной экономии топлива для ПП, в качестве которого обычно используется природный газ (таблица 2.2.2). Также на некоторых объектах «платный» природный газ заменен на «бесплатный» ПНГ со ступеней сепарации нефти, что еще больше сужает область применения ТН.

Таблица 2.2.2 Количество сэкономленного топлива, подаваемого в путевой подогреватель нефти, в пересчете на природный газ

Название объекта	Количество сэкономленного топливного газа, м ³ /год
КС-7с	67500
КС-11с	102000
КС-24с	66500
КС-25с	133200
КС при КЦСП	102000

Получить низкую температуру ПНГ можно с помощью эффекта Джоуля-Томсона [3]. Величина снижения температуры зависит от природы газа, параметров его состояния и перепада давления на дросселе. Однако, для достижения температуры ПНГ, равной 0 °С, необходимо существенно увеличить давление, создаваемое компрессорами (таблица 2.2.3).

Таблица 2.2.3 - Результаты расчета эффекта Джоуля-Томсона для условий КС ПАО Татнефть»

Название объекта	Абсолютное давление, МПа		Температура, °С	
	до дросселя	после дросселя	перед дросселем	после дросселя
КС-7с	0,60	0,40	10	0
	0,95		20	
	1,35		30	
КС-11с	0,75	0,45	10	0
	1,15		20	
	1,65		30	
КС-24с	0,80	0,5	10	0
	1,20		20	
	1,75		30	
КС-25с	0,70	0,45	10	0
	1,00		20	
	1,50		30	
КС при КЦСП	0,75	0,5	10	0
	1,15		20	
	1,65		30	

2.3 Исследования по увеличению эффективности технологии десорбционной очистки нефти от сероводорода

На основании результатов исследований по оптимизации процесса очистки нефти от сероводорода установлено, что компонентный состав газа, подаваемого в колонну отдувки, оказывает существенное влияние на процесс десорбции H_2S из нефтяного потока. При подаче отдувочного газа с большим содержанием азота и метана его расход минимален. Отдувка газом с повышенным содержанием пропана и бутана менее эффективна.

Однако, на процесс перехода сероводорода из жидкой фазы в газовую оказывает влияние и компонентный состав нефти, в частности, такие компоненты как азот, углекислый газ, метан, этан, пропан и бутан. Как видно из данных, представленных на рисунке 2.3.1, с увеличением содержания легких компонентов (метан, этан, пропан и бутан) увеличивается эффективность десорбционной очистки в колонном аппарате. Так, например, увеличение содержания метана в составе нефти на 0,1 % при прочих равных параметрах позволяет уменьшить расход отдувочного газа на 15-21 % (в зависимости от температуры нефти), а при увеличении более чем на 1 % и вовсе отказаться от подачи газа в колонну отдувки. Данный эффект достигается за счет того, что в колонном аппарате в процессе массообмена между газом и нефтью углеводороды из жидкой фазы частично переходят в газовую, обеспечивая тем самым более легкую десорбцию сероводорода.

Повысить эффективность десорбционной очистки возможно за счет увеличения содержания в составе нефти легких углеводородов, например:

- рециркуляцией всего объема газа, поступающего с концевых ступеней сепарации и колонны отдувки в подводящий нефтепровод первой ступени сепарации (1 вариант, рисунок 2.3.2);
- дополнительным охлаждением нефтяного газа с КС (например, посредством его дросселирования) с последующей подачей отделившегося конденсата в поток нефти (2 вариант, рисунок 2.3.2).

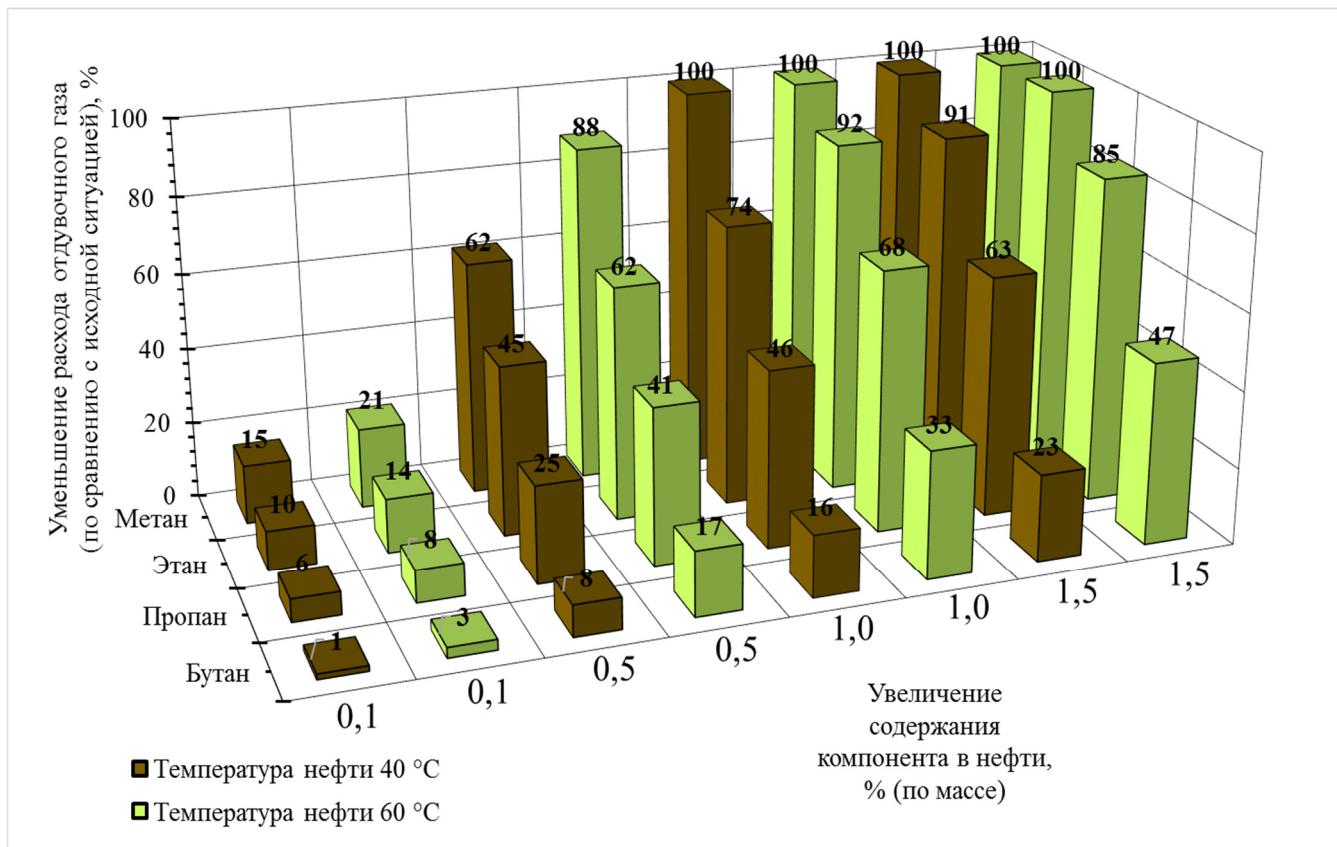


Рисунок 2.3.1 – Зависимость эффективности десорбционной очистки нефти от сероводорода при увеличении содержания в ней легких углеводородов

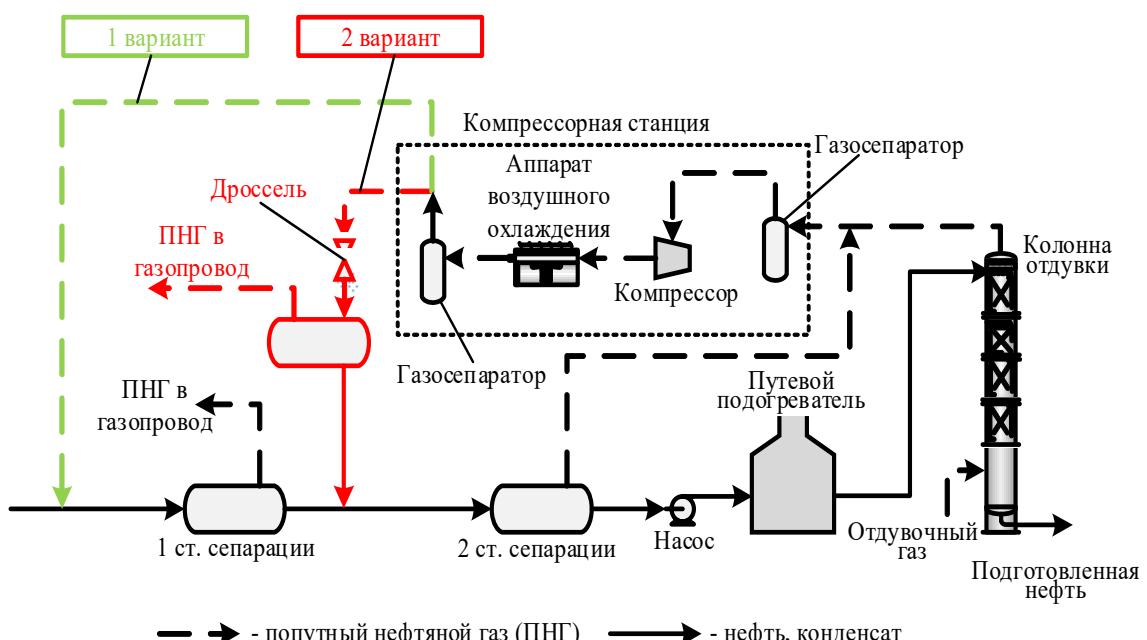


Рисунок 2.3.2 – Способы изменения состава нефти перед десорбционной колонной

При этом эффективность данных мероприятий зависит как от соотношения и компонентного состава смешиваемых углеводородных смесей, так и от места подачи рециркулируемого потока.

В качестве примера рассмотрим процесс двухступенчатой сепарации с последующей очисткой нефти от сероводорода в десорбционной колонне (рисунок 2.3.3). Основные технологические параметры принимались исходя из условий эксплуатации объектов ПАО «Татнефть».

Результаты расчетов подачи конденсата в узлы технологического процесса по различным вариантам (рисунок 2.3.3) в сравнении с исходным (без возврата конденсата), представлены в таблице 2.3.1. Видно, что за счет возврата конденсата в состав нефти увеличивается выход товарной продукции. Конденсат, образующийся в условиях КС, рациональнее подавать на первую ступень сепарации (1 вариант), что позволяет в большей степени снизить массовую долю сероводорода после колонны отдувки (КО) по сравнению с другими рассматриваемыми вариантами при прочих равных условиях.

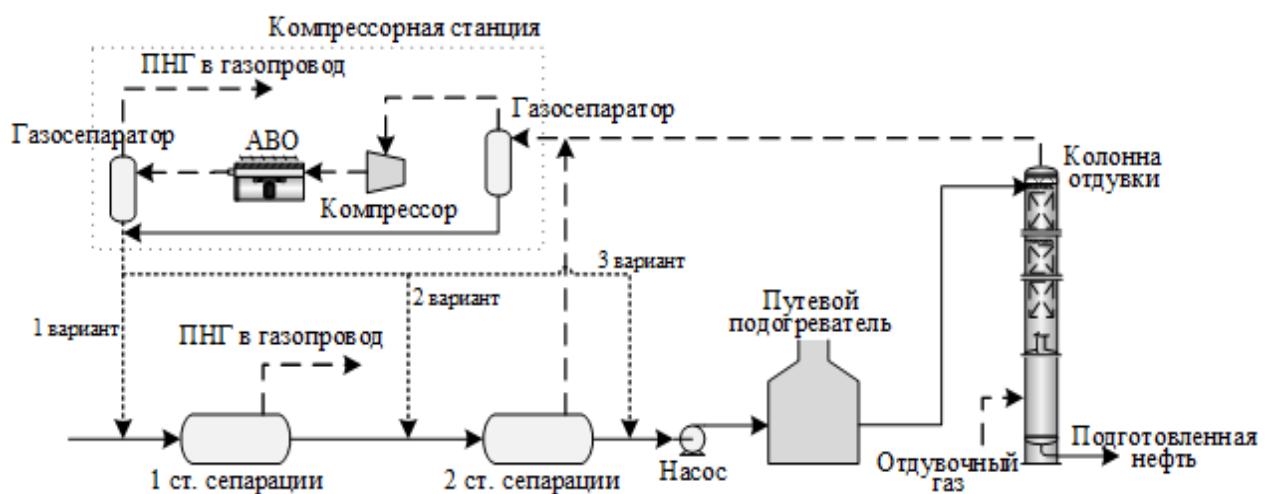


Рисунок 2.3.3 – Принципиальная схема подачи конденсата с КС в различные узлы технологического процесса подготовки нефти

Таблица 2.3.1 – Результаты расчетов вариантов подачи конденсата в различные узлы технологического процесса подготовки нефти

Показатель	Без возврата конденсата*	1 вариант	2 вариант	3 вариант
Расход ПНГ с первой ст. сепарации, %	100	101	100	100
Расход ПНГ со второй ст. сепарации, %	100	105	106	100
Расход ПНГ, поступающего на КС, %	100	107,8	108,1	108,2
Массовая доля сероводорода в нефти до КО, млн ⁻¹	473	480	481	491
Массовая доля сероводорода в нефти после КО, млн ⁻¹	97	92	93	94
Выход товарной нефти, %	100	101,58	101,59	101,59

* Конденсат, образующийся на КС, выводится из технологии.

Данное обстоятельство связано с тем, что при подаче конденсата происходит увеличение содержания легких компонентов в составе газожидкостной смеси. В процессе последующей сепарации продукции такие компоненты как метан, этан, азот и углекислый газ в первую очередь отделяются от жидкости, и их доля в составе нефти перед колонной отдувки уменьшается (рисунок 2.3.4). При этом за счет привнесения вместе с конденсатом таких компонентов, как сероводород и углеводороды от пропана и выше, их концентрация в нефтяном потоке перед узлом десорбционной очистки увеличивается. В свою очередь увеличение содержания углеводородных компонентов от пропана и выше способствует повышению эффективности технологии десорбционной очистки нефти от сероводорода.

В колонном аппарате в процессе массообмена между девонским газом и сероводородсодержащей нефтью пропан и более высококипящие углеводороды из жидкой фазы частично переходят в газовую, обеспечивая тем самым более легкую десорбцию сероводорода. Благодаря этому уменьшается массовая доля сероводорода в жидкости после колонны отдувки при прочих равных условиях.

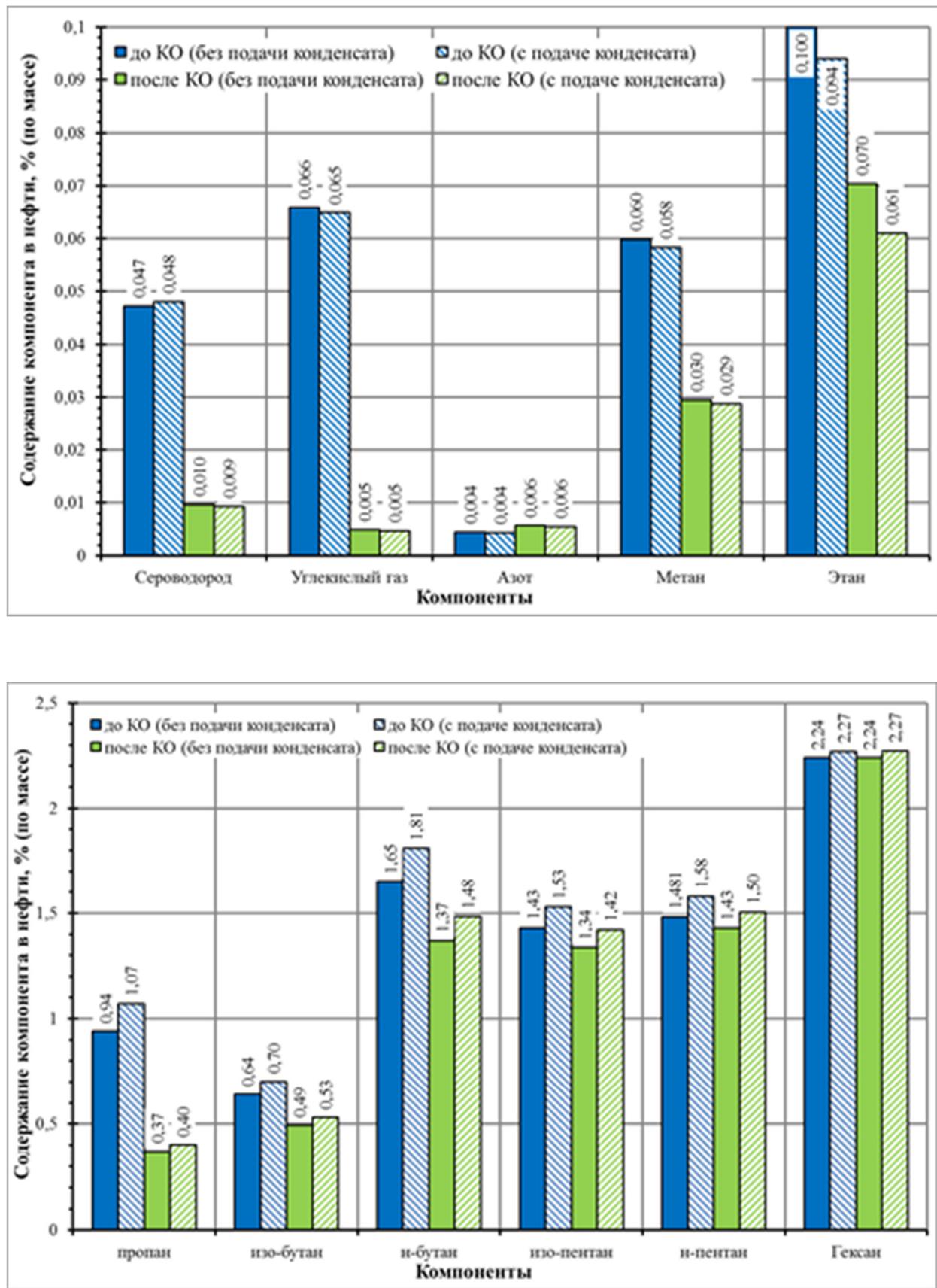


Рисунок 2.3.4 – Содержание легких компонентов в составе нефти до и после КО в зависимости от варианта подготовки продукции скважин

Еще больше снизить массовую долю сероводорода в нефти после колонны отдувки возможно за счет обеспечения более глубокого охлаждения попутного нефтяного газа (ПНГ) на компрессорной станции. Так, снижение температуры газа способствует конденсации большего объема углеводородов. Однако вместе с конденсацией углеводородов происходит и переход сероводорода из газовой фазы в жидкую. При минус 40 °С (рисунок 2.3.5), когда все углеводороды C_{3+} из газовой фазы перешли в жидкую, эффективность десорбционной очистки нефти от сероводорода снижается, т.е. критическим параметром, ограничивающим минимальную температуру охлаждения ПНГ на КС, является температура, при которой конденсируется весь объем пропана из газовой фазы.

На практике осуществлять охлаждение ПНГ на КС ниже температуры грунта на глубине залегания газопровода (которая составляет в зимнее время в условиях республики Татарстан от 0 до 5 °С) является нецелесообразным.

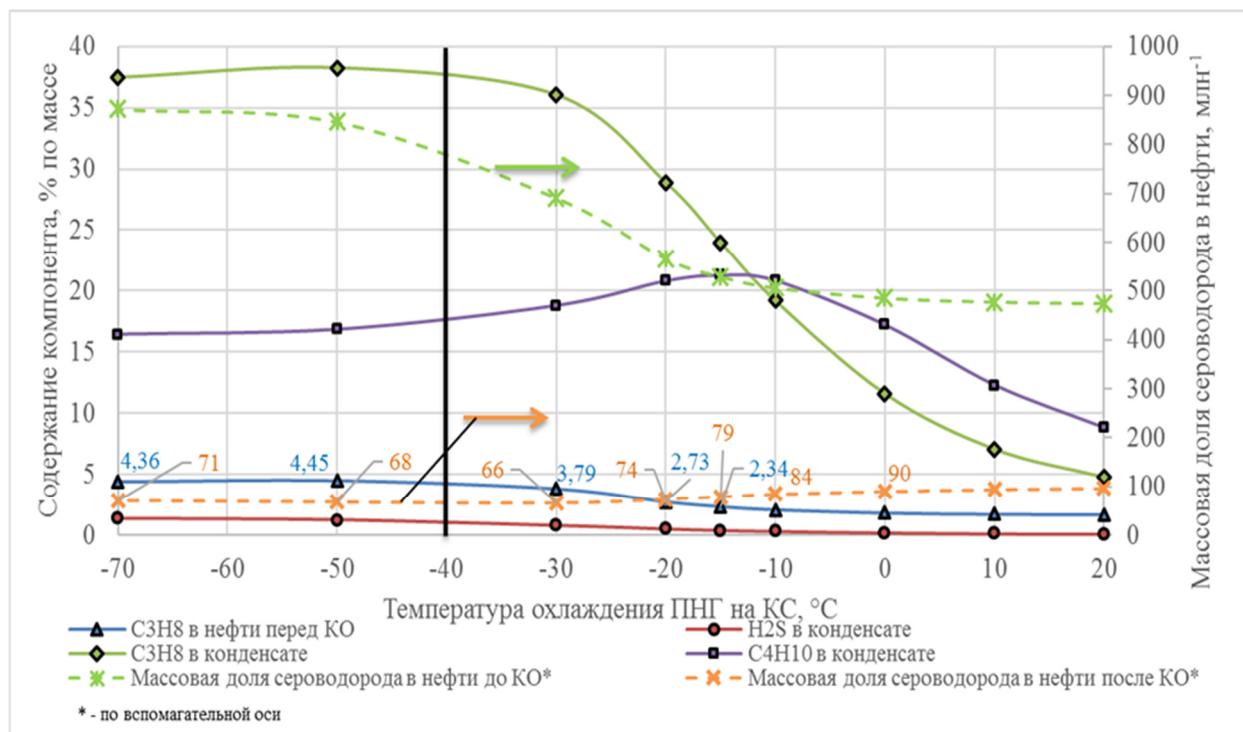


Рисунок 2.3.5 – Изменение компонентного состава нефти и конденсата в зависимости от условий проведения низкотемпературной сепарации ПНГ в условиях КС

На КС для подготовки ПНГ к транспорту после компримирования осуществляется его охлаждение в АВО с последующей сепарацией. Температура газа после воздушного охлаждения в зимний период времени в среднем изменяется от 5 до 15 °С. Для достижения более низкой температуры необходимо применение дополнительного холодильного оборудования. Получить такие температуры можно, например, за счет эффекта Джоуля-Томсона, для этого давление на выкиде компрессора поднимают выше давления в системе газосбора примерно на 0,2-0,3 МПа. ПНГ с выкида КС, проходя через дроссель, охлаждается и поступает в сепаратор, где происходит разделение газовой и жидкой фазы. Газ с сепаратора направляется в систему газосбора, а жидкость в поток нефти, поступающей на первую ступень сепарации.

Недостатком данного способа является сложность достижения требуемой температуры и необходимость в наличии запаса компрессорного оборудования по давлению.

Способом, лишенным данных недостатков, является вариант подачи всего объема попутного нефтяного газа с выкида компрессорной станции в подводящий нефтепровод первой ступени сепарации.

При рециркуляции газа в подводящий нефтепровод первой ступени сепарации происходит перераспределение компонентов газа в объеме водонефтяной эмульсии, вследствие чего повышается общее газосодержание жидкой фазы. Одновременно происходит интенсивное снижение температуры подготавливаемого газа за счет теплообмена с жидкостью в процессе движения газожидкостной смеси в трубопроводе и сепараторе. В результате тепло-массообменного процесса между ПНГ и водонефтяной эмульсией часть компонентов, содержащихся в газе, переходит в состав нефти. Доля компонентов, входящих в состав рециркулируемого газа, в нефти существенно возрастает по сравнению с ее исходным составом.

Как отмечалось выше, подача нефти в КО с повышенным содержанием легких углеводородных компонентов способствует более эффективной десорбции сероводорода в газовую фазу. Для достижения аналогичного снижения массовой доли сероводорода в нефти после КО посредством охлаждения ПНГ на КС с последующей подачей образовавшегося конденсата в начало процесса подготовки продукции скважин, потребуется охлаждение газа до минус 5 °С (таблица 2.3.2). Положительным фактором осуществления рециркуляции всего газа является отсутствие необходимости его охлаждения в АВО, что позволяет снизить затраты электроэнергии на КС.

Таблица 2.3.2 – Сравнение различных вариантов увеличения эффективности технологии десорбционной очистки нефти от сероводорода в колонном аппарате

Показатель	Подача конденсата в подводящий нефтепровод 1 ст. сепарации при охлаждении ПНГ на КС до температуры, °С		Подача всего ПНГ с КС на 1 ст. сепарации (без охлаждения)
	0	-5	
Массовая доля сероводорода в нефти до КО, млн ⁻¹	485	529	575
Массовая доля сероводорода в нефти после КО, млн ⁻¹	90	79	79
ДНП товарной нефти, кПа	53,6	55,75	57,97

Таким образом, рассмотренные способы имеют свои достоинства и недостатки (таблица 2.3.3). При наличии запаса по производительности существующих сепараторов на УПН и компрессорного оборудования оптимальным является вариант рециркуляции газа с выкида компрессорной станции в подводящий нефтепровод первой ступени сепарации. При этом исключается необходимость охлаждения ПНГ после компримирования, что позволяет отказаться от использования аппаратов воздушного охлаждения.

В случае отсутствия запаса по производительности сепарационного оборудования применение эффекта Джоуля-Томсона рациональнее. Данный способ в значительно меньшей степени увеличивает нагрузку по газу на ступени сепарации. Однако его внедрение в меньшей степени способствует увеличению эффективности десорбционной очистки нефти от сероводорода, а также требует обязательного охлаждения ПНГ в АВО.

Таблица 2.3.3 - Достоинства и недостатки различных способов увеличения эффективности очистки нефти от сероводорода

Параметр	Рециркуляция ПНГ с выкида КС в подводящий нефтепровод первой ступени сепарации	Дополнительное охлаждение ПНГ на КС (дросселирование)
Достоинства	<ul style="list-style-type: none"> - требует минимальных капитальных вложений (трубопровод от компрессорной станции до ступени сепарации) - отсутствует необходимость охлаждения ПНГ после компримирования - уменьшается объем конденсата, образующегося в системе газосбора 	<ul style="list-style-type: none"> - меньше увеличивает нагрузку по газу на ступени сепарации (по сравнению с вариантом рециркуляции ПНГ) - уменьшается объем конденсата, образующегося в системе газосбора
Недостатки	<ul style="list-style-type: none"> - наличии запаса по производительности существующих сепараторов на УПН и компрессорного оборудования на КС - близкое расположение компрессорной станции и ступени сепарации, газ с которой под собственным давлением уходит в систему газосбора 	<ul style="list-style-type: none"> - в меньшей степени способствует увеличению эффективности десорбционной очистки нефти от сероводорода (по сравнению с вариантом рециркуляции ПНГ) - периодическая подача конденсата в нефть

2.4 Промысловые испытания по увеличению эффективности очистки нефти от сероводорода в колонном аппарате и подготовки нефтяного газа к транспорту

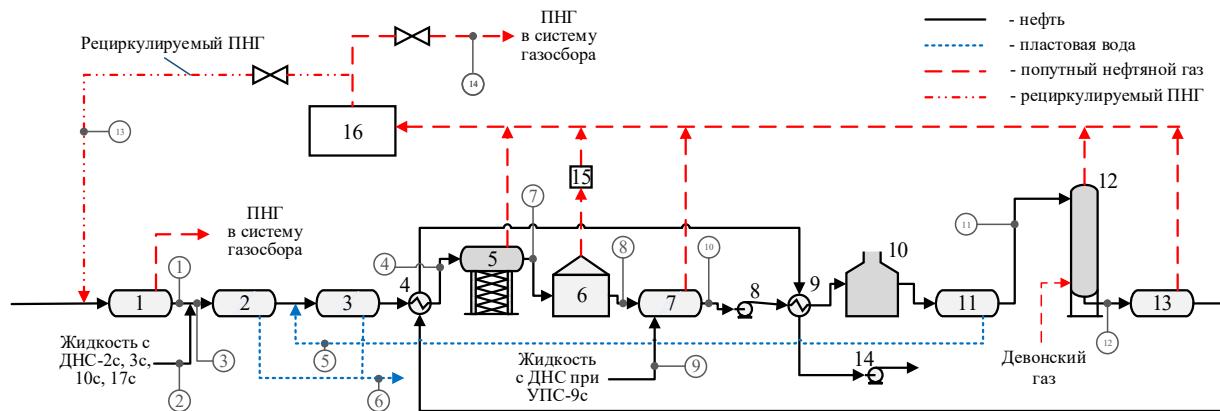
Промысловые испытания по увеличению эффективности очистки нефти от сероводорода в десорбционной колонне и уменьшению количества образующегося конденсата в системе газосбора были проведены на Куакбашской ЦПС, Сулеевской ТХУ и Кама-Исмагиловской УПВСН ПАО «Татнефть». При каждой установке подготовки нефти есть своя компрессорная станция, необходимая для повышения давления газа концевых ступеней сепарации и подачи его в систему газосбора: КС-7с при Кама-Исмагиловской УПВСН, КС-11с при Сулеевской ТХУ и КС при Куакбашской ЦПС. Для проведения испытаний были построены газопровода с выкида компрессорных станций до ближайшей ступени сепарации сероводородсодержащей нефти, газ с которой под собственным давлением подается в систему газосбора. По этому газопроводу весь объем компримируемого на КС газа подавался в подводящий нефтепровод сепараторов. Выделившийся газ в данных сепараторах направлялся в газопровод под собственным давлением.

2.4.1 Промысловые испытания на Куакбашской ЦПС и КС при КЦПС

На Куакбашскую ЦПС нефть поступает с трех основных направлений:

1. напрямую со скважин в нефтегазосепараторы первой ступени; 2. предварительно отсепарированная жидкость с ДНС-2с, 3с, 10 с, 17с в отстойники предварительного обезвоживания; 3. предварительно обезвоженная нефть с ДНС при УПС-9с в буферную сырьевую емкость. Весь объем попутного газа с КС было решено направить в подводящий

нефтепровод сепараторов первой ступени, а охлаждение газа в АВО отключить.



1, 5, 13 – сепараторы; 2, 3, 11 – отстойники; 4, 9 – теплообменники; 6 – резервуар; 7 – буферная емкость; 8, 14 – насосы; 10 – путевой подогреватель; 12 – десорбционная колонна; 15 – установка улавливания легких фракций; 16 – компрессорная станция
 ① – ⑭ – место определения массовой доли и расхода сероводорода

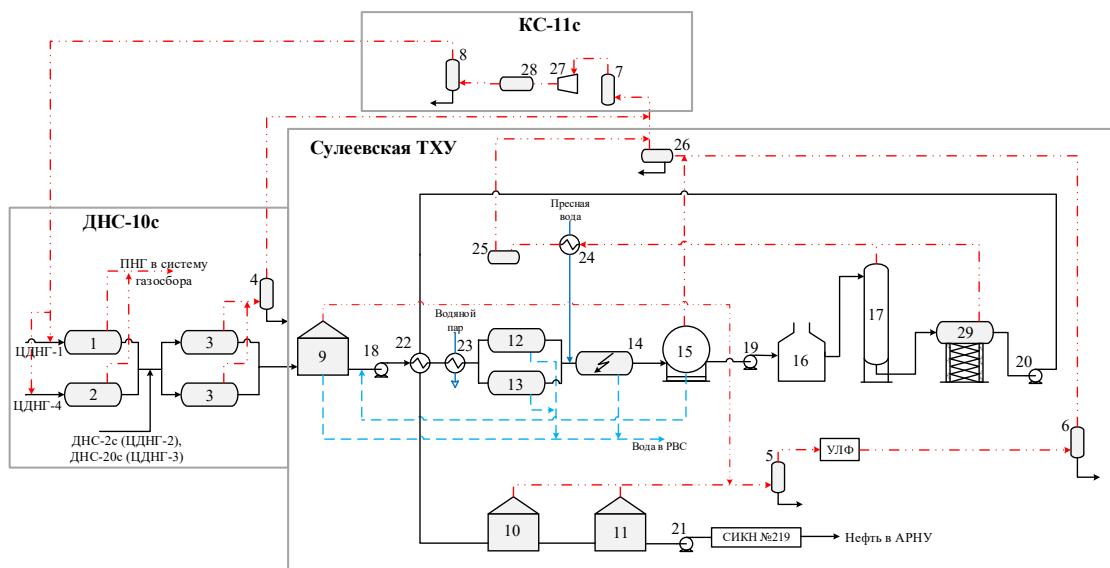
Рисунок 2.4.1 – Принципиальная технологическая схема подачи ПНГ с КС в поток жидкости, поступающей на первую ступень сепарации Куакбашской ЦПС

2.4.2 Промысловые испытания на Сулеевской ТХУ и КС-11с

Вследствие отсутствия на Сулеевской ТХУ ступени сепарации нефти, газ с которой под собственным давлением уходит в систему газосбора, было принято решение подавать ПНГ с выкида КС-11с в подводящий нефтепровод первой ступени сепарации нефти ДНС-10с, т. к. с данного объекта поступает основной объем нефти на Сулеевскую ТХУ.

На ДНС-10с продукция скважин двумя параллельными потоками (ЦДНГ - 4, 1) поступает в сепараторы первой ступени С-1, 2, объемом 100 и 200 м³ соответственно. Среднесуточное поступление жидкости по ЦДНГ-1, 4 составило 1700-1900 и 1300-1600 м³ соответственно. Для осуществления рециркуляции нефтяного газа был построен газопровод от КС-11с до ДНС-10с и от ДНС-10с до газопровода КС-11с-УП-16. Ввод газа в подводящий нефтепровод сепараторов С-1,2 осуществлялся через распределительную

гребенку. Автоматикой С-1,2 предусмотрено поддержание заданного уровня жидкости регулирующим клапаном, установленным на нефтепроводе выхода жидкости из аппаратов, и давления регулирующим клапаном на газовой линии. Принципиальная технологическая схема подачи ПНГ с КС-11с в поток жидкости, поступающей на первую ступень сепарации ДНС-10с, представлена на рисунке 2.4.2.



сепараторов первой ступени осуществлялся через врезку в нефтепровод на горизонтальном участке трубопровода на расстоянии 15-20 м от сепарационных емкостей. Автоматикой сепараторов предусмотрено поддержание заданного уровня жидкости регулирующим клапаном, установленным на нефтепроводе выхода жидкости из каждого аппарата, и давления регулирующим клапаном на общей газовой линии. Газ выделяющийся в сепараторах первой ступени под собственным давлением направлялся в систему газосбора (рисунок 2.4.1).

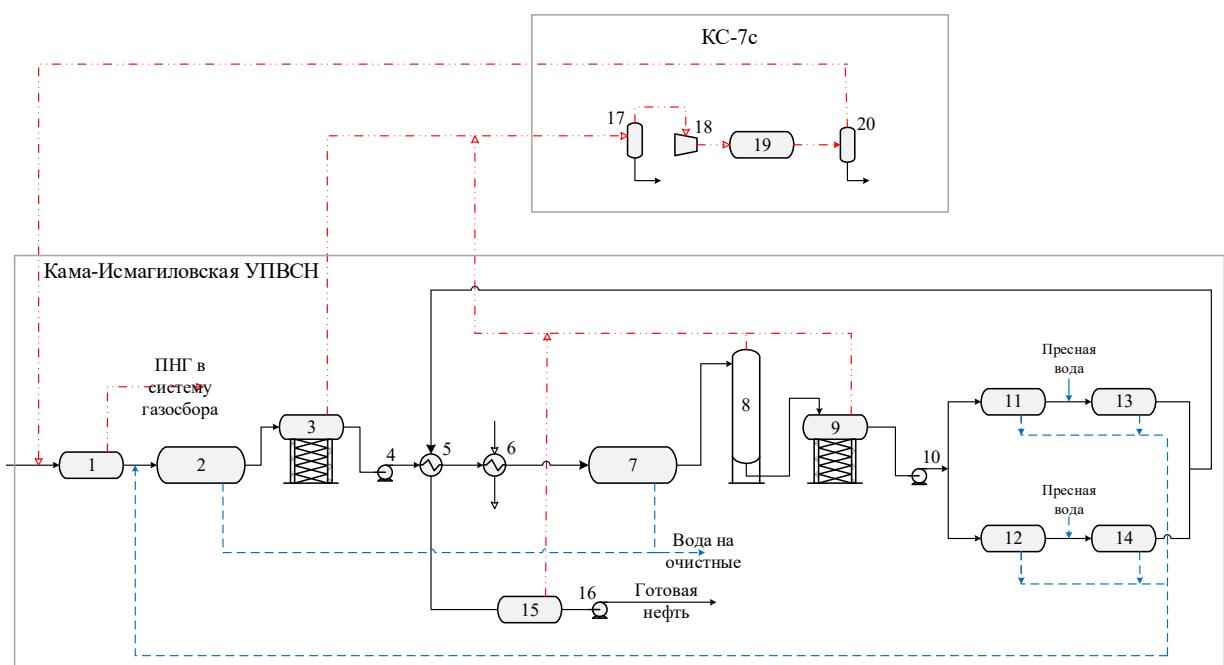


Рисунок 2.4.3 – Принципиальная технологическая схема подачи ПНГ с КС-7с в поток жидкости, поступающей на первую ступень сепарации Кама-Исмагиловской УПВСН

2.4.4 Результаты промысловых испытаний

Снижение сероводорода на КЦСП до требуемых значений достигается за счет многоступенчатой сепарации, отдувки нефти в десорбционной колонне и сброса пластовой воды. Материальный баланс распределения сероводорода

на Куакбашском ЦСП представлен в таблице 2.4.1. Эффективность десорбции сероводорода из нефти зависит от термобарических условий. Согласно результатам проведенных исследований, на первой ступени сепарации из нефти удаляется 2 % сероводорода от количества, поступающего на КЦСП, на второй ступени и в десорбционной колонне - 2 и 41 % соответственно. Значительная часть сероводорода (47 %) уходит с пластовой водой. Несмотря на это, массовая доля сероводорода в нефти перед колонной отдувки (КО) значительна и может достигать при традиционной технологической схеме 1000 млн⁻¹.

Подача газа в поток нефти перед сепараторами привела к увеличению содержания сероводорода по всей цепочке технологической схемы Куакбашской ЦПС (таблица 2.4.1). Содержание сероводорода перед колонной отдувки увеличилась на 14 %, однако, его массовая доля после отдувки уменьшилось на 59 млн⁻¹, а удельный расход отдувочного газа на 7 % при прочих равных условиях (таблица 2.4.2). При этом увеличился расход ПНГ, поступающего на компрессорную станцию, однако, увеличения затрат электроэнергии на перекачку возросшего объема газа не произошло вследствие запаса производительности (по расходу перекачиваемого ПНГ) существующих компрессоров. Для сжатия ПНГ на КС при Куакбашском ЦСП используется винтовой компрессор, подача которого больше расхода поступающего газа. Для регулирования его подачи часть газа с выкида компрессорного агрегата по байпасу дросселируют на прием. При осуществлении рециркуляции расход байпасируемого газа уменьшили, при этом затраты электроэнергии остались прежними.

Также положительным фактором при осуществлении рециркуляции является отсутствие необходимости охлаждения газа в АВО, что позволяет снизить затраты электроэнергии на КС примерно на 100 МВт*ч в год.

Содержание пропан-гексановой фракции в составе газа, поступающего в газопровод, снизилось примерно в два раза, что позволило уменьшить объем образующегося конденсата в газопроводе примерно на 95 %.

Таблица 2.4.1 - Материальный баланс распределения сероводорода на Куакбашском ЦСП

Показатель	Вариант	Место определения массовой доли и расхода сероводорода (в соответствии с рисунком 2.4.3)												
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Массовая доля сероводорода в газонефтяной смеси, млн^{-1}	базовый	73	8,9	6212	216	2194	1954	-	-	-	-	-	-	-
	предлагаемый	127	127	2194	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Массовый расход сероводорода, кг/ч	базовый	200	135,9	2769	1163	1872	117	8	8	91	84,3	97	64,2	1552
	предлагаемый	117	59,6	-	-	-	-	-	-	83	64,3	83	41	655
														1056
														1062
														747
														150
														-
														-
														94,6

Таблица 2.4.2 – Результаты промысловых испытаний на Куакбашской ЦПС

Вариант	Массовая доля сероводорода в нефти после КО, млн^{-1}	Параметры работы десорбционной колонны			Содержание пропан-тексановой фракции в составе газа, поступающего в газопровод, % (по объему)
		Соотношение газ/нефть, $\text{м}^3/\text{м}^3$	Абсолютное давление, МПа	Температура нефти, $^{\circ}\text{C}$	
Базовый	150	3,2	0,135	50	50
Предлагаемый	91	3,0	0,135	50	26

На Сулеевской ТХУ и КС-11с испытания проведены при нескольких режимах работы подачи нефтяного газа в следующей последовательности:

- подача всего объема ПНГ с выкида КС-11с в подводящий нефтепровод сепаратора С-2 (режим № 1);
- подача всего объема нефтяного газа с выкида КС-11с в поток нефти перед сепараторами С-1, 2 (режим № 2);
- подача всего объема ПНГ с выкида КС-11с в подводящий нефтепровод сепаратора С-1 (режим № 3).

Результаты испытаний представлены в таблице 2.4.3.

Из представленных данных видно, что подача ПНГ с выкида компрессорной станции в подводящий нефтепровод сепараторов позволила

увеличить эффективность десорбции сероводорода при всех рассматриваемых вариантах подачи газа. Массовая доля сероводорода снизилась на 7-12 млн^{-1} , также уменьшился удельный расход отдувочного газа на 10–22 %. Наибольшее увеличение эффективности десорбционной очистки нефти от сероводорода в колонном аппарате достигнуто при подаче ПНГ в подводящий нефтепровод двух сепараторов С-1, 2 (режим № 2). Так, массовая доля сероводорода в нефти снизилась на 12 млн^{-1} , удельный расход газа на 17 %. Подача ПНГ в один из сепараторов на ДНС-10с в меньшей степени влияет на эффективность десорбции сероводорода в колонне отдувки (режимы № 1 и № 3).

В процессе испытаний трех режимов работы системы рециркуляции нефтяного газа на КС-11с увеличение его расхода на прием компрессорной станции составило в среднем 5-8 %, при этом содержание пропан-гексановой фракции снизилось примерно на 16 % (по объему), что позволило практически полностью исключить выпадение конденсата в напорном газопроводе при всех рассмотренных режимах работы.

Таблица 2.4.3 – Результаты промысловых испытаний на Сулеевской ТХУ

№ режима	Массовая доля сероводорода в нефти после КО, млн^{-1}	Параметры работы десорбционной колонны			Абсолютное давление на приеме КС, МПа	Содержание пропан- гексановой фракции в составе газа, поступающего в газопровод, % (по объему)
		Соотношение газ/нефть, $\text{м}^3/\text{м}^3$	Абсолютное давление, МПа	Температура нефти, °C		
Базовый	82	1,8	0,144	49	0,116	45
1	75	1,6	0,143	48	0,117	29
2	70	1,5	0,149	48	0,118	28
3	82	1,4	0,147	47	0,119	29

Подача газа с выкида КС-7с в поток нефти на Кама-Исмагиловской УПВСН способствовала снижению массовой концентрации сероводорода в нефти после колонны на 22 млн^{-1} , а удельного расхода отдувочного газа на 5 %. Содержание пропан-гексановой фракции в газе, поступающем в систему газосбора с вышеперечисленных объектов, уменьшилось на 12 % (по объему), что способствовало практически полному исключению выпадения конденсата в напорном газопроводе. Результаты промысловых исследований на Кама-Исмагиловской УПВСН и КС-7с представлены в таблице 2.4.4.

Таблица 2.4.4 – Результаты промысловых испытаний на Кама-Исмагиловской УПВСН

Вариант	Массовая доля сероводорода в нефти после КО, млн^{-1}	Параметры работы десорбционной колонны			Содержание пропан-гексановой фракции в составе газа, поступающего в газопровод, % (по объему)
		Соотношение газ/нефть, $\text{м}^3/\text{м}^3$	Абсолютное давление, МПа	Температура нефти, °C	
Базовый	90	2,2	0,135	48	38
Предлагаемый	68	2,1	0,141	48	26

Таким образом, результаты промысловых испытаний показали эффективность способа изменения компонентного состава нефти за счет подачи газа с выкида компрессорной станции в подводящий нефтепровод сепараторов, ПНГ с которых уходит в систему газосбора под собственным давлением.

В среднем для достижения равновесия при рециркуляции необходимо восемь циклов обновления сырья в аппаратах по модели идеального смешения. Учитывая этот фактор процесс прихода системы к равновесию занимает относительно большой промежуток времени. Поэтому для получения более достоверных данных о влиянии предлагаемого способа на

эффективность десорбционной очистки нефти от сероводорода в течении пяти лет (с 2012 по 2015 г.г.) проводился мониторинг основных параметров работы узлов отдувки H_2S и анализ количества конденсата, образующегося в системе сбора газа. Результаты среднегодовых параметров работы узла десорбционной очистки нефти представлены в таблице 2.4.5.

При анализе технологических параметров работы КО видно, что после ввода в эксплуатацию рассматриваемого способа снизился расход газа, подаваемый на отдувку, температура нагрева нефти и массовая доля сероводорода в товарной продукции. В тоже время объем образующегося конденсата в системе газосбора существенно уменьшился. При анализе данных, представленных в таблице 2.4.5, видно, что:

1. На Куакбашской ЦПС массовая доля сероводорода в нефти после колонны отдувки снизилась в среднем с 166 до 83 ppm, удельный расход отдувочного газа с 3,15 до $3,00\text{ m}^3/\text{m}^3$, а количество конденсата, образующегося в системе газосбора в среднем на 95 %.
2. На Сулеевской ТХУ массовая доля сероводорода в нефти после колонны отдувки снизилась в среднем с 83 до 68 ppm, удельный расход отдувочного газа на 5 %, а количество выпадающего конденсата в системе сбора газа было практически исключено.
3. На Кама-Исмагиловской УПВСН эффективность очистки нефти от сероводорода увеличилась на 11 %, при этом температура нефти уменьшилась в среднем на $4\text{ }^{\circ}\text{C}$, а объем образующегося конденсата на 88 %.

Таблица 2.4.5 - Среднегодовые параметры работы технологии десорбционной очистки нефти от сероводорода

Объект	Год	Массовая доля сероводорода в нефти, млн ⁻¹		Параметры работы десорбционной колонны			Количество конденсата, образующегося в системе газосбора, м ³ /год	Внедрение предлагаемого способа
		до КО	после КО	Соотношение газ/нефть, м ³ /м ³	Абсолютное давление, МПа	Температура нефти, °C		
КС при КЦПС-Куакбапсая ЦПС	2011	997	166	3,15	0,135	50	1029	-
	2012	995	85 	3,00 	0,135	52	12 	+
	2013		88 	2,99 	0,129	53	45 	+
	2014		86 	2,98 	0,124	52	92 	+
	2015		73 	3,25	0,127	51	65 	+
КС-11с-Сулевская ТХУ	2012		95	2,13	0,137	49	616	-
	2013	321	70	2,23	0,143	47	615	-
	2014		55 	2,26	0,137	47	21 	+
	2015		81	1,94 	0,138	48	0 	+
КС-7с-Кама-Исмагиловская УПВСН	2012	211	116	1,52	0,136	47	416	-
	2013	240	86	2,33	0,135	48	335	-
	2014		82	1,96	0,135	51	420	-
	2015		71 	1,99	0,140	44 	48 	+

Примечание: знаком «+» отмечены годы, когда на объекте работала технология подготовки сероводородсодержащей нефти и попутного нефтяного газа.

2.5 Выводы по главе 2

1. Анализ условий охлаждения газа с помощью аппаратов воздушного охлаждения на компрессорных станциях в ПАО «Татнефть» показал, что его температура после воздушного охлаждения в зимний период времени в среднем составляет 8 - 10 °C, в летний – от 15 до 25 °C. При транспортировке ПНГ его температура приближается к температуре грунта, которая в зимний и летний периоды времени года составляет 0-5 °C и 8-12 °C соответственно, что приводит к конденсации тяжёлых углеводородов, водяных паров и, как следствие, накоплению жидкости в газопроводе.

2. В условиях ПАО «Татнефть» на компрессорных станциях с подготавливаемого нефтяного газа снимается от 50 % до 80 % от необходимого количества тепла.

3. Основным источником конденсата, образующимся в системе газосбора ПАО «Татнефть», является газ с колонны отдувки, из которого выделяется 70 % от общего объема конденсата.

4. Установлена зависимость эффективности десорбции сероводорода из нефти в колонном аппарате от содержания в ней легких углеводородов (метан, этан, пропан, бутан).

5. Установлено, что при подаче конденсата, образующегося на компрессорной станции, перед ступенью сепарации нефти на УПН критическим параметром, ограничивающим минимальную температуру охлаждения ПНГ на КС, является температура, при которой конденсируется весь объем пропана из газовой фазы.

6. Разработана технология подготовки сероводородсодержащей нефти и попутного нефтяного газа, позволяющая увеличить эффективность десорбционной очистки нефти от сероводорода и уменьшить количество конденсата, образующегося в системе газосбора.

7. На технологию подготовки сероводородсодержащей нефти и попутного нефтяного газа получен патент РФ на изобретение № 2578499 «Способ подготовки сероводородсодержащей нефти и попутного нефтяного газа». Разработан руководящий документ РД 153-39.0-828-13 «Инструкция по технологии подготовки нефтяного газа, поступающего на компрессорные станции с установок подготовки нефти».

8. Технология подготовки сероводородсодержащей нефти и попутного нефтяного газа внедрена на трех объектах ПАО «Татнефть» (Приложение А).

9. На основании проведенных испытаний установлено, что технология подготовки сероводородсодержащей нефти и попутного нефтяного газа позволяет: на Куакбашской ЦПС снизить массовую долю сероводорода в нефти после колонны отдувки с 166 до 83 ppm, удельный расход отдувочного газа с 3,15 до 3,00 м³/м³, а количество конденсата, образующегося в системе газосбора, на 95 %; на Сулеевской ТХУ снизить массовую долю сероводорода в нефти после колонны отдувки с 83 до 68 ppm, удельный расход отдувочного газа на 5 %, а выпадение конденсата в системе сбора газа практически исключить; на Кама-Исмагиловской УПВСН увеличить эффективность очистки нефти от сероводорода на 11 %, при этом температура нефти была уменьшена в среднем на 4 °C, а объем образующегося конденсата на 88 %.

ГЛАВА 3. ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ УДАЛЕНИЯ СЕРОВОДОРОДА ИЗ НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ УЛЬТРАЗВУКОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

Направлением интенсификации процессов сепарации нефти с удалением сероводорода является использование энергии акустических волн – механических ультразвуковых колебаний. При ультразвуковом воздействии дегазация жидкости происходит из-за образования зон пониженного давления как в области имеющихся пузырьков, так и образующихся новых разрывов (кавитационных каверн) в жидкости. Эффект ультразвукового воздействия заключается в существенном ускорении диффузационных процессов при дегазации, так как вследствие колебаний пузырьков газа ускоряется процесс их слияния под действием акустического поля. Ультразвуковые колебания высокой интенсивности способны интенсифицировать процесс выделения газа из жидкости, который находится как в растворенном, так и в окклюдированном состоянии. В процессе дегазации нефти вместе с углеводородными компонентами происходит и переход сероводорода из жидкой фазы в газовую, при этом в определенных условиях можно практически полностью удалить H_2S .

3.1 Экспериментальные исследования процесса удаления сероводорода из нефти с применением ультразвукового воздействия

3.1.1 Описание лабораторной установки и методики проведения экспериментов

Лабораторная установка (рисунок 3.1.1 и 3.1.2) по удалению сероводорода из нефти с помощью ультразвукового воздействия включает в себя вертикальную емкость с терmostатирующей рубашкой, позволяющей создать требуемую температуру нефти, которая поддерживается за счет

циркуляции теплоносителя между рубашкой емкости и терmostатом. В свою очередь циркуляция теплоносителя обеспечивается с помощью двух перистальтических насосов марки LOIP LS-301. Один насос подает теплоноситель из терmostата в рубашку колонны, а другой возвращает его обратно. В качестве терmostата применялась циркуляционная терmostатирующая ванная LOIP LT-124a. Ультразвуковой излучатель герметично закрепляли на нижней крышке колонны. Для максимального эффекта рабочий элемент излучателя полностью погружался в обрабатываемую среду.

Для определения влияния вышеперечисленных параметров на процесс десорбции сероводорода из нефти экспериментальные исследования проводили по следующей схеме. Нефть наливали в герметичную емкость и терmostатировали до достижения требуемой температуры и стабилизации значений массовой доли сероводорода в пробе, что свидетельствовало о достижении равновесных условий; далее определяли содержание сероводорода в нефти, принимая его за исходное значение. Объем газа, образующийся в процессе терmostатирования нефти, отводили в герметичную емкость, терmostатированную нефть далее обрабатывали ультразвуком и определяли конечную массовую долю сероводорода.

В качестве основного показателя эффективности удаления сероводорода из нефти принималось отношение разницы между исходной и конечной (после обработки ультразвуком) массовыми долями сероводорода к исходной массовой концентрации, выраженное в процентах. Параметры ультразвукового воздействия устанавливались ультразвуковым генератором. Частота ультразвукового излучателя составляла 20 и 50 кГц интенсивность воздействия 1-12 Вт/см², удельная акустическая мощность от 25 до 200 Вт/дм³, время обработки от 0 до 5 минут.



Рисунок 3.1.1 - Лабораторная установка для изучения влияния вакуума и совместного воздействия вакуума и ультразвука на нефть для удаления растворенных газов с помощью комплекса ЛУК 0,125/50- О

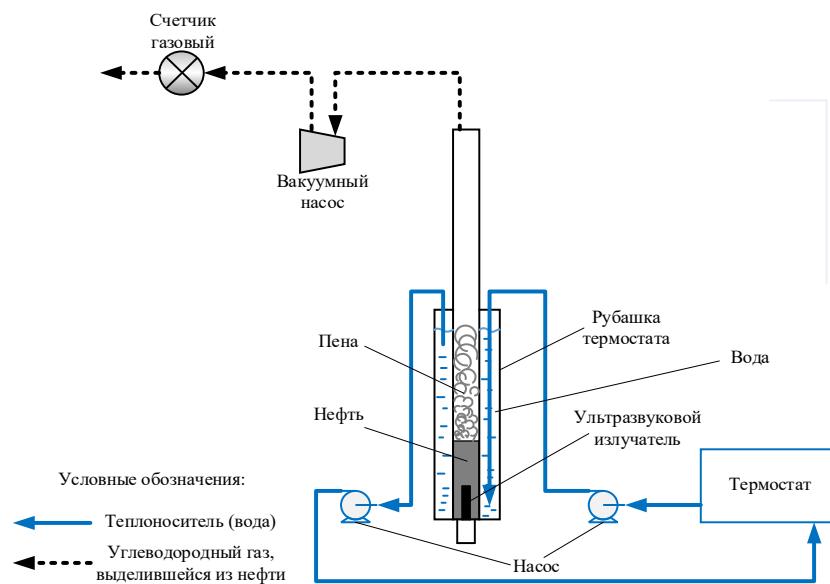


Рисунок 3.1.2 – Принципиальная технологическая схема лабораторной установки для изучения влияния ультразвукового и термобарического воздействия на нефть для удаления растворенных газов

3.1.2 Анализ результатов лабораторных исследований

Процесс десорбции сероводорода из нефти в газовую фазу с помощью ультразвуковых волн зависит от многих параметров, таких как физико-химические свойства среды, термобарические условия, время обработки, удельная акустическая мощность, интенсивность и частота ультразвука.

На первом этапе были проведены исследования по влиянию ультразвуковых волн на десорбцию сероводорода из нефти при разной температуре. Исследования проводились с использованием ультразвука частотой 50 кГц и температурах, наиболее характерных для подготовки нефти на объектах ПАО «Татнефть» (от 20 до 60 °С). Удельная акустическая мощность составила 200 Вт/дм³, интенсивность 12 Вт/см², время обработки - 5 мин. На рисунке 3.1.3 представлены результаты экспериментов, проведенных на пробах нефти, отобранных на УПВСН «Андреевка» НГДУ «Нурлатнефть» (вязкость 140 мПа·с, плотность 920 кг/м³) и УПВСН НГДУ «Ямашнефть» (вязкость 53 мПа·с, плотность 900 кг/м³).

Видно, что эффективность удаления сероводорода из нефти с помощью ультразвука при 20 °С незначительна, но с повышением температуры заметно возрастает, причем наиболее существенно для нефти с УПВСН «Андреевка», имеющей большую вязкость. При температуре 60 °С снижение концентрации сероводорода составляет 44 - 45 %. Сочетание вакуумной сепарации нефти (при абсолютном давлении 50 кПа) с воздействием на нее ультразвука позволяет в два раза увеличить эффективность десорбции сероводорода в газовую фазу по сравнению с вариантом при атмосферном давлении. С уменьшением температуры эффективность удаления сероводорода существенно снижается, при этом, чем больше вязкость, тем меньше влияние ультразвуковых волн на процесс десорбции сероводорода из нефти.

Как видно из информации, представленной на рисунке 3.1.3, эффективность десорбции кислого компонента из нефти существенно зависит от термобарических условий проведения процесса, поэтому наиболее

эффективным с точки зрения внедрения методов интенсификации является горячая ступень сепарации.

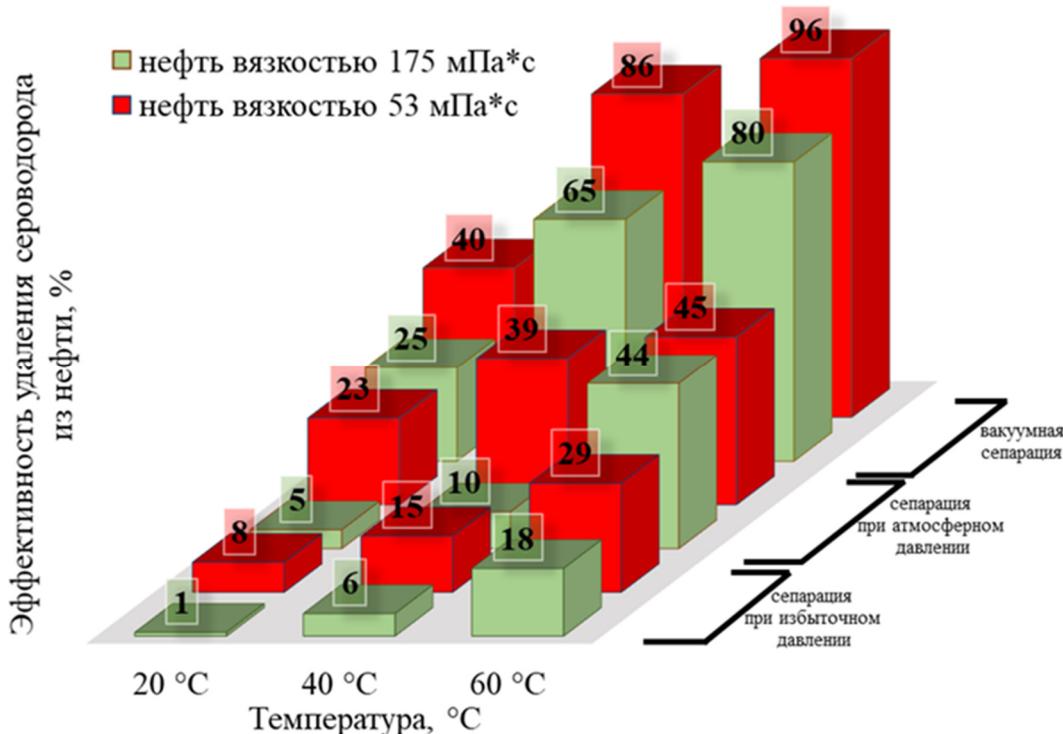


Рисунок 3.1.3 - Эффективность снижения массовой доли сероводорода в нефти за счет воздействия ультразвука при различных термобарических условиях

(частота ультразвука 50 кГц, время воздействия 5 мин)

Вязкость нефти является одним из существенных факторов, оказывающих влияние на эффективность десорбции сероводорода. С увеличением вязкости возрастает поглощение звуковых волн, что приводит к существенному снижению амплитуды ультразвуковых колебаний и энергии, которую они несут по мере удаления от источника.

Так, увеличение вязкости с 50 до 400 мПа·с приводит к снижению эффективности процесса примерно в два раза (рисунок 3.1.4). Следует отметить, что при вязкости нефти более 400 мПа·с увеличение удельной акустической мощности незначительно влияет на процесс, тогда как при вязкости менее 150 мПа·с повышение мощности от 100 до 200 Вт/дм³

позволяет интенсифицировать выделение сероводорода примерно в два раза. Эксперименты проводились при температуре нефти 60 °С, атмосферном давлении, частоте ультразвука 50 кГц, времени воздействия 5 мин.

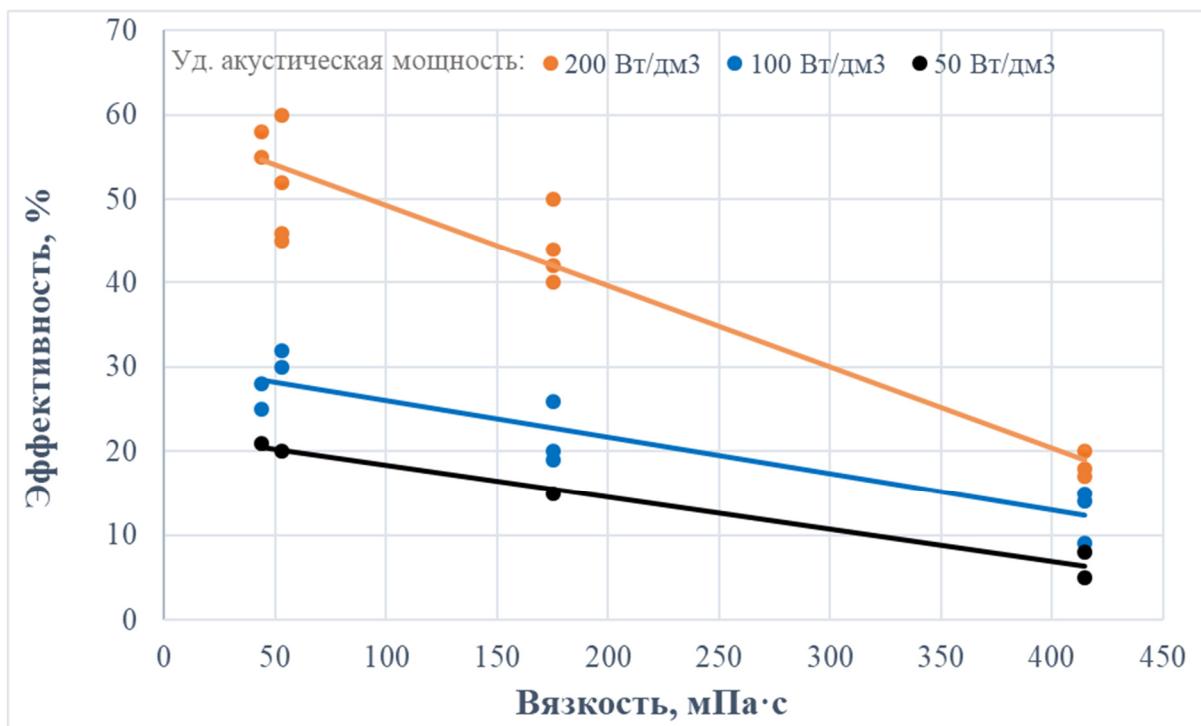


Рисунок 3.1.4 - Зависимость эффективности удаления сероводорода из нефти от ее вязкости

Аналогичная тенденция характерна и для зависимости эффективности удаления сероводорода от частоты ультразвукового воздействия (рисунок 3.1.5). Воздействие ультразвука на нефть при одинаковых термобарических условиях позволяет существенно повысить эффективность процесса с увеличением частоты ультразвука и тем больше, чем выше значение удельной акустической мощности.

Важными энергетическими параметрами, от которых зависят эксплуатационные затраты, являются время воздействия ультразвука и удельная акустическая мощность – отношение акустической мощности источника к единице объема, на которую он воздействует.

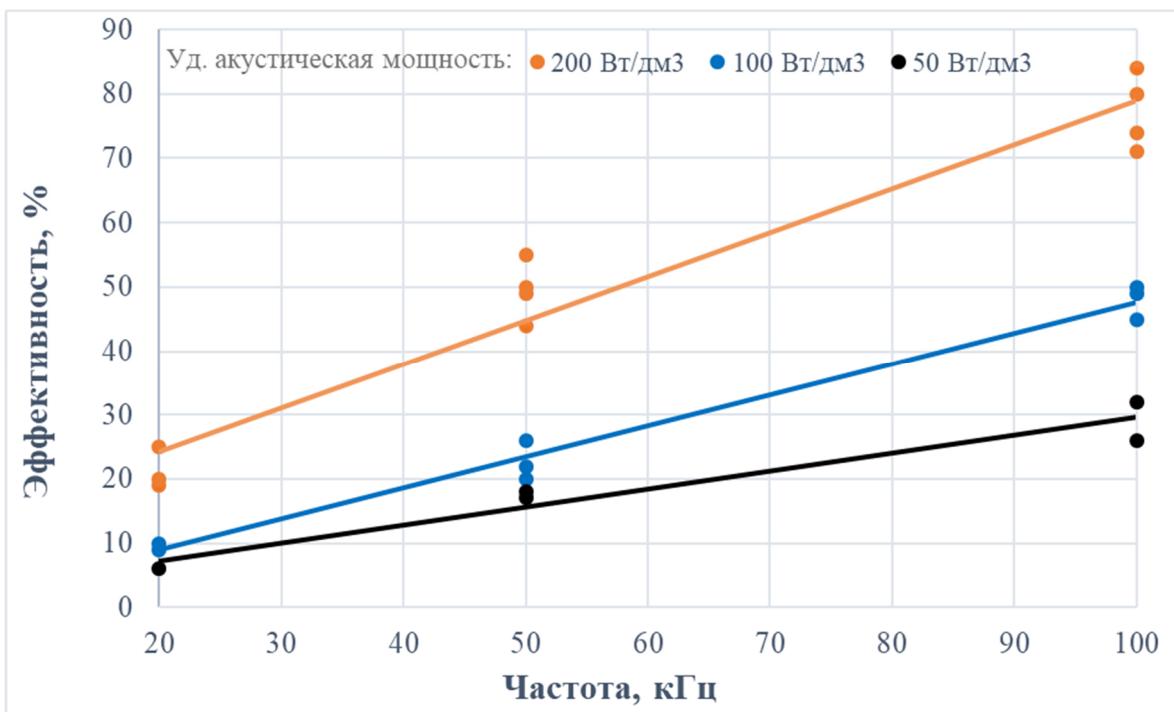


Рисунок 3.1.5 - Зависимость эффективности удаления сероводорода из нефти от частоты ультразвука

Увеличение акустической мощности и времени воздействия ультразвука способствуют повышению эффективности удаления сероводорода, причем с уменьшением вязкости нефти положительный эффект возрастает (рисунок 3.1.6). С увеличением продолжительности воздействия ультразвука на нефть эффективность десорбции H₂S возрастает тем больше, чем выше удельная акустическая мощность, при этом воздействовать ультразвуком более 5 мин нецелесообразно (рисунок 3.1.7). С увеличением продолжительности воздействия возрастают и затраты электроэнергии. Из рисунка 3.1.5 следует, что, несмотря на повышение эффективности, с увеличением времени ультразвукового воздействия удельные затраты энергии на единицу эффективности увеличиваются. Так, например, при удельной мощности 200 Вт/дм³ и времени воздействия 5 мин содержание сероводорода в нефти снижается на 47 %, тогда как последующее ультразвуковое воздействие в течение 5 мин позволяет дополнительно увеличить

эффективность всего на 6 % (т.е. эффективность увеличивается с 50 до 56 %), а затраты энергии при этом возрастают в 2 раза.

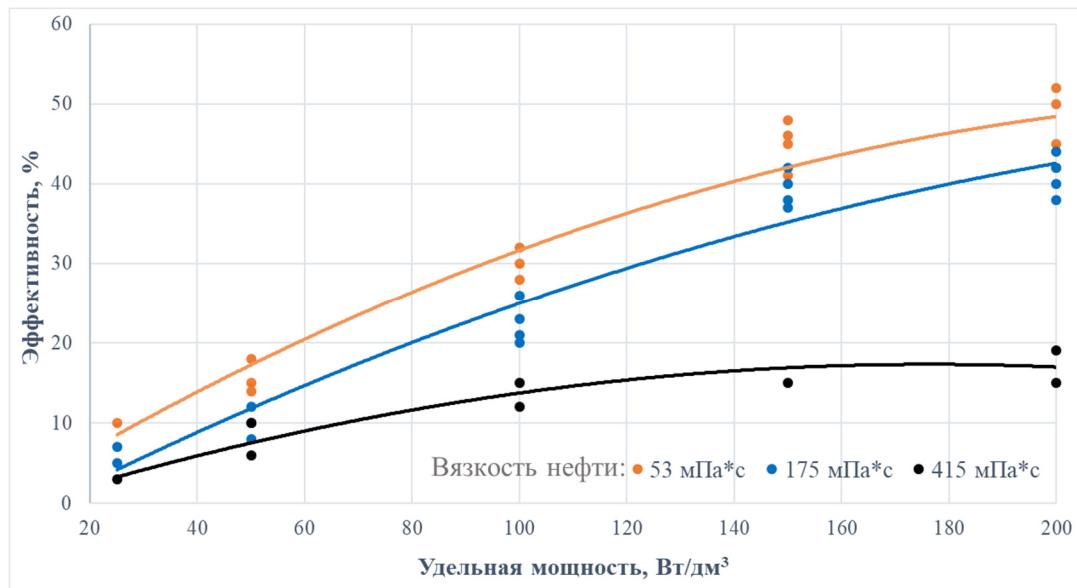


Рисунок 3.1.6 - Влияние удельной акустической мощности на эффективность десорбции сероводорода из нефти (частота ультразвука 50 кГц, время воздействия 5 минут)

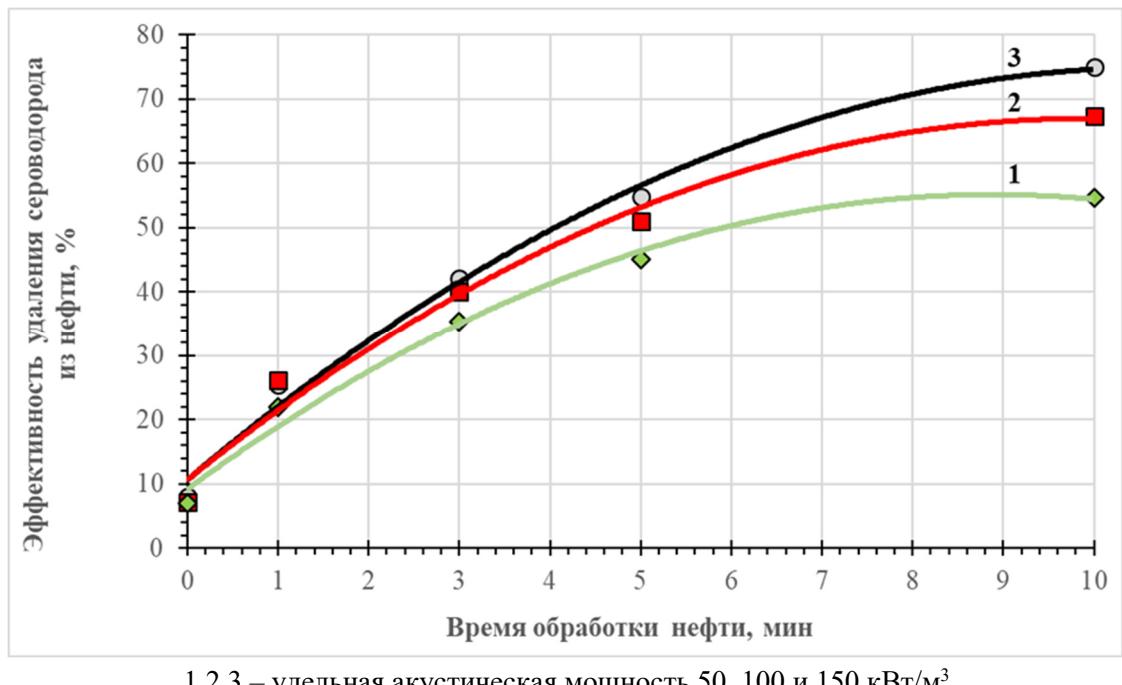


Рисунок 3.1.7 - Зависимость эффективности удаления сероводорода из нефти от продолжительности ультразвукового воздействия

Несмотря на существенное снижение H_2S в составе нефти, обработка ее ультразвуком большой акустической мощности не всегда является оправданной. Как видно из данных, представленных на рисунке 3.1.8, при одинаковых затратах электроэнергии на единицу объема оптимальным является воздействие ультразвуковых волн в течение 4-8 минут.

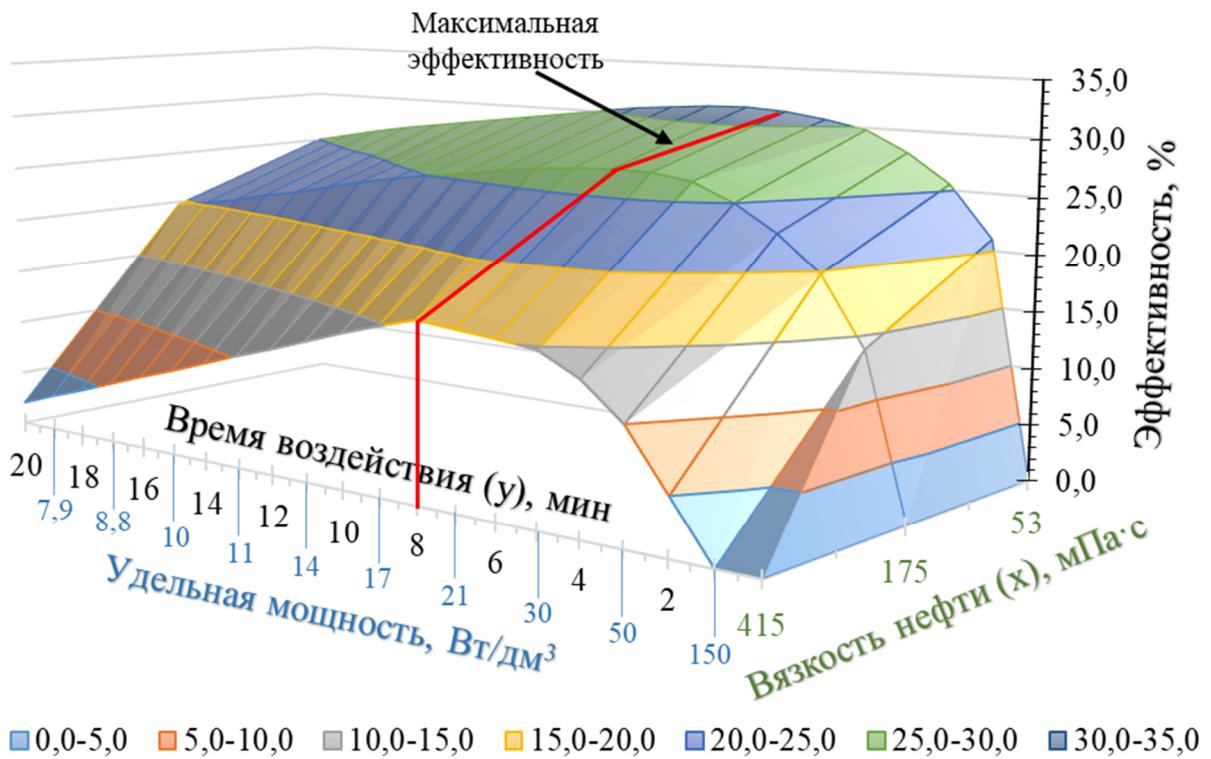


Рисунок 3.1.8 - Зависимость эффективности удаления сероводорода из нефти от времени обработки и удельной акустической мощности при одинаковых затратах электроэнергии (частота 100 кГц)

При большой удельной акустической мощности (более 50 Вт/дм³) и непродолжительном воздействии ультразвука времени для перехода сероводорода из жидкой в газовую фазу недостаточно. Процесс перехода является относительно «инерционным» и требует времени для зарождения газового пузырька, его увеличения и всплытия к поверхности раздела фаз жидкость-газ. Интенсивное действие ультразвука за короткий промежуток времени не позволяет полностью завершить процесс десорбции сероводорода,

поскольку часть зародившихся пузырьков газа обратно схлопывается в слое жидкости. В свою очередь воздействие на нефть ультразвука малой мощности (менее 15 Вт/дм³) даже при продолжительном времени воздействия не обеспечивает необходимой интенсивности зарождения газовых пузырьков, что также снижает эффективность процесса. В диапазоне вязкости от 50 до 200 мПа·с оптимальной является продолжительность воздействия 5-6 мин, при последующем увеличении вязкости оптимальные параметры незначительно смещаются в область более продолжительного ультразвукового воздействия.

Зависимость оптимального времени воздействия ультразвука от вязкости нефти в интервале от 40 до 415 мПа·с, согласно полученным результатам, можно описать эмпирическим уравнением (1):

$$y = -1,11^{-5}x^2 + 0,0107x + 5,46, \quad (1)$$

где y – оптимальное время воздействия ультразвука, мин;
 x – вязкость нефти, мПа·с.

Увеличение глубины вакуума и температуры повышает эффективность процесса, однако характер зависимости (1) остается идентичным, поэтому ее возможно применять для предварительной оценки оптимального времени проведения процесса независимо от термобарических условий.

Проведенные исследования показали возможность использования ультразвуковых волн для интенсификации удаления сероводорода из нефти. Определены основные зависимости эффективности снижения сероводорода от вязкости нефти, термобарических условий, удельной акустической мощности, времени обработки и интенсивности ультразвука. Данный способ может использоваться для увеличения эффективности сепарации нефти на горячих ступенях с целью снижения расхода реагента-нейтрализатора сероводорода.

3.2 Промысловые испытания по удалению сероводорода из нефти с применением ультразвукового воздействия

На объектах ПАО «Татнефть» для сепарации нефти в основном используют двух или трехступенчатую сепарацию нефти. На первой ступени сепарации от нефти отделяют наибольшее количество газа и, как следствие, сероводорода. Данный процесс является «естественным» и не требует осуществления какой-либо интенсификации процесса. Эффект достигается за счёт существенного снижения давления.

На последующих ступенях сепарации (вторая и горячая, которая фактически является концевой) вследствие приближения давления к атмосферному процесс перехода сероводорода из жидкой фазы в газовую «замедляется». Осуществление нагрева нефти позволяет в некоторой степени интенсифицировать процесс десорбции растворенных газов из нефти и создает наиболее благоприятные условия для внедрения различных методов интенсификации десорбции H_2S .

Поэтому горячая концевая ступень сепарации нефти является наиболее значимым и ответственным сепарационным узлом с точки зрения повышения глубины десорбционной очистки от сероводорода и обеспечения требуемого значения ДНП. Как показывают исследования, эффективность удаления сероводорода из нефти в сепараторах горячей ступени не превышает 30 %.

Основной характеристикой нефти, влияющей на процесс десорбции сероводорода при ультразвуковом воздействии, являются ее вязкость, а также массовая доля сероводорода, средние значения которых представлены в таблице 3.2.1. Условно всю нефть, подготавливаемую на объектах ПАО «Татнефть», можно разделить на 3 группы в зависимости от значения динамической вязкости. Для проведения промысловых испытаний было выбрано по одному объекту из каждой группы: УПВСН «НГДУ «Ямашнефть», УПСВН «Каменка» и УПВСН «Андреевка» НГДУ «Нурлатнефть» ПАО «Татнефть».

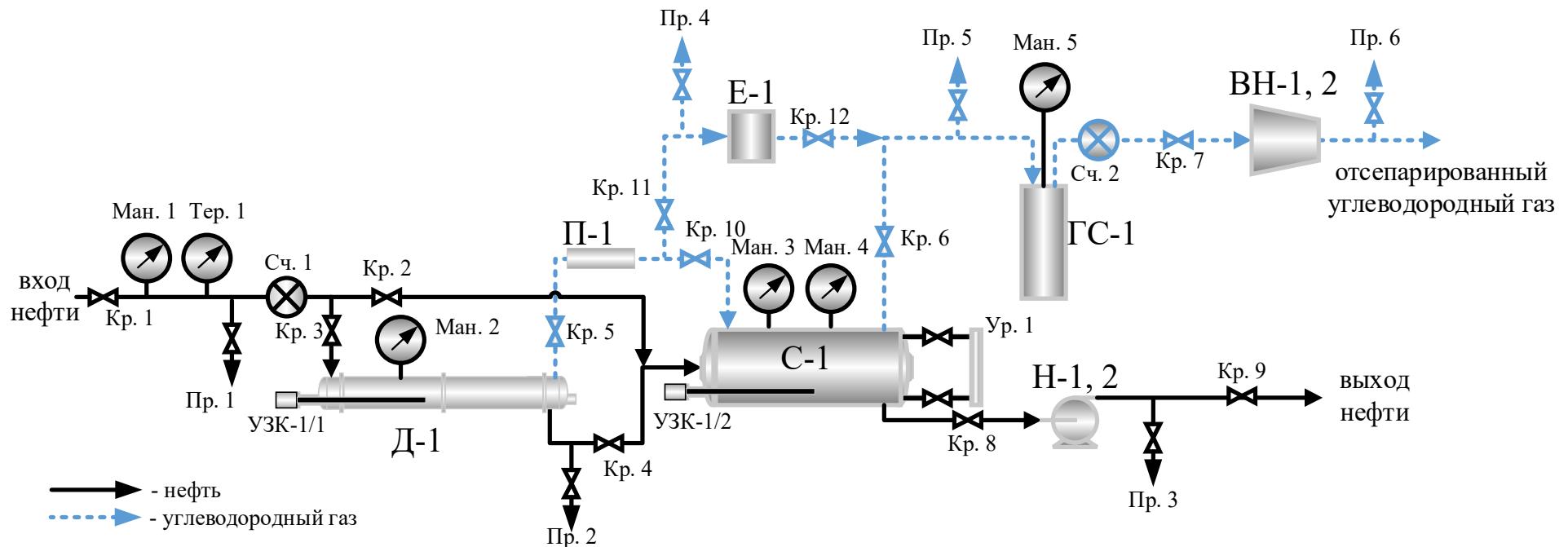
Таблица 3.2.1 – Характеристика сероводородсодержащей нефти, подготавливаемой на объектах ПАО «Татнефть»

Условная группа нефти в зависимости от вязкости, мПа·с (при 20 °C)	Наименование объекта	Свойства нефти		
		Массовая доля сероводорода в нефти, прт	Плотность, кг/м ³	Фактическая вязкость нефти, мПа·с (при 20 °C)
до 100	УПН НГДУ «Бавлынефть»	330*	880	20
	Сулеевская УПВСН	Менее 100**	898	43
	Акташская УПВСН	Менее 100**	900	44
	Кама-Исмагиловская УПВСН	Менее 100**	898	44
	УПВСН НГДУ «Альметьевскнефть»	Менее 100**	898	48
	МЦПС НГДУ «Ямашнефть»	Менее 100**	897	53
	Куакбашская УПВСН	Менее 100**	903	58
	Кичуйская УПВСН	Менее 100**	903	60
от 100 до 400	УПСВ-7 НГДУ «Нурлатнефть»	655*	908	100
	УПВСН «Кутема»	420*	911	102
	УПВСН «Андреевка»	600*	918	175
свыше 400	УПСВН «Каменка»	200*	938	415
	УПСВН «Кармалка»	90*	946	615
	УПСВН «Ашальчи»	274*	964	до 2350

* Массовая доля сероводорода в нефти до КСУ горячей ступени сепарации.
** Массовая доля сероводорода в нефти после колонны отдувки.

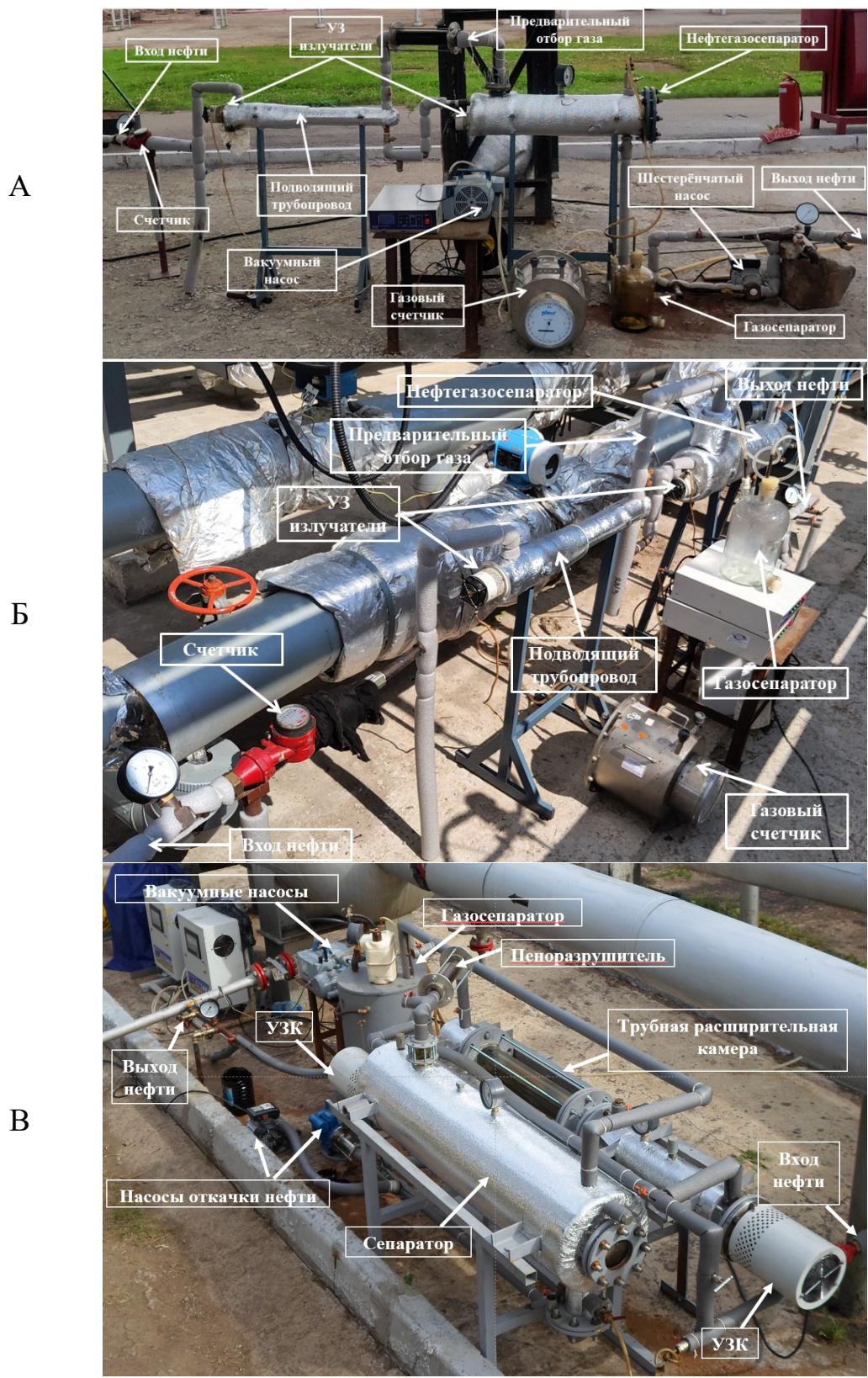
3.2.1 Описание работы пилотной установки и методики проведения исследований

Для оценки эффективности методов интенсификации сепарации и очистки нефти от сероводорода ультразвуковым воздействием и вакуумированием в промысловых условиях было разработано и изготовлено две пилотные установки. Технологические схемы установок одинаковы (рисунок 3.2.1), однако, производительность первой пилотной установки составила 25 дм³/ч, а второй 250 дм³/ч (таблицы 3.2.2 и 3.2.3). Испытания на первой пилотной установке были проведены на УПВСН «НГДУ «Ямашнефть» и УПСВН «Каменка» НГДУ «Нурлатнефть», а второй на УПВСН «Андреевка» НГДУ «Нурлатнефть» ПАО «Татнефть». Внешний вид пилотных установок представлен на рисунке 3.2.2. Пилотная установка включала в себя узел предварительного отбора газа Д-1 (трубная расширительная камера и пеноразрушитель), модель сепаратора С-1 и газосепаратора ГС-1, а также вакуумные насосы ВН-1,2 и агрегаты для откачки жидкости Н-1,2. Пилотная установка подключалась перед концевой ступенью сепарации.



Д-1 - трубная камера ультразвуковой обработки; П-1 - устройство гашения пены – пеногаситель; С-1 - сепаратор; ГС-1 – газосепаратор; ВН-1,2- вакуумные насосы; Н-1, 2 – насосы; УЗК-1/1, 2 - ультразвуковые комплексы; Ур. 1 - уровнемер; Ман. 1-3 - манометр; Ман. 4,5 - мановакуумметр; Тер. 1 - термометр спиртовой; Сч. 1 - счетчик жидкости; Сч. 2 - счетчик газовый

Рисунок 3.2.1 – Схема пилотной установки для сепарации и десорбционной очистки нефти от сероводорода



А–УПВСН «Ямашнефть», Б–УПСВН «Каменка» НГДУ «Нурлатнефть», В–УПВСН «Андреевка»

НГДУ «Нурлатнефть»

Рисунок 3.2.2 – Внешний вид пилотных установок для сепарации и десорбционной очистки нефти от сероводорода с помощью ультразвука

Таблица 3.2.2 - Состав оборудования пилотной установки для УПВСН НГДУ «Ямашнефть» и УПСВН «Каменка» НГДУ «Нурлатнефть»

Обозначение оборудования	Наименование оборудования	Количество	Характеристика
Д-1	Трубная камера ультразвуковой обработки	1 шт.	D=159 мм, L=770 мм, V= 2 дм ³
П-1	Устройство гашения пены - пеногаситель	1 шт.	D=65 мм, L=200 мм, V=0,7 дм ³
С-1	Сепаратор	1 шт.	D=159 мм, L=850 мм, V=15 дм ³
ГС-1	Газосепаратор	1 шт.	D=430 мм, L=700 мм, V=3,5 дм ³
ВН-1	Вакуумный насос MZ-2 2с	1 шт.	Q=1,7 м ³ /ч, N=0,18 кВт
Н-1	Насос Бурун СХ 0,3/4-М 0,55/4	1 шт.	Q=0,3 м ³ /ч, U=220 В
УЗК-1/1, 2	Ультразвуковые комплексы ЛУК-0,7/20-О	1 шт.	N=0,7 кВт, υ=20 кГц
Ман. 1,5	Манометр МП 3-У-1-У2	3 шт.	P=0-1 МПа
Ман. 2-4	Мановакуумметр МВП 3-У-1-У2	2 шт.	P=-1-0,06 МПа
Тер. 1	Термометр спиртовой	1 шт.	T=0-100 °C
Сч. 1	Счетчик жидкости	1 шт.	Q=0,01-10 м ³ /ч
Сч. 2	Счетчик газовый «Magnol»	1 шт.	Q=0,04-6 м ³ /ч

Таблица 3.2.3 - Состав оборудования пилотной установки УПВСН «Андреевка» НГДУ «Нурлатнефть»

Обозначение оборудования	Наименование оборудования	Количество	Характеристика
Д-1	Трубная камера ультразвуковой обработки	1 шт.	D=114 мм, L=1650 мм, V= 19 дм ³
П-1	Устройство гашения пены - пеногаситель	1 шт.	D=65 мм, L=200 мм, V=0,7 дм ³
С-1	Сепаратор	1 шт.	D=325 мм, L=1500 мм, V=110 дм ³
ГС-1	Газосепаратор	1 шт.	D=150 мм, L=200 мм, V=100 дм ³
ВН-1	Вакуумный насос MZ-2 2с	1 шт.	Q=1,7 м ³ /ч, N=0,18 кВт
ВН-2	Вакуумный насос MZ2cNT	1 шт.	Q=2,3 м ³ /ч, N=0,23 кВт
Н-1	Насос Бурун СХ 0,3/4-М 0,55/4	1 шт.	Q=0,3 м ³ /ч, U=220 В
Н-2	Насос EA-88 220B-0,37	1 шт.	Q=0,37 м ³ /ч, U=220 В
УЗК-1/1, 2	Ультразвуковой комплекс УЗТА-3/30-О	2 шт.	N=3 кВт, υ=30 кГц
Ур. 1	Уровнемер G27 mini	1 шт.	L=400 мм, P=1,9 МПа, t=180 °C
Ман. 1-3	Манометр МП 3-У-1-У2	3 шт.	P=0-1 МПа
Ман. 4,5	Мановакуумметр МВП 3-У-1-У2	2 шт.	P=-1-0,06 МПа
Тер. 1	Термометр спиртовой	1 шт.	T=0-100 °C
Сч. 1	Счетчик жидкости	1 шт.	Q=0,01-10 м ³ /ч
Сч. 2	Счетчик газовый «Magnol»	1 шт.	Q=0,04-6 м ³ /ч

Испытания проводились при трех значениях абсолютного давления в сепарационной емкости С-1 – 105 (атмосферном), 70 и 50 кПа и двух вариантах воздействия ультразвука на нефть: в подводящем трубопроводе Д-1 и сепараторе С-1. Расшифровка режимов представлена в таблице 3.2.4.

Таблица 3.2.4 - Характеристика и условия проведения режимов очистки нефти от сероводорода на пилотных установках

№ режима	Абсолютное давление в сепараторе, кПа	Место размещения ультразвукового излучателя для воздействия на нефть	
		в сепараторе	в трубопроводе
1.0 (существующее положение)	по факту	-	-
1.1	атмосферное	-	-
1.2	атмосферное	+	-
2.1	70	-	-
2.2	70	+	-
2.3	70	-	+
3.1	50	-	-
3.2	50	+	-
3.3	50	-	+

Примечание: - Знаком «+» отмечены параметры, применяемые в данном режиме; знаком «-» отмечены параметры не используемые при данном режиме работы модельного узла.

Испытания проводились по следующей схеме. Нефть через счетчик Сч.1 (рисунок 3.2.1) подавалась в подводящий трубопровод Д-1, где происходило частичное разделение газожидкостной среды на отдельные фазы и далее отдельными потоками направляли в нефтегазосепаратор С-1. Выделившийся в С-1 попутный нефтяной газ (ПНГ) с помощью вакуумного насоса ВН-1 через газосепаратор ГС-1 и счетчик Сч.2 откачивался в канализационную систему. Уровень жидкости в сепараторе поддерживался с помощью насосов Н-1. Давление в сепараторе регулировалось с помощью кранов Кр.6 и вакуумного насоса ВН-1.

После установления стабильных технологических параметров режим работы пилотной установки выдерживается в течение 30-60 минут. Далее на установившемся режиме отбирались пробы с интервалом 15-30 минут.

Эффективность процесса оценивалась по показателю «массовая доля сероводорода» в нефти после сепаратора С-1. Эффективность сепарации определялась по объему выделившегося и остаточного газа в нефти после сепаратора С-1. Массовая доля сероводорода в нефти определялась по МВИ № 62506-06 «Нефти, нефтепродукты и углеводородные газовые конденсаты. Определение сероводорода». Остаточный объем газа после сепаратора С-1 определялся разгазированием пробы нефти в пробоотборнике при атмосферном давлении после выдержки в течение 30 минут.

Для осуществления ультразвукового воздействия использовался ультразвуковой аппарат ЛУК-0,7/20-О или УЗТА-3/30-О. Интенсивность и частота ультразвукового воздействия во время проведения испытаний составили 12 Вт/см² и 20-30 кГц соответственно. Мощность ультразвука во всех испытаниях выставлялась на 100 %. Однако удельная акустическая мощность при воздействии ультразвука на нефть в сепараторе изменялась в зависимости от уровня жидкости и высоты слоя пены. Удельная акустическая мощность при «обработке» нефти ультразвуком в подводящем трубопроводе поддерживалась постоянной вследствие отсутствия колебаний уровня жидкости в Д-1 и его полного заполнения нефтью.

3.2.2 Анализ результатов промысловых испытаний в условиях УПВСН НГДУ «Ямашнефть»

Анализ результатов испытаний технологии интенсификации сепарации сверхвязкой нефти на пилотной установке, смонтированной на УПВСН НГДУ «Ямашнефть», выполнен в вариантах сравнения каждого режима при разных давлениях и сопоставимых условиях с учетом технологических операций по сепарации (ультразвуковое воздействие, вакуум, обработка в подводящем трубопроводе с отбором и разрушением пены перед модельным сепаратором) по

двум основным показателям: массовая концентрация сероводорода; объем выделившегося газа

Режимы 1.1, 1.2, 2.1 и 2.2 были проведены при двух температурах сепарации нефти 30 и 40 °С. Характеристика и условия проведения экспериментальных режимов представлены в таблице 3.2.5. Результаты исследований каждого режима испытаний представлены в таблице 3.2.6. Итоговые результаты испытаний по усредненным показателям каждого режима в виде диаграмм представлены на рисунках 3.2.3 и 3.2.4.

Таблица 3.2.5 - Характеристика и условия проведения режимов очистки нефти от сероводорода на модельной установке

№ режима	Абсолютное давление в сепараторе, кПа	Температура сепарации (усредненная), °С	Место размещения ультразвукового излучателя для воздействия на нефть	
			в сепараторе	в трубопроводе
1.0	153	53	-	-
1.1a	атмосферное	30	-	-
1.1	атмосферное	40	-	-
1.2a	атмосферное	30	+	-
1.2	атмосферное	40	+	-
2.1a	70	30	-	-
2.1	70	40	-	-
2.2a	70	30	+	-
2.2	70	40	+	-
2.3	70	40	-	+
3.1	50	40	-	-
3.2	50	40	+	-
3.3	50	40	-	+

Примечание: знаком «+» отмечены параметры, применяемые в данном режиме; знаком «-» отмечены параметры не используемые при данном режиме работы модельного узла.

Анализ представленных на рисунках данных показывает, что при атмосферном давлении (режимы 1.1a) процесс сепарации нефти с точки зрения удаления сероводорода имеет низкую эффективность (немногим выше 10 % при температуре процесса 30 °C), которая при повышении температуры на 10 °C (режим 1.1) может быть увеличена на 5 %, т.е. до 16 %, а при дополнительном

ультразвуковом воздействии при сравнимых величинах температур 30 °C (режим 1.2) повышенна до 18 %, т.е. всего на 7 %.

Таблица 3.2.6 - Результаты исследований режимов технологии на модельной установке на УПВСН НГДУ «Ямашнефть»

№ режима	Газовый фактор нефти (при рабочих условиях), м ³ /м ³	Температура нефти, °С	Абсолютное давление, кПа	Параметры ультразвуковой обработки								Массовая доля сероводорода в нефти, ppm	Эффективность удаления сероводорода из нефти, %	Остаточное количество газа, м ³ /м ³			
				уд. ак. мощность, Вт/дм ³		время обработки/пребывания, мин		интенсивность, Вт/см ²		частота, кГц							
				вход	выход	Д-1	С-1	Д-1	С-1	Д-1	С-1						
1.0	-	53	52	-	153	-	-	-	20	-	-	114	111	3	1		
1.1a	0,52	35	25	106	102	-	-	3	16	-	-	115	103	11	0		
1.1	0,79	45	37	104	102	-	-	3	16	-	-	116	98	16	0		
1.2a	0,63	35	26	106	104	-	44	3	15	12	20	114	94	18	0		
1.2	0,80	45	37	105	104	-	45	3	16	12	20	116	85	26	0		
2.1a	1,27	35	26	68	66	-	-	3	20	-	-	113	76	33	0		
2.1	3,44	45	37	70	68	-	-	3	17	-	-	108	56	48	0		
2.2a	1,34	35	26	70	67	-	46	3	16	12	20	112	73	35	0		
2.2	3,26	45	37	71	68	0	44	3	17	12	20	117	50	57	0		
2.3	3,03	45	37	70	69	175	-	3	17	12	20	113	55	51	0		
3.1	3,79	44	33	52	50	-	-	3	19	-	-	113	39	66	0		
3.2	4,55	43	32	51	49	-	45	3	16	12	20	113	27	76	0		
3.3	4,84	45	37	50	48	175	-	3	18	12	20	114	31	72	0		

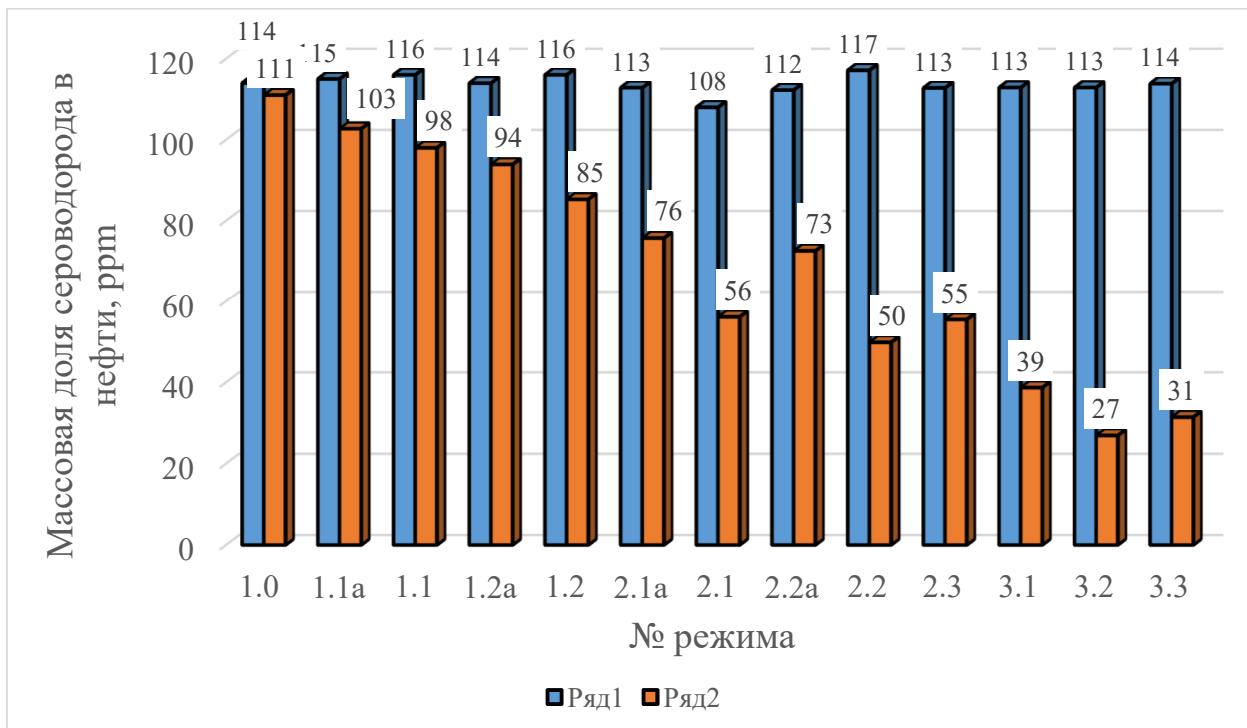


Рисунок 3.2.3 – Массовая доля сероводорода в нефти на входе и выходе модельной установки в условиях УПВСН НГДУ «Ямашнефть»

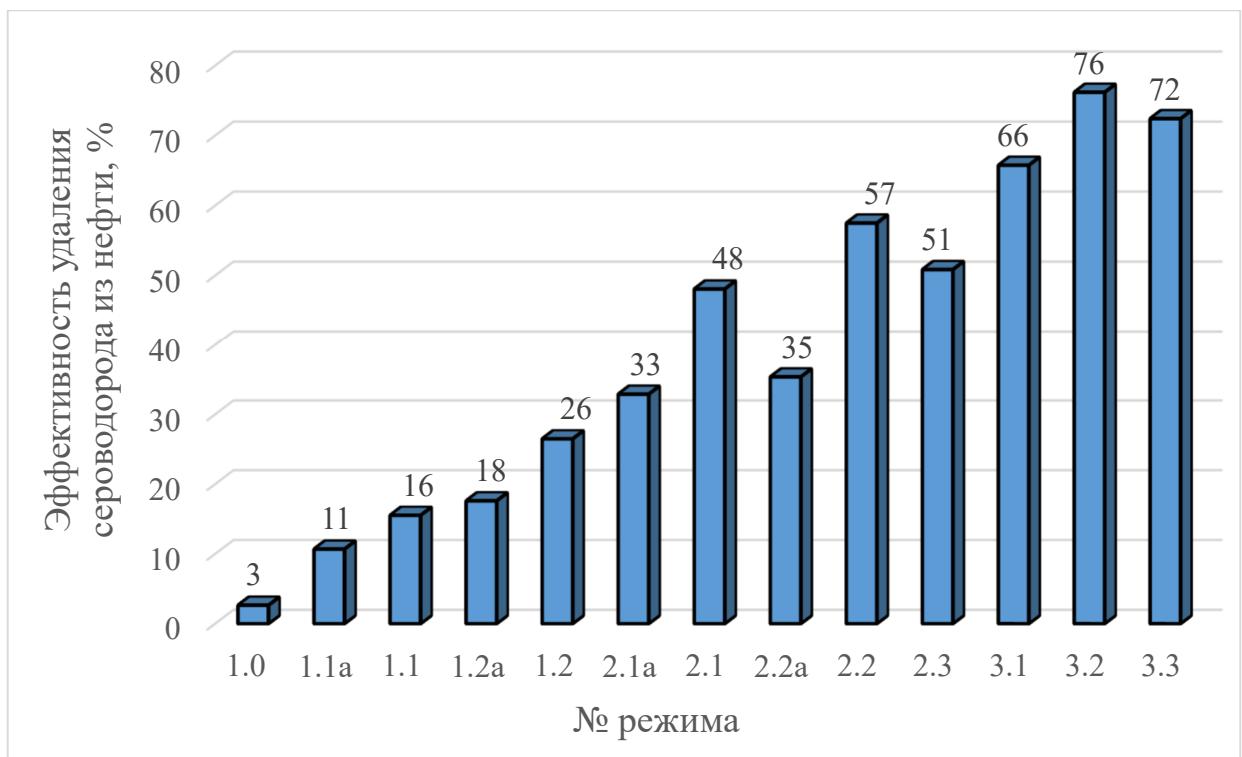


Рисунок 3.2.4 – Эффективность режимов очистки нефти от сероводорода на модельной установке

При снижении давления ниже атмосферного (режимы 2.1, 2.2 и 2.3) эффективность процесса сепарации с удалением сероводорода увеличивается. Массовая концентрация сероводорода снижается с эффективностью удаления от 33 % в режиме, характеризующемся вакуумированием нефти величиной вакуума 30 кПа без ультразвукового воздействия при температуре порядка 30 $^{\circ}\text{C}$, до 48 % при повышении температуры до 41 $^{\circ}\text{C}$ (режимы 2.1). В режиме одновременного вакуумирования и воздействия ультразвука в сепараторе (режимы 2.2а) при температуре 30 $^{\circ}\text{C}$ увеличение эффективности удаления сероводорода незначительно по сравнению с действием только вакуумирования – всего на 2 %, т.е. с 33 до 35 %. При температуре 41 $^{\circ}\text{C}$ эффективность очистки нефти при этом режиме повышается уже на 9 %, достигая 57 % (режимы 2.1 и 2.2 при температуре 41 $^{\circ}\text{C}$). т.е. на эффективность удаления сероводорода за счет ультразвука при обработке нефти с УПВСН НГДУ «Ямашнефть», отобранный после колонны отдувки, заметное влияние оказывает рост температуры. Эксперимент с размещением ультразвукового излучателя в подводящем трубопроводе модельной установки (режим 2.3) показал меньшую эффективность удаления сероводорода – 51 %, т.е. на 6 % меньше по сравнению с его размещением непосредственно в сепараторе при аналогичных условиях.

Увеличение глубины вакуума до 50 кПа позволяет увеличить эффективность удаления сероводорода. При близких условиях по температуре эффективность вакуумирования без ультразвука составила 66 %, с дополнительным ультразвуковым воздействием на нефть в сепараторе – 76 %, с ультразвуковым воздействием в подводящем трубопроводе 72 %. При этом ультразвук, действующий на нефть в подводящем трубопроводе, позволил увеличить эффективность процесса ее разгазирования и удаления сероводорода на 6 %, а в сепараторе – на 10 % по сравнению с вакуумированием без применения ультразвука (режим 3.1).

Представленная на рисунке 3.2.5 диаграмма в целом отображает результаты по эффективности режимов в виде объемов газа, выделяющегося из одного кубического метра нефти.

Как видно из рисунков 3.2.4 и 3.2.5, по сравнению с обычной сепарацией нефти при атмосферном давлении применение ультразвука в сепараторе (режим 1.2) способствует незначительному повышению объемов выделения растворенного газа, незначительно увеличивая эффективность очистки нефти от сероводорода. При вакуумировании нефти при значении вакуума 30 кПа расход газа увеличивается в 2-4 раза в зависимости от температуры, соответственно растет и эффективность очистки. При более глубоком вакуумировании до 50 кПа объем выделившегося газа и эффективность удаления сероводорода увеличиваются, причем основным фактором повышения значений обоих показателей является величина давления (вакуума) в сепараторе, а ультразвук является второстепенным вспомогательным фактором, влияющим на эффективность процессов.

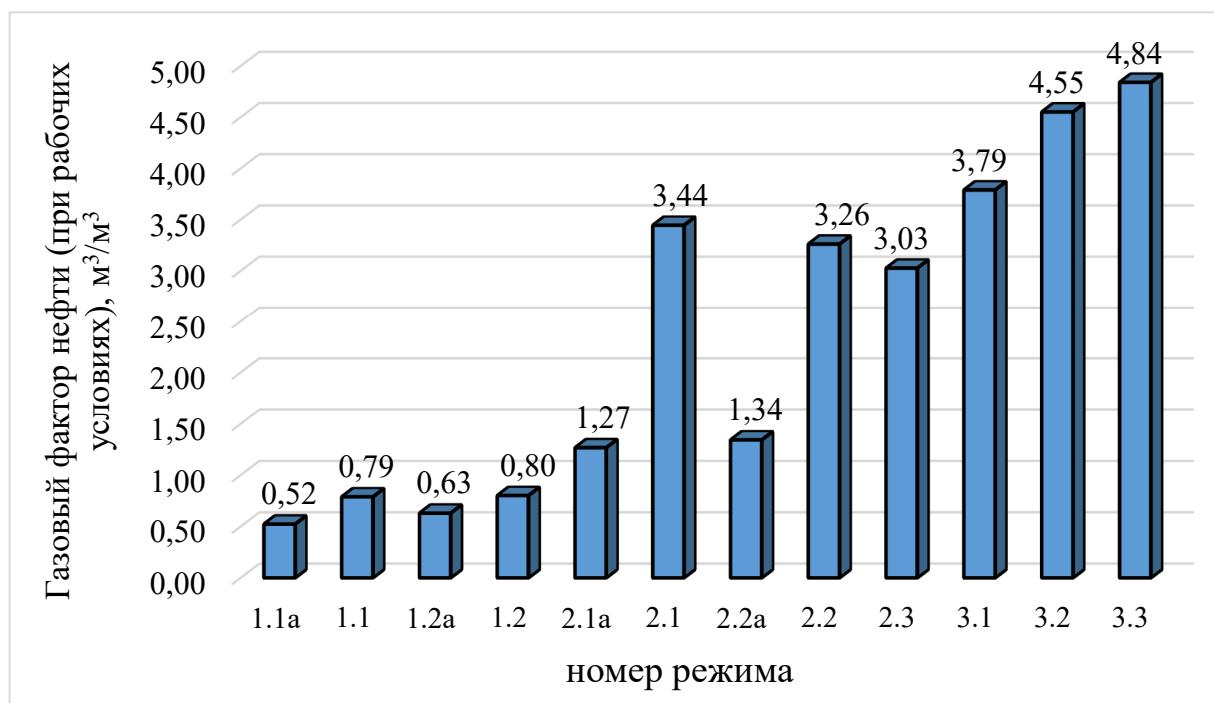


Рисунок 3.2.5 – Удельный расход газа из сепаратора модельной установки

Выводы по результатам ОПИ на УПСВН НГДУ «Ямашнефть»:

1. Эффективность обработки нефти ультразвуком в сепараторе при температуре 40 °С увеличивает десорбцию сероводорода из нефти примерно на 10 % и практически не зависит от давления.
2. Наибольшее снижение массовой доли сероводорода в нефти (на 76 %) достигнуто при сочетании вакуумной сепарации нефти (при абсолютном давление 70 кПа) и воздействия ультразвука в сепараторе.
3. При вакууме вклад ультразвукового воздействия в общую эффективность процесса очистки нефти от сероводорода не превышает одну пятую части.
4. Снижение абсолютного давления в сепараторе со 105 до 70 кПа (при температуре 40 °С) увеличивает расход выделяющегося газа примерно в 4 раза;
5. Уменьшение абсолютного давления в сепараторе с 70 до 50 кПа (при температуре 40 °С) увеличивает расход выделяющегося газа примерно в 1,5 раза или в шесть раз по сравнению с сепарацией при давление близком к атмосферному (105 кПа).

3.2.3 Анализ результатов промысловых испытаний в условиях УПСВН «Каменка»

Анализ результатов испытаний технологии интенсификации сепарации сверхвязкой нефти на модельной установке, смонтированной на УПСВН «Каменка» НГДУ «Нурлатнефть», выполнен в вариантах сравнения каждого режима при разных давлениях и сопоставимых условиях с учетом технологических операций по сепарации (ультразвуковое воздействие, вакуум, обработка в подводящем трубопроводе с отбором и разрушением пены перед модельным сепаратором) по двум основным показателям:

- массовая концентрация сероводорода;

- объём выделившегося газа.

На всех режимах осуществлялся отбор пены из подводящего модельного трубопровода и ее разрушение при транспорте по автономной линии перед сепаратором. Средняя температура нефти в экспериментах составляла порядка 78 °C. Расшифровка режимов представлена в таблице 3.2.4. Результаты исследований каждого режима испытаний представлены в таблице 3.2.7. Итоговые результаты испытаний в виде диаграмм представлены на рисунках 3.2.6–3.2.8. Эффективность удаления сероводорода (очистки нефти) оценивалась отношением разницы между исходной и конечной концентрацией сероводорода к исходной концентрации, выраженным в процентах.

Анализ представленных на рисунках 3.2.6–3.2.8 данных показывает, что при атмосферном давлении (режимы 1.1 и 1.2) процесс сепарации сверхвязкой нефти с точки зрения удаления сероводорода имеет низкую эффективность (немногим выше 6 %), которая при ультразвуковом воздействии повышается примерно до 15 %. Соответственно при этих режимах получен наименьший объем газа, выделившегося из единицы объема нефти - 0,03 м³/м³ (газовый фактор нефти при рабочих условиях).

Уменьшение давления ниже атмосферного (абсолютное давление в сепараторе 70 кПа, режимы 2.1 и 2.2) увеличивает эффективность удаления сероводорода. Массовая концентрация сероводорода снижается на 17 % (режим 2.1) в режиме, характеризующимся вакуумированием нефти без ультразвукового воздействия, на 27 % (режим 2.2) в режиме одновременного вакуумирования и воздействия ультразвука в сепараторе, т.е. использование ультразвука в сепараторе позволяет дополнительно повысить качество очистки СВН от сероводорода приблизительно на 10 % или, как видно из рисунка 3.2.6, снизить концентрацию сероводорода примерно на 16 ppm. Обработка нефти ультразвуком в подводящем трубопроводе (режим 2.3) увеличивает эффективность процесса удаления H₂S всего на 6% по сравнению с режимом 2.1, что на 4 % меньше, чем при размещение ультразвуковых излучателей в сепараторе (режим 2.2).

Таблица 3.2.7 - Результаты исследований режимов технологии на модельной установке на УПСВН «Каменка»

№ режима	Газовый фактор нефти (при рабочих условиях), м ³ /м ³	Температура нефти, °С	Абсолютное давление, кПа	Параметры ультразвуковой обработки						Массовая доля сероводорода в нефти, ppm	Эффективность удаления сероводорода из нефти, %	Остаточное количество газа, м ³ /м ³			
				уд. ак. мощность, Вт/дм ³	время обработки/пребывания, мин		интенсивность, Вт/см ²		частота, кГц						
вход	выход	Д-1	С-1	Д-1	С-1	Д-1	С-1	Д-1	С-1	частота, кГц	исходная	после С-1	Остаточное количество газа, м ³ /м ³		
1.0	-	79	76	-	110	-	-	-	20	-	-	175	172	2	0
1.1	0,03	79	76	105	103	-	-	3	15	-	-	165	154	6	0
1.2	0,03	80	78	105	103	-	43	3	16	12	20	167	141	15	0
2.1	0,45	78	76	70	69	-	-	3	18	-	-	159	132	17	0
2.2	0,44	79	76	70	69	-	43	3	16	12	20	158	116	27	0
2.3	0,51	79	76	70	69	175	-	3	18	12	20	159	121	23	0
3.1	0,99	79	77	49	48	-	-	3	17	-	-	161	106	34	0
3.2	1,10	80	77	51	50	-	45	3	15	12	20	183	103	44	0
3.3	1,20	78	76	52	50	175	-	3	17	12	20	180	108	40	0

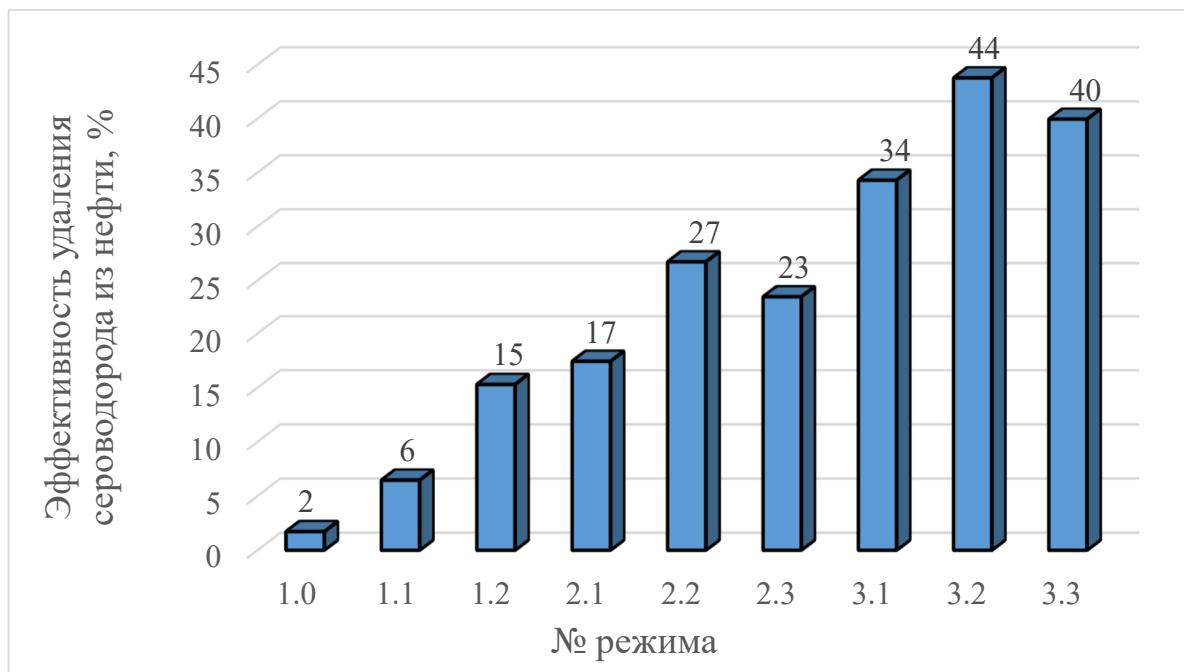


Рисунок 3.2.7 – Эффективность режимов очистки нефти от сероводорода на модельной установке

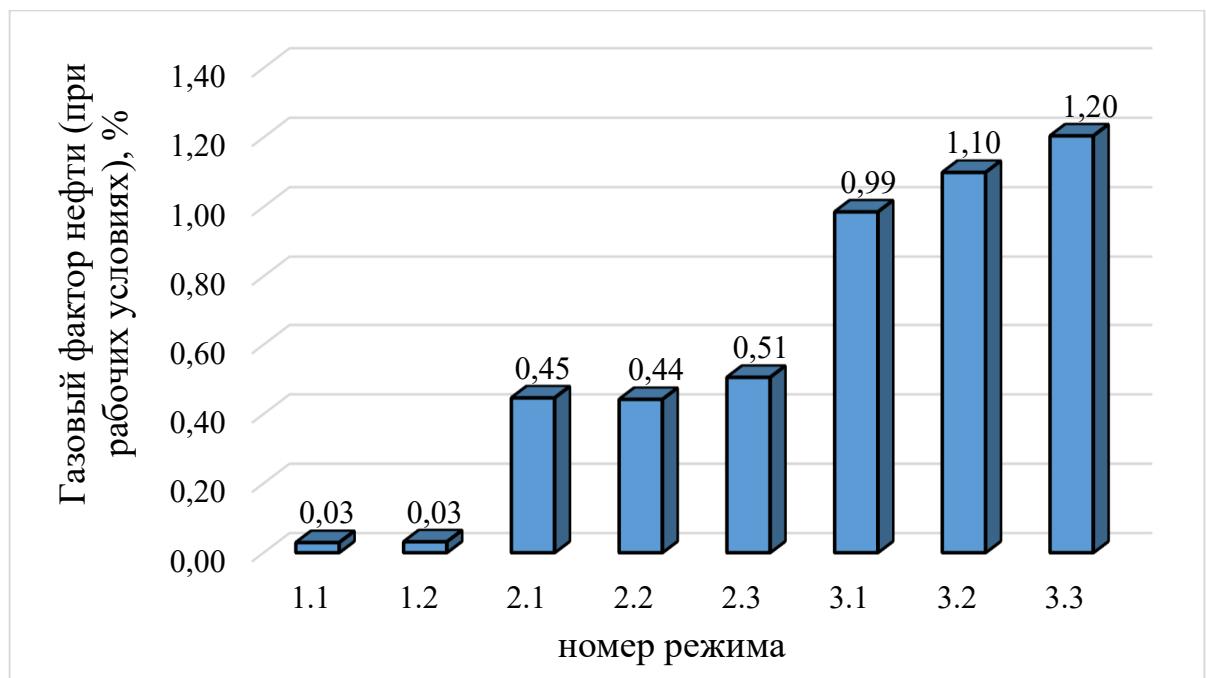


Рисунок 3.2.8 – Газовый фактор нефти при рабочих условиях

При сравнении режима 1.1 с режимом 2.2 видно, что при сочетании ультразвука с вакуумом сероводород удаляется с большей эффективностью,

которая по сравнению с обычной сепарацией при атмосферном давлении увеличивается уже на 21 %. Газовый фактор нефти при работе установки на режимах 2.1 – 2.3 был близок по значению и изменялся от 0,44 до 0,51 м³/м³.

Увеличение глубины вакуума до 50 кПа без ультразвукового воздействия (режим 3.1) позволяет удалить 34 % сероводорода, 40 % при воздействии ультразвуком в подводящем трубопроводе и последующем вакуумировании в сепараторе, 44 % при совместной обработке вакуумом и ультразвуком в сепараторе. Ультразвуковое воздействие на нефть в подводящем трубопроводе позволяет увеличить эффективность процесса ее разгазирования и удаления сероводорода на 6 %, а в сепараторе – на 10 % по сравнение с вакуумированием без применения ультразвука.

Газовый фактор нефти при абсолютном давление 50 кПа и температуре 78 °C (режим 3.1) составил примерно 1 м³/м³. Ультразвук способствует более глубокой дегазации нефти, вследствие чего расход газа с модельного узла на режимах 3.2 и 3.3 выше по сравнению с режимом 3.1 на 10 и 20 % соответственно.

Увеличение глубины вакуума способствует более активному переходу легких компонентов из состава жидкой фазы в газовую, что сказывается на расходе выделяющегося газа в модельном сепараторе. Так, снижение абсолютного давления со 105 до 70 кПа увеличивает расход газа примерно в 15 раз (рисунок 3.2.8). Уменьшение абсолютного давления с 70 до 50 кПа увеличивает расход газа примерно в 2 раза (рисунок 3.2.8).

Выводы по результатам ОПИ на УПСВН «Каменка»:

1. Снижение абсолютного давления в сепараторе со 105 до 70 кПа увеличивает расход выделяющегося газа примерно в 15 раз.
2. Уменьшение абсолютного давления в сепараторе с 70 до 50 кПа увеличивает расход выделяющегося газа примерно в 2 раза.

3. Эффективность воздействия ультразвука на сверхвязкую нефть в сепараторе увеличивает десорбцию сероводорода из жидкой фазы примерно на 10 %, которая практически не зависит от давления.

4. Наибольшее снижение массовой доли сероводорода в нефти (на 44 %) достигнуто при сочетании вакуумной сепарации нефти (при абсолютном давление 50 кПа) и воздействия ультразвука в сепараторе.

5. При вакууме 30 кПа вклад ультразвукового воздействия в общую эффективность процесса очистки нефти от сероводорода составляет третью часть.

3.2.4 Анализ результатов промысловых испытаний в условиях УПВСН «Андреевка»

Анализ результатов испытаний технологии на пилотной установке, смонтированной на УПВСН «Андреевка», выполнен в вариантах сравнения каждого режима при разных давлениях и одинаковых или сопоставимых условиях технологических операций по сепарации (ультразвуковое воздействие, обработка в подводящем трубопроводе с отбором и разрушением пены перед сепаратором) по трем основным показателям:

- конечной концентрации сероводорода;
- объема выделившегося газа;
- высоты пены в сепараторе.

Испытания проведены на режимах 1 и 2 в соответствие с данными, представленными в таблице 3.2.3. Итоговые результаты испытаний представлены в таблице 3.2.8 и на рисунках 3.2.9–3.2.11.

Анализ представленных на рисунках 3.2.9–3.2.11 данных показывает, что при давлении на существующей ступени сепарации (режимы 1.0) процесс сепарации нефти с точки зрения удаления сероводорода имеет низкую эффективность (3 %), которая при снижении давления до атмосферного увеличивается на 35 % (сравнение режимов 1.0 и 1.1). Соответственно при этих режимах получен наименьший объем газа и пены.

Таблица 3.2.8 - Результаты исследований режимов технологии на модельной установке на УПСВН «Андреевка»

№ режима	Газовый фактор нефти (при рабочих условиях), м ³ /м ³	Температура нефти, °С	Абсолютное давление, кПа	Параметры ультразвуковой обработки						Массовая доля сероводорода в нефти, ppm	Эффективность удаления сероводорода из нефти, %	Остаточное количество газа, м ³ /м ³		
				уд. ак. мощность, Вт/дм ³	время обработки/пребывания, мин		интенсивность, Вт/см ²	частота, кГц	исходная					
вход	выход	Д-1	С-1	Д-1	С-1	Д-1	С-1	частота, кГц	исходная	после С-1	Эффективность удаления сероводорода из нефти, %	Остаточное количество газа, м ³ /м ³		
1.0	-	60	58	□	145	-	-	0	-	-	612	594	3	0,6
1.1	2,23	61	59	106	103	-	-	1	17	-	582	354	39	0,4
1.2	3,00	61	58	108	106	-	23	1	10	11	570	309	46	0,0
2.1	5,15	62	59	75	71	-	-	1	15	-	627	187	70	0,5
2.2	5,93	61	59	75	71	-	9	1	19	7	673	145	78	0,0
2.3	4,29	60	57	74	70	22	-	1	11	7	609	159	74	0,0

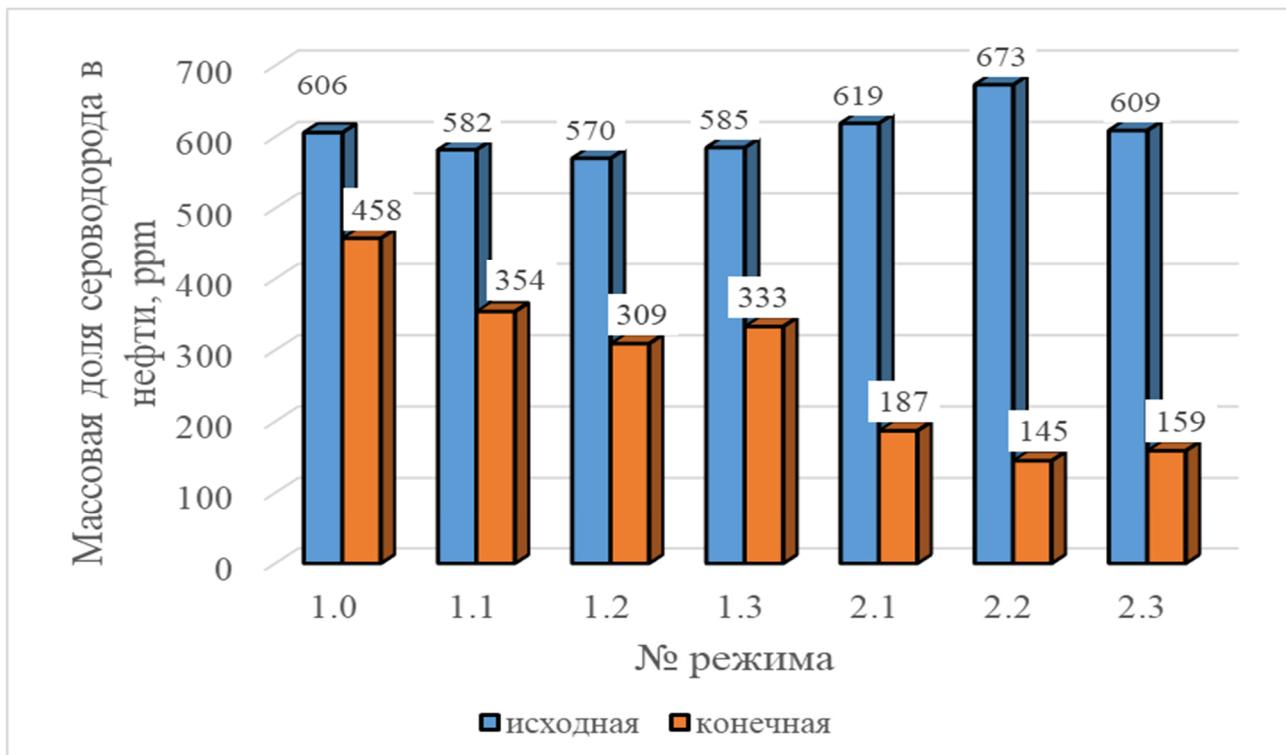


Рисунок 3.2.9 - Массовая доля сероводорода в нефти на входе и выходе модельной установки

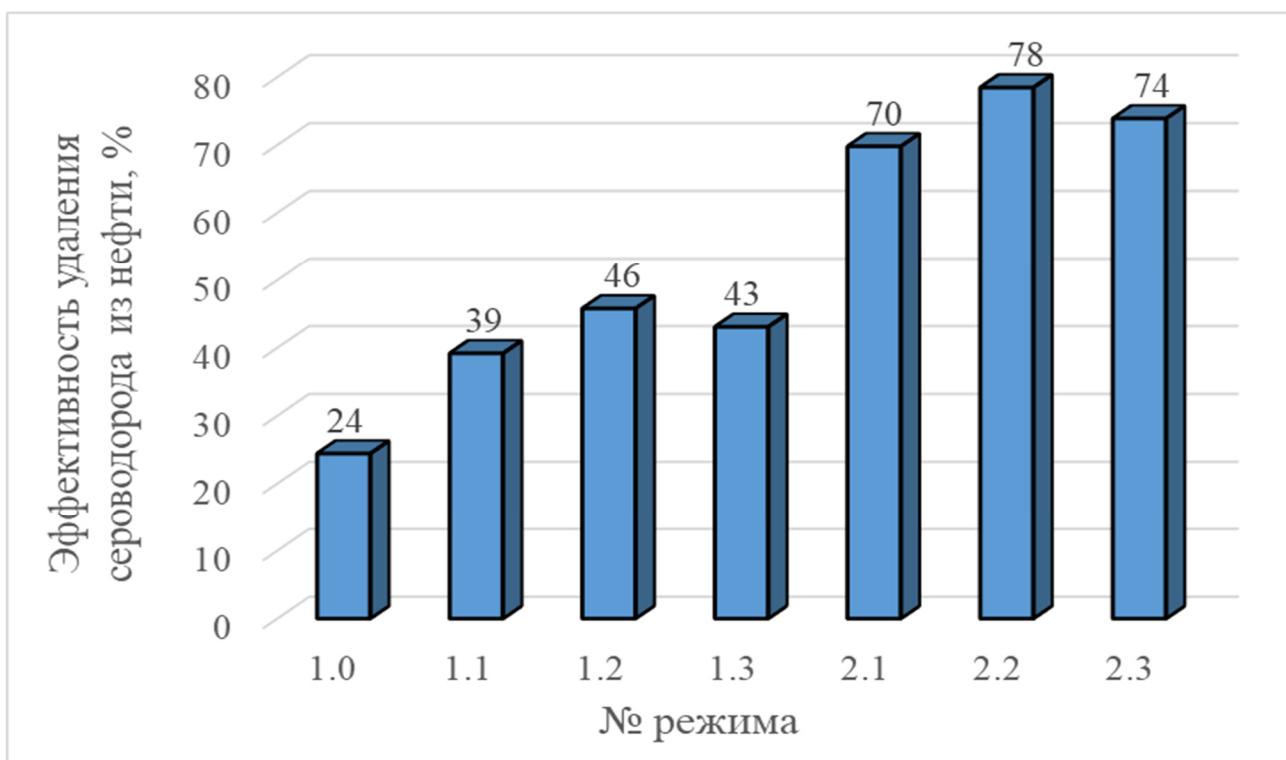


Рисунок 3.2.10 - Эффективность режимов очистки нефти от сероводорода на модельной установке

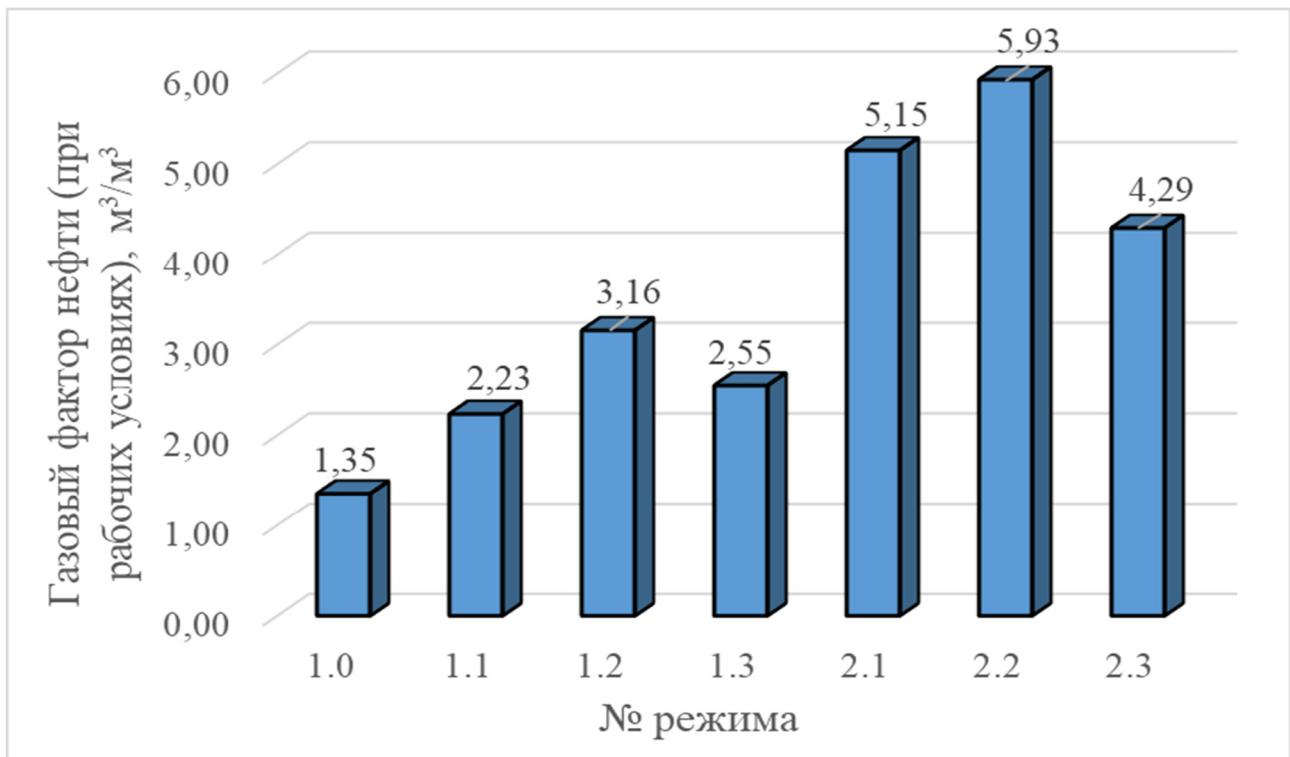


Рисунок 3.2.11 – Газовый фактор нефти при рабочих условиях

При снижении давления сепарации до атмосферного (режимы 1.1-1.3) концентрация сероводорода в нефти уменьшается, эффективность увеличивается до 40-46 %, причем использование ультразвукового воздействия в сепараторе дает лучший результат, чем его размещение в подводящем трубопроводе. Повышается выделение растворенных газов из нефти, причем при ультразвуковом воздействии объем газа заметно выше, чем в режиме обычной сепарации. Из-за этого в режиме 1.2 существенно увеличивается высота слоя пены в сепараторе.

При снижении давления ниже атмосферного, до значения вакуума около 30 кПа, (режимы 2.1-2.3) заметно увеличивается эффективность процесса сепарации с удалением сероводорода. Концентрация сероводорода снижается на 70 % в режиме 2.1, характеризующемся подачей нефти на сепарацию без ультразвукового воздействия, на 74 % в режиме предварительной обработки нефти ультразвуком в подводящем трубопроводе

и на 78 % при воздействии на нефть ультразвука в самом сепараторе. (режимы 2.3).

Представленная на рисунке 3.2.11 диаграмма в целом отображает результаты по эффективности режимов в виде объемов газа, выделяющегося из одного кубического метра нефти. При абсолютном давлении 145 кПа в сепараторах концевой ступени количество выделяющегося газа с одного кубического метра нефти составляет $1,35 \text{ м}^3$ снижение давления до атмосферного увеличивает этот объем до $2,23 \text{ м}^3$. По сравнению с обычной сепарацией нефти при атмосферном давлении применение ультразвука в сепараторе (режим 1.2) способствует незначительному повышению объемов выделения растворенного газа на 10-40 %. При вакуумировании нефти при значении вакуума 30 кПа расход газа увеличивается примерно в два раза в зависимости от режима, соответственно растет и эффективность очистки.

Компонентный состав попутного нефтяного газа определялся хроматографическим методом.

Компонентный состав нефтяного газа, выделившегося в процессе сепарации нефти в аппарате С-1, для каждого из рассмотренных режимов представлен в таблице 3.2.9. Из представленных данных видно, что изменение содержания сероводорода в газе сепарации за время испытаний составило от 10,85 до 14,55 % (мол.). Снижение избыточного давления в сепараторе с 50 кПа до атмосферного способствует увеличению содержания сероводорода в нефтяном газе примерно на 2 %. Уменьшение давления ниже атмосферного не приводит к увеличению концентрации сероводорода в газе, а в некоторых случаях, наоборот, к его снижению за счет увеличения объема газа сепарации, но количество его увеличивается. Увеличение объема выделившегося газа происходит в основном за счёт более интенсивной десорбции таких углеводородных компонентов как пропан, бутан и пентан. За счёт внедрения различных методов интенсификации сепарации концентрация пропана увеличивается почти в два раза с 15 до 30 % (по объему).

Таблица 3.2.9 – Компонентный состав газа сепарации

№ режима	Компонентный состав ПНГ с сепаратора, % (мольный)													
	H2S	CO2	N2	C1	C2	C3	iC4	nC4	iC5	nC5	C6	C _{7+B}	C _{8+B}	Сумма
1.1	10,85	3,27	2,30	3,45	28,27	15,39	7,42	14,80	6,38	3,82	3,34	0,66	0,05	100,00
1.2	12,84	3,80	2,50	2,50	29,10	16,20	6,90	12,50	6,20	3,75	3,21	0,45	0,05	100,00
2.1	13,47	2,82	3,79	2,62	13,94	31,13	8,55	15,87	5,05	2,16	0,57	0,02	0,00	100,00
3.1	13,48	5,30	4,13	6,01	20,56	29,08	6,41	10,56	3,04	1,18	0,24	0,00	0,00	100,00
3.2	13,68	3,75	2,20	3,68	20,35	25,60	7,41	14,10	5,90	3,04	0,25	0,03	0,00	100,00
3.3	13,68	2,62	2,03	2,44	14,01	31,29	9,04	17,14	5,28	2,11	0,35	0,01	0,02	100,00
4.1	11,85	2,34	10,00	2,07	12,31	28,80	8,35	16,19	5,37	2,28	0,44	0,00	0,00	100,00
4.2	13,06	3,69	2,27	3,54	16,89	30,22	7,57	14,01	4,98	2,54	1,19	0,03	0,00	100,00
4.3	11,85	2,34	10,00	2,07	12,31	28,80	8,35	16,19	5,37	2,28	0,44	0,00	0,00	100,00
5.1	12,50	3,50	8,00	3,51	20,10	26,10	7,22	14,87	2,01	1,52	0,64	0,02	0,01	100,00
5.2	14,55	4,14	2,30	3,82	18,03	30,85	7,44	13,00	3,91	1,59	0,37	0,00	0,00	100,00
5.3	12,77	2,56	6,13	2,22	13,05	30,12	8,50	16,27	5,27	2,42	0,69	0,01	0,00	100,00

3.3 Выводы по главе 3

- сепарация при атмосферном и избыточном (50 кПа) давлениях при температуре порядка 60 $^{\circ}$ С позволяет снизить массовую долю сероводорода в нефти примерно на 40 и 20 % соответственно;
- эффективность очистки нефти от сероводорода с помощью вакуумной сепарации (при абсолютном давлении 70 кПа) составляет 57 %;
- обработка нефти ультразвуком при избыточном давлении не эффективна;
- сочетание сепарации при атмосферном давлении с обработкой ультразвуком в подводящем трубопроводе и/или сепараторе позволяет снизить концентрацию сероводорода в нефти на 43-52 %;
- вакуумная сепарация в сочетании с обработкой ультразвуком в подводящей нефтепроводе или сепараторе способствует снижению массовой концентрации сероводорода в нефти на 64 и 74 % соответственно;
- наибольшее снижение массовой доли сероводорода в нефти (на 78 %) получено при сочетании всех рассматриваемых методов интенсификации сепарации;
- при вакуумной сепарации существенно возрастает объем выделяющегося газа (примерно в 1,5-2 раза по сравнению с сепарацией при избыточном и атмосферном давлении), что приводит к снижению производительности сепарационного оборудования вследствие образования большого объема пены;
- использование предварительного отбора пенной системы и ее автономное разрушение в подводящем коммуникационном трубопроводе и пеногасителе позволяет существенно уменьшить высоту слоя пены в сепараторе и, как следствие, увеличить время пребывания жидкости и/или производительность сепарационного оборудования.

ГЛАВА 4. РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА

Экономический эффект рассчитывают согласно основным положениям ЕРБ 1865-2020 «Временные методические указания по учету экономической эффективности от внедрения лучших практик по бизнес-направлению «разведка и добыча»» по следующей формуле (2):

$$\mathcal{E}_t = P_t - Z_t, \quad (2)$$

где \mathcal{E}_t – гарантированный экономический эффект, тыс. руб.

P_t - стоимостная оценка результатов проведения мероприятия, тыс. руб.

Z_t - стоимостная оценка затрат на проведение мероприятия, тыс. руб.

Капитальные вложения по-новому и базовому вариантам рассчитывают в соответствии с рекомендациями, предложенными в работе «Экономический анализ инвестиционных проектов» (авторы Г. Бирман, С. Шмидт). Авторы предлагают оценивать проекты с различным жизненным циклом методом расчёта годовых сопоставимых затрат. Суть расчёта состоит в том, что все единовременные вложения по проектам заменяются аннуитетами – равными ежегодными платежами в течение жизненного цикла проекта, тем самым определяется, какой из вариантов, с учетом текущих затрат, является более выгодным.

Аннуитет R для заданной величины капитальных вложений KB рассчитывают, исходя из следующей формулы (3):

$$KB = R * B(n, r), \text{ откуда } R = \frac{KB}{B(n, r)}, \quad (3)$$

где $B(n, r)$ – текущая стоимость аннуитета в течение n периодов (жизненный цикл инвестиций), дисконтированного по ставке r . Фактически, величина $B(n, r)$ представляет собой сумму коэффициентов дисконтирования за n периодов.

В случае, если какие-то расходы осуществляют не в начале проекта, а в последующие годы его реализации, то эти затраты предварительно

дисконтируют, суммируют за жизненный цикл проекта, и после этого рассчитывают аннуитет. Все затраты дисконтируются к 2022 году.

Экономический эффект от внедрения предлагаемых технологий формируется за счет снижения эксплуатационных расходов. При этом дополнительные затраты по внедряемой технологии формируются в результате осуществления капитальных вложений и суммы налоговых отчислений.

За базу сравнения принята существующая ситуация на рассматриваемых объектах.

4.1 Расчет экономического эффекта от внедрения способа подготовки сероводородсодержащей нефти и попутного нефтяного газа

Результаты промысловых испытаний способа подготовки сероводородсодержащей нефти и попутного нефтяного газа показали, что осуществление данного способа позволяет вернуть в технологию 98 % объема конденсата, выпадающего по длине газопровода, а также уменьшить температуру нагрева нефти перед десорбционной колонной (соответственно снизить расход топливного газа примерно на 10 %) или уменьшить расход отдувочного газа. Технологический эффект достигается за счет снижения потерь легких углеводородов и уменьшения эксплуатационных затрат на десорбционную очистку нефти от сероводорода в колонном аппарате. При этом капитальные затраты будут связаны в основном со строительством газопровод от компрессорной станции до первой ступени сепарации.

Результаты расчета ТЭО представлены в таблице 4.1.1.

Как следует из результатов расчета, на всех объектах срок окупаемости не превышает 1,4 года. Наибольший экономический эффект достигается от внедрения предлагаемого способа на КС при КЦПС - Куакбашская ЦПС (ЧДД 93,8 млн руб., срок окупаемости менее 1 года).

Таблица 4.1.1 – Результаты расчета экономической эффективности внедрения способа подготовки сероводородсодержащей нефти и попутного нефтяного газа на объектах ПАО «Татнефть»

Наименование объекта	Инвестиции, тыс. руб.	ЧДД, тыс. руб.	Срок окупаемости с начала эксплуатации, лет
КС при КЦПС - Куакбашская ЦПС	432	93758	менее 1
КС-11с - Сулеевская ТХУ	8284	68459	1,4
КС-7с - Кама-Исмагиловская УПВСН	3268	48404	1

4.2 Расчет экономического эффекта от внедрения установки десорбции сероводорода из нефти с помощью ультразвукового воздействия

Для выполнения технико-экономического обоснования использования технологии интенсификации сепарации с очисткой нефти от сероводорода выбраны следующие потенциальные объекты ПАО «Татнефть»:

- УПВСН «Андреевка» НГДУ «Нурлатнефть»;
- УПВСН НГДУ «Ямашнефть».

На каждом из объектов рассматривалось осуществление интенсификации сепарации с очисткой нефти от сероводорода за счет сочетания вакуумной дегазации и ультразвукового воздействия. Реконструкцией объекта предусматривается установка новой концевой ступени сепарации, расположенной на эстакаде. На этой же эстакаде параллельно сепараторам располагаются трубные расширительные камеры по одной на каждый сепаратор. В трубной камере происходит частичное разделение газонефтяной смеси на отдельные фазы, которые подаются в сепараторы отдельными потоками. В сепараторах поддерживается давление ниже атмосферного с помощью водокольцевых насосов. Для увеличения эффективности десорбции сероводорода из нефти также осуществляется

воздействие на нефть ультразвуковых волн. Ультразвуковые излучатели предполагается разместить в расширительной трубной камере.

Для оценки капитальных вложений, необходимых для внедрения технологий по рассматриваемым вариантам, был выполнен расчет стоимости строительства. Результаты сметного расчета стоимости строительства, представлены в таблице 4.2.1.

За базовый вариант была принята существующая ситуация на объекте.

Таблица 4.2.1 – Стоимость строительства технологии интенсификации сепарации с очисткой нефти от сероводорода на объектах ПАО «Татнефть»

УПВСН «Андреевка» НГДУ «Нурлатнефть»		УПВСН НГДУ «Ямашнефть»
Вариант		
1а	1б	2
130165	124162	153983

В настоящее время на УПВСН «Андреевка» нефть после электродегидраторов поступает в сепараторы концевой ступени. За счет сепарации на КСУ массовая доля сероводорода в нефти снижается на 3 %. Далее нефть поступает в напорный трубопровод. Часть потока нефти с УПВСН «Андреевка» направляют на прямое окисление на УПВСН «Кутема» (в среднем расход на установку составляет 60 т/ч). Для доведения качества товарной нефти по содержанию сероводорода до требований ГОСТ в оставшийся («неочищенный») поток подается реагент-нейтрализатор. Реконструкцией объекта предусматривается строительство новой вакуумной концевой ступени сепарации, при этом рассматривается два подварианта осуществления сепарации нефти на КСУ. Вариант 1а – новая ступень сепарации устанавливается на эстакаду высотой 6 м, далее нефть самовсасывающим насосом прокачивается через теплообменник в товарно-буферную емкость. Вариант 1б предусматривает увеличение высоты эстакады (12 м), на которой размещается новая ступень сепарации, что позволяет отказаться от установки самовсасывающих насосов. Согласно проведенным промысловым испытаниям, величина снижения массовой

доли сероводорода в нефти на УПВСН «Андреевка» составляет – 78 % (от его значения перед КСУ).

На УПВСН НГДУ «Ямашнефть» для снижения концентрации сероводорода используется технология отдувки сероводорода из нефти углеводородным газом в колонном аппарате. Содержание сероводорода после десорбционной колонны в среднем составляет 115 ppm. Далее нефть поступает в РВС, откуда откачивается товарными насосами на СИКНС-224. На прием насосов подается реагент-нейтрализатор сероводорода ТН-НС-2В, стоимость которого составляет 49 тыс. руб./т. На УПВСН НГДУ «Ямашнефть» оптимальным является расположение ступени вакуумной сепарации после десорбционной колонны. Проведенные промысловые испытания показали, что величина снижения массовой доли сероводорода при совместном воздействии вакуума и ультразвука 76 % (от его значения перед КСУ).

В ТЭО также предусматривается ежегодная замена ультразвуковых излучателей.

Результаты расчета ТЭО представлены в таблице 4.2.2. Видно, что внедрение технологии экономически выгодно на рассматриваемых объектах.

Таблица 4.2.2 – Свод экономических показателей вариантов технологии интенсификации сепарации с очисткой нефти от сероводорода

Параметр	Ед. изм.	УПВСН «Андреевка» НГДУ «Нурлатнефть»		УПВСН НГДУ «Ямашнефть»	
		Варианты			
		1	2а	2б	1
Кап. вложения	тыс. руб.	107416	130165	124162	109784
ЧДД	тыс. руб.	347092	351993	359176	88717
Срок окупаемости с момента финансирования (ПИР)	лет	2,8	3,0	2,9	4,3
Срок окупаемости с начала эксплуатации	лет	1,8	2,0	1,9	3,3
					4,8

Экономические показатели на УПВСН «Андреевка» между рассматриваемыми вариантами очень близки. Наибольшим значением ЧДД

(359176 тыс. руб.) обладает вариант 16 – установка вакуумных сепараторов на высоте 12 м. На УПВСН НГДУ «Ямашнефть» экономически целесообразным является внедрение технологии по первому варианту (ЧДД 88717 тыс. руб., срок окупаемости с момента финансирования 4,3 года).

4.3 Выводы по главе 4

1. Осуществление рециркуляции ПНГ с выкида компрессорной станции в подводящий нефтепровод первой ступени сепарации на всех трех рассматриваемых объектах экономически целесообразно. Срок окупаемости не превышает 1,4 года. Наибольший экономический эффект достигается от внедрения предлагаемого способа на КС при КЦПС - Куакбашская ЦПС (ЧДД 93,8 млн. руб., срок окупаемости менее 1 года).

2. Применение технологии интенсификации сепарации с очисткой нефти от сероводорода с помощью ультразвуковых волн экономически целесообразно на рассматриваемых объектах (УПВСН «Андревка» и УПВСН НГДУ «Ямашнефть»). Срок окупаемости с начала эксплуатации не превышает 4,8 года.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основе результатов выполненной работы сделаны следующие выводы:

1. Установлено, что основным источником конденсата, образующегося в системе сбора сероводородсодержащего газа ПАО «Татнефть», является газ с колонны отдувки, из которого выделяется до 70 % конденсата от общего объема.
2. Разработана технология подготовки сероводородсодержащей нефти и попутного нефтяного газа, позволяющая увеличить эффективность десорбционной очистки нефти от сероводорода и уменьшить количество конденсата, образующегося в системе газосбора.
3. Экспериментально установлены зависимости влияния параметров УЗВ на процесс десорбции сероводорода из нефти, в частности:
 - с увеличением вязкости нефти и давления сепарации эффективность десорбции сероводорода из нефти в газовую фазу уменьшается;
 - с увеличением частоты, удельной акустической мощности, времени воздействия ультразвука увеличивается эффективность десорбции сероводорода из нефти в газовую фазу.
4. Разработана формула для определения оптимального времени воздействия ультразвука на нефть вязкостью от 40 до 415 мПа·с при минимальных удельных затратах электроэнергии.
5. Определены варианты процессов и технологические параметры для очистки нефти от сероводорода за счет УЗВ в зависимости от вязкости нефти.
6. Разработана технология с применением УЗВ, позволяющая увеличить эффективность десорбции сероводорода из нефти на ступени сепарации.
7. Созданные технические решения выполнены на уровне изобретений и защищены патентом РФ.

8. Разработаны РД 153-39.0-828-13 «Инструкция по технологии подготовки нефтяного газа, поступающего на компрессорные станции с установок подготовки нефти» и СТО ТН 369-2018 «Инструкция по технологии интенсификации сепарации с очисткой нефти от сероводорода».

9. Технология подготовки сероводородсодержащей нефти и попутного нефтяного газа внедрена на трех объектах ПАО «Татнефть».

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ГПЗ – газоперерабатывающий завод
НЭУ -насосно-эжекторная установка
ЖГЭ – эжектор
ПНГ – попутный нефтяной газ
АВО – аппарат воздушного охлаждения
УСО – установка сероочистки
УЗ – ультразвук
УПВСН – установка подготовки высокосернистой нефти
ДНС – дожимная насосная станция
ХМ – холодильная машина
ПХМ – парокомпрессионная машина
ТН – тепловой насос
ПП – путевой подогреватель
КО – колонна отдувки
ТХУ – термохимическая установка
МВИ – методика выполнения измерений
ОПИ – опытно-промышленные исследования
НГДУ – нефтегазодобывающее управление
СВН – сверхвязкая нефть
КВ – капитальные вложения
ТЭО – технико-экономическое обоснование
ЧДД – чистый дисконтированный доход
КСУ – концевая сепарационная установка
СИКН – система измерения качества нефти
ПИР – проектно-исследовательские работы

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шипилов, Д.Д. Совершенствование технологий очистки нефти от сероводорода на промысловых объектах : дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Д.Д. Шипилов ; ТатНИПИнефть ОАО «Татнефть» ; науч. рук. д-р техн. наук, проф. Р.З. Сахабутдинов. – Бугульма, 2011. – 160 с. : ил. – Текст : непосредственный.
2. Применение поглотителя сероводорода AsulpyerTM на производственных площадях ОАО «Комнедра» / С.В. Бочаров, С.Д. Солодов, А.А. Мухамадиев, С.В. Агниев, Г.Н. Делегевурьян. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 11. – С. 142-143.
3. Результаты испытания реагента-нейтрализатора сернистых соединений на Жанажольском газоперерабатывающем заводе / А.Д. Медведев, М.М. Утегенов, Б.Б. Дусипов, С.С. Сабитов. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 12. – С. 85-87.
4. Мурзагильдин, З.Г. Особенности применения реагента ПСВ-3401 для очистки нефти от сероводорода / З.Г. Мурзагильдин, И.Ф. Займалова, Р.Р. Фахретдинов. – Текст : непосредственный // Новое в геологии и разработке нефтяных месторождений Башкортостана : сб. науч. тр / Башгеопроект. – Уфа : Башгеопроект, 2008. – Вып. 120. – С. 89-95.
5. Нейтрализация сероводорода в продукции добывающих скважин / З.Г. Мурзагильдин, К.Р. Низамов, Н.В. Пестрецов, А.А. Калимуллин. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 1995. – № 6. – С. 35-36.
6. Патент 2348679 Российская Федерация, МПК C10G 29/24. Способ нейтрализации сероводорода и легких меркаптанов в товарной нефти и состав гемиформаля и углеводородного нитросоединения : № 2005106566/04 : заявл. 09.03.2005 : опубл. 10.03.2009 / заявитель и патентообладатель Шакуров К.К. – Текст : непосредственный.
7. Патент № 2356604 Российская Федерация, МПК B01D 53/14. Способ очистки углеводородной продукции от кислых примесей : № 2008110455/15 :

заявл. 18.03.2008 : опубл. 27.05.2009 / заявитель Шакер С.А.И., Грицишин А.М. ; патентообладатель ООО «Нефтегаз-Сталь-ЭНВК». – Текст : непосредственный.

8. Черножуков, П.И. Технология переработки нефти и газа / П.И. Черножуков. – М. : Химия, 1978. – Т. 3 : Очистка и разделение нефтяного сырья, производство товарных нефтепродуктов. – 423 с. – Текст : непосредственный.

9. Применение нейтрализаторов сероводорода на объектах нефтедобычи АНК «Башнефть» / Д.Ф. Шайдуллин, И.З. Денисламов, Г.Ш. Исланова, Ф.М. Фархутдинов, А.Ф. Хатбуллин, З.Г. Мурзагильдин. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 3. – С. 108-109.

10. Подготовка и очистка нефти от сероводорода / Р.З. Сахабутдинов, А.Н. Шаталов, Р.М. Гарифуллин, Д.Д. Шипилов, Р.Р. Мухаметвалеев. – Казань : Ихлас, 2012. – 162 с. – Текст : непосредственный.

11. Эрих, В.Н. Химия и технология нефти и газа : учеб. пособие для сред. спец. учеб. заведений / В.Н. Эрих, М.Г. Расина, М.Г. Рудин. – 3-е изд., перераб. – Л. : Химия, Ленингр. отд-ние, 1985. – 408 с. – Текст : непосредственный.

12. Химия нефти и газа : учеб. для вузов / под. ред. В.А. Проскурякова, А.Е. Драбкина. – Л. : Химия, Ленингр. отд-ние, 1989. – 424 с. – Текст : непосредственный.

13. Вержичинская, С.В. Химия и технология нефти и газа : учеб. пособие / С.В. Вержичинская, Н.Г. Дигуров, С.А. Синицин. – 2-е изд., испр. и доп. – М. : Форум, 2012. – 399 с. – Текст : непосредственный.

14. Шарипов, А.Х. Меркаптаны из газоконденсатов и нефти / А.Х. Шарипов. – Текст : непосредственный // Химия и технология топлив и масел. – 2002. – № 4. – С. 50-54.

15. Особенности очистки нефти от сероводорода реагентами-нейтрализаторами / Д.Д. Шипилов, А.Н. Шаталов, А.З. Мингазова,

Д.Н. Морунова. – Текст : непосредственный // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ПАО «Татнефть». – М. : Нефтяное хозяйство, 2020. – Вып. 88. – С. 235-241.

16. Использование реагентов-нейтрализаторов сероводорода для очистки нефти на объектах ОАО «Татнефть» / Н.Г. Ибрагимов, Д.Д. Шипилов, А.З. Мингазова, Т.В. Ибрыева, А.Н. Шаталов. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 7. – С. 52-54.

17. Qasim Y. Mohammed Ali. Oxidative Removal of Hydrogen Sulfide From Kurdistan Region - Iraq Crude Oil / Qasim Y. Mohammed Ali // Journal of Applicable Chemistry. – 2014. – № 3. – Р. 672-677/

18. Внедрение технологии окислительно-кatalитической очистки нефти от сероводорода на Студенцовском месторождении / И.Р. Аслямов, Н.Р. Аюпова, А.Ф. Вильданов, О.М. Корнетова, А.М. Мазгаров, Р.Г. Минхаеров, М.В. Назаров, Р.Н. Хуснутдинов. – Текст : непосредственный // Технологии нефти и газа. – 2019. – № 5. – С. 7-10.

19. Жидкофазное окисление сероводорода в нефти молекулярным кислородом в присутствии аммиачного раствора фтaloцианина кобальта / О.М. Корнетова А.М. Мазгаров, А.Ф. Вильданов, И.К. Хрущева, Н.Р. Аюпова, И.Р. Аслямов. – Текст : непосредственный // Журнал прикладной химии. – 2020. – Т. 93, № 9. – С. 1363-1368.

20. Патент № 3151133 ФРГ, C10G 27/12. Verfahren zur Beseitigung von H₂S aus Erdgas, Erdöl und deren Gemischen. – 1983.

21. Ситтиг, М. Процессы окисления углеводородного сырья / М. Ситтиг ; пер. с англ. Р.Х. Сафиуллина ; под ред. С.Ф. Гудкова. – М. : Химия, 1970. – 300 с. – Текст : непосредственный.

22. Патент № 2269567 Российская Федерация, МПК C10G 29/20, 27/04. Способ очистки нефти и газоконденсата от сероводорода и меркаптанов поглотительными растворами : № 2004120224/04 : заявл. 01.07.04 : опубл. 10.02.06 / Шакиров Ф.Г., Мазгаров А.М., Гарифуллин Р.Г., Вильданов А.Ф.,

Салин В.Н., Хрущева И.К. ; заявитель и патентообладатель Государственное унитарное предприятие Республики Татарстан Всероссийский научно-исследовательский институт углеводородного сырья (ГУП РТ ВНИИУС). – Текст : непосредственный.

23. А. с. № 1616958 СССР, МПК C10G 29/06. Способ очистки нефти и нефтепродуктов от сероводорода : № 4445908/23 : заявл. 21.06.88 : опубл. 30.12.90 / Т.М. Кулиев, Р.Б. Кулиев (СССР). – Текст : непосредственный.

24. А. с. № 202415 СССР, МПК C10G 17/06, 33/00, 53/10. Способ очистки сырой нефти : № 489537 : заявл. 09.11.53 : опубл. 14.09.67 / И.С. Двалишвили (СССР). – Текст : непосредственный.

25. Мавлютова, М.З. Совмещение обессоливания высокосернистых нефтей с очисткой их от сероводорода / М.З. Мавлютова, Л.М. Мамбетова. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело : труды / БашНИПИнефть. – Уфа, 1972. – Вып. 31. – С. 289-294.

26. А. с. № 971815 СССР, МПК C02F 1/58. Способ очистки нефти и пластовых вод от сероводорода : № 3221009 : заявл. 23.12.80 : опубл. 07.11.1982 / В.Н. Дядечко, И.Н. Нестеров, Б.П. Ставицкий, Р.И. Кузоваткин (СССР). – Текст : непосредственный.

27. Патент № 2230095 Российская Федерация, МПК C10G 19/02, C10G 27/06. Способ очистки нефти от сероводорода : № 2003109384/04 : заявл. 27.03.2003 : опубл. 10.06.2004 / заявитель и патентообладатель Фахриев А.М., Фахриев Р.А. – Текст : непосредственный.

28. Саппаева, А.М. Жидкофазная демеркаптанизация нефтей и газовых конденсатов : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 05.17.07 / А.М. Саппаева ; РГУ им. И.М. Губкина. – М., 1999. – 25 с. – Текст : непосредственный.

29. Патент № 2107086 Российская Федерация, МПК C10G 29/24. Способ очистки нефти, газоконденсата и их фракций от сероводорода : № 96108375/04 : заявл. 24.04.96 : опубл. 20.03.98 / Фахриев А.М., Фахриев Р.А., Белкина М.М. ; заявитель и патентообладатель Фахриев А.М.,

Фахриев Р.А. – Текст : непосредственный.

30. Сбор и подготовка сернистой нефти / В.В. Кудасов, А.А. Масланов, В.В. Шайдаков [и др.] ; под ред. В.В. Шайдакова. – Уфа : Монография, 2005. – 128 с. – Текст : непосредственный.

31. А. с. № 413956 СССР, МПК B01D 19/00. Способ удаления сероводорода и сероуглерода из жидкости : № 1757905 : заявл. 10.03.72 : опубл. 05.02.74 / А.Н. Селин, Ю.Н. Денисов (СССР). – Текст : непосредственный.

32. Amosa, M.K. Sulphide Scavengers in Oil and Gas Industry – A Review / M.K. Amosa, I.A. Mohammed, S.A. Yaro // Nafta. – 2010. – Vol. 61, № 2. – P. 85-92.

33. Patent № 3927763 US. Aqueous Aldehyde Solutions for Trapping Hydrogen Sulfide in Natural Gas and Crude Oil Producing Plants. – 1992.

34. Patent № 5284576 US. Method of Scavenging Hydrogen Sulfide from Hydrocarbons. – 1994.

35. Patent № 5213680 US. Sweetening of Oils Using Hexamethylenetetramine. – 1993.

36. Патент № 2302523 Российской Федерации, МПК E21B 43/22, C09K 8/54, C10G 29/20. Нейтрализатор сероводорода и/или легких меркаптанов и способ его применения : № 2005133545/04 : заявл. 20.10.2005 : опубл. 10.07.2007 / авторы и патентообладатели Фахриев А.М., Фахриев Р.А. – Текст : непосредственный.

37. Патент № 2287488 Российской Федерации, МПК C02F 1/20, C02F 1/66, C02F 103/06. Нейтрализатор агрессивных газов в средах нефтяных месторождений : № 2005112163/15 : заявл. 22.04.2005 : опубл. 20.11.2006 / Медведев А.Д., Сабитов С.С., Герасименко В.И., Баландин Л.Н., Румянцева Е.А. ; патентообладатель Медведев А.Д. – Текст : непосредственный.

38. Патент № 2099631 Российская Федерация, МПК F1 D 1/16. Способ транспортирования нефти : № 95120268/04 : заявл. 29.11.1995 : опубл. 20.12.1997 / заявители и патентообладатели: Фахриев А.М., Фахриев Р.А., Белкина М.М. – Текст : непосредственный.

39. Патент № 2196114 Российская Федерация, МПК C02F 1/66, B01D 19/04. Нейтрализатор сероводорода в водно-нефтяных средах : № 99104020/04 : заявл. 02.03.1999 : опубл. 10.01.2003 / Хуснитдинов Р.Н., Калимуллин А.А., Абдрахманов И.Б., Каткова А.А. ; заявитель и патентообладатель Научно-производственная фирма «Инкорсервис». – Текст : непосредственный.

40. Patent № 2186590 UK (A). Removal of Hydrogen Sulphide from Oil. – 1987.

41. Патент № 8778172 C10P 17/02 Method of scavenging hydrogen sulfide from hydrocarbon stream : № 19920974250 : заявл. 08.03.2012 : опубл. 15.07.2012 / Mahesh Subramaniyam ; assignee Dorf Ketal Chemicals Private Limited.

42. Патент № 2187627 Российская Федерация, МПК E21B 43/22, 37/00. Способ нейтрализации сероводорода в нефтяной скважине : № 2000128405/03 : заявл. 01.11.00 : опубл. 20.08.02 / Фахриев А.М., Фахриев Р.А. ; заявители и патентообладатели Фахриев А.М., Фахриев Р.А. – Текст : непосредственный.

43. Патент № 2160761 Российская Федерация, МПК C10G 29/20, C10G 29/00, C10G 27/06. Способ дезодорирующей очистки нефти и газоконденсата от сероводорода и меркаптанов : № 99124845/04 : заявл. 24.11.99 : опубл. 20.12.00 / Шакиров Ф.Г., Мазгаров А.М., Вильданов А.Ф., Хрущева И.К. ; заявитель и патентообладатель Всероссийский научно-исследовательский институт углеводородного сырья (ВНИИУС). – Текст : непосредственный.

44. Патент № 2107085 Российская Федерация, МПК C10G 29/24. Способ очистки жидких углеводородных фракций от сероводорода и меркаптанов : № 96100898/04 : заявл. 11.01.96 : опубл. 20.03.98 / Фахриев А.М., Фахриев Р.А., Белкина М.М. ; заявитель и патентообладатель Фахриев А.М., Фахриев Р.А. – Текст : непосредственный.

45. Патент № 2118649 Российской Федерации, МПК C10G 29/20, 29/24. Способ очистки нефти и газоконденсата от сероводорода : № 97104424/04 : заявл. 20.03.97 : опубл. 10.09.98 / заявители и патентообладатели Фахриев А.М., Фахриев Р.А. – Текст : непосредственный.
46. Патент № 2121492 Российской Федерации, МПК C10G 29/20. Способ очистки нефти, газоконденсата и их фракций от меркаптанов и сероводорода : № 96106987/04 : заявл. 11.04.96 : опубл. 10.11.98/ заявители и патентообладатели Фахриев А.М., Фахриев Р.А. – Текст : непосредственный.
47. Опыт применения нейтрализаторов сероводорода и меркаптанов Десульфон-СНПХ-1200 / Г.М. Рахматуллина, Г.Н. Запеклая, Е.Л. Володина, Н.В. Насиленко, А.Ш. Насыбуллина. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 12. – С. 120-123.
48. Optimum injection dose rate of hydrogen sulfide scavenger for treatment of petroleum crude oil / T.M. Elshiekh, H.A. Elmawgoud, S.A. Khalil, A.M. Alsabagh // Egyptian Journal of Petroleum. – 2016. – Vol. 25, Iss. 1. – P. 75-78.
49. Modeling of hydrogen sulfide removal from Petroleum production facilities using H₂S scavenger / H.A. Elmawgoud, T.M. Elshiekh, S.A. Khalil, A.M. Alsabagh, Mamoun Tawfik // Egyptian Journal of Petroleum. – 2015. – Vol. 24, Iss. 2. – P. 131-137.
50. Optimization of petroleum crude oil treatment using hydrogen sulfide scavenger / H.A. Elmawgoud, T.M. Elshiekh, M. Abdelkreem, S.A. Khalil, A.M. Alsabagh // Egyptian Journal of Petroleum. – 2019. – Vol. 28, Iss. 2. – P. 161-164.
51. Patent № 4975512 US, C01B 17/05. Composition and method for sweetening hydrocarbons : № 452539 : заявл. 18.12.89 : опубл. 18.12.90 / Dillion Edward T., Quaker Chemikal Corp.
52. Patent № 5346614 US, C10G 17/08. Removal of hydrogen sulfide from an oil-containing mixture having a continuous aqueous phase : № 19920974250 :

заявл. 10.11.92 : опубл. 13.09.94 / Culver C.R., Juengst C.D. ; assignee Union Oil CO.

53. Мазгаров, А.М. Жидкофазное окисление меркаптанов и сероводорода с металлофталоцианиновыми катализаторами и разработка процесса обессеривания улеводородного сырья : дис. ... д-ра техн. наук: 05.00.00 / А.М. Мазгаров. – Казань, 1983. – 252 с. – Текст : непосредственный.

54. Новый процесс очистки нефтей и газоконденсатов от низкомолекулярных меркаптанов / А.М. Мазгаров, А.Ф. Вильданов, С.Н. Сухов, Н.Г. Бажирова, Г.Б. Низамутдинова, С.Ф. Шиаманна, Р.М. Ормистон. – Текст : непосредственный // Химия и технология топлив и масел. – 1996. – № 6. – С. 11-12.

55. Выбор оптимальной схемы очистки нефти от сероводорода на УПВСН «Кутема» НГДУ «Нурлат-нефть» / А.Н. Шаталов, А.А. Ануфриев, Р.М. Гарифуллин, Р.З. Сахабутдинов, Д.Д. Шипилов, Р.Р. Ахмадуллин, С.С. Гафиятуллин. – Текст : непосредственный // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ОАО «Татнефть». – М. : ВНИИОЭНГ, 2011. – Вып. 79. – С. 310-314.

56. Комплексная очистка нефти от сероводорода на объектах НГДУ «Нурлатнефть» / А.Н. Шаталов, Д.Д. Шипилов, Р.Н. Ахмадиев, С.А. Трубкин. – Текст : непосредственный // Научно-техническая ярмарка идей и предложений группы компаний «Татнефть» : Номинации: защита нефтепромыслового оборудования от коррозии и экология, нефтепереработка, методы повышения нефтеотдачи, подготовка нефти и газа, поддержание пластового давления / ТатНИПИнефть. – Бугульма, 2014. – С. 38-41.

57. Дифференцированный подход к решению проблемы очистки нефти от сероводорода на объектах ОАО «Татнефть» / Д.Д. Шипилов, А.Н. Шаталов, Р.З. Сахабутдинов, Р.М. Гарифуллин. – Текст : непосредственный // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ОАО «Татнефть». – М. : ВНИИОЭНГ, 2012. – Вып. 80. – С. 284-292.

58. Особенности технологий очистки нефти от сероводорода на объектах НГДУ / А.Н. Шаталов, Д.Д. Шипилов, Р.З. Сахабутдинов, Р.М. Гарифуллин, В.В. Малофеев, И.А. Баркалов. – Текст : непосредственный // Вестник Казанского технологического университета. – 2012. – № 17. – С. 230-232.
59. Снижение затрат при очистке нефти от сероводорода на объектах ОАО «Татнефть». – Текст : непосредственный / Н.Г. Ибрагимов, Д.Д. Шипилов, А.Н. Шаталов, Р.З. Сахабутдинов // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ОАО «Татнефть». – М. : Нефтяное хозяйство, 2014. – Вып. 82. – С. 255-263.
60. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды / Г.С. Лутошкин. –2-е изд., перераб и доп. – М. : Недра, 1979. – 320 с. – Текст : непосредственный.
61. Брусиловский, А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. / А.И. Брусиловский. – М. : Грааль, 2002. – 575 с. – Текст : непосредственный.
62. Баталин, О.Ю. Фазовые равновесия в системах природных углеводородов / О.Ю. Баталин, А.И. Брусиловский, М.Ю. Захаров. – М. : Недра, 1992. – 272 с. – Текст : непосредственный.
63. Moses P.L. Engineering applications of phase behavior of crude oil and condensate systems / Phillip L. Moses // Journal of Petroleum Technology. – 1986. – Vol. 38, № 7. – P. 715-723.
64. McCain, W.D. Jr. The properties of petroleum fluids / W.D. Jr. McCain. – 2nd ed. – Tulsa : PennWell Publishing Company, 1990. – 548 p.
65. Eilerts, C.K. Phase relations of gascondensate fluids : Vol. 1 / C.K. Eilerts ; Assurance Gas Association. – New York, 1957. – 962 с.
66. Brusilovsky, A.I. Mathematical simulation of phase behavior of multicomponent systems at high pressures with an equation-of-state /

A.I. Brusilovsky // SPE Reservoir Engineering. – 1992. – Vol. 7, Iss. 1. – P. 117-122.

67. Michelsen, M.L. The isothermal flash problem. Part I. Stability / Michael L. Michelsen // Fluid Phase Equilibria. – 1982. – Vol. 9, Iss. 1. – P. 1-19.

68. Michelsen, M.L. The isothermal flash problem. Part II. Phase-split calculation // Fluid Phase Equilibria. – 1982. – Vol. 9, Iss. 1. – P. 21-40.

69. Nghiem, L.X. Computation of multiphase equilibrium phenomena with an equation of state / Long X. Nghiem, Yau-Kun Li // Fluid Phase Equilibria. – 1984. – Vol. 17, Iss. 1. – P. 77-95.

70. Персиянцев, М.Н. Совершенствование процессов сепарации нефти от газа в промысловых условиях / М.Н. Персиянцев. – М. : Недра-Бизнесцентр, 1999. – 283 с. – Текст : непосредственный.

71. Nghiem, L.X. Application of the tangent plane criterion to saturation pressure and temperature computations / Long X. Nghiem, Yau-Kun Li, Robert A. Heidemann // Fluid Phase Equilibria. – 1985. – Vol. 21, Iss. 1-2. – P. 39-60.

72. Pan, H. Complex Multiphase Equilibrium Calculations by Direct Minimization of Gibbs Free Energy by Use of Simulated Annealing / H. Pan, A. Firoozabadi // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 1998. – Vol. 1, Iss. 1. – P. 36-42.

73. Peng, D.Y. A New Two-Constant Equation of State / D.Y. Peng, D.B. Robinson // Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals. – 1976. – Vol. 15, Iss. 1. – P. 59-64.

74. Байков, Н.М. Сбор, транспорт и подготовка нефти / Н.М. Байков, Б.В. Колесников, П.И. Челпанов. – М.: Недра, 1975. – 317 с. – Текст : непосредственный.

75. Патент № 2262975 Российская Федерация, МПК B01D 19/00. Способ подготовки сероводородсодержащей нефти : № 2004104968/15 : заявл. 13.02.2004 : опубл. 27.10.2005 / Фахриев А.М., Фахриев Р.А., Фахриев Т.Р.; патентообладатели Фахриев А.М., Фахриев Р.А. – Текст : непосредственный.

76. Патент № 2597092 Российской Федерации, МПК B01D 19/00, B01D 53/52. Способ подготовки сероводородсодержащей нефти : № 2015122677/05 : заявл. 10.06.2015 : опубл. 10.09.2016 / Сахабутдинов Р.З., Шипилов Д.Д., Шаталов А.Н., Ярмухаметов Р.Г., Юсупов Т.А., Ахметзянов М.А. ; патентообладатель ОАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина. – Текст : непосредственный.

77. Еремина, Л.Н. Вакуумирование концевого «горячего» сепаратора с помощью насосно-эжекторной установки / Л.Н. Еремина, К.Г. Донец, В.А. Боднарчук. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 1982. – № 11. – С. 25-26.

78. Соловьев, В.В. Технические решения по доведению качества товарной нефти до первого вида на установке подготовки нефти НГДУ «Бавлынефть» / В.В. Соловьев ; науч. конс. Д.Д. Шипилов. – Текст : электронный // Молодежная научно-практическая конференция института «ТатНИПИнефть» : Секция № 3 «Нефтепромысловое обустройство и наземное строительство» в 2018 году. Бугульма, 2018. – 6 с. – URL: <http://tatnipi.ru/upload/sms/2018/pro/005.pdf> (дата обращения: 12.10.2022).

79. Шипилов, Д.Д. Исследования горячей вакуумной сепарации для снижения давления насыщенных паров и концентрации сероводорода в нефти / Д.Д. Шипилов, А.Н. Шаталов, Р.З. Сахабутдинов. – Текст : непосредственный // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ПАО «Татнефть». – М. : Нефтяное хозяйство, 2016. – Вып. 84. – С. 182-188.

80. Повышение эффективности десорбционной очистки нефти от сероводорода на установке подготовки нефти НГДУ «Бавлынефть» / Д.Д. Шипилов, А.Н. Шаталов, В.В. Соловьев, Н.Г. Ибрагимов. – Текст : непосредственный // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ПАО «Татнефть». – М. : Нефтяное хозяйство, 2018. – Вып. 86. – С. 271-277.

81. Патент № 2597092 Российской Федерации, МПК B01D 19/00, B01D 53/52. Способ подготовки сероводородсодержащей нефти : № 2015122677/05

: заявл. 10.06.2015 : опубл. 10.09.2016 / заявитель Сахабутдинов Р.З., Шипилов Д.Д., Шаталов А.Н., Ярмухаметов Р.Г., Юсупов Т.А., Ахметзянов М.А. ; патентообладатель ОАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина. – Текст : непосредственный.

82. Быков, В.А. Технологические методы предотвращения потерь углеводородов на промысле / В.А. Быков. – М. : Недра, 1988. – 81 с.

83. Патент № 2164435 Российская Федерация, МПК B01D 17/00. Установка подготовки тяжелой высокосмолистой нефти : № 2000100269/12 : заявл. 05.01.2000 ; опубл. 27.03.2001 / заявители Позднышев Г.Н., Манырин В.Н., Манырин В.Н., Досов А.Н., Савельев А.Г. ; патентообладатель Позднышев Г.Н. – Текст : непосредственный.

84. Патент 2071377 Российская Федерация, МПК B 01D 53/52. Способ подготовки сероводородсодержащей нефти : № 93 93035262 : заявл. 07.07.1993 / заявитель Исмагилов Ф.Р., Николаев В.В., Шугорев В.В., Климов Н.Т., Винкельман Ю.П., Крюков В.А., Исхаков Р.М., Игошкин В.И., Патетин М.С., Трюпина В.М. ; патентообладатель Башкирское специальное конструкторско-технологическое бюро концерна «Грознефтехим». – Текст : непосредственный.

85. А. с. № 1431798 СССР, МПК B01 D19/00. Способ подготовки нефти : № 4119056/23-26 : заявл. 23.06.1986 : опубл. 23.10.1988 / А.Н. Плесовских, Н.В. Пестрецов, Н.С. Маринин, Н.В. Кириллов, Ю.В. Савватеев, К.Ф. Кинн. – Текст : непосредственный.

86. А. с. № 1526739 СССР, МПК B 01D 19/00. Установка подготовки нефти : № 4324092/23-26 : заявл. 04.11.1987 : опубл. 04.11.1987 / К.В. Кузин, С.П. Лесухин. – Текст : непосредственный.

87. Лесухин, С.П. Стабилизация нефти методом многоступенчатой сепарации с применением отдувки / С.П. Лесухин, А.Г. Соколов, Г.Н. Позднышев. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 1988. – № 8. – С. 43-46.

88. Лесухин, С.П. Исследование технологии и аппаратурного оформления процесса извлечения сероводорода и стабилизации нефти месторождения Жанажол / С.П. Лесухин, Е.И. Андреев. – Текст : непосредственный // Проблемы обустройства и эксплуатации высокообводненных нефтяных месторождений : сб. науч. тр. / Гипровостокнефть. – Куйбышев, 1985. – С. 47-59.

89. Петров, А.А. Распределение сероводорода между фазами при сепарации сероводородсодержащих обводненных нефтей / А.А. Петров. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 1980. – № 10. – С. 33-35.

90. Лесухин, С.П. К вопросу выбора технологии и принципиальных технологических схем очистки нефти от сероводорода / С.П. Лесухин, А.Г. Соколов, Г.Н. Позднышев. – Текст : непосредственный // Обустройство нефтяных месторождений, содержащих сероводород : сб. науч. тр. / Гипровостокнефть. – Куйбышев, 1987. – С. 42-55.

91. Об эффективности очистки нефти от сероводорода методом однократного испарения с подачей углеводородного газа / С.П. Лесухин, К.В. Кузин, Е.И. Андреев, А.Г. Соколов, Г.Н. Позднышев. – Текст : непосредственный // Обустройство нефтяных месторождений, содержащих сероводород : сб. науч. тр. / Гипровостокнефть. – Куйбышев, 1987. – С. 56-62.

92. А. с. № 1526740 СССР, МПК B01D 19/00. Установка подготовки нефти : № 4325680/23-26 : заявл. 04.11.1987 : опубл. 07.12.1989 / Г.Н. Позднышев, Е.И. Андреев, С.П. Лесухин. – Текст : непосредственный.

93. Патент № 2698891 Российской Федерации, МПК B01B 53/52, B01D 19/00. Способ подготовки сероводородсодержащей нефти с высокой концентрацией сероводорода : № 2018126144 : заявл. 13.07.2018 : опубл. 30.08.2019 / заявители Нургалиев А.А., Миргалиев И.Р., Малофеев В.В. ; патентообладатель ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина. – Текст : непосредственный.

94. Десорбционная очистка нефти от сероводорода / Р.З. Сахабутдинов, А.Н. Шаталов, Р.М. Гарифуллин, Д.Д. Шипилов, М.А. Ахметзянов, И.А. Шарипов, Н.Ф. Хамидуллин, Ю.Г. Волков, Ф.З. Калимуллин, И.Н. Саттаров. – Текст : непосредственный // Материалы научно-технической конференции группы компаний «Татнефть», посвященной 60-летию ОАО «Татнефть» / ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – Альметьевск, 2010. – С. 133-138.

95. Шаталов, А.Н. Критерий эффективности очистки нефти от сероводорода в десорбционной колонне / А.Н. Шаталов, Д.Д. Шипилов, В.П. Тронов. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 4. – С. 131-133..

96. Шипилов, Д.Д. Влияние состава газа на выбор основных параметров отдувки сероводорода из нефти в десорбционной колонне / Д.Д. Шипилов, А.Н. Шаталов. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2011. – № 11. – С. 43-46.

97. Шипилов, Д.Д. Оптимизация технологических параметров отдувки сероводорода из нефти в промысловых условиях / Д.Д. Шипилов, А.Н. Шаталов, Р.З. Сахабутдинов. – Текст : непосредственный // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ОАО «Татнефть». – Казань : Центр инновационных технологий, 2013. – Вып. 81. – С. 371-380.

98. Ануфриев, А.А. Увеличение эффективности десорбционной очистки нефти от сероводорода на Кама-Исмагиловской УПВСН НГДУ «Лениногорскнефть» / А.А. Ануфриев, В.В. Малофеев. – Текст : непосредственный // Нефтегазовый комплекс: образование, наука и производство : материалы Всерос. науч.-практ. конф., 14-18 апр. 2014 г. / Министерство образования и науки РТ ; Совет Альметьевского муницип. р-на ; ОАО «Татнефть» ; АГНИ. – Альметьевск, 2014. – Ч. 1. – С. 10-13.

99. Патент № 2223135 Российской Федерации, МПК B01D 19/00. Способ очистки нефти от сероводорода : № 2001116300/15 : заявл. 13.06.2001

: опубл. 10.02.2004 / заявители и патентообладатели Вязовкин Е.С., Сельский Б.Е., Зайнагабдинов Ч.Ф. – Текст : непосредственный.

100. Городнов, В.П. Очистка нефти от сероводорода / В.П. Городнов, К.С. Каспарьянц, А.А. Петров. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 1972. – № 7. – С. 31-34.

101. Шипилов, Д.Д. Обоснование выбора оптимальных технологий очистки нефти от сероводорода на объектах ПАО «Татнефть» / Д.Д. Шипилов, А.Н. Шаталов, В.В. Соловьев. – Текст : непосредственный // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ПАО «Татнефть». – М. : Нефтяное хозяйство, 2019. – Вып. 87. – С. 283-291.

102. Волков, Ю.Г. Решение проблемы очистки нефти от сероводорода на объектах НГДУ «Лениногорскнефть» / Ю.Г. Волков, Д.Д. Шипилов. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 7. – С. 64-67.

103. Технологии очистки нефти от сероводорода на объектах ПАО «Татнефть» / Д.Д. Шипилов, А.Н. Шаталов, Р.М. Гарифуллин, В.В. Соловьев. – Текст : электронный // Нефтяная провинция : рец. науч. изд. сетевого распространения. – 2020. – № 4. – С. 206-216. – URL: https://2d5385f0-870f-473a-b271-aa454e83c7c1.filesusr.com/ugd/2e67f9_34714bb96e974512b0ed48341bb42fe3.pdf (дата обращения: 12.10.2022).

104. Оптимизация технологии очистки нефти от сероводорода отдувкой в десорбционной колонне / Д.Д. Шипилов, А.Н. Шаталов, Р.З. Сахабутдинов, Р.М. Гарифуллин, Л.М. Калинина. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 11. – С. 53-57.

105. Условия применимости технологии очистки нефти от сероводорода методом отдувки / Р.З. Сахабутдинов, Д.Д. Шипилов, А.Н. Шаталов, Р.М. Гарифуллин. – Текст : непосредственный // Технологии нефти и газа. – 2007. – № 4. – С. 3-9.

106. Волков, Ю.Н. Промысловая очистка нефтяного газа от

сероводорода / Ю.Н. Волков, А.А. Королева, Р.З. Сахабутдинов. – Текст : непосредственный // Техника и технология бурения скважин и добычи нефти на месторождениях ТАССР : тр. / ТатНИПИнефть. – Бугульма, 1983. – Вып. 53. – С. 111-116.

107. Гарифуллин, Р.М. Технология очистки нефтяного газа от сероводорода / Р.М. Гарифуллин, Р.З. Сахабутдинов. – Текст : непосредственный // Сборник тезисов докладов 21 научно-технической конференции молодых учёных и специалистов ТатНИПИнефть. – Бугульма, 1990. – С. 125.

108. Сахабутдинов Р.З. Промышленные испытания технологии очистки газа от сероводорода / Р.З. Сахабутдинов, Р.М. Гарифуллин, А.И. Васильев. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 1996. – № 6. – С. 23-25.

109. Инструкция по технологии нейтрализации сероводорода в газах при аварийных выбросах : РД 39-0147585-053-90 / ТатНИПИнефть ОАО «Татнефть». – Бугульма, 1990. – 12 с. – Текст : непосредственный.

110. Коуль, А.П. Очистка газа : пер. с англ. / А.Л. Коуль, Ф.С. Ризенфельд ; пер. И.И. Абрамсона, Л.М. Черняка под ред. И.И. Абрамсона. – М. : Недра, 1968. – 392 с. – Текст : непосредственный.

111. Бланк, С. Извлечение сероводорода из газов / С. Бланк, Дж. Элке, Ф. Лэлимэн. – Текст : непосредственный // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1981. – № 8. – С.108-113.

112. Clair, J.H. St. Process to recover CO₂ from flue gas gets first large scale tryout in Texas / J.H. St. Clair, W.F. Simister // Oil and Gas Journal. – 1983. – Vol. 81, № 6. – P. 109-113.

113. Ouwerkerk, C. Design for selective H₂S absorption / C. Ouwerkerk // Hydrocarbon Processing. – 1978. – Vol. 57, № 4. – P. 89-94.

114. Sigmund, P.W. Process removes H₂S selectively / P.W. Sigmund // Hydrocarbon Processing. – 1981. – Vol. 60, № 5. – P. 118-124.

115. Применение ингибиированного абсорбента для очистки газов от сероводорода / А.М. Фахриев, И.М. Новосельский, В.Л. Ярхунов, Ш.Г. Гафиатуллин, В.Н. Павлычев, В.С. Асмолов, М.И. Якушкин. – Текст : непосредственный // Химия и технология топлив и масел. – 1989. – № 7. – С. 14-16.

116. Очистка технологических газов / Т.А. Семенова, И.Л. Лейтес, Ю.В. Аксельрод, М.И. Маркина, С.П. Сергеев, Е.Н. Харьковская ; под ред. Т.А. Семеновой, И.Л. Лейтеса. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Химия, 1977. – 488 с. – Текст : непосредственный.

117. Мавлютова, М.З. Очистка нефтяного попутного газа от сероводорода на промыслах Урало-Поволжья / М.З. Мавлютова, Л.М. Мамбетова. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело : тр. / БашНИПИнефть. – Уфа, 1973. – Вып. 37. – С. 110-115.

118. Bucklin, R.W. Comparison of fluor solvent and seloxol processes / R.W. Bucklin, R.L. Schendel // Energy progress. – 1984. – Vol. 4, № 3. – P. 137-142.

119. Wilson, M.A. Recovery of CO₂ from power plant flue gases using amines / M.A. Wilson, R.M. Wrubleski, L. Yarborough // Energy Conversion and Management. – 1992. – Vol. 33, № 5-8 : Proceedings of the First International Conference on Carbon Dioxide Removal. – P. 325-332.

120. Hochgesand, G. Rectisol and purisol / G. Hochgesand // Industrial & Engineering Chemistry. – 1970. – Vol. 62, № 7. – P. 37-43.

121. Kutsher, G.S. Now-Sour-gas scrubbing by the solvent process / G.S. Kutsher, G.A. Smith, P.A. Greene // Oil and Gas Journal. – 1967. – Vol. 65, № 12. – P. 116-118.

122. Андреев, Е.И. Промышленные испытания блочной установки очистки газа от сероводорода в НГДУ «Бавлынефть» / Е.И. Андреев, К.С. Каспарьянц, С.Н. Хижов. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело : тр. / Гипровостокнефть. – Куйбышев, 1977. –

Вып. 30. – С. 111-115.

123. Неяглов, А.В. Состояние производства и переработки углеводородного сырья на предприятиях ВПО «Союзнефтеоргсинтез» / А.В. Неяглов. – Текст : непосредственный // Совершенствование процессов сероочистки углеводородного сырья и газофракционирования : сб. материалов Всесоюз. семинара / ВНИИУС. – М. : ЦНИИТЭнефтехим, 1980. – С. 3-8.

124. Kresse, T.J. Stretford plants proving reliable / T.J. Kresse, E.E. Lindsey, T. Wadleigh // Oil and Gas Journal. – 1981. – Vol. 79, № 2. – P. 80-82, 87.

125. Nicklin, T. Now Stretford process is working / T. Nicklin, E. Brunner // Hydrocarbon Processing and Petroleum Refiner. – 1961. – Vol. 40, № 12. – P. 141.

126. Fong, H.L. Shell redox desulfurization process stresses versatility./ M.L. Fong, D.S. Kushner, R.T. Scott // Oil and Gas Journal. – 1987. – Vol. 85, № 21. – P. 54-55, 58-59, 62.

127. The SulFerox process removes H_2S for less and converts it to sulfur // Oil and Gas Journal. – 1991. – Vol. 89, № 39. – P.11.

128. Патент № 2016633 Российская Федерация, МПК B01D 53/18. Установка для очистки газа от сероводорода : № 4923300/26 : заявл. 01.04.1991 : опубл. 30.07.1994 / заявитель Сахабутдинов Р.З., Тронов В.П., Гарифуллин Р.М., Фаттахов Р.Б., Шавалеев И.И., Васильев А.И. ; патентообладатель Научно-технический центр «Экотех». – Текст : непосредственный.

129. Васильев, А.И. Очистка от сероводорода газов внутрипластового горения / А.И. Васильев, Р.З. Сахабутдинов, Р.М. Гарифуллин. – Текст : непосредственный // Сборник тезисов докладов 21 научно-технической конференции молодых учёных и специалистов / ТатНИПИнефть. – Бугульма, 1990. – С. 126.

130. Сахабутдинов, Р.З. Технология нейтрализации сероводорода в нефтяном газе / Р.З. Сахабутдинов, Р.Б. Фаттахов, Р.М. Гарифуллин. – Текст : непосредственный // Информационный листок / ТатЦНТИ. – 1994. – № 51-94. – С. 1.

131. Сахабутдинов, Р.З. Промышленные испытания технологии очистки газа от сероводорода / Р.З. Сахабутдинов, Р.М. Гарифуллин, А.И. Васильев. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 1996. – № 6. – С. 23-24.

132. Инструкция по применению технологии очистки газа от сероводорода с использованием центробежных и вихревых эффектов для регенерации абсорбентов : РД 153-39.0-380-05 : вводится впервые : срок введения с 01.01.2005 г. до 01.01.2010 г. / ТатНИПИнефть ОАО «Татнефть». – Бугульма, 2004. – 14 с. – Текст : непосредственный.

133. Сахабутдинов, Р.З. Очистка кислых газов аминовой очистки то сероводорода / Р.З. Сахабутдинов, Р.М. Гарифуллин, Ф.Г. Ганиев. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 1992. – № 6. – С. 20.

134. Промышленное испытание технологии очистки кислых газов от сероводорода / Р.Б. Фаттахов, Р.З. Сахабутдинов, Р.М. Гарифуллин, А.И. Васильев, Р.Г. Ганеев. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 5. – С. 42-43.

135. Vaezi, R. A novel optimization approach for H₂S expulsion from crude oil / Reza Vaezi, Hossein Atashi, Farshad Farshchi Tabrizi // International Journal of Chemical Engineering and Applications. – 2011. – Vol. 2, № 5. – Р. 342-345.

136. А. с. № 1794178 СССР, МПК E21B 43/00, E21B 43/24. Установка подготовки сероводородсодержащей нефти : № 91 4912134 : заявл. 18.02.1991 / Сахабутдинов Р.З., Фаттахов Р.Б., Тронов В.П. ; патентообладатель Татарский государственный научно-исследовательский и проектный институт нефтяной промышленности. – Текст : непосредственный.

137. Патент № 2054298 Российская Федерация, МПК B01D 19/00. Установка подготовки нефти : № 92 92001113 : заявл. 19.10.1992 : опубл. 20.02.96 / заявители Персиянцев М.Н., Лесухин С.П. ; патентообладатель Научно-внедренческая фирма «Грифон». – Текст : непосредственный.

138. Сокращение потерь углеводородных компонентов в резервуарах

методом отдувки / С.П. Лесухин, А.Г. Соколов, Е.И. Андреев, К.В. Кузин. – Текст : непосредственный // Разработка и внедрение эффективной техники и технологии добычи нефти : сб. науч. тр. / Гипровостокнефть. – Куйбышев, 1986. – С. 18-26.

139. Лесухин, С.П. Основные направления развития технологии очистки нефти от сероводорода / С.П. Лесухин, А.Г. Соколов, Г.Н. Поздышев. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 1989. – № 8. – С. 50-54.

140. Лесухин, С.П. Стабилизация нефти методом многоступенчатой сепарации с применением отдувки / С.П. Лесухин, А.Г. Соколов, Г.Н. Поздышев. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 1988. – № 8. – С. 43-46.

141. А. с. № 1236244 СССР, МПК F17D 1/16. Способ подготовки сероводородсодержащей нефти к трубопроводному транспорту : № 84 3823693 : заявл. 10.12.1984 : опубл. 07.06.1986 / Тронов В.П., Сахабутдинов Р.З., Ширеев А.И., Ли А.Д., Гуфранов Ф.Г., Тронов А.В. ; Татарский государственный научно-исследовательский и проектный институт нефтяной промышленности. – Текст : непосредственный.

142. Промышленные испытания технологии холодной стабилизации нефти методом отдувки / М.Н. Персиянцев, С.П. Лесухин, А.Г. Соколов, Г.Н. Поздышев. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 1992. – № 8. – С. 41-44.

143. Патент № 2586157 Российская Федерация, МПК B01D 19/00, B01D 53/52. Способ подготовки сероводородсодержащей нефти : № 2015108515/05 : заявл. 11.03.2015 : опубл. 10.06.2016 / Сахабутдинов Р.З., Шипилов Д.Д., Шаталов А.Н., Гарифуллин Р.М. ; патентообладатель ОАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина. – Текст : непосредственный.

144. Патент № 2700077 Российская Федерация, МПК B01D 19/00, B01D 53/52, C02F 1/20, C10G 49/007. Способ очистки нефти от сероводорода и установка для его реализации : № 2018120031 : заявл. 30.05.2018 : опубл.

12.09.2019 / Саттаров И.Н., Фазлыев Р.М., Назмутдинов И.В. ; патентообладатель ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина. – Текст : непосредственный.

145. Патент № 2578155 Российская Федерация, МПК B01D 19/00. Способ подготовки сероводородсодержащей нефти : № 2015103005/05 : заявл. 29.01.2015 : опубл. 20.03.2016 / Сахабутдинов Р.З., Шипилов Д.Д., Шаталов А.Н., Гарифуллин Р.М. ; патентообладатель ОАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина. – Текст : непосредственный.

146. Kazemi Golbaghi, H. Simulation of H₂S Stripper Column Performance / H. Kazemi Golbaghi, V. Kazemi Golbaghi // The 10th International Chemical Engineering Congress & Exhibition (IChEC 2018), Isfahan, Iran, 6-10 May, 2018. – Isfahan, 2018. – Р. 1-5.

147. Александров, И.А. Перегонка и ректификация в нефтепереработке / И.А. Александров. – М. : Химия, 1981. – 352 с. – Текст : непосредственный.

148. Александров, И.А. Массопередача при ректификации и абсорбции многокомпонентных смесей / И.А. Александров. – Л. : Химия, Ленингр. отд-ние, 1975. – 318 с. – Текст : непосредственный.

149. Энергонезависимая безотходная технология комплексной подготовки сероводородсодержащей нефти // Г.Г. Теляшев, Р.Ш. Тахаутдинов, Р.Г. Гирфанов, С.С. Мингараев, М.Р. Теляшева, Г.Р. Теляшев, Р.М. Кашфуллин, Ф.А. Арсланов. – Текст : непосредственный // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2009. – № 4. – С. 29-36.

150. Хоблер, Т. Массопередача и абсорбция : пер. с пол. / Т. Хоблер ; под ред. П.Г. Романкова. – Л. : Химия, Ленингр. отд-ние, 1964. – 479 с. – Текст : непосредственный.

151. Олевский, В.М. Ректификация термически нестойких продуктов / В.М. Олевский, В.Р. Ручинский. – М. : Химия, 1982. – 200 с. – Текст : непосредственный.

152. Патент № 2557002 Российская Федерация, МПК C01G 7/00, C10G

33/00. Способ подготовки нефти : № 2014125050/04 : заявл. 19.06.2014 : опубл. 20.07.2015 / Григорян Л.Г., Игнатенков Ю.И., Бараев О.У. ; патентообладатель ООО «Инженерный центр «Нефть и газ». – Текст : непосредственный.

153. Патент № 2666543 Российская Федерация, МПК C01G 27/00, C10G 31/06, C10G 7/00, B01J 10/00. Способ снижения образования вторичного сероводорода при подготовке нефти и устройство для его осуществления : № 2017119383 : заявл. 01.06.2017 : опубл. 11.09.2018 / Гилаев Г.Г., Останков Н.А., Козлов С.А., Пашкевич К.Л., Ртищев А.В., Григорян Л.Г., Игнатенков Ю.И. ; патентообладатель АО «Самаранефтегаз». – Текст : непосредственный.

154. Способ очистки сероводорода и меркаптансодержащей нефти / Г.Р. Теляшев, М.Р. Теляшева, Г.Г. Теляшев, Ф.А. Арсланов. – Текст : непосредственный // Территория «Нефтегаз». – 2010. – № 5. – С. 42-46.

155. Технология совмещенной стабилизации и очистки нефти от сероводорода и меркаптанов / Г.Р. Теляшев, М.Р. Теляшева, Г.Г. Теляшев, Ф.А. Арсланов. – Текст : электронный // Нефтегазовое дело : электронный научный журнал. – 2010. – № 1. – URL: <http://ogbus.ru/article/view/tekhnologiya-sovmeshhennoj-stabilizacii-i-ochistki-nefti-ot-serovodoroda-i-merkaptanov> (дата обращения: 12.10.2022).

156. Технология очистки сероводород- и меркаптансодержащей нефти / Г.Р. Теляшев, М.Р. Теляшева, Г.Г. Теляшев, Ф.А. Арсланов. – Текст : электронный // Нефтегазовое дело : электронный научный журнал. – 2010. – № 1. – URL: <http://ogbus.ru/article/view/tekhnologiya-ochistki-serovodorod-i-merkaptansoderzhashhej-nefti> (дата обращения: 12.10.2022).

157. Способ стабилизации и очистки сероводород и меркаптансодержащей нефти / Г.Р. Теляшев, М.Р. Теляшева, Г.Г. Теляшев, Ф.А. Арсланов. – Текст : электронный // Нефтегазовое дело : электронный научный журнал. – 2010. – № 1. – URL: <http://ogbus.ru/article/view/sposob-stabilizacii-i-ochistki-serovodorod-i-merkaptansoderzhashhej-nefti> (дата обращения: 12.10.2022).

158. Новая технология стабилизации и очистки нефти от сероводорода / Г.Г. Теляшев, А.К. Исянгулов, Э.Г. Теляшев, Ф.А. Арсланов, М.Р. Теляшева, Г.Р. Теляшев. – Текст : непосредственный // Инновационный Башкортостан. – 2010. – № 4. – С. 58-60.

159. Патент № 2412228 Российская Федерация, МПК C10G 7/00. Способ очистки нефти от сероводорода : № 2009130122/04 : заявл. 05.08.2009 : опубл. 20.02.2011 / Теляшев Г.Г., Арсланов Ф.А., Теляшев Э.Г., Сахаров И.В., Везиров Р.Р., Адигамова Х.М., Кашфуллин Р.М., Теляшев Г.Р., Теляшева М.Р. ; патентообладатель ООО Проектно-технологический институт НХП. – Текст : непосредственный.

160. Патент № 2413751 Российская Федерация, МПК C10G 7/02, C10G 7/04. Способ комплексной подготовки сероводородсодержащей нефти : № 2009141769/04 : заявл. 11.11.2009 : опубл. 10.03.2011 / Теляшев Г.Г., Тахаутдинов Р.Ш., Гирфанов Р.Г., Мингараев С.С., Теляшев Г.Р., Теляшева М.Р., Кашфуллин Р.М., Ф.А. Арсланов, Адигамова Х.М. – Текст : непосредственный.

161. Перспективное направление очистки нефти от легких меркаптанов и сероводорода / Г.Р. Теляшев, М.Р. Теляшева, Г.Г. Теляшев, Ф.А. Арсланов. – Текст : непосредственный // Башкирский химический журнал. – 2010. – Т. 17, № 3. – С. 98-100.

162. Способ стабилизации сероводород- и меркаптансодержащей нефти / Г.Р. Теляшев, М.Р. Теляшева, Г.Г. Теляшев, Ф.А. Арсланов. – Текст : непосредственный // Башкирский химический журнал. – 2010. – Т. 17, № 4. – С. 129-133.

163. Патент № 2478686 Российская Федерация, МПК C01G 29/00, C10G 31/00. Способ стабилизации и очистки нефти от сероводорода и меркаптанов : № 2011135443/04 заявл. 24.08.2011 : опубл. 10.04.2013 / Григорян Л.Г., Игнатенков Ю.И., Бараев О.У. ; патентообладатель ООО «Инженерный центр «Нефть и газ». – Текст : непосредственный.

164. Кириллов, Г.А. Экспериментальные исследования способа гидроциклонной сепарации нефти / Г.А. Кириллов, В.М. Кудрявцев. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело : тр. / Гипровостокнефть. – Куйбышев, 1974. – Вып. 22. – С. 131-141.

165. Гутман, Б.М. Гидроциклоны для разделения двухфазной жидкости типа «вода-нефть» / Б.М. Гутман, А.М. Мустафаев. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 1978. – № 4. – С. 32-33.

166. Стабилизация нефти Гнединцевского месторождения / А.А. Мурадов, А.С. Журба, Л.А. Галазюк, М.Ф. Хутько, В.А. Толстых, А.В. Матвиенко. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 1966. – № 12. – С. 33-35.

167. Патент № 2166349 Российская Федерация, МПК B01D 19/00. Способ дегазации жидкости и устройство для его осуществления : № 98117699/12 : заявл. 24.09.1998 : опубл. 10.05.2001 / заявители и патентообладатели: Буровников В.В., Сердюков А.И., Гомаркин В.Г., Вайдуков В.А. – Текст : непосредственный.

168. Гидроциклонный процессор для удаления сероводорода и легких меркаптанов / Л.А Коханчиков, В.М. Андрианов, А.И. Аверин, В.Г. Доронин. – Текст : непосредственный // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2011. – № 2 (84). – С. 40-43.

169. Итоги опытно-промышленных испытаний нейтрализаторов сероводорода и метил-, этилмеркаптанов в нефти, проведенных на объектах ОАО «Самаранефтегаз» в 2012-2013 гг. / С.И. Стрункин, Е.П. Кузьмина, А.И. Щербинин, Н.Х. Гладкова, С.П. Кулешова. – Текст : непосредственный // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2014. – № 1. – С. 65-68.

170. Патент № 2043781 Российская Федерация, МПК B01D 19/00. Способ удаления кислых газов из жидкости : № 5027821/02 : заявл. 19.02.1992 : опубл. 20.09.95 / Ахсанов Р.Р., Тухбатуллин Р.Г., Абызгильдин Ю.М., Сабитов С.З., Харланов Г.П. ; патентообладатель Институт проблем

транспорта энергоресурсов. – Текст : непосредственный.

171. Ахсанов, Р.Р. Стабилизация нефти с помощью гидроциклона / Р.Р. Ахсанов, В.И. Данилов, Н.Х. Нурмухаметов. – Уфа : Изд-во фонда содействия развитию научных исследований, 1996. – 118 с. – Текст : непосредственный.

172. Кириллов, Г.А. К вопросу изучения влияния производительности сепараторов по нефти на качество сепарации нефти от газа / Г.А. Кириллов, В.М. Кудрявцев. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело : тр. / Гипровостокнефть. – Куйбышев, 1974. – Вып. 22. – С. 113-130.

173. Патент № 2043781 Российская Федерация, МПК B01D 19/00. Способ удаления кислых газов из жидкости : № 5027821/02 : заявл. 19.02.1992 : опубл. 20.09.95/ Ахсанов Р.Р., Тухбатуллин Р.Г., Абызгильдин Ю.М., Сабитов С.З., Харланов Г.П. ; Институт проблем транспорта энергоресурсов. – Текст : непосредственный.

174. Патент № 2223135 Российская Федерация, МПК B01D 19/00. Установка очистки нефти от сероводорода : № 2001116300/15, заявл. 13.06.2001 : опубл. 10.02.2004 / авторы и патентообладатели Вязовкин Е.С., Сельский Б.Е., Зайнагабдинов Ч.Ф. – Текст : непосредственный.

175. Перепелкин, К.Е. Газовые эмульсии / К.Е. Перепелкин, В.С. Матвеев. – Л. : Химия, Ленингр. отд-ние, 1979. – 197 с. – Текст : непосредственный.

176. Effect of operating pressure on the performance of ultrasound-assisted oxidative desulfurization (UAOD) using a horn type sonicator: Experimental investigation and CFD simulation / Behrang Khodaei, Masoud Rahimi, Mohammad Amin Sobati, Shahrokh Shahhosseini, Mohammad Reza Jalali // Chemical Engineering & Processing: Process Intensification. – 2018. – Vol. 132. – P. 75-88.

177. Study on ultrasound-assisted oxidative desulfurization for crude oil / Yinhe Lin, Li Feng, Xuhao Li, Yuning Chen, Guoliang Yin, Wen Zhou // Ultrasonics Sonochemistry. – 2020. – Vol. 63. – Article 104946. – P. 1-8.

178. Повышение эффективности ультразвуковой кавитационной обработки вязких и дисперсных жидких сред / В.Н. Хмелев, С.С. Хмелев, Р.Н. Голых, Р.В. Барсуков. – Текст : непосредственный // Ползуновский вестник. – 2010. – № 3. – С. 321-325.

179. Выявление причин снижения эффективности применения ультразвуковых аппаратов / В.Н. Хмелёв, С.В. Левин, С.С. Хмелёв, С.Н. Цыганок, И.К. Лукаш. – Текст : непосредственный // Южно-Сибирский научный вестник. – 2014. – № 1 (5). – С. 48-50.

180. Патент № 2306169 Российская Федерация, МПК B01D 19/00. Способ дегазации нефти в сепараторе первой ступени : № 2005138456/15 : заявл. 09.12.2005 : опубл. 20.09.2007 / Савиных Ю.А., Музипов Х.Н., Иванова Л.С., Вилкова Т.Е. ; патентообладатель Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет». – Текст : непосредственный.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Форма документа № Р 2

Утверждена приказом по Учетной политике ПАО «Татнефть»

**Акт об использовании РИД № 2578499
«01» февраля 2022г.****СП «Татнефть-Добыча»**
(наименование организации)Регистрационный номер патента/свидетельства №2578499 от 25.02.2016 г.

Название: «Способ подготовки сероводородсодержащей нефти и попутного нефтяного газа»

№ договора / заказ-наряд

Использовано с 01.01.2022 г. на объектах СП «Татнефть-Добыча»:

1. Куакбашская УПВСН – КС при КУПВСН НГДУ «Лениногорскнефть».
2. ДНС-10 – КС-11с (возле Сулеевской ТХУ) НГДУ «Джалильнефть».
3. Кама-Исмагиловская УПВСН – КС-7с НГДУ «Лениногорскнефть».

(где использовано в соответствии с формулой изобретения)

Начальник
УПиСН ДДНиГ
СП «Татнефть-Добыча»

подпись

Р.А. Шамсулин

ФИО

Члены комиссии

Начальник ОРИС ЦТР
ПАО «Татнефть»

подпись

Ю.Н. Баров

ФИО

Начальник отдела
эксплуатации объектов
подготовки воды и
химизации процессов
УПСН «Татнефть-
Добыча»

подпись

А.Г. Авзалетдинов

ФИО

Начальник отдела
эксплуатации объектов
газосбора УПСН
«Татнефть-Добыча»

подпись

А.А. Евсеев

ФИО

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

на изобретение

№ 2578499

СПОСОБ ПОДГОТОВКИ СЕРОВОДОРОДСОДЕРЖАЩЕЙ
НЕФТИ И ПОПУТНОГО НЕФТИНОГО ГАЗА

Патентообладатель(ли): *Открытое акционерное общество
"Татнефть" имени В.Д. Шашина (RU)*

Автор(ы): *см. на обороте*

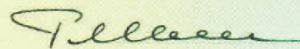
Заявка № 2015110278

Приоритет изобретения 23 марта 2015 г.

Зарегистрировано в Государственном реестре
изобретений Российской Федерации 25 февраля 2016 г.

Срок действия патента истекает 23 марта 2035 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

 Г.П. Ильин



Лист согласования к документу № 95/Проект(290) от 02.02.2022

Инициатор согласования: Габсаттаров Ф.Ф. Главный специалист Отдела развития интеллектуальной собственности

Согласование инициировано: 01.02.2022 17:59

Лист согласования			Тип согласования: смешанное	
№	ФИО, должность	Передано на визу	Срок согласования	Результат согласования
Тип согласования: параллельное				
1	Ануфриев А.А., Старший научный сотрудник отдела исследования и промышленной подготовки нефти, газа и воды	01.02.2022 - 17:59		Согласовано 02.02.2022 07:50:18
2	Шаталов А.Н., Заведующий лабораторией отдела исследования и промышленной подготовки нефти, газа и воды	01.02.2022 - 17:59		Согласовано 01.02.2022 20:43:26
3	Губайдулин Ф.Р., Начальник отдела исследования и промышленной подготовки нефти, газа и воды	01.02.2022 - 17:59		Согласовано 02.02.2022 08:10:06
Тип согласования: параллельное				
4	Баров Ю.Н. / Габсаттаров Ф.Ф., Главный специалист Отдела развития интеллектуальной собственности	02.02.2022 - 08:10		Подписано 02.02.2022 08:48:22 (Габсаттаров Ф.Ф.)
5	Евсеев А.А., Начальник отдела эксплуатации объектов газосбора УПСН "Татнефть- Добыча"	02.02.2022 - 08:10		Подписано 02.02.2022 08:56:58
6	Авзялетдинов А.Г., Начальник отдела	02.02.2022 - 08:10		Перенаправлено 02.02.2022 08:26:18

	эксплуатации объектов подготовки воды и химизации процессов УПСН "Татнефть-Добыча"			
	Перенаправление(параллельное) Подготовьте информацию			
	Абдуллин Р.Р., Руководитель группы отдела эксплуатации объектов подготовки воды и химизации процессов УПСН	02.02.2022 - 08:26		Согласовано 02.02.2022 16:12:09
	Основное отличие от других патентов , что после компримирования ПНГ п одаётся в подводящий нефтепровод ступени сепарации.			
6.1	Авзалетдинов А.Г., Начальник отдела эксплуатации объектов подготовки воды и химизации процессов УПСН "Татнефть-Добыча"	02.02.2022 - 16:12		Подписано 02.02.2022 16:41:46
7	Шамсуллин Ринат А., Начальник управления подготовки и сдачи нефти	02.02.2022 - 08:10		Перенаправлено 02.02.2022 09:44:00
	Перенаправление(параллельное)			
	Авзалетдинов А.Г., Начальник отдела эксплуатации объектов подготовки воды и химизации процессов УПСН "Татнефть-Добыча"	02.02.2022 - 09:44		Согласовано 02.02.2022 16:41:51
7.1	Шамсуллин Ринат А., Начальник управления подготовки и сдачи нефти	02.02.2022 - 16:41		Подписано 02.02.2022 16:48:30