

На правах рукописи



КОРДИК КИРИЛЛ ЕВГЕНЬЕВИЧ

**ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ ИЗМЕНЕНИЯ ГАЗОВОГО
ФАКТОРА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

**Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений**

АВТОРЕФЕРАТ

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

Тюмень – 2019

Работа выполнена в филиале ООО «ЛУКОЙЛ–Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени и на кафедре «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Тюменский индустриальный университет»

Научный руководитель доктор технических наук, профессор
Леонтьев Сергей Александрович

Официальные оппоненты: **Федоров Вячеслав Николаевич**
доктор технических наук, профессор,
Общество с ограниченной ответственностью
«Башнефть-Петротест» / эксперт

Гультяева Наталья Анатольевна
кандидат технических наук,
ПАО «Сургутнефтегаз», Тюменское отделение
«СургутНИПИнефть» / научно-
исследовательская лаборатория физико-
химического анализа научно-исследовательского
отдела физико-химии пластовых систем научно-
производственного комплекса петрофизических
исследований, заведующий лабораторией

Ведущая организация Общество с ограниченной ответственностью
«РН - БашНИПИнефть» (г. Уфа)

Защита диссертации состоится «14» марта 2019 г. в 14-00 на заседании диссертационного совета Д 212.289.04 при ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» по адресу: 450062, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» и на сайте www.rusoil.net.

Автореферат диссертации разослан « ____ » _____ 2019 года.

Ученый секретарь



Султанов Шамиль Ханифович

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы

Промысловые работы по измерению величины газового фактора (Гф) входят в обязательный комплекс исследований по контролю за разработкой месторождений нефти и газа. Изменения газового фактора характеризуют энергетическое состояние залежи, сигнализируют о развитии таких негативных явлений, как внутрипластовое разгазирование или прорыв газа из газовой шапки к забою добывающих скважин. Ориентируясь на значение Гф, осуществляется прогнозирование объемов добычи попутного нефтяного газа (ПНГ), на основании чего планируются мероприятия по его рациональному использованию. При этом эффективность будущих мероприятий по утилизации ПНГ зависит не только от достоверности определения величины Гф на момент проведения исследований, но и от оценки динамики данного параметра в среднесрочной и долгосрочной перспективе.

Отмечены тенденции в изменении газового фактора нефти в процессе эксплуатации месторождений, согласно которым при разработке залежи с задействованием системы поддержания пластового давления (ППД) величина Гф должна либо оставаться постоянной, либо постепенно снижаться. Последний тренд четко просматривается на поздней стадии разработки месторождений Урало-Поволжского региона. Однако, как показывает опыт последних промысловых исследований, отмеченные в Урало-Поволжье тенденции изменения Гф в большинстве случаев не проецируются на динамику того же параметра на месторождениях Западной Сибири.

В настоящее время более 60 % от всех месторождений ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» эксплуатируются с величиной Гф, превосходящей значение данного показателя, принятого при составлении проектно-технологического документа на разработку. Данное обстоятельство является причиной дисбаланса при списании объемов добычи растворенного газа. Этот дисбаланс можно назвать эффектом опережающей выработки газа, который выразился в дефиците запасов растворенного газа на балансе месторождений, находящихся на поздней стадии разработки.

Следовательно, для эффективного планирования объемов добычи попутного нефтяного газа необходимо разработать комплексный метод определения и прогнозирования величины Гф, учитывающий влияние различных технологических факторов на изменения свойств и компонентного состава флюида в процессе эксплуатации месторождения.

Степень разработанности выбранной темы

Исследованиям изменения свойств пластового флюида в процессе эксплуатации месторождения, включая такой параметр, как газовый фактор, посвящены научные труды многих отечественных и зарубежных ученых: И.М. Амерханова, И.И. Амерханова, К.С. Баймухаметова, А.И. Брусиловского, Г.П. Былинкина, М.Д. Валеева, Р.К. Галеевой, Ш.К. Гиматудинова, Н.А. Гультяевой, Ф.Я. Канзафарова, К.А. Ковалева, В.В. Крикунова, Е.Ф. Кутырева, С.А. Леонтьева, В.Н. Мартоса, В.Г. Михайлова, А.Ю. Намиота, А.И. Пономарева, А.С. Топольникова, В.Н. Федорова, В.И. Шилова, В.В. Шкандратова, Д.М. Шейх-Али, Э.М. Юлбарисова, S.J. Pirson и других.

Установленные на месторождениях Западной Сибири тенденции роста величины Гф на поздней стадии эксплуатации залежей потребовали проведения исследований по изучению отмеченного явления, а также разработки методов определения и прогнозирования газового фактора при планировании уровней добычи попутного нефтяного газа.

Соответствие паспорту заявленной специальности

Тема и содержание диссертационной работы соответствует паспорту специальности 25.00.17: технологии и технические средства добычи и подготовки скважинной продукции, диагностика оборудования и промышленных сооружений, обеспечивающих добычу, сбор и промысловую подготовку нефти и газа к транспорту, на базе разработки научных основ ресурсосбережения и комплексного использования пластовой энергии и компонентов осваиваемых минеральных ресурсов (п. 4).

Цель работы

Исследование влияния технологического режима эксплуатации залежи и параметров работы объектов наземной инфраструктуры на динамику газового

фактора для прогнозирования уровней добычи попутного нефтяного газа на поздней стадии эксплуатации месторождений Западной Сибири.

Достижение поставленной цели связано с решением следующих **задач**:

1 Установить основные технологические факторы и оценить степень их влияния на изменение газового фактора нефти в процессе эксплуатации месторождения.

2 Установить закономерности изменения свойств и компонентных составов пластовых флюидов в зависимости от технологического режима эксплуатации добывающей скважины.

3 Определить технологические показатели эксплуатации скважины при условии возникновения области повышенной газонасыщенности в призабойной зоне пласта.

4 Установить закономерности изменения температуры сепарации газожидкостной смеси на промышленном объекте от динамики добычи жидкости и обводненности продукции по месторождению и оценить влияние данного параметра на величину газового фактора нефти.

5 Разработать и апробировать комплексный метод определения и прогнозирования величины Гф, учитывающий влияние технологических факторов на изменение свойств и компонентного состава флюида, связанных как с режимом эксплуатации скважин, так и с параметрами работы объектов наземной инфраструктуры.

Объект и предмет исследования

Объектами исследования являются месторождения Западно-Сибирского региона, находящиеся на поздней стадии эксплуатации.

Предмет исследований

Динамика газового фактора нефти в процессе разработки месторождения, зависящая от воздействия комплекса технологических факторов, связанных как с режимом эксплуатации залежи, так и с параметрами работы объектов обустройства.

Методы исследования

Методы исследований включают анализ и обобщение промышленных данных об изменении величины газового фактора нефти; экспериментальные

лабораторные исследования по моделированию изменения компонентного состава и свойств флюида в зависимости от режима эксплуатации добывающей скважины; вычислительные эксперименты, выполненные с применением специализированного программного обеспечения для моделирования процессов эксплуатации залежи (продукт Tempest More компании Roxar), а также сбора и подготовки скважинной продукции (продукты Schlumberger PIPESIM, HYSYS и Multiflash); анализ и сопоставление результатов лабораторных экспериментов и модельных расчётов с фактическими промысловыми данными.

Научная новизна

1 Научно обоснована и экспериментально доказана зависимость температурного режима сепарации нефти от изменения дебита жидкости и обводненности с учётом существующей системы сбора продукции скважин на промысле, позволяющая прогнозировать динамику величины Гф в процессе эксплуатации месторождения.

2 Научно обосновано и экспериментально подтверждено увеличение газового фактора нефти на поздней стадии эксплуатации месторождений Западно-Сибирского региона, связанное с изменением термобарических условий сепарации продукции на промысловом объекте, даже при условии соблюдения режима эксплуатации скважин с забойным давлением, превышающим давление насыщения нефти газом. По объектам разработки неокомского продуктивного комплекса месторождений Западной Сибири увеличение газового фактора, связанное с изменением термобарических условий сепарации, варьируется в диапазоне от 5 до 16 %.

Теоретическая и практическая значимость

1 Установлены закономерности изменения величины газового фактора в процессе эксплуатации месторождения, связанные с динамикой термобарических условий сепарации скважинной продукции на промысловом объекте.

2 Разработан и апробирован способ физического моделирования динамики компонентного состава и свойств флюидов в призабойной зоне пласта, учитывающий влияние массообменных процессов между пластовой нефтью и нагнетаемой водой (патент № 2662497 от 26.07.2018).

3 На основании прогноза величины Гф уточнены плановые показатели поставки попутного нефтяного газа на объекты газопотребления на краткосрочную и среднесрочную перспективы.

4 Разработан «Регламент ПАО «ЛУКОЙЛ» по подготовке, представлению материалов и утверждению величины газового фактора, расхода нефтяного газа на собственные технологические нужды предприятий и технологических потерь газа и продуктов его переработки при разработке нефтяных, газовых, газонефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений».

Положения, выносимые на защиту

1 Рост газового фактора на поздней стадии эксплуатации является особенностью месторождений Западно-Сибирского региона, обусловленной высокой пластовой температурой, обводненностью добываемой жидкости и спецификой организации системы внутрипромыслового сбора продукции.

2 Закономерности изменения свойств и компонентных составов пластовых флюидов в процессе разработки месторождений Западной Сибири, на основании которых установлено, что при постоянных термобарических условиях сепарации нефти на промышленном объекте величина газового фактора определяется содержанием метана и легких углеводородных компонентов C_{2-4} в пластовом флюиде. При изменении термобарического режима подготовки продукции (особенно повышении температуры дегазации) на значение газового фактора оказывает влияние увеличение доли легкокипящих углеводородов C_{5+} в газе сепарации.

3 Комплексный метод определения и прогнозирования величины Гф, позволяющий моделировать изменение компонентного состава и свойств флюида в зависимости от режима эксплуатации залежи и параметров работы объектов наземной инфраструктуры.

Степень достоверности и апробация результатов работы

Достоверность результатов, выводов и рекомендаций работы подтверждена теоретическими и экспериментальными исследованиями с использованием современного лабораторного оборудования, прошедшего государственную поверку, высокой сходимостью расчетных величин с

экспериментальными и промысловыми данными, воспроизводимостью полученных результатов.

Основные положения диссертационной работы докладывались на: XVI научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО - Югры» (г. Ханты-Мансийск, 2012 г.); заседании Бюро Учёного Совета ООО «ЛУКОЙЛ – Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», Протокол № 01/15 от 03.03.2015 г. (г. Тюмень, 2015 г.); заседании Учёного Совета ООО «ЛУКОЙЛ – Инжиниринг», Протокол №03-16 от 21.03.2016 г. (г. Тюмень, 2016 г.); IV научно-практической конференции «Проблемы нефтегазового комплекса Западной Сибири и пути повышения его эффективности», посвященной 20-летию «КогалымНИПИнефть» (г. Тюмень, 2016 г.); первой научно-технической конференции «Повышение эффективности разработки газонефтяных и нефтегазовых залежей», ООО «РН – УфаНИПИнефть» (г. Уфа, 2018 г.).

Публикации

По теме диссертации опубликовано 11 научных работ, в том числе 7 статей в изданиях, входящих в перечень ВАК Министерства образования и науки России, получен патент № 2662497 от 26.07.2018 «Способ оценки воздействия техногенных факторов на изменение компонентного состава и свойств пластового флюида в призабойной зоне пласта».

Структура и объём диссертационной работы

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения, списка использованной литературы, включающего 101 наименование. Материал диссертации изложен на 191 странице машинописного текста, включает 12 таблиц, 47 рисунков.

Благодарности

Автор считает своим долгом выразить особую признательность д-ру техн. наук С.А. Леонтьеву, д-ру техн. наук М.Д. Валееву, а также всему коллективу ООО «ЛУКОЙЛ – Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» и лично канд. техн. наук В.В. Шкандратову за советы и поддержку, оказанные при выполнении диссертационной работы.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обосновывается актуальность рассматриваемой проблемы, определяются цель и основные задачи проводимых исследований, излагаются защищаемые положения, научная новизна, теоретическая и практическая значимость выполненной работы.

В первой главе представлен обзор результатов исследовательских работ в области определения газового фактора нефти. Приведены методы определения Гф, используемые на различных стадиях разработки месторождений, обозначена область их применения, рассмотрена специфика организации и проведения исследовательских работ на всех уровнях учёта добычи попутного нефтяного газа (от скважин до объектов промыслового сбора и сепарации продукции).

Изменения газового фактора в процессе эксплуатации месторождений Западно-Сибирского региона рассмотрены на примере результатов промысловых исследований по определению Гф на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь». Для выявления общих тенденций в изменении газового фактора нефти на Рисунке 1 приведена динамика данного параметра по объектам разработки неокомского продуктивного комплекса месторождений Западной Сибири (регион Широтное Приобье) за период 2006 – 2015 гг.

Как следует из Рисунка 1, величины газового фактора нефти имеют тенденцию к росту, при этом выработка от начальных извлекаемых запасов по объектам неокомского комплекса находится в диапазоне 70 – 80 %, средняя обводненность по разрабатываемым пластам превысила значение 90 %.

Для анализа причин роста величины Гф на поздней стадии эксплуатации залежей рассмотрены основные технологические факторы, оказывающие влияние на изменение рассматриваемого параметра в процессе эксплуатации месторождений:

- изменение режима эксплуатации добывающих скважин;
- изменение термобарических условий сепарации газа на объектах сбора и подготовки продукции скважин.



Рисунок 1 – Динамика Γ_{ϕ} по объектам неокомского продуктивного комплекса месторождений Западной Сибири (регион Широтное Приобье) за 2006 – 2015 гг.

В качестве технологических факторов, относящихся к режиму эксплуатации скважины, рассмотрены процессы, связанные с изменением забойного давления, а также с переходом легких углеводородных компонентов в нагнетаемую воду.

Среди факторов, обусловленных режимом эксплуатации наземных объектов, следует выделить изменение термобарического режима сепарации газа на объектах подготовки нефти. При этом особое внимание уделено влиянию температурного режима разгазирования на величину газового фактора нефти.

Во второй главе приведены результаты физического моделирования процесса взаимодействия пластового флюида с закачиваемой водой в термобарических условиях, учитывающих изменение режима эксплуатации скважины. Идея эксперимента заключалась в изучении динамики компонентного состава и свойств пластовой нефти (вязкости, плотности) в результате изменения давления в PVT-системе и взаимодействия флюида с закачиваемой водой. Для этого по циклам эксперимента в процессе смешения исходной пробы нефти с подтоварной водой осуществлялось поэтапное изменение (снижение/повышение) давления в PVT-системе (включая значение ниже давления насыщения нефти газом). Моделирование проводилось в 6 последовательных циклах. В начале каждого цикла в PVT-систему вводилась проба исходного флюида, при этом каждый последующий цикл включал в себя повторение всех воздействий предшествующего этапа эксперимента.

Моделирование проводилось с учётом реального режима эксплуатации залежи. Необходимость проведения эксперимента объясняется тем, что массообменные процессы между нефтью и нагнетаемой водой на сегодняшний день не моделируются ни в одном из существующих гидродинамических симуляторов.

Особенность разработанного лабораторного способа оценки изменения компонентного состава и свойств флюида в призабойной зоне пласта заключается в учёте фактора динамики забойного давления в процессе эксплуатации скважины. Кроме того, после каждого цикла изучалось изменение компонентного состава и свойств нефти, вступившей во взаимодействие с нагнетаемой водой, что позволило получить информацию об изменении компонентного состава пластового флюида (нефти, содержащей в себе растворенный газ).

В качестве образца флюида использовалась модельная проба пластовой нефти скв. 5450/7, пласт БС₁₀ Кочевского месторождения.

В ходе эксперимента использовалось следующее оборудование: установка фазового поведения Jefri PVT, газометр Jefri GOR-10-S, видеосистема измерения уровня Jefri PAL, объемный насос высокого давления, хроматограф HP 6890, электромагнитный вискозиметр ViskoPro 2000 SPC, плотномер DMA 512P, пробоотборник высокого давления с плавающим поршнем объемом 700 см³ и др.

На Рисунке 2 представлена блок-схема лабораторной установки для моделирования взаимодействия пластового флюида с нагнетаемой водой.

На начальных этапах моделирования по мере снижения давления в PVT-системе до значения давления насыщения нефти газом в растворенном газе наблюдается незначительное увеличение содержания СН₄ и С₁₋₄ (в пределах погрешности измерений). После достижения в ходе лабораторного эксперимента значения давления, соответствующего Р_{нас}, из нефти выделяется свободная газовая фаза (в PVT-бомбе образуется «газовая шапка»), в растворенном газе резко сокращается содержание СН₄ и компонентов С₁₋₄. Динамика содержания метана в растворенном в нефти газе по циклам

газа представлен преимущественно метаном (88,5 – 90,7 % об.) и неуглеводородными компонентами: азотом и двуокисью углерода.

Полученные сведения об изменении компонентного состава нефти и растворенного газа по циклам эксперимента затем были использованы для моделирования процесса сепарации продукции на промышленном объекте.

В первом разделе третьей главы описаны результаты выполнения вычислительного эксперимента по моделированию режима эксплуатации скважины 5450/7 Кочевского месторождения (объект разработки БС₁₀), ранее рассмотренной при выполнении лабораторного эксперимента. Результаты гидродинамических расчётов позволили оценить влияние изменения забойного давления на величину газового фактора нефти по скважине. В момент, когда забойное давление снижается до уровня давления $R_{нас}$ и ниже, по скв. 5450/7 отмечается резкий рост газового фактора с 46,6 до 102 м³/м³ (увеличение более чем в два раза). Кроме того, по результатам моделирования установлено, что в зоне дегазации флюида в ПЗП происходит увеличение вязкости (с 1,149 до 1,415 мПа·с) и плотности нефти, что соответствует динамике, установленной в ходе лабораторного эксперимента.

Во втором разделе третьей главы диссертационной работы представлены результаты разработки и апробации комплексного метода определения и прогнозирования величины газового фактора. На Рисунке 4 представлена блок-схема комплексного метода, который реализуется путем последовательного применения инструментов физического и математического моделирования, что позволяет учитывать влияние на изменения компонентного состава и свойств флюида различных технологических факторов, связанных, как с динамикой режима эксплуатации залежи, так и с условиями сепарации продукции на промышленном объекте.

Для апробации комплексного метода определения величины Гф был выбран пласт БС₁₀ Кочевского месторождения. По данному объекту разработки отмечено проявление всех перечисленных в работе технологических факторов.

Сведения о динамике компонентного состава флюида были получены на

этапе физического моделирования. Альтернативный подход заключается в применении фактических данных об изменении компонентного состава флюида, при условии их регулярного мониторинга в процессе эксплуатации месторождения.

Второй этап комплексного метода заключался в теплогидравлическом расчёте сети нефтесбора месторождения. На Кочевском месторождении реализована однотрубная система сбора продукции, использован подземный способ прокладки трубопроводов. Сепарация продукции осуществляется по двухступенчатой схеме на ДНС УПСВ.

За период наблюдений на первой ступени сепарации ДНС УПСВ отмечается снижение давления входного потока (Рисунок 5, а), температура (Рисунок 5, б), напротив, увеличилась (с 21 в 2004 г. до 37 °С в 2014 г).

Для объяснения причин повышения температурного режима сепарации на первой ступени ДНС УПСВ Кочевского месторождения было выполнено моделирование движение продукции скважин по трубопроводам нефтесборной сети.



Рисунок 4 – Блок-схема комплексного метода определения и прогнозирования величины газового фактора нефти

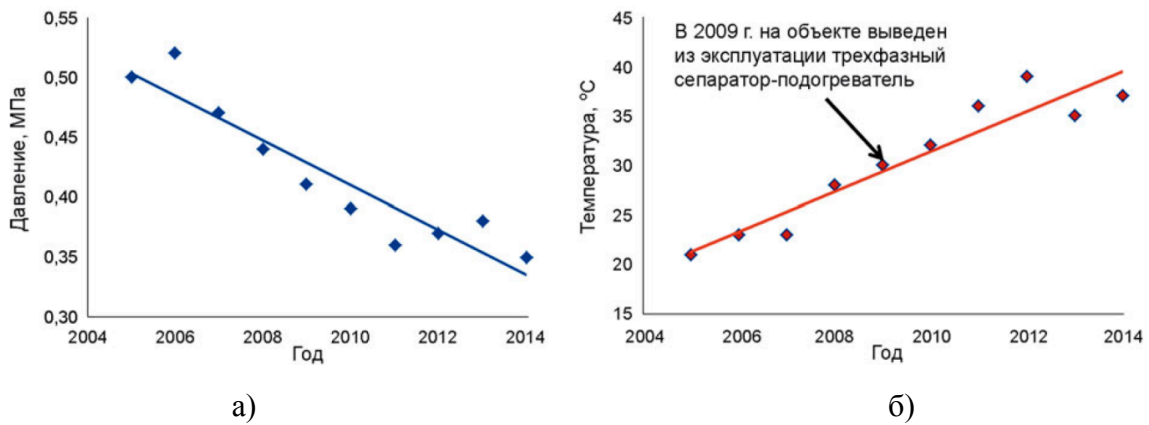


Рисунок 5 – Динамика давления (а) и температуры (б) на 1-й ступени сепарации ДНС УПСВ Кочевского месторождения (с 2004 по 2014 гг.)

Температурный режим потока скважинной жидкости при движении по трубопроводам описывается с помощью дифференциального уравнения тепловой энергии (1):

$$\frac{\partial T}{\partial t} = -v \frac{\partial T}{\partial x} - \frac{4k}{\rho \cdot d \cdot C_p} \cdot (T - T_0), \quad (1)$$

где T – температура, в сечении x , °С;

T_0 – температура окружающей среды, °С;

v – скорость движения жидкости, м/с;

k – коэффициент теплопередачи от потока продукции в окружающую среду, Вт/м²·°С;

ρ – плотность жидкости, кг/м³;

d – внутренний диаметр трубопровода, м; C_p – удельная массовая теплоемкость потока, кДж/(кг·°С).

Считая движение потока скважинной жидкости стационарным, уравнение (1) можно представить в виде (2):

$$\frac{\partial T}{\partial t} = - \frac{4k}{v \cdot \rho \cdot d \cdot C_p} \cdot (T - T_0), \quad (2)$$

Решением последнего уравнения является формула В.Г. Шухова (3), позволяющая выполнить расчёт температуры потока в любой точке трубопровода (в данном случае в конечной точке) (3):

$$T_k = T_0 + (T_n - T_0) \cdot e^{-Шу}, \quad (3)$$

где Шу – параметр В.Г. Шухова (4):

$$\text{Шу} = \frac{k \cdot \pi \cdot d \cdot L}{G \cdot c_p}, \quad (4)$$

где L – протяженность трубопровода, м;

G – массовый расход потока продукции, кг/с.

Для определения температурного режима нефтесборной сети Кочевского месторождения была использована формула В.Г. Шухова, уточненная поправкой, предложенной Л.С. Лейбензоном, учитывающей выделение теплоты в результате трения потока жидкости (5):

$$T_k = T_o + b + (T_n - T_o - b) \cdot e^{-\text{Шу}}, \quad (5)$$

где b – поправка Л.С. Лейбензона (6):

$$b = \frac{G \cdot g \cdot i}{\pi \cdot k \cdot d}, \quad (6)$$

где g – ускорение свободного падения, 9,8 м/с²; i – гидравлический уклон (7):

$$i = \frac{\lambda \cdot v^2}{2 \cdot g \cdot d}, \quad (7)$$

где λ – коэффициент потерь на трение по длине трубопровода.

В результате применения формулы Шухова – Лейбензона (5) отклонения расчётных данных от фактических значений температуры потока скважинной продукции на входе ДНС УПСВ Кочевского месторождения составляли не более 0,5 – 1,0 °С, что подтверждает корректность математической модели.

Основываясь на результатах расчётов, можно утверждать, что повышение температурного режима сепарации на первой ступени ДНС УПСВ Кочевского месторождения объясняется увеличением дебита жидкости, как в целом по месторождению, так и объекту БС₁₀ в частности. К тому же с увеличением обводненности возрастает теплоемкость совмещенного потока жидкости за счет большего значения теплоемкости воды (пересчёт теплоемкости потока осуществлялся с учётом изменения массовых дебитов по нефти и воде). На Рисунке 6 представлены зависимости изменения температуры потока жидкости

на входе в ДНС УПСВ от обводненности скважинной продукции (Рисунок 6, а) и динамики дебита жидкости (Рисунок 6, б).

Третий этап комплексного метода «Математическое моделирование процесса сепарации нефти» является результирующим, так как на данной стадии исследований осуществляется определение/прогнозирование величины Гф с учётом изменений компонентного состава флюида и термобарических условий сепарации продукции на промышленном объекте.

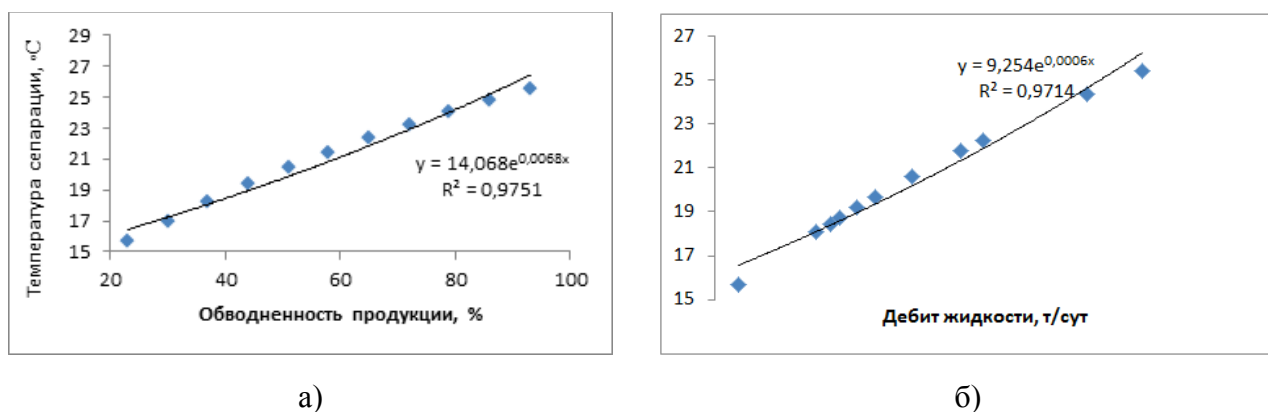


Рисунок 6 – Изменение температуры потока на входе в ДНС УПСВ Кочевского месторождения в зависимости от обводненности и дебита жидкости

С учётом имеющихся сведений об изменении компонентного состава нефти и растворенного газа по циклам лабораторного эксперимента, а также данных о динамике термобарических условий сепарации скважинной продукции, была смоделирована величина газового фактора нефти.

При моделировании процесса фазовых превращений использовался математический аппарат, базирующийся на применении уравнения состояния Пенга - Робинсона (8):

$$P = \frac{R \cdot T}{V - b} - \frac{a(T)}{V^2 + 2 \cdot b \cdot V - b^2} \quad (8)$$

при использовании уравнения для определения параметров в критической точке, принимаются следующие значения коэффициентов:

$$a(T_c) = 0,457235 \cdot \frac{R^2 \cdot T_c^2}{P_c}, \quad (9)$$

$$b(T_c) = 0,077796 \cdot \frac{R \cdot T_c}{P_c}. \quad (10)$$

При температурах, отличных от критической, принимаются:

$$a(T) = a(T_c) \cdot \alpha(T_r, \omega), \quad (11)$$

$$b(T) = b(T_c). \quad (12)$$

где P – давление;
 T – температура;
 R – универсальная газовая постоянная;
 T_c – критическая температура;
 T_r – относительная температура (T/T_c);
 ω – ацентрический фактор.

$$a = (1 + k \cdot (1 - T_r^{0,5}))^2, \quad (13)$$

$$k = 0,37464 + 1,54226 \cdot \omega - 0,26992 \cdot \omega^2. \quad (14)$$

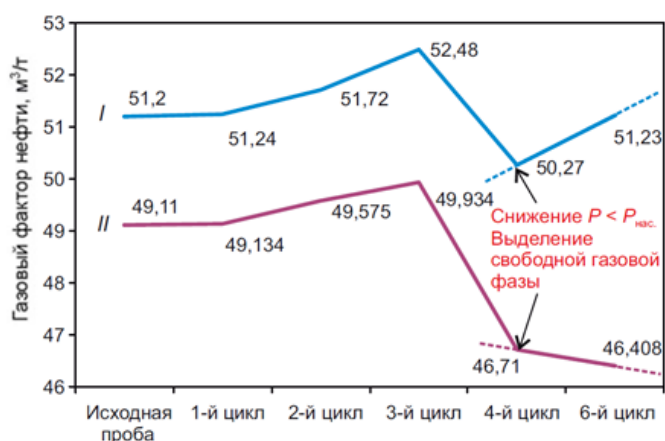
Корректность применения предложенного математического аппарата подтверждена путем сопоставления расчётных данных со сведениями о составе и свойствах флюида, установленными по результатам разгазирования глубинных проб методом ступенчатой сепарации. При тестировании математической модели использовались сведения о компонентном составе пластовой нефти, полученные по результатам стандартной сепарации. Сопоставление результатов математического моделирования с данными лабораторного эксперимента приведено в Таблице 1. Как видно из Таблицы 1, результаты, полученные методом математического моделирования, вполне согласуются с данными лабораторного эксперимента.

Таблица 1 – Сопоставление результатов определения параметров флюида, полученных различными методами

Параметр	Метод исследований	
	Ступенчатая сепарация глубинной пробы нефти	Математическое моделирование
Газовый фактор, м ³ /т	59,5	58,0
Плотность сепарированной нефти, кг/м ³	839	839
Молярная масса, г/моль	186	184

На Рисунке 7 приведены значения величины газового фактора нефти, полученные на основании данных об изменении компонентного состава флюида по циклам лабораторного эксперимента, смоделированные с учётом динамики термобарических условий сепарации на промышленном объекте и без.

Как видно из Рисунка 7, обе линии, характеризующие динамику Гф, на начальных циклах имеют единый тренд, обусловленный стабильным значением содержания легких углеводородов (метана и компонентов C_{1-4}) в флюиде.



I – динамика Гф с учётом изменения PVT-условий сепарации на ДНС УПСВ Кочевского месторождения; II – динамика Гф из расчёта на постоянные PVT-условия (давление сепарации по ступеням: 0,5 - 0,25 - 0,105 МПа, температура 20 °С)

Рисунок 7 – Динамика величины Гф по циклам лабораторного эксперимента

В конце четвертого цикла моделирования в PVT – системе образовалась свободная газовая фаза вследствие снижения давления ниже $P_{нас}$, что в условиях эксплуатации скважины соответствует моменту формирования области повышенной газонасыщенности в ПЗП. Как видно из Рисунка 7, в этот момент отмечается снижение величины Гф, по причине уменьшения содержания легких компонентов C_{1-4} , растворенных в нефти (в этот период величина газового фактора по объекту зависит от объема свободного газа, выделившегося в ПЗП добывающих скважин).

Принципиальное отличие исследуемых динамик газового фактора нефти наблюдается на отрезке между 4-м и 6-м циклом. В этот момент линия II продолжает тренд на снижение, обусловленный уменьшением содержания легких компонентов в флюиде. При этом расчётный газовый фактор по данным

6-го цикла моделирования ниже первоначального значения того же параметра по исходной пробе. Линия I на Рисунке 7, напротив, несмотря на снижение доли легких компонентов, демонстрирует тенденцию к росту величины Гф. Данный тренд зафиксирован, благодаря учёту повышения температуры сепарации на ДНС УПСВ Кочевского месторождения, при моделировании величины Гф. На Рисунке 8 представлены сведения об изменении содержания компонентов C_{5+} в газе сепарации, полученные по результатам математического моделирования процесса подготовки нефти.

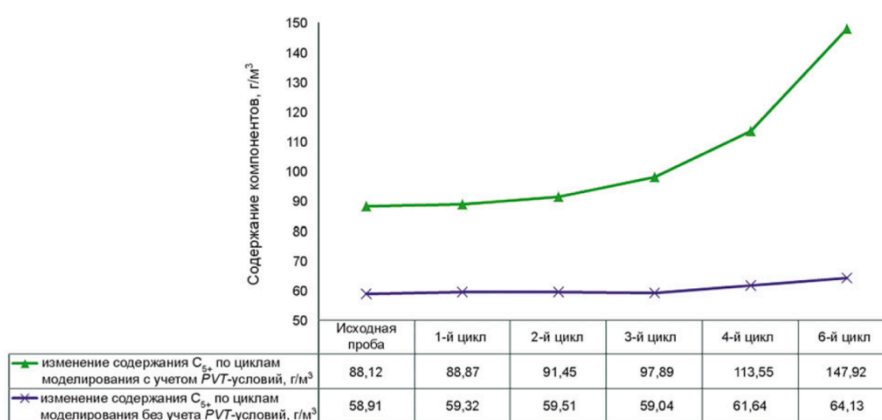


Рисунок 8 - Изменение содержания компонентов C_{5+} в газе сепарации по результатам математического моделирования процесса подготовки нефти на ДНС УПСВ Кочевского месторождения

Как следует из Рисунка 8, в газе сепарации, состав которого смоделирован с учётом фактических изменений термобарического режима разгазирования нефти на ДНС УПСВ, отмечается значительное увеличение содержания компонентов C_{5+} с 88,87 до 147,92 г/м³ (рост на 68 %). Данное обстоятельство связано с повышением температурного режима сепарации, в результате которого легкокипящие углеводороды (C_{5+}) переходят из нефти в газ сепарации. Таким образом, можно сделать вывод о том, что результатами моделирования процесса сепарации нефти на ДНС УПСВ Кочевского месторождения установлен факт увеличения газового фактора нефти за счёт дополнительного выхода легкокипящих углеводородов (C_{5+}) в свободную фазу.

Данный вывод подтверждается сведениями о фактической динамике содержания компонентов C_{5+} в газе 1-й степени сепарации ДНС УПСВ

Кочевского месторождения, полученной по результатам хроматографического анализа проб. Содержание компонентов C_{5+} в газе сепарации за период 2004-2016 гг. увеличилось практически в 3,5 раза (с 34,25 до 116,34 г/м³).

Причем данный тренд зафиксирован уже на первой ступени дегазации, а, следовательно, изменения Гф и компонентного состава газа являются следствием естественной динамики температуры подготовки скважинной продукции на промыслах, что характерно для условий эксплуатации месторождений Западно-Сибирского региона.

В работе приведены результаты аналогичного математического моделирования величины Гф с учётом динамики термобарических условий сепарации по объектам разработки Восточно-Придорожного, Равенского и Поточного месторождений ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь». Как показали результаты расчётов в зависимости от изменения термобарических условий сепарации нефти, величина газового фактора по объектам разработки неокомского продуктивного комплекса (пласты группы АВ и БВ) варьируется в сторону увеличения в диапазоне от 5 до 16 %, по ачимовским и юрским отложениям рост значения Гф составляет 10 – 30 %.

В четвертой главе представлены результаты апробации комплексного метода определения и прогнозирования величины Гф.

В диссертационной работе приведен сравнительный анализ фактического приема газа на основной объект газопотребления ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» – Локосовский газоперерабатывающий завод (ГПЗ) с потенциальным объемом поставки ПНГ в соответствии с газовыми факторами, установленными в проектных документах на разработку месторождений, и значениями Гф, уточненными с помощью комплексного метода (Рисунок 9).

Если бы НГДО пользовалось значениями Гф из проектных документов при среднесрочном прогнозе поставки ПНГ на завод, фактическое поступление газа на ГПЗ ежегодно превышало плановые уровни на 7 - 10 %. Для корректного планирования поставки газа на ГПЗ значения газового фактора были уточнены с применением комплексного метода. В результате применения уточненных

величин газовых факторов удалось снизить значение годового отклонения фактического приема газа от плановых показателей до 0,5 – 3,0 %.

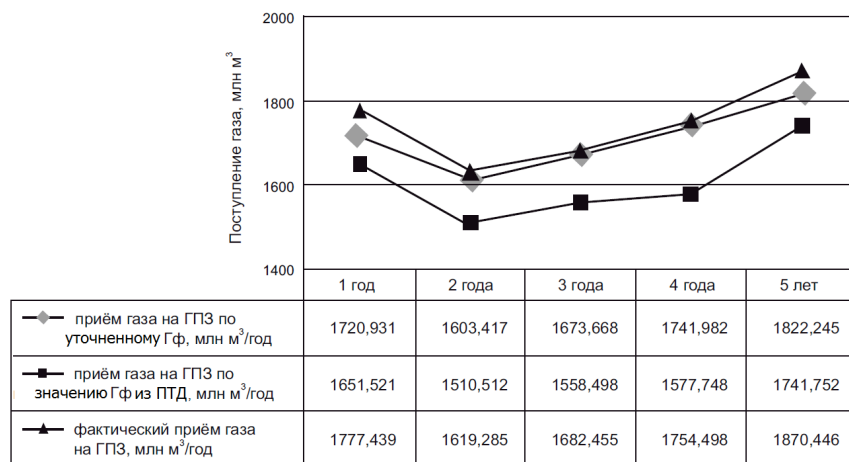


Рисунок 9 – Динамика объемов поставки газа на прием Локосовского ГПЗ ТПП «Лангепаснефтегаз» за период анализа

Выводы, сформулированные автором по итогам диссертационной работы, учтены при разработке «Регламента ПАО «ЛУКОЙЛ» по подготовке, представлению материалов и утверждению величины газового фактора...».

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

Подводя итоги выполненных исследований, следует отметить основные научные и практические выводы, сделанные в диссертационной работе:

1 Определены основные технологические факторы, влияющие на динамику величины Гф в процессе эксплуатации месторождения: снижение забойного давления, рост объемов добычи газа, растворенного в попутно добываемой воде, изменение термобарических условий дегазации на объектах сбора и подготовки продукции скважин. Установлено влияние динамики температурного режима промыслового сбора и сепарации продукции скважин на изменение величины Гф в процессе эксплуатации месторождения.

2 Установлены закономерности изменения свойств и компонентных составов пластовых флюидов, зависящие от режима эксплуатации добывающей скважины. На начальном этапе эксплуатации залежи величина газового фактора нефти зависит от динамики содержания компонентов C_{1-4} в флюиде. После

снижения $P_{заб}$ ниже давления насыщения нефти газом в пластовом флюиде уменьшается доля легких углеводородных компонентов, следует резкое увеличение значения вязкости и плотности нефти. По результатам физического моделирования определена динамика компонентного состава флюида, характеризующая этапы разработки объекта БС₁₀ Кочевского месторождения.

3 Определены технологические показатели эксплуатации скважины при условии возникновения области повышенной газонасыщенности в призабойной зоне пласта. При снижении забойного давления до значения $0,55-0,7 \cdot P_{нас}$ величина Γ_f по скважине возрастает более чем в два раза.

4 Установлены зависимости температурного режима сепарации на промысловом объекте от изменения дебита жидкости и обводненности продукции скважин по месторождению. Температура потока на 1-й ступени сепарации ДНС УПСВ Кочевского месторождения возрастает на 1 °С при увеличении дебита жидкости на 100 т/сутки (при постоянном значении обводненности) и с ростом обводненности продукции на 7 % при условии, что дебит жидкости остается постоянным. Повышение температурного режима сепарации продукции способствует дополнительному выходу легкокипящих углеводородов (C_{5+}) из нефти в свободную газовую фазу. На примере объекта БС₁₀ Кочевского месторождения отклонение величины Γ_f по причине изменения температурных условий сепарации составляет порядка 7 %.

5 По результатам апробации комплексного метода прогнозирования Γ_f уточнены плановые показатели поставки попутного нефтяного газа на объекты газопотребления ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь».

Основные положения диссертационной работы опубликованы в следующих научных трудах:

1 Кордик, К.Е. Сравнительный анализ измерительных установок для определения газового фактора / К.Е. Кордик, М.Д. Валеев, А.Г. Газаров и др. // Нефтяное хозяйство. 2011. № 1. С. 96-98.

2 Кордик, К.Е. О результатах лабораторного моделирования процессов взаимодействия пластового флюида с закачиваемой водой в условиях, имитирующих интенсивный отбор жидкости из пласта / К.Е. Кордик, А.Е. Бортников, С.А. Леонтьев и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2015. № 2. С. 66-69.

3 Кордик, К.Е. О влиянии изменения температурного режима промышленной сепарации на величину газового фактора нефти / К.Е. Кордик, А.Е. Бортников, С.А. Леонтьев и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2015. № 9. С. 81-86.

4 Кордик, К.Е. О тенденциях изменения газового фактора в процессе эксплуатации месторождений ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» / К.Е. Кордик, В.В. Шкандратов, А.Е. Бортников, С.А. Леонтьев // Нефтяное хозяйство. 2016. № 8. С. 54-57.

5 Кордик, К.Е. Организация контроля за величиной газового фактора нефти, как обязательное требование при построении единой системы учёта добычи попутного нефтяного газа / К.Е. Кордик, В.В. Шкандратов, С.А. Леонтьев и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2016. № 11. С. 63-67.

6 Кордик, К.Е. Моделирование показателей эксплуатации скважины в условиях возникновения техногенной газовой шапки в призабойной зоне пласта / К.Е. Кордик, В.В. Шкандратов, С.А. Леонтьев и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2017. № 9. С. 64-68.

7 Кордик, К.Е. Моделирование величины газового фактора нефти с учётом изменения термобарических условий сепарации скважинной продукции на промышленном объекте / К.Е. Кордик, В.В. Шкандратов, С.А. Леонтьев и др. // Нефтепромышленное дело. 2017. № 10. С. 58-63.

8 Кордик, К.Е. Совершенствование технологии определения газового фактора на установке «АСМА-Т» / К.Е. Кордик, И.И. Краснов, И.В. Рожков и др. // Южно-российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. 2006. № 4. С. 120-122.

9 Кордик К.Е. Об изменении газового фактора нефти при разработке заводняемых залежей / К.Е. Кордик, А.Е. Бортников, Е.Ф. Кутырев и др. // Территория НЕФТЕГАЗ. 2010. № 2. С. 62-65.

10 Бортников, А.Е. Перспективные решения по увеличению достоверности учёта добычи попутного нефтяного газа и определения газового фактора / А.Е. Бортников, К.Е. Кордик, М.Д. Валеев // «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО – Югры»: сб. науч. тр. XIV научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск, 2010.

11 Кордик, К.Е. Определение газового фактора нефти в соответствии с единой системой учёта добычи ПНГ ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» (на примере Нонг-Еганского месторождения ТПП «Покачевнефтегаз») / К.Е. Кордик, А.Е. Бортников, М.Д. Валеев // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа-Югры: 16 науч.-практ. конф. В 2 т. / Департамент по недропользованию ХМАО-Югры, АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана»; под ред. А.В. Шпильмана, В.А. Волкова. – Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис. 2013. Т.1. С. 358-370.