

На правах рукописи



РАГИМОВ ТЕЙМУР ТЕЛЬМАНОВИЧ

**УПРАВЛЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ РЕЖИМАМИ РАБОТЫ
ОБВОДНЯЮЩИХСЯ СКВАЖИН ПО КОНЦЕНТРИЧЕСКИМ
ЛИФТОВЫМ КОЛОННАМ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ
ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ**

Специальность 2.8.4. – «Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений (технические науки)»

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание учёной степени
кандидата технических наук

Уфа– 2022

Работа выполнена на кафедре «Разработка и эксплуатация газовых и нефтегазоконденсатных месторождений» федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор
Пономарев Александр Иосифович

Официальные оппоненты: **Ермолаев Александр Иосифович**
доктор технических наук, профессор
ФГБОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И. М. Губкина» / кафедра
«Разработка и эксплуатация нефтяных и
газовых месторождений», заведующий
кафедрой

Николаев Олег Валерьевич
кандидат технических наук
ООО «Газпром ВНИИГАЗ» / лаборатория
моделирования газожидкостных потоков в
системах добычи газа, заместитель
начальника лаборатории

Ведущая организация: ФГБОУ ВО «Башкирский государственный
университет» (г. Уфа)

Защита диссертации состоит «21» апреля 2022 года в 14:00 на заседании диссертационного совета 24.2.428.03, созданного при ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» по адресу: 450064, 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 «__» _____ 2022 года.

Ученый секретарь
диссертационного совета



Султанов Шамиль Ханифович

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования

В настоящее время эксплуатация значительной части фонда скважин Уренгойского месторождения (сеноманская залежь) осложняется из-за скоплений жидкости в стволе скважины, на забое и в лифтовой колонне, образованием песчаных пробок на забое и абразивным износом технологического оборудования вследствие выноса песка вместе с газом.

Уренгойское месторождение перешло в стадию падающей добычи, рабочие дебиты скважин и давления неизбежно снижаются. В газосборную сеть поступают жидкость и песок, которые накапливаются в трубопроводах, перекрывая его проходное сечение, создавая дополнительные гидравлические сопротивления и ограничивая рабочие дебиты скважин. Эти явления приводят к самозадавливанию скважин и требуют периодических продувок, которые влекут за собой безвозвратные потери газа, наносящие ущерб экономике предприятия и окружающей среде. Для стабилизации режимов работы газовых промыслов «Проектом доразработки сеноманской залежи» ПАО «Газпром» предлагается часть скважин перевести на эксплуатацию по концентрическим лифтовым колоннам (КЛК) путем спуска в основную лифтовую колонну (ОЛК) дополнительной центральной лифтовой колонны меньшего диаметра (ЦЛК).

Для обеспечения стабильной эксплуатации обводняющихся скважин перспективным направлением является использование технологии устьевого сепарации скважинной продукции, позволяющей отделять механические примеси и жидкость из потока газа, поступающего в газосборный коллектор, а также автоматически регулировать расход газа по ЦЛК, что обеспечит работу скважины с гарантированным выносом жидкости и механических примесей по ЦЛК в широком диапазоне рабочих давлений и дебитов по скважине в целом.

Степень разработанности темы

Вопросами эксплуатации скважин газовых залежей на стадии падающей добычи занимались известные отечественные и зарубежные ученые, такие как Алиев З. С., Архипов Ю. А., Басниев К. С., Бузинов С. Н., Васильев Ю. Н., Власенко А. П., Гриценко А. И., Гужов А. И., Дикамов Д. В., Долгушин Н. В., Епрынцева А. С., Изюмченко Д. В., Клапчук О.В., Коротаев Ю.П., Кучеров Г. Г., Медко В. В., Меньшиков С.И., Мищенко И.Т., Николаев О.В., Одишария Г. Э., Паникаровский В. В., Плосков А. А., Пономарев А. И., Сахаров В. А.,

Тер-Саркисов Р. М., Харитонов А. Н., Шулепин С. А., Шулятиков В. И., Шулятиков И. В., Ли (J.F. Lea), Дж.Ф. Брилла (J.P. Brill), Х. Мукерджи (H. Mukherjee), А. Хэйдждорна (A. Hagedorn), Р.Дж. Тёрнера (R.G. Turner), Х.Грея (H. Gray) и др.

Цель работы: развитие способов управления технологическими режимами работы обводняющихся скважин по концентрическим лифтовым колоннам на поздней стадии разработки газовых залежей.

Основные задачи исследования

1. Анализ и обобщение работ, посвященных осложнениям при эксплуатации скважин на поздней стадии разработки газовых залежей.

2. Ретроспективный анализ опыта применения технологии эксплуатации газовых скважин по концентрическим лифтовым колоннам.

3. Проведение экспериментальных промысловых исследований газовой скважины, оборудованной КЛК без автоматического поддержания заданного дебита.

4. Адаптация расчетной модели эксплуатации газовой скважины, оборудованной концентрическими лифтовыми колоннами к результатам промыслового эксперимента на скважине №514 Уренгойского НГКМ.

5. Проведение специальных газодинамических исследований для уточнения продуктивной характеристики скважины с КЛК и гидравлических сопротивлений центральной лифтовой колонны и межтрубному кольцевому пространства с замерами устьевых и забойных параметров.

6. Анализ результатов промысловых исследований и расчетов по известным методикам расчета течения вертикальных многофазных потоков.

7. Проведение промысловых испытаний устьевого пескоотделителя на скважине, оборудованной КЛК, позволяющих отделять механические примеси и жидкость из потока газа, поступающего из скважины в газосборный коллектор и анализ результатов.

Научная новизна

1. Адаптирована к условиям двухфазного течения газа и воды в центральной лифтовой колонне модель расчета приведенных гидравлических потерь в вертикальном восходящем водовоздушном потоке ООО «Газпром ВНИИГАЗ» за счет настройки эмпирических коэффициентов уравнений модели по результатам измерений на скважине.

2. Установлено, что сходимость расчетных потерь давления к замеренным при движении газожидкостного потока в центральной лифтовой колонне чрезвычайно чувствительна к содержанию жидкой фазы в потоке, часть которой может находиться в мелкодисперсном состоянии и не улавливаться устьевыми исследовательскими сепараторами. Для межтрубного кольцевого пространства расчет потерь давления по известным методикам характеризуется удовлетворительной сходимостью к измеренным, однако лучшую обеспечивает предложенная в работе адаптированная модель.

3. Установлена закономерность снижения минерализации добываемой воды с увеличением дебита газожидкостного потока по центральной лифтовой колонне за счет увеличения содержания конденсационной воды.

Теоретическая и практическая значимость

1. Впервые на месторождении, расположенном в районе Крайнего Севера, отработаны методические подходы и решения по управлению режимом работы скважин по концентрическим лифтовым колоннам без автоматического регулирования.

2. Разработан алгоритм расчета оптимального режима работы скважины с КЛК, обеспечивающего вынос жидкости из ствола при условии минимизации потерь давления в лифтовых колоннах, обеспечивающий эксплуатацию газовой скважины без продувок и остановок.

3. Защищено патентом РФ:

- способ эксплуатации газовой скважины (патент № 2722899), позволяющий повысить эффективность работы скважины, оборудованной концентрической лифтовой колонной, без применения сложных автоматизированных управляющих комплексов.

4. Полученные результаты опытно-промысловых исследований газовой скважины с водопроявлением при её работе только по центральной лифтовой колонне с замером забойных и устьевых параметров рекомендуется использовать в качестве стандартных для апробации методик расчета двухфазных потоках в скважинах КЛК.

5. Использование пескоотделителя скважинного устьевого способствует предупреждению абразивного износа обвязки скважины и регулирующий арматуры за счет очистки потока от песка и жидкости, что обеспечивает снижение гидравлических потерь и предотвращение гидрато- и льдообразования в газосборном коллекторе.

Методология и методы исследования

В работе использованы: метод математической статистики при обработке результатов промысловых испытаниях, для настройки значений эмпирических коэффициентов в расчете приведенных гидравлических потерь газожидкостного потока лифта; метод цифрового моделирования, с применением сертифицированным программным комплексом PIPESIM.

Положения выносимые на защиту

1. Алгоритм построения карты технических режимов работы скважины с КЛК при заданных значений газосборного коллектора, при отсутствии регулирования дебита газа устьевой системой автоматизации.

2. Обоснование технологического режима эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам на основе точной модели течения двухфазного газожидкостного потока.

3. Техническое решение для повышения эффективности работы устьевого исследовательского сепаратора, обеспечивающего коагуляцию мелкодисперсных капель жидкости в потоке газа.

Степень достоверности и апробация результатов

Достоверность результатов работы обеспечена данными, полученными в ходе опытно-промысловых испытаний и комплексных гидродинамических газоконденсатных исследований скважин, выполненных по стандартизированным методикам с применением поверенных приборов измерения устьевых и забойных параметров.

Достоверность численных исследований и результатов моделирования фазовых состояний, гидродинамических режимов обеспечена использованием сертифицированного программного комплекса PIPESIM (версии 2015.4).

Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались на XII международной научно-практической конференции «Передовые инновационные технологии разработки, перспективы и опыт использования, проблемы внедрения в производство» (Казань, 2019 г.), на международной научно-практической конференции «Техника и технология: теория и практика» (Пенза, 2020 г.), на 71-я научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых учёных УГНТУ (Уфа, 2020 г.), на III международной научно-практической конференции «Актуальные вопросы исследования нефтегазовых пластовых систем» (Москва, 2020 г.).

Публикации

По результатам представленных в работе исследований опубликовано 12 научных работ, в том числе 2 статьи в научных журналах, цитируемых в международных базах данных Scopus, 9 статей в журналах, рекомендованных ВАК Министерства науки и высшего образования РФ, получен 1 патент на результаты интеллектуальной деятельности.

Объем и структура работы

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, основных выводов и рекомендаций, списка использованных источников, включающего 119 наименований. Работа изложена на 202 страницах машинописного текста, содержит 74 рисунка и 34 таблицы.

Автор выражает особую благодарность научному руководителю д.т.н., профессору А.И. Пономареву за выбор направления исследований, ценные советы и рекомендации в ходе работы. Искренняя признательность и благодарность к.т.н. В.И. Шулятикову, к.т.н., доценту Е.С. Юшину, к.ф.-м.н. Р.Н. Галимову, к.т.н. А. А. Плоскову, а также благодарит руководство и технических специалистов ООО «Газпром добыча Уренгой» за неоценимую помощь в организации и проведении исследований по теме диссертации.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** обоснована актуальность темы диссертационной работы, сформулированы цели и задачи исследований, определены научная новизна и практическая ценность.

В **первой главе** выполнен ретроспективный анализ применения технологии эксплуатации скважин на поздней стадии разработки газовых залежей.

Вопросами эксплуатации скважин газовых залежей на стадии падающей добычи занимались известные отечественные и зарубежные ученые, такие как Алиев З. С., Архипов Ю. А., Басниев К. С., Бузинов С. Н., Васильев Ю. Н., Власенко А. П., Гриценко А. И., Гужов А. И., Дикамов Д. В., Долгушин Н. В., Епрынцева А. С., Изюмченко Д. В., Клапчук О. В., Коротчаев Ю. П., Кучеров Г. Г., Медко В. В., Меньшиков С. И., Мищенко И. Т., Николаев О. В., Одишария Г. Э., Паникаровский В. В., Плосков А. А., Пономарев А. И., Сахаров В. А., Тер-Саркисов Р. М., Харитонов А. Н.,

Шулепин С. А., Шулятиков В. И., Шулятиков И. В., Brill J.P., Gray H. E., Dukler A. E., Coleman S. B., Lea J. F., Mukherjee H., Nickens H., Turner R. G., Wells M. и др.

В главе показано, что поздней стадии эксплуатации газовых залежей характерно интенсивное водопроявление, ведущее к падению дебитов скважин и их «самозадавливанию». Такое состояние скважин наблюдается на протяжении последних 20 лет на месторождениях ПАО «Газпром», сосредоточенных в сеноманских залежах Надым-Пур-Газовского региона Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО). Кроме того, с активным водопроявлением наблюдается ослабление и интенсивное разрушение призабойной зоны пласта (ПЗП) с выносом механических примесей совместно с добываемым углеводородом. Это ведет к образованию гидратов, накоплениям жидкой фазы и мехпримесей в шлейфовых трубопроводах, обмерзанию устьевого оборудования и снижению его надежности в условиях Крайнего Севера России.

Обзор способов и геолого-технических условий применения отечественных и зарубежных технологий эксплуатаций скважин газовых залежей на поздней стадии разработки позволил заключить, что в настоящее время наиболее применяющимся методом поддержки стабильной работы газодовывающих скважин является периодическая продувка на факел. Этот способ является крайне нерациональным ввиду высоких газопотерь, разрушительного воздействия на ПЗП и экологического влияния. Отмечено, что несомненной перспективной с целью удаления жидкости с забоя скважин обладает технология КЛК, требующая своего совершенствования.

Установлено, что малодебитные скважины составляют третью часть действующего фонда Уренгойского НГКМ, в связи с чем следует уделять особое внимание работе с ним, мероприятиям, способствующим поддержанию дебитов и обеспечению стабильной работы малодебитных скважин для довыработки запасов газа. Принятие обоснованных технико-технологических решений по фонду обводняющихся скважин Уренгойского НГКМ позволит замедлить темпы падения добычи природного газа из скважин сеноманских залежей на поздней стадии эксплуатации.

Во **второй** главе рассмотрено современное состояние технологии эксплуатации газовых скважин по концентрическим лифтовым колоннам, разработанной в 60-е годы прошлого столетия на базе института «ВНИИГАЗ»,

ныне научно-исследовательского института ПАО «Газпром» ООО «Газпром ВНИИГАЗ». В 2000-х годах технология эксплуатации газодобывающих скважин по концентрическим лифтовым колоннам (КЛК) была усовершенствована и в 2008 г. на скважинах №№ 722 и 814 Медвежьего НГКМ была проведена серия новых испытаний, подтвердившая эффективность ее применение.

На Уренгойском НГКМ испытания технологии КЛК были начаты в 2013 году на скважине № 514 с выводом ее на рабочий режим эксплуатации с помощью автоматизированного управляющего комплекса путем автоматического поддержания дебита по ЦЛК. Использование автоматизированного управляющего комплекса при эксплуатации скважин с КЛК является наиболее технологичным решением поддержания её режима работы, однако ее существенными недостатками являются дороговизна оборудования и сопутствующие расходы на электрификацию кустовых площадок. Вследствие этого, появилась задача разработки методики управления скважинами с КЛК в ручном режиме, промышленные исследования по решению которой были начаты в 2018 году с управлением технологическими режимами эксплуатации этой скважины без автоматизированного управляющего комплекса – в ручном режиме.

При этом задача расчета и установления технологического режима управления скважины сводится:

- к определению режима эксплуатации только по МКП или совместно по МКП+ЦЛК;
- в случае совместной эксплуатации (МКП+ЦЛК) – к определению величины отбора по МКП, обеспечивающего стабильную работу ЦЛК с минимально-необходимым дебитом.

В работе предложен способ эксплуатации газовой скважиной [12], согласно которому режим ее работы устанавливается с помощью регулирующего штуцера (Рисунок 1), расположенного на потоке межтрубного кольцевого пространства, при этом в ручную степень открытия регулирующего штуцера управляют устьевым давлением в МКП, обеспечивающим отбор по центральной лифтовой колонне, достаточный для выноса накопленной жидкости из ствола скважины. Значение устьевого давления в МКП определяют по давлению в газосборной сети по режимной карте скважины, составленной на основе результатов газодинамических

исследований и расчетов, определяющих распределение параметров потока по обоим лифтовым каналам скважины.

Информацию о фактическом давлении и температуре до регулирующего штуцера и на трубопроводе центральной лифтовой колонны, с помощью регистраторов технологических параметров 7 (Рисунок 1), по радиоканалу передают на пульт управления установки комплексной подготовке газа. Там информацию обрабатывают, идентифицируют в соответствии с режимной картой скважины и принимают решение для изменения вручную степени открытия регулирующего штуцера, расположенного на потоке межтрубного кольцевого пространства.

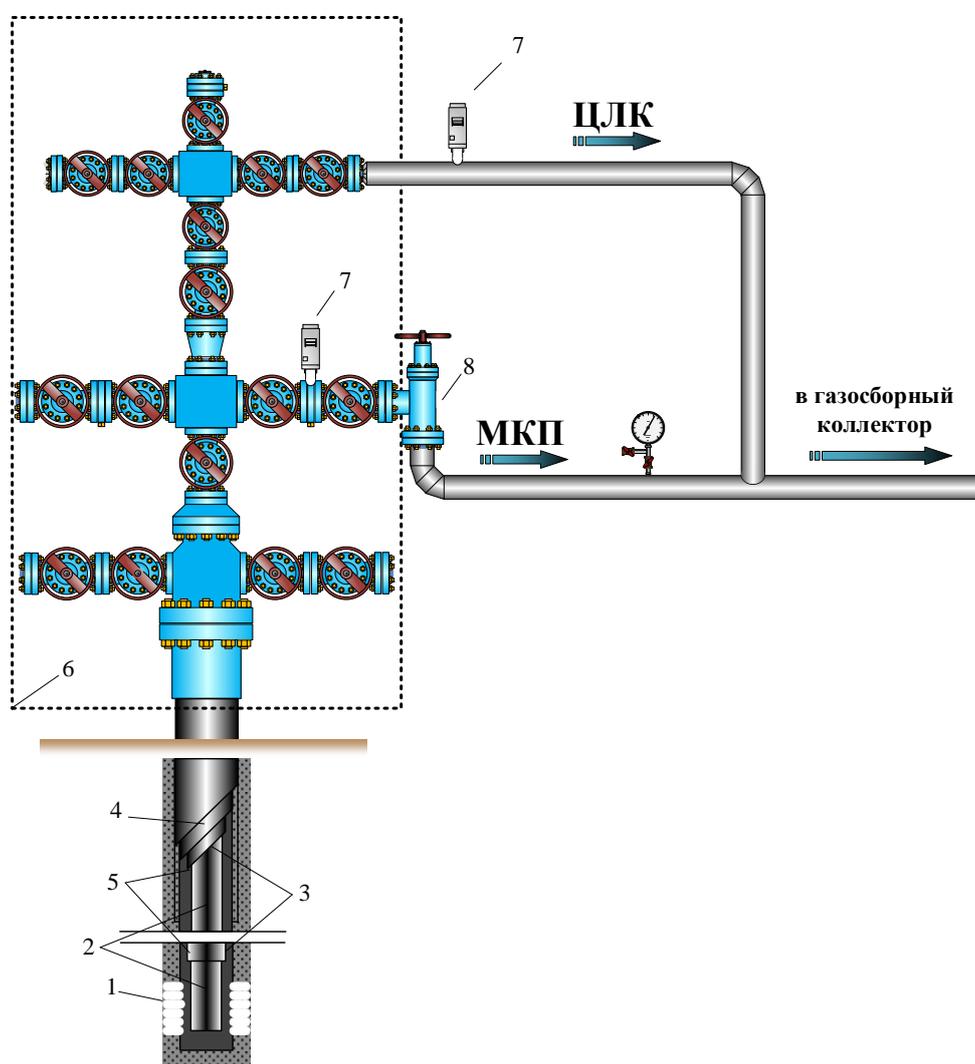


Рисунок 1 – Принципиальная схема эксплуатации скважины с КЛК

1 - интервал перфорации; 2 - центральная лифтовая колонна; 3 - основная лифтовая колонна; 4 - эксплуатационная колонна; 5 - межтрубное кольцевое пространство; 6 - фонтанная арматура; 7 - регистраторы технологических параметров (РТП-04); 8 - регулирующий штуцер.

Исходными данными для расчета параметров режимной карты скважины служат текущее пластовое давление, приточная характеристика скважины, ее конструкция и значение давления в ГСК. Затем задаются диапазоном депрессий с принятым шагом и выполняют расчет по следующему алгоритму:

- рассчитывается соответствующее депрессии забойное давление и дебит скважины по приточной характеристике;

- рассчитывается минимально необходимый дебит для выноса жидкости по МКП и сравниваем его с полученным дебитом скважины;

- если дебит скважины больше минимально необходимого для выноса жидкой фазы по МКП, то рассчитывается устьевое давление при работе скважины с таким дебитом исключительно по МКП, и в случае превышения давления ГСК делается вывод о возможности эксплуатации скважины при таком депрессионном режиме только по МКП;

- в случае, если дебит скважины меньше минимально необходимого для эксплуатации по МКП, рассчитывается режим работы при совместной эксплуатации МКП+ЦЛК;

- рассчитывается необходимый минимальный дебит для выноса для выноса жидкой фазы по ЦЛК и сравнивается с полученным дебитом скважины;

- если дебит скважины больше минимально необходимого для выноса жидкости по ЦЛК, то требуется рассчитать режим, при котором расход по ЦЛК будет поддерживаться на уровне минимально необходимого для выноса жидкости, а в МКП направится остальной газ;

- для соответствующих дебитов и забойного давления рассчитывается устьевое давление в линии МКП и ЦЛК, а если они превышают значение давления в ГСК, такой режим принимается рабочим, т.е. обеспечивающим устойчивую эксплуатацию скважины.

Рассмотренный расчетный комплекс по определению режима работы скважины с КЛК без автоматического управления устанавливает диапазон устьевых давлений, обеспечивающий устойчивую эксплуатацию скважины без остановок и глушения в условиях водопроявления. Тем не менее, при такой эксплуатации возникают осложнения, связанные со скоплением вынесенной жидкости и механических примесей в газосборной сети.

В результате обзора технических решений по предотвращению накопления жидкости в газосборных сетях установлено, что существует две

группы методов, направленных как на устранение появившейся среды, так и на недопущение образования скоплений в системе. Отмечено, что одним из эффективных способов предотвращения образования жидкостных пробок, льда и газогидратов в газосборных сетях в условиях низких климатических температур является применение специальных приустьевых сепарационных устройств, обеспечивающих предварительную очистку газовой фазы от выносимого флюида и механических примесей.

В третьей главе представлены результаты промышленных экспериментов, на газовой скважине №514 Уренгойского НГКМ, оборудованной КЛК, с изменением устьевых параметров потоков в ручном режиме, а также рассматривается вопрос корректности соответствия измеренных режимных параметров работы скважины с расчетными их значениями, полученными по методики ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Уравнение расчетной модели включает коэффициенты, получение в ходе испытаний вертикальных водо-воздушных потоков на специальном стенде ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в 2005-2011 гг.. Расчеты потерь давления в ЦЛК и МКП в скважине №514 Уренгойского месторождения, оборудованной КЛК, выявили существенные расхождения (до 23%) с измеренными значениями параметров и несоответствие режима эксплуатации скважины по ЦЛК и МКП (Рисунок 2).

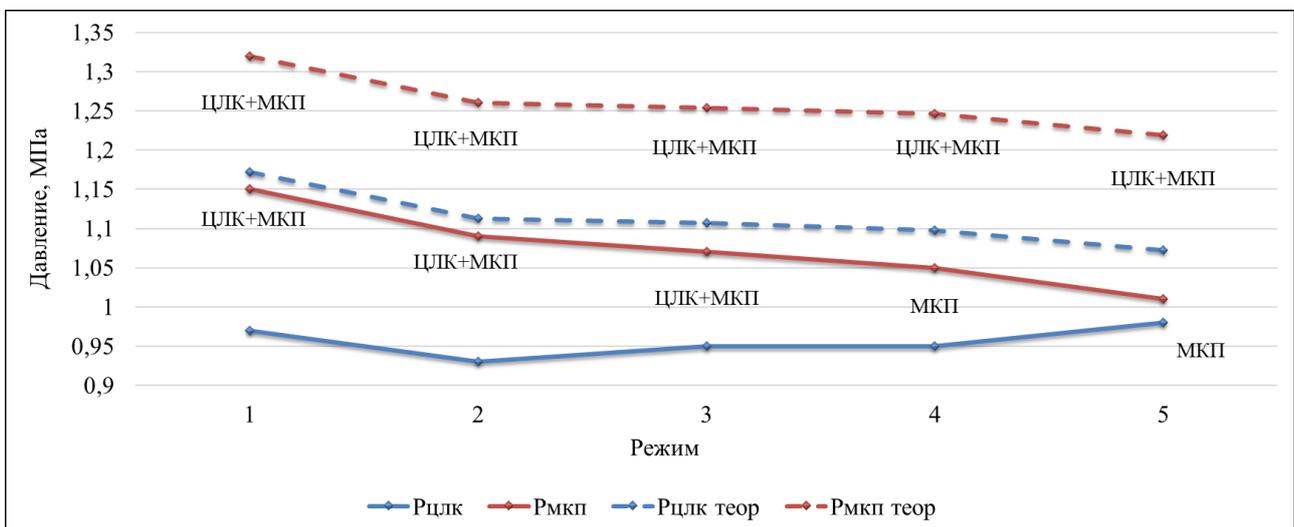


Рисунок 2 – Промысловые и расчетные значения устьевых давлений в ЦЛК и МКП для различных режимов эксплуатации скважины № 514 Уренгойского НГКМ

В связи с этим указанная выше расчетная модель была адаптирована к результатам промышленных экспериментов за счет настройки коэффициентов

уравнения модели, это позволило снизить расхождение измеренных и замеренных параметров до 5% и обеспечить соответствие режимов эксплуатации (Рисунок 3).

Модифицированные приведенные потери на трение i являются функцией модифицированного числа Фруда и объемного расхода жидкости:

$$i = i(\text{Fr}^*, q_{\text{ж}}). \quad (1)$$

Для расчета приведенных потерь давления на трение сначала определяются расчетные параметры, представляющие собой координаты точек минимума ($i_0, \text{Fr}_0^*, \text{Fr}_{01}^*$) на характеристике лифта:

$$\text{Fr}_0^* = \left(\frac{0,387231}{d^3} + 0,04 \right) \cdot q_{\text{ж}}^{\frac{2}{3}} + \frac{4,9766}{d} - 0,09, \quad (2)$$

$$\text{Fr}_{01}^* = \text{Fr}_0^* - \frac{0,5213}{d} - 0,0659, \quad (3)$$

$$i_0 = \left(\frac{0,01}{d^3} + 0,000236 \right) \cdot q_{\text{ж}}^{\frac{2}{3}} + \frac{0,3553}{d^2} + 0,0173. \quad (4)$$

В свою очередь, эти характерные параметры являются функциями объемного расхода жидкости и диаметра лифтовой трубы и для колонны заданного диаметра неизменны по длине лифта.

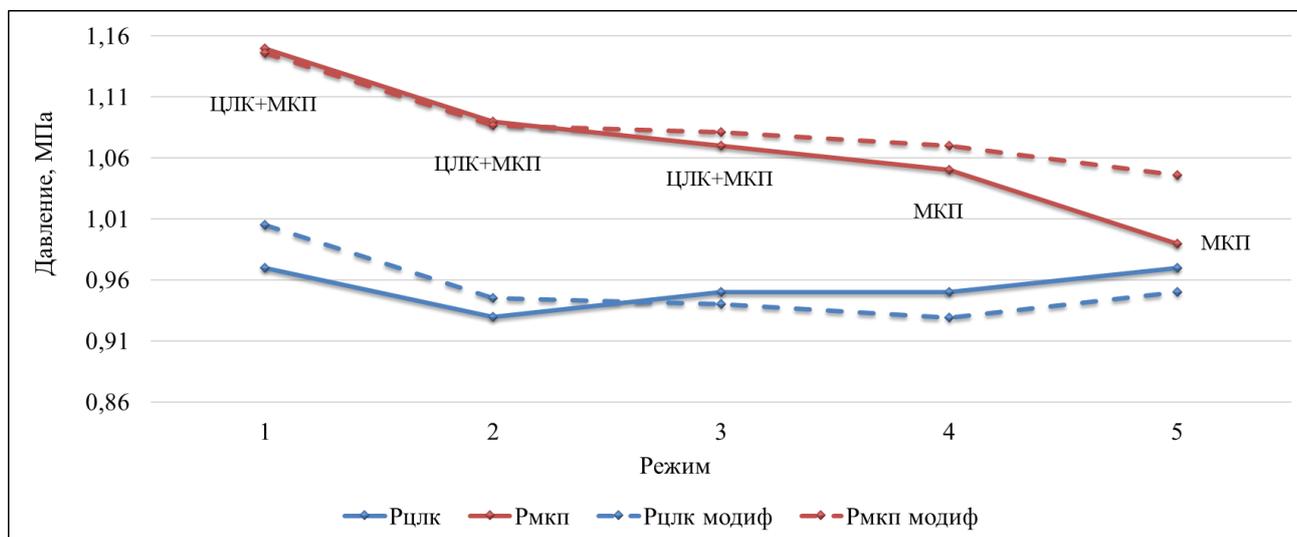


Рисунок 3 – Промысловые и модифицированные расчетные значения устьевых давлений ЦЛК И МКП для различных режимов эксплуатации скважины № 514 Уренгойского НГКМ

Обеспечение стабильной работы скважины, оборудованной КЛК, в условиях водопроявления предполагает выработку алгоритма управления такой скважиной путем переключения потоков между лифтовыми каналами (ЦЛК и МКП) и регулирования степени открытости регулирующего штуцера.

Для этого необходимо располагать гидравлическими характеристиками лифтовых каналов, учитывающих, что по ЦЛК движется двухфазный поток, а по МКП – однофазный газовый с незначительным содержанием жидкости.

Для измерения потерь давления в лифтовых каналах в другой скважине с КЛК - №511 Уренгойского НГКМ в состав компоновки ЦЛК был включен забойный манотермометр. Результаты промысловых гидродинамических исследований при работе скважины №511 Уренгойского НГКМ только по центральной лифтовой колонне и только по межтрубному кольцевому пространству с замером забойных и устьевых параметров представлены в Таблице 1.

Таблица 1 – Результаты обработки ГДИ скважины №511

Режим	Дшб мм	Р _{цлк} МПа	Т _{цлк} °С	Р _{мкп} МПа	Т _{мкп} °С	Р _{затр} МПа	Р _{дикт} МПа	Т _{дикт} °С	Q _{газа} т. м ³ /сут	Q _{min} т.м ³ /сут	Q _{воды} кг/час	Q _{воды} т/сут	V _{факт} м/с	V _{min} м/с	Р _{заб} МПа	К-ты фильтр-х сопротивлений	
																a	b
Работа скважины на ГФУ по МКП ГДИ от 05.03.2020 (Т_{окр.среды} от -16°С до -19°С)																	
раб.	-	0,99	-6,4	1,00	7,5	1,12	-	-	-	-	-	-	-	-	1,22		
1	16,0	1,21	-13,3	1,11	4,0	1,22	1,10	-4,6	48,1	97,86	-	-	2,82	5,74	1,34		
2	18,0	1,19	-15,1	1,09	4,3	1,20	1,08	-4,7	59,9	96,97	-	-	3,58	5,80	1,32		
3	21,0	1,17	-16,4	1,06	4,5	1,17	1,04	-4,5	78,5	95,81	-	-	4,81	5,87	1,29	0,0047	0,0000003
4	24,0	1,14	-17,5	1,00	5,0	1,14	0,97	-4,4	95,9	94,48	-	-	6,04	5,95	1,25		
5	27,0	1,12	-18,7	0,93	5,8	1,12	0,88	-4,2	110,5	93,40	-	-	7,12	6,02	1,22		
ст.	-	1,29	-	1,29	-	-	-	-	0	-	-	-	-	-	1,45		
Работа скважины на ГФУ по ЦЛК ГДИ от 16.03.2020 (Т_{окр.среды} от -17°С до -21°С)																	
раб.	-	0,97	1,3	1,27	-13,9	1,27	-	-	-	-	-	-	-	-	1,39		
1	9,0	1,17	1,0	1,28	-11,7	1,27	1,17	-5,5	15,0	14,5	1,24	0,03	5,74	5,55	1,42		
2	13,0	0,99	1,5	1,27	-9,9	1,26	0,98	-4,9	26,1	14,4	1,08	0,03	10,09	5,59	1,40		
3	15,0	0,86	2,5	1,26	-9,2	1,25	0,85	-5,4	30,2	14,4	0,93	0,02	11,80	5,61	1,39	0,0023	0,00007
4	17,0	0,74	3,1	1,25	-10,5	1,24	0,72	-5,9	32,8	14,4	0,86	0,02	12,86	5,63	1,39		
5	13,0	0,99	2,4	1,27	-11,8	1,26	0,98	-7,5	26,2	14,4	0,95	0,02	10,14	5,59	1,40		
ст.	-	1,29	-	1,29	-	-	-	-	0	-	-	-	-	-	1,45		

Результаты замеров на 1 и 4 режимах работы скважины по ЦЛК зафиксировали снижение объемов отсепарированной жидкости при увеличении расхода газа.

Сравнительный анализ измеренных потерь давления в ЦЛК (на 1-ом, 2-ом и 4-ом режимах) скважины №511 с результатами расчета по методикам а) Анзари, б) Беггс и Брилл, в) Беггс и Брилл (модиф.), г) Грэй, д) Хагедорн и Браун, е) Мукерджи и Брилл, ж) Оркижевский¹, а также методикам ВНИИГАЗа (Николаев О.В. и Шулепин С.А.) показал следующее: минимальную погрешность расчета на первом и втором режиме дает методика Беггса и

¹Расчет выполнен с использованием сертифицированного программного комплекса PIPESIM (версии 2015.4).

Брилла (модиф.); на четвертом режиме наилучший результат показала методика ВНИИГАЗ (модиф.) – 11,4%; на четвертом режиме исследования методики расчета, используемые в программе PIPESIM, дают высокую погрешность: от 26,3 до 29,8% (Рисунок 4).

Из Таблицы 1 следует, что наибольшее влияние на результаты расчета градиента давления оказывает количество отсепарированной жидкости, которое уменьшается с увеличением дебита газа (скорости потока газожидкостной смеси), вследствие перехода структуры восходящего потока в режим «тумана» и неэффективной сепарации мелкодисперсной водной фазы в исследовательском сепараторе.

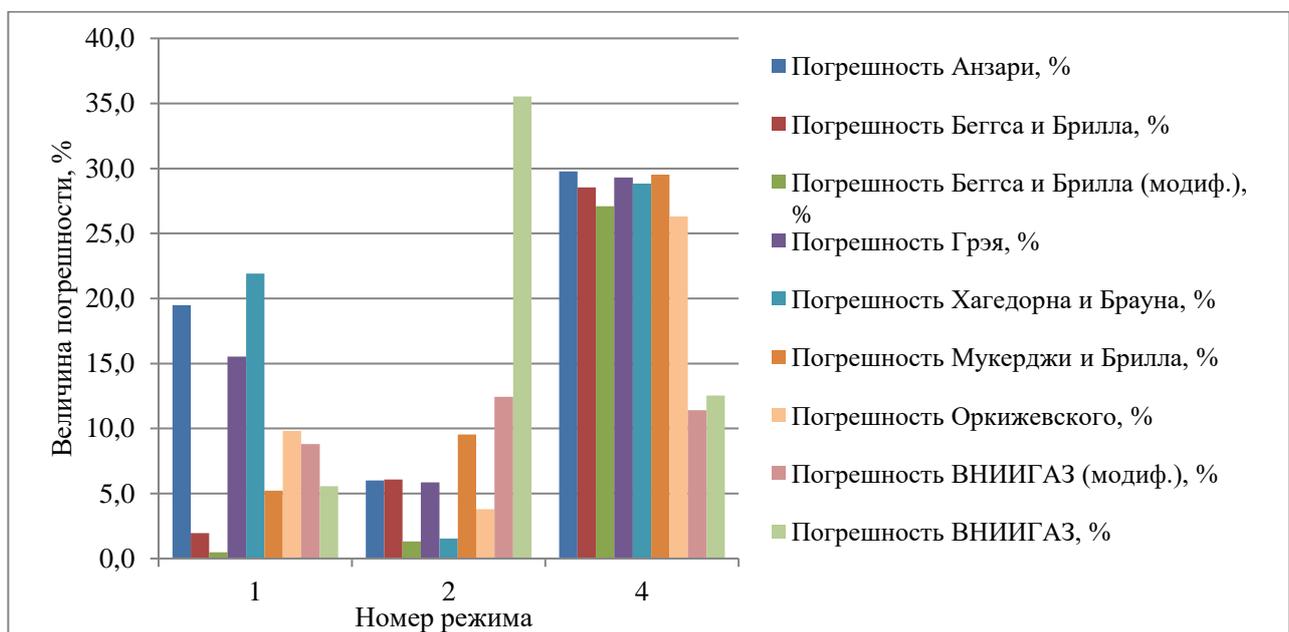


Рисунок 4 – Погрешность расчетов по ЦЛК скв. № 511

С целью оценки влияния неполного выделения жидкой фазы на исследовательском сепараторе и некорректного учета влагосодержания потока газа в расчетах распределения давления по лифтовым каналам расход жидкости был увеличен для всех режимов. В частности, на Рисунке 4 представлены результаты расчетов погрешности потерь давления в ЦЛК при увеличении расхода жидкости на 30%.

Как следует из Рисунка 5, при движении газожидкостного потока на 1 и 2 режимах (как с расходом жидкости, так и на сепараторе, так и его корректировкой на +30%) наибольшей сходимостью к измеренным потерям давления в центральной лифтовой колонне характеризуется метод Беггса и

Брилла (модиф.). Но на 4-м режиме этот метод показал высокую погрешность в 28,7%, снижающуюся за счет корректировки расхода жидкости до 12,3%.

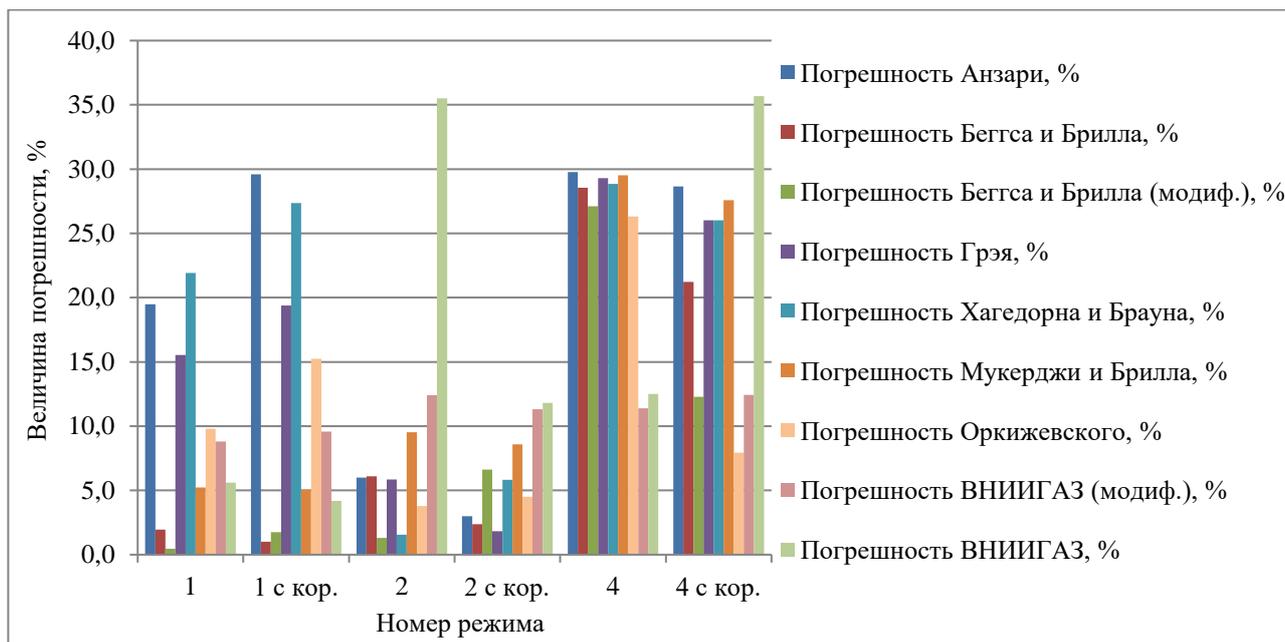


Рисунок 5 – Погрешность расчетов по ЦЛК скв. № 511 до и после корректировки расхода жидкости

Результаты вычислений градиента давления в межтрубном кольцевом пространстве на 1, 3 и 5 режиме ГДИ, которые также характеризуются как режимы с наибольшим, наименьшим и средним дебитом газа соответственно, показали, что при расчете потерь давления в МКП наименьшее расхождение с опытными данными показала предложенная адаптированная модель (Рисунок 6).

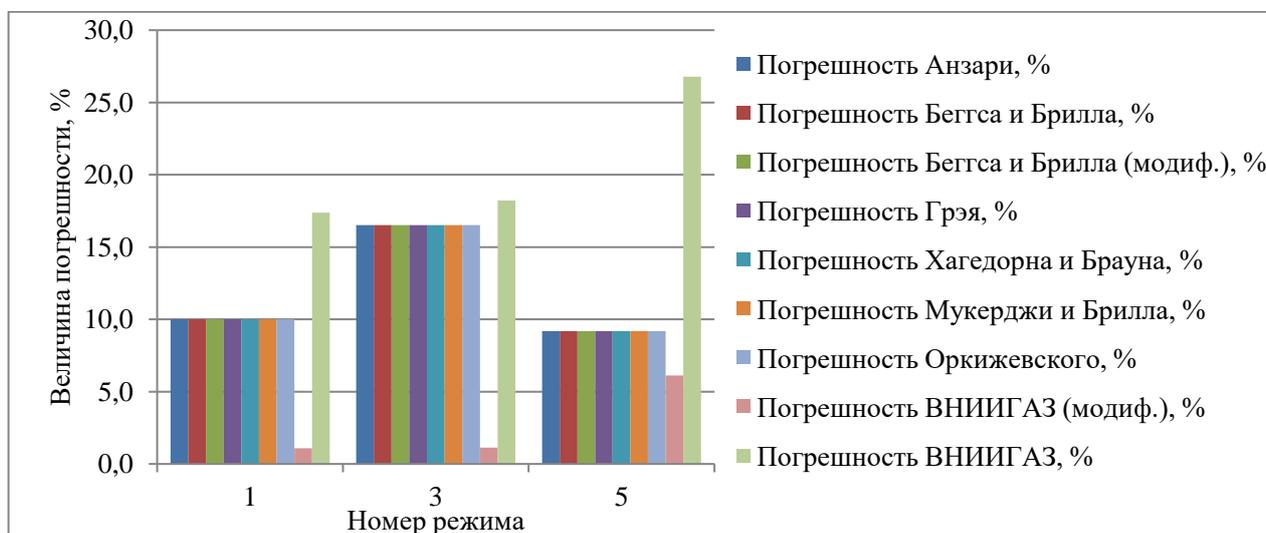


Рисунок 6 – Погрешность расчетов потерь давления в МКП скв. № 511

Стоит отметить, что все модели расчета как по ЦЛК, так и по МПК показали высокую сходимость с фактически замеренными на устье температурами, отклонения не превысили 2%.

В четвертой главе представлены результаты газодинамических исследований (ГДИ) на стационарных режимах фильтрации газа по стандартной методике при работе скважины № 514 Уренгойского НГКМ на горизонтальную факельную установку по линии ЦЛК на различных режимах работы с замерами дебита газа по показаниям диафрагменного измерителя критического течения и определением количества жидкости и мехпримесей в пескоотделителе скважинном устье (ПСУ), установленном на линии центральной лифтовой колонны и предназначенным для отделения жидкости и мехпримесей на устье газовой скважины. Целью испытаний было определение возможности использования сепарационного оборудования в процессе эксплуатации и проведении газодинамических исследований. В ходе испытания было отмечено:

– входные и выходные трубопроводы обвязки сепарационного оборудования должны исключать возможность скопления жидкости в трубопроводе (Рисунок 7);

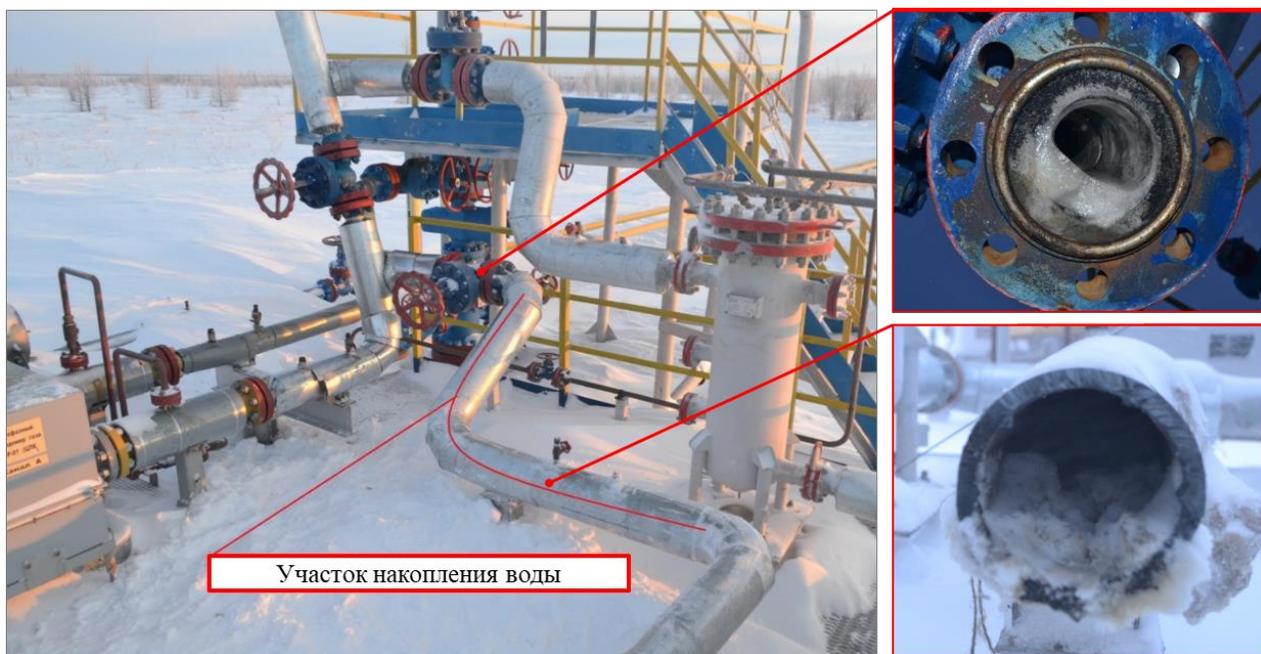


Рисунок 7 – Участок образования ледяной пробки

– подтверждена работоспособность ПСУ для отделения скважинной жидкости в составе обвязки устья газовой скважины при температуре окружающей среды до -10°C при проведении ГДИ;

– подтверждена работоспособность ПСУ для отделения мехпримесей, однако оценочная эффективность сепарации в условиях проведения испытания (залповый выброс 1,5 кг песка) составила порядка 80%.

Для определения работоспособности оборудования в составе обвязки устья газовой скважины, а также проверки возможности использования ПСУ в процессе эксплуатации, испытания были проведены в холодное (18-24.02.2020 г.) и теплое (22-26.06.2020 г.) время года.

Исследования проводилось на разных режимах (расход по ЦЛК: 400, 500, 600, 700, 800, 900, 1100 м³/ч) длительностью 24 часа каждый, скважина при этом работала одновременно по ЦЛК и МКП, с автоматическим поддержанием расхода по ЦЛК. Количество жидкости определялось по времени заполнения ПСУ на каждом режиме с шагом в один час, два часа и три часа, перед каждым шагом ПСУ полностью опорожнялось до газа. В связи крайне малым содержанием мехпримесей в продукции скважины №514 по результатам испытаний определялось только содержание жидкости.

По результатам проведенных испытаний в холодное и теплое время года наблюдается нехарактерное распределение объема выносимой жидкости, где с увеличением депрессии на пласт, соответственно, и с повышением скорости потока, расхода газа ее количество не возрастало. Вероятной причиной этого является «туманный режим потока», т.е. водяной пар не успевает сконденсироваться в капельную влагу в скважине при прохождении зоны вечной мерзлоты и, как следствие, происходит унос жидкости ввиду несоответствия технических характеристик центробежных элементов ПСУ на режимах более 800 м³/час работы скважины.

Для решения проблемы неэффективности работы сепарационного блока было предложено установить металлическую рулонную сетку во входном коллекторе ПСУ (Рисунок 8, 9). Принцип работы сетки заключается в том, что она выступает в качестве коагулятора, обеспечивающих слияние мелкодисперсных капель жидкости в более крупные.

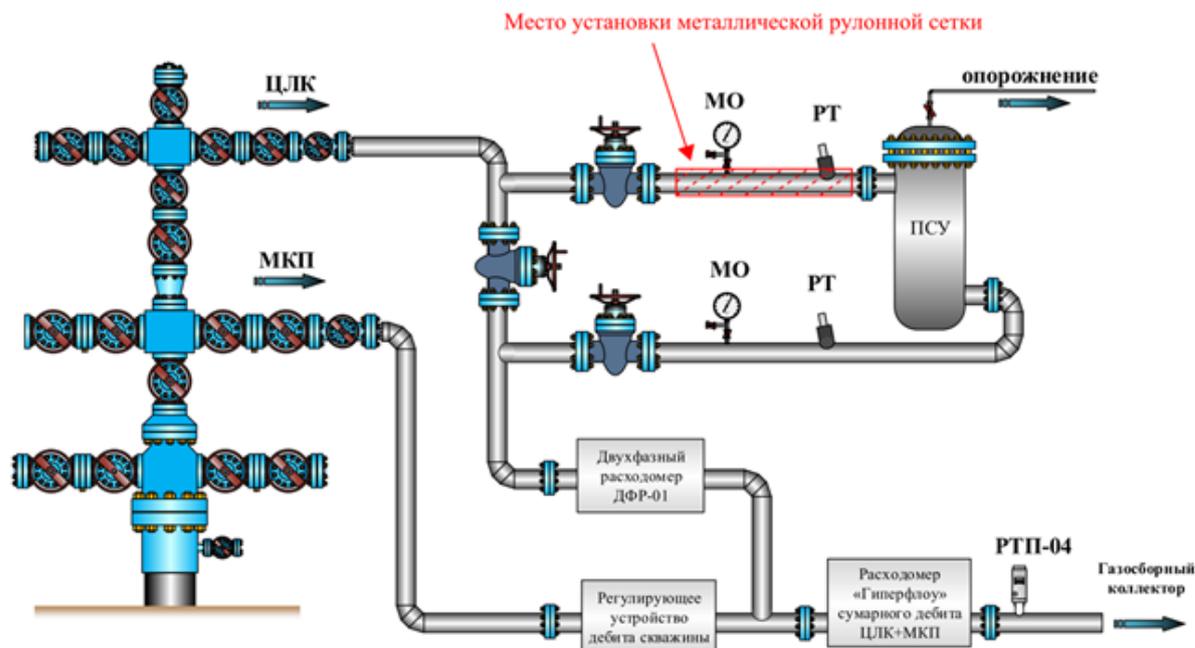


Рисунок 8 – Место установки металлической рулонной сетки

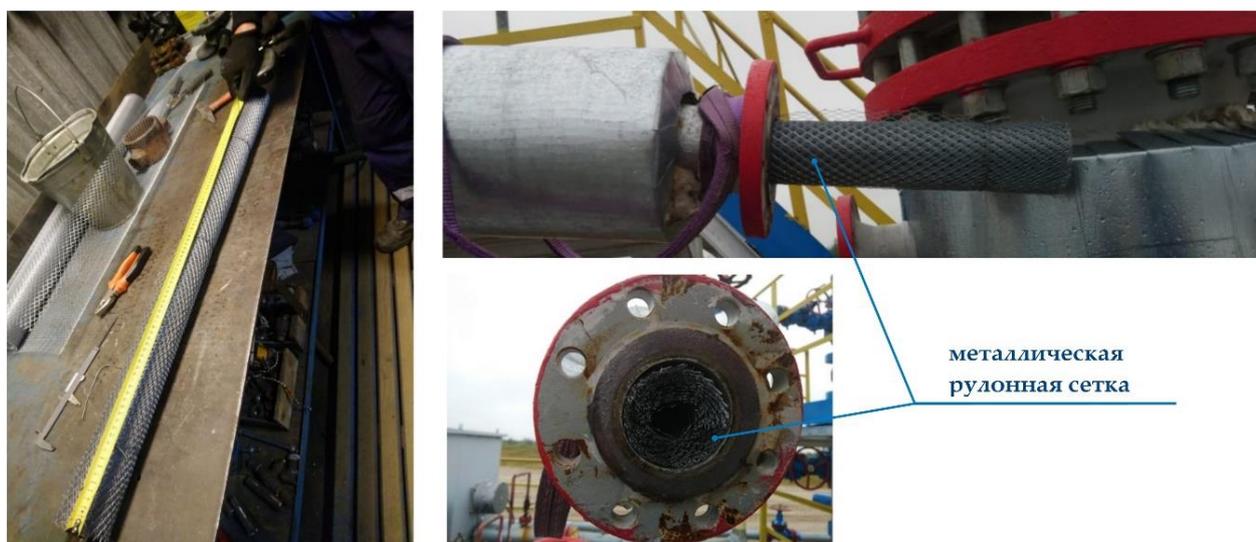


Рисунок 9 – Монтаж металлической рулонной сетки

Так как измерение объема жидкости проводилось при различных расходах по ЦЛК, то для анализа результатов испытаний их результаты преобразованы в удельное содержание воды в газе, полученное на ПСУ. На Рисунке 10 приведен сводный график результатов испытаний ПСУ, в котором красная пунктирная линия соответствует испытаниям с рулонной сеткой. Удельное количество отсепарированной воды находится в диапазоне 3-4 г/м³ газа и практически не снижается при увеличении расхода. Таким образом, применение сетки позволило расширить эффективный диапазон работы ПСУ.

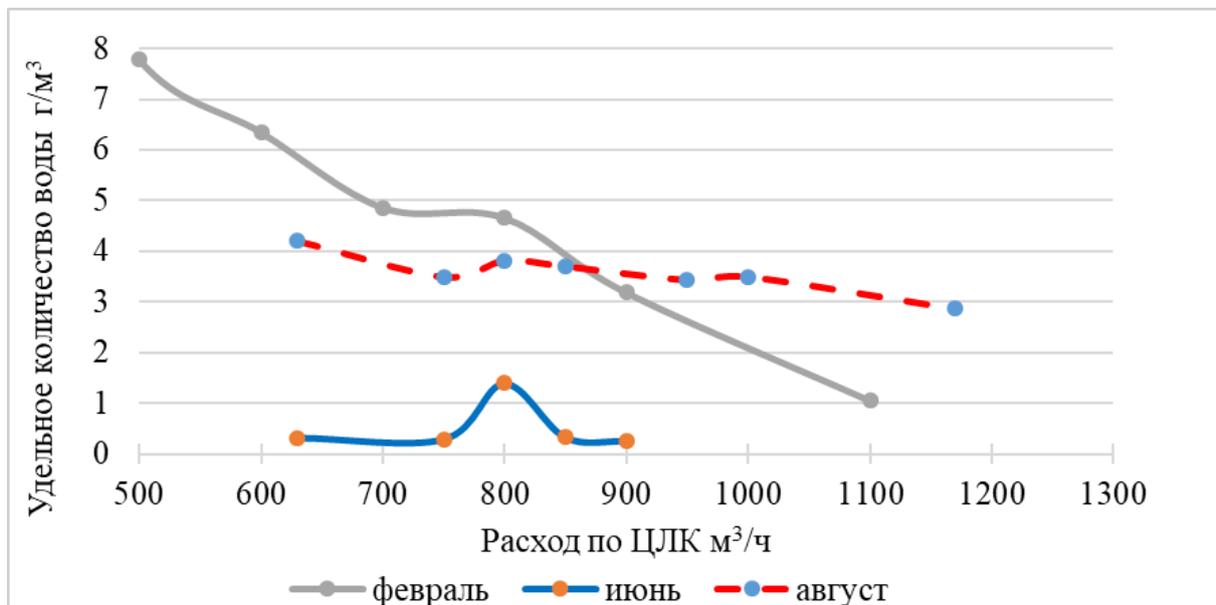


Рисунок 10 – Удельное количество воды к расходу газа, полученное на ПСУ за все испытания

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. По результатам анализа технологических режимов работы скважин на поздней стадии разработки сеноманской газовой залежи выявлены основные факторы, обуславливающие снижение дебитов скважин ниже критических значений и являющиеся причиной самозадавливания:

- ограничение дебитов газа из-за необходимости снижения выноса механических примесей или недопустимости превышения максимально-допустимой депрессии на пласт;

- интенсивный приток подошвенной воды;

- недостаточная скорость восходящего потока газа в лифтовых трубах Ду168, приводящая к накоплению пластовой и/или конденсационной жидкости на забое.

2. Анализ многолетнего отечественного и зарубежного опыта эксплуатации газовых скважин с водопроявлением в условиях низких пластовых давлений подтвердил возможность и целесообразность эффективного использования технологии применения КЛК на скважинах сеноманских залежах Надым-Пур-Тазовского региона ЯНАО для обеспечения устойчивой добычи газа в течение длительного периода. Вместе с тем показано, что технология эксплуатации газовых скважин по КЛК нуждается в усовершенствовании и поиске решений для предотвращения образования

жидкостных пробок, льда и газогидратов в газосборных сетях и по обеспечению стабильной работы всей газосборной системы.

3. Результаты испытаний скважины № 514 Уренгойского НГКМ, оборудованной КЛК, без применения автоматизированного технологического комплекса, показали, что при $R_{\text{МКП}}/R_{\text{ЦЛК}} > 1,15$ скважина устойчиво эксплуатируется в газосборный коллектор одновременно по двум колоннам и обеспечивается вынос конденсационной воды по ЦЛК. В диапазоне $0,98 < R_{\text{МКП}}/R_{\text{ЦЛК}} < 1,10$ скважина эксплуатируется только по МКП. Для скважины №514 оптимальными условиями эксплуатации без автоматического регулирования дебита газа является поддержание режима в диапазоне $1,2 > R_{\text{МКП}}/R_{\text{ЦЛК}} > 1,15$, в котором скважина устойчиво эксплуатируется в газосборный коллектор одновременно по МКП и по ЦЛК.

4. На основе сравнительного анализа промысловых данных скважины №514 Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения и рассчитанных по модели ВНИИГАЗа параметров предложены настройки коэффициентов уравнения модели. Адаптированная расчетная модель позволяет существенно снизить погрешность расчетов технологических режимов эксплуатации скважины с КЛК (расхождение измеренных и замеренных параметров снизилось до 5 % и обеспечило соответствие режимов эксплуатации).

5. По результатам газодинамических исследований скважины №511 Уренгойского НГКМ при её работе селективно по центральной лифтовой колонне или по межтрубному кольцевому пространству с замером забойных и устьевых параметров установлено, что уровень жидкости в работающей по МКП скважине зафиксирован на отметке 1193,3 м, в остановленной – 1197 м. При работе скважины по линии ЦЛК в газосборный коллектор уровень жидкости зафиксирован на отметке 1190 – 1191,8 м. Установлено, что при проведении ГДИ по центральной лифтовой колонне с увеличением дебита газа, измеряемый в исследовательском сепараторе стандартного исполнения расход жидкости уменьшается, что является следствием снижения эффективности сепарации.

6. По результатам сравнительного анализа расчетных значений, выполненных в программном комплексе PIPSIM и замеренных параметров на разных режимах газодинамических исследований, определена методика с наименьшей погрешностью расчета для центральной лифтовой колонны (модифицированная Беггс и Брилл). Установлено, что сходимость расчетных

потерь давления к замеренным при движении газожидкостного потока в центральной лифтовой колонне чрезвычайно чувствительно к содержания жидкой фазы в потоке, часть которой может находиться в мелкодисперсном состоянии и не улавливаться устьевыми исследовательскими сепараторами. Для межтрубного кольцевого пространства расчет потерь давления по известным методикам характеризуется удовлетворительной точностью, однако большую точность обеспечивает предложенная в работе адаптированная модель.

7. По результатам испытаний устьевого сепаратора показано, что применение в обвязке скважин газоочистных устройств обеспечит транспортировку газа от скважины на установку комплексной подготовки газа без попутной жидкости и мехпримесей, что предотвратит возможные явления гидрато- и льдообразования в газосборном трубопроводе и приведет к снижению гидравлических потерь и повышению производительности скважин. Тем не менее, температурный диапазон работы устьевого сепаратора в зоне отрицательных значений окружающей среды сохранит подачу метанола или потребует дополнительной теплоизоляции оборудования.

Список работ, опубликованных автором по теме диссертации:

В журналах, индексируемых в системах цитирования (ВАК, WebofScience и Scopus):

1. Дикамов Д. В. Технология устьевой сепарации песчано-жидкостных смесей на Уренгойском НГКМ с применением пескоотделителя в составе обвязки газовой скважины / Д. В. Дикамов, В. И. Шулятиков, А. Д. Приходченко, Т. Т. Рагимов, Е. С. Юшин // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2020. – № 5. – С. 35-41.

2. Лобанов В. И. Опыт реализации технологии эксплуатации газовой скважины по концентрическим лифтовым колоннам со сталеполимерной лифтовой колонной / В. И. Лобанов, М. Ю. Сафронов, А. И. Копылов, Т. Т. Рагимов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2020. – № 5. – С. 42-46.

3. Пономарев А. И. Автоматизированный системный метод расчета режима эксплуатации газовых скважин по концентрическим лифтовым колоннам при самозадавливанием / А. И. Пономарев, Т.Т. Рагимов, Е.С. Юшин // SOCAR Proceedings. – 2020. – № 4. – С. 49-57.

4. Пономарев А. И. Опыт эксплуатации газовой скважины с концентрическими лифтовыми колоннами / А. И. Пономарев, Т. Т. Рагимов, О. А. Шигидин // Наука. Инновация. Технология. – 2019. – № 12. – С. 249-258.
5. Рагимов Т. Т. Имитация работы газовой скважины Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения, оборудованной концентрической лифтовой колонной, без управляющего комплекса / Т. Т. Рагимов, Е. С. Юшин // Территория НЕФТЕГАЗ – 2020. – № 5-6. – С. 70-78.
6. Рагимов Т. Т. Программный комплекс для расчета режима эксплуатации газодобывающей скважины / Т. Т. Рагимов, Е. С. Юшин // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2020. – № 10. – С. 26-35
7. Рагимов Т. Т. Ретроспективный анализ и опыт применения технологии эксплуатации газодобывающих скважин по концентрическим лифтовым колоннам / Т. Т. Рагимов, Е. С. Юшин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море – 2020. – № 12. – С. 46-51.
8. Рагимов Т. Т. Технология эксплуатации самозадавливающихся скважин Уренгойского месторождения / Т.Т. Рагимов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья – 2019. – №5-6. – С. 47-51.
9. Шулятиков В. И. Скважинный приустьевой отбойник для сепарации песчано-жидкостных смесей при добыче газа из скважин на поздней стадии эксплуатации / В. И. Шулятиков, Т. Т. Рагимов, Е. С. Юшин // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2020. – № 6. – С. 77-81.
10. Юшин Е. С. Существующие технические решения для очистки газового потока на устье скважин в условиях выноса жидкостей и механических примесей / Е. С. Юшин, Т. Т. Рагимов // Наука и техника в газовой промышленности. – 2021. – № 1. – С. 58-66.
11. Ragimov T. T. The calculation algorithm of the operating mode of production wells for concentric lift columns with accumulation of liquid at the bottom/ Ragimov T. T., Yushin E. S. // Journal of Mines, Metals and Fuels. – 2020. – Vol. 68. – № 6. – P. 205-213.

- патенты:

12. Пат. 2722899 Российская Федерация, МПК E21B 43/12. Способ эксплуатации газовой скважины / Д. В. Дикамов, М. Ю. Сафронов, А. А. Юнусов, Т. Т. Рагимов, Д. Р. Валиулин, Ю. Г. Венков. – № 2019143787/20; заявитель и патентообладатель ООО «Газпром добыча Уренгой»; заявл. 23.12.19; опубл. 04.06.20.