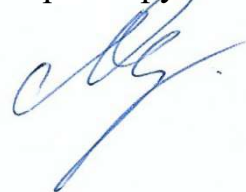


Федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Ухтинский государственный технический университет»

На правах рукописи



Лопарев Денис Сергеевич

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКЦИЙ СКВАЖИН ДЛЯ  
ПАРОЦИКЛИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ  
НЕФТИ И ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ  
(на примере Ярегского и Усинского месторождений)**

Специальность 2.8.2 – «Технология бурения и освоения скважин»

Диссертация

На соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель  
Кандидат технических наук, профессор  
Н.М. Уляшева

Ухта, 2023

## ОГЛАВЛЕНИЕ:

<b>ВВЕДЕНИЕ</b>	<b>4</b>
<b>ГЛАВА 1. АНАЛИЗ КОНСТРУКЦИЙ СКВАЖИН С ПРОМЫШЛЕННОЙ ДОБЫЧЕЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ И ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ ПАРОТЕПЛОВЫМИ МЕТОДАМИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТЫ</b>	<b>10</b>
1.1. Проектирование и строительство параллельных горизонтальных скважин для ПГД в Канаде	10
1.2. Конструкции скважин для ПГД залежей ВВН и ПБ на Ярегском месторождении	12
1.3. Конструкции скважин для добычи высоковязкой нефти в Республике Татарстан	16
1.4. Скважины с пароциклическими обработками призабойных зон на пермокарбоновой залежи Усинского месторождения	18
1.5. Выводы к главе 1	22
<b>ГЛАВА 2. АНАЛИЗ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА АВАРИЙНОСТЬ ПАРОНАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН</b>	<b>23</b>
2.1. Основные причины возникновения аварий при ПЦО призабойных зон скважин Усинского месторождения	23
2.2. Анализ факторов аварийности элементов конструкций скважин при ПЦО	27
2.3. Выводы к главе 2	31
<b>ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН ДЛЯ ТЕПЛОВЫХ МЕТОДОВ ДОБЫЧИ НЕФТИ, А ТАКЖЕ ТРЕБОВАНИЙ К ИХ СТРОИТЕЛЬСТВУ И ЭКСПЛУАТАЦИИ</b>	<b>32</b>
3.1. Методика анализа эквивалентных напряжений для расчета обсадных колонн при работе в условиях высоких тепловых нагрузок	32
3.2. Результат расчета нагрузок эксплуатационной колонны при ПЦО для аварийной скважины и сопоставление результатов с промысловой информацией	38

3.3. Расчёт конструкции скважины для Усинского месторождения заканчиваемой цементируемым хвостовиком	42
3.4. Требования к резьбовым соединениям обсадных колонн для скважин Усинского месторождения	59
3.5. Разработка конструкции ПЦО скважин для Усинского месторождения	62
3.6. Выводы к главе 3	70
<b>ГЛАВА 4. РАЗРАБОТКА ЭКСПРЕСС-МЕТОДА ОЦЕНКИ И ВЫБОРА КОНСТРУКЦИИ ФИЛЬТРОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН ДЛЯ ПГД НА ЯРЕГСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ</b>	<b>71</b>
4.1. Разработка стенда для одновременных испытаний нескольких конструкций фильтров с имитацией условий эксплуатации скважин для ПГД на Ярегском месторождении	72
4.2. Результаты лабораторного анализа содержания песка в фильтрате	83
4.3. Выводы к главе 4	94
<b>ГЛАВА 5. МЕТОДИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРОЕКТИРОВАНИЯ, СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ДЛЯ ТЕПЛОВЫХ МЕТОДОВ ДОБЫЧИ НЕФТИ</b>	<b>96</b>
5.1. Выводы к главе 5	102
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b>	<b>103</b>
<b>БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК</b>	<b>105</b>
<b>СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ</b>	<b>113</b>

## **ВВЕДЕНИЕ**

### **Актуальность темы**

Россия обладает богатейшими запасами высоковязкой нефти (ВВН) и природных битумов (ПБ), промышленное освоение которых имеет важное народно-хозяйственное значение. В настоящее время достигнуты удовлетворительные экономические показатели добычи таких нетрадиционных ресурсов за счет практической реализации технологий парогравитационного дренирования и пароциклического воздействия на залежи через горизонтальные и наклонно-направленные скважины. Однако применение методов паротепловой обработки призабойных зон в ряде скважин связано с возникновением аварий и большими затратами средств и времени на их ликвидацию, а также с сокращением фонда скважин и уменьшением объема добываемой нефти. В ходе проведения диссертационной работы установлено, что аварии на паронагнетательных скважинах Усинского месторождения связаны с нарушением целостности эксплуатационной колонны (ЭК) в 7% скважин, с термооборудованием (ТО) в 8% скважин, одновременно с ЭК и ТО в 7% скважин, а на Ярегском месторождении основной причиной отказов погружного оборудования в начальной стадии эксплуатации скважин в режиме парогравитационного дренирования (ПГД) является высокое содержание песка различной фракции в добываемой продукции.

Поэтому поиск эффективных проектных решений по прогнозированию и предупреждению возможных аварий с элементами конструкции скважин является актуальной научно-технической задачей совершенствования конструкции скважин для паротепловых методов добычи высоковязкой нефти и природных битумов.

### **Степень разработанности темы**

Вопросам изучения и развития конструкций и технологий строительства скважин для паротепловых методов добычи нефти посвящены работы Буслаева В.Ф., Коноплева Ю.П., Батлер Р.М., Антониади Д.Г., Бекуха И.И., Гарушева А.Р., Зубарева В.И., Куринова А.И., Студенского М.Н., Ахмадишина Ф.Ф. и других специалистов и ученых.

Создание способа парогравитационного дренажа (ПГД) и методов строительства парных скважин с горизонтальными стволами подробно изложены в монографии Р.М.

Батлера. В работе Антониади Д.Г., Бекуха И.И., Гарушева А.Р. рассмотрены вопросы проектирования паронагнетательных скважин с учетом возникающих дополнительных силовых нагрузок. Это фундаментальные работы, а для прогнозирования и предупреждения аварий с элементами конструкции и внутрискважинным оборудованием при переводе скважин в пароциклическую обработку (ПЦО) призабойных зон необходимо провести анализ промысловой информации по ремонтным работам, осуществить геофизические исследования состояния элементов крепи скважин до и после ПЦО, определить причины создающие аварийные ситуации, предложить и испытать в промысловых условиях рекомендации по предотвращению аналогичных аварий и разработать конкретные для Усинского и Ярегского месторождений требования к проектированию и эксплуатации скважин.

### **Цель диссертационной работы**

Целью диссертационной работы является разработка методических и технологических проектных решений для снижения аварийности в скважинах с пароциклическими обработками призабойных зон при добыче высоковязкой нефти и природных битумов.

### **Основные задачи исследований**

1. Анализ условий работы элементов современных конструкций скважин и проблем, возникающих в процессе паротепловых обработок призабойных зон при разработке Ярегского и Усинского месторождений ВВН и ПБ.
2. Выявление основных факторов, влияющих на аварийность в паронагнетательных скважинах, и разработка алгоритма расчетов обсадных колонн.
3. Разработка конструкции скважины, снижающей дополнительные нагрузки на крепь при закачке пара (на примере пермокарбоновой залежи Усинского месторождения).
4. Разработка экспресс-метода и стенда с имитацией фактических скважинных условий для выбора конструкции фильтра к конкретному фракционному составу песка в процессе строительства паронагнетательных и добывающих скважин.

5. Разработка методических указаний – требований к проектированию, строительству и эксплуатации скважин для паротепловых методов добычи нефти.
6. Анализ влияния результатов практически использованных рекомендаций на аварийность при переводе скважин Усинского месторождения в пароциклическую обработку.

### **Методы решения поставленных задач**

Поставленные задачи решались путем анализа и обобщения опыта строительства скважин на Ярегском и Усинском месторождениях, теоретических и экспериментальных исследований влияния термонапряжений на устойчивость конструкций скважин в соответствии со стандартными и специально разработанными методиками. Расчеты и построение эпюр температурного профиля, эквивалентных напряжений и коэффициентов запаса прочности выполнялись в Microsoft Excel. Обработка экспериментальных данных проводилась с применением соответствующего программного обеспечения и методов математической статистики.

### **Научная новизна**

1. Установлена экспоненциальная зависимость снижения качества сцепления цементного камня с обсадной колонной нефтяных скважин при пароциклической добыче нефти от количества циклов закачки пара, при которой на Усинском месторождении сцепление нарушается после третьего цикла закачки пара.

2. Предложен новый алгоритм проектных расчетов обсадных колонн, включающий расчет нагрузок обсадных колонн традиционных скважин, и с учетом высоких тепловых нагрузок и деформаций при эксплуатации высокотемпературных скважин, а так же совместный анализ эпюр температурного профиля, эквивалентных напряжений и принятых коэффициентов запаса прочности для резьбовых соединений обсадных труб.

3. Предложен способ сравнительной оценки эффективности (степени фильтрующей способности) конструкций скважинных фильтров нефтедобывающих скважин в стендовых условиях, предусматривающий организацию одновременной

фильтрации пластового флюида при вытеснении его паром через фильтры, помещенные в слагающую продуктивный пласт горную породу, с созданием характерных для последующей эксплуатации термобарических условий и отдельным отбором фильтрата из каждого фильтра, а также определение их эффективности по количеству, скорости и качеству отводимого фильтрата.

### **Теоретическая и практическая значимость работы**

1. Определены основные причины, вызывающие аварии при проведении ПЦО скважин на Усинском месторождении и связанные с отказами погружного оборудования в начальной стадии эксплуатации скважин в режиме парогравитационного дренирования на Ярегском месторождении.

2. Выявлены количественные и качественные показатели ухудшения состояния цементного камня за колонной в результате циклического воздействия высоких температур.

3. Определены коэффициенты запаса прочности для различных типов резьбовых соединений обсадных труб как элементов наиболее подверженных деформации и разрушению при значительных тепловых нагрузках (осевые нагрузки сжатия).

4. Разработаны основные принципы проектирования конструкций скважин для Усинского месторождения, позволяющие предупредить аварии в процессе эксплуатации и обеспечить герметичность крепи при циклическом изменении температуры.

5. Разработана конструкция скважин для пароциклического воздействия на залежи Усинского месторождения с укорочением длины обсадной колонны выше зоны ПЦО и оставлением без крепления зумпфа ниже башмака хвостовика, снижающие величину деформации колонны при нагреве.

6. Разработан метод и стенд для экспресс-оценки и выбора конструкции фильтров в процессе бурения добывающих горизонтальных скважин, позволяющий прогнозировать и предотвращать интенсивные пескопроявления при паротепловых методах добычи ВВН и ПБ, патент РФ № 2755101.

7. Разработаны и внедрены в ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» методические указания «Требования к проектированию, строительству и эксплуатации скважин для тепловых методов добычи нефти».

8. Внедрение мероприятий, разработанных в результате проведенных исследований, позволили сократить аварийность при эксплуатации пароциклических скважин с 11,8 % в 2017 году до нуля в 2022 году.

### **Основные защищаемые положения**

1. Влияние пароциклических обработок призабойной зоны, проводимых через нефтедобывающие скважины на Усинском месторождении, на их эксплуатационную надежность, обуславливает необходимость изменения конструкции скважин, в частности уменьшения длины обсадной колонны, применения хвостовика с набухающим пакером и зумпфа, обеспечивающего его температурное удлинение.

2. Предложенный алгоритм проектных расчетов обсадных колонн, включающий совместный анализ эпюр температурного профиля, эквивалентных напряжений и коэффициентов запаса прочности, для выбора конструкции элементов, обеспечивает повышение эксплуатационной надежности скважин с паротепловыми обработками призабойных зон.

3. Применение разработанного метода оценки конструкций скважинных фильтров, а также стенда для его реализации при выборе фильтра для эксплуатации скважин на месторождениях ВВН и ПБ в режиме парогравитационного дренажа, позволяет снизить аварийность в скважинах за счет сокращения пескопроявлений в процессе добыче нефти.

### **Степень достоверности и апробация результатов работы**

Достоверность результатов работы подтверждена данными экспериментальных исследований, полученными с использованием поверенных средств измерения и на аттестованном оборудовании по общепринятым методикам.

### **Основные положения работы** докладывались на:



- конференции «Нефтегазовые технологии» и выставке, Москва, 28–30 октября 2008 г.;
- нефтяной конференции в Канаде, Калгари, Альберта, 11-13 июня 2013 г.;
  - российской технической нефтегазовой конференции и выставке по разведке и добыче, Москва, 14-17 октября, 2014 г. – II и III конференциях ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «Повышение эффективности сопровождения нефтегазовых активов» 2020, 2021 гг.

### **Публикации**

По результатам представленных в работе исследований опубликовано 8 статей в специализированных периодических научных изданиях, в т.ч. 6 - в изданиях, рекомендованных ВАК Министерства науки и высшего образования РФ, получен 1 патент РФ на изобретение, получено 1 свидетельство государственной регистрации программы для ЭВМ.

### **Объем и структура работы**

Диссертационная работа изложена на 112 страницах, состоит из введения, пяти глав, выводов к каждой главе и заключения, списка использованных источников, включающего 94 наименования, содержит 53 рисунка и 25 таблиц.

# ГЛАВА 1. АНАЛИЗ КОНСТРУКЦИЙ СКВАЖИН С ПРОМЫШЛЕННОЙ ДОБЫЧЕЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ И ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ ПАРОТЕПЛОВЫМИ МЕТОДАМИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТЫ

## 1.1. Проектирование и строительство параллельных горизонтальных скважин для ПГД в Канаде

Пионером промышленной разработки месторождений природных битумов по праву считается Канада [15-20].

Благодаря освоению месторождений битумов буквально за год Канада в 3,6 раза увеличила свои запасы нефти. Если в 1998 году доказанные запасы нефти составляли 49,8 млрд. баррелей, то в 1999 году они составили уже 181,6 млрд. баррелей. При этом страна переместилась с восьмого сразу на второе место по величине запасов среди нефтедобывающих стран, уступив только Саудовской Аравии. Степень разведанности запасов в Канаде довольно высока, а новых крупных открытий не было с 1979 года, после месторождения Хайберния [15].

Основная заслуга в разработке коммерчески успешного метода добычи тяжелой нефти из пласта принадлежит доктору Роджеру Батлеру – разработчику метода SAGD – парогравитационно дренажа (рисунок 1.1) [17].



Рисунок 1.1 – Схема принципа эксплуатации месторождения высоковязкой нефти посредством парогравитационного дренирования

В 1970-х годах доктор Роджер Батлер, разработал концепцию использования двух параллельных горизонтальных скважин с закачкой пара в одну из них, как возможный способ разработки глубокозалегающих пластов тяжелой нефти.

Его концепция и ее дальнейшее превращение в коммерчески успешную технологию парогравитационного дренирования дало толчок к развитию технологий строительства скважин для паротепловых методов добычи ВВН, ПБ.

Необходимо отметить, что идея бурения скважин для применения термического воздействия на залежи содержащие ВВН в качестве движущей силы впервые была реализована на Ярегском месторождении, которое разрабатывается шахтно–скважинным способом.

На рисунке 1.2 приведена информация о доле тяжелых нефтей и битумов в общем современном балансе добычи углеводородов в Канаде.

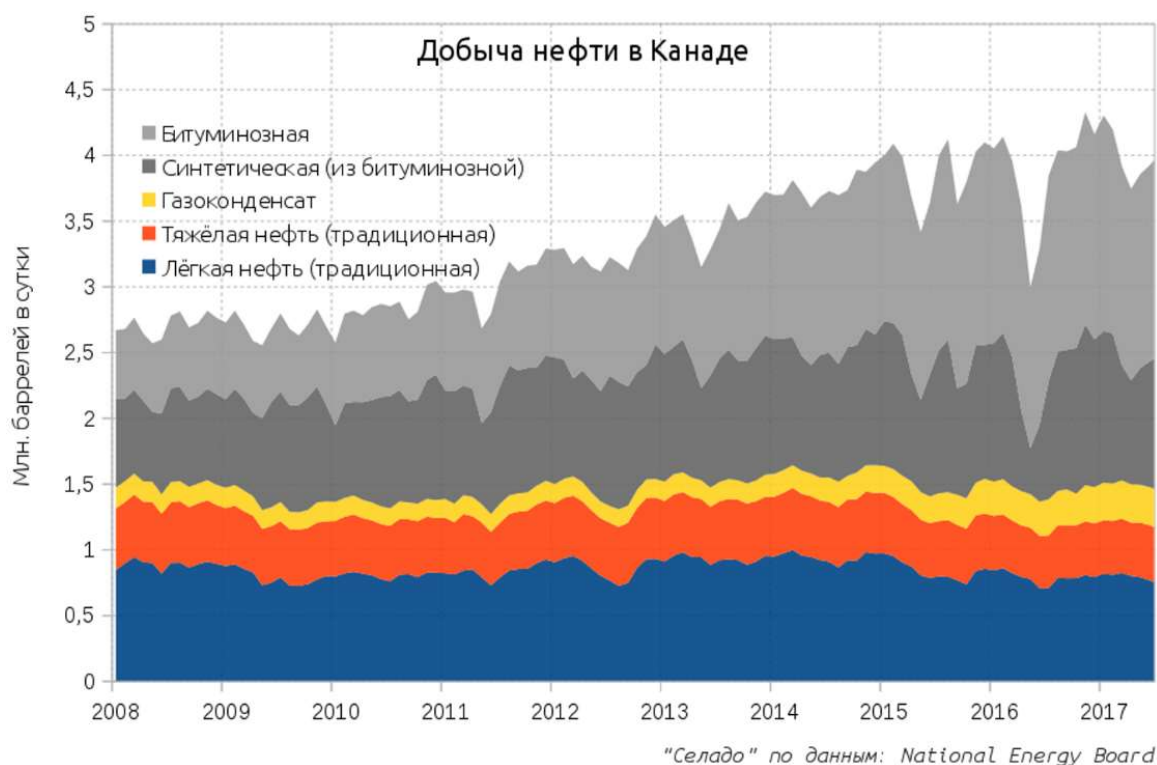


Рисунок 1.2 – Добыча нефти Канады по категориям

## 1.2. Конструкции скважин для ПГД залежей ВВН и ПБ на Ярегском месторождении

В 2023 г. исполнилось 94 года со дня открытия и начала разработки Ярегского месторождения, которое находится в 18 км к юго-западу от г. Ухты – центра одноименного административного района Республики Коми.

Промышленные запасы нефти находятся в III пласте, приуроченном к среднедевонским отложениям живецкого яруса. III пласт залегает на глубине 130-220 м в песчаниках среднего и верхнего девона. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина пласта – 26 м. Нефть тяжелая, плотностью  $945 \text{ кг/м}^3$ , она обладает вязкостью 5-20 Па\*с в пластовых условиях. Температура в пласте  $6-8^\circ$ . Начальное пластовое давление 1,0-1,3 МПа. Попутный газ плотностью  $594 \text{ кг/м}^3$ , содержит 95-98% метана.

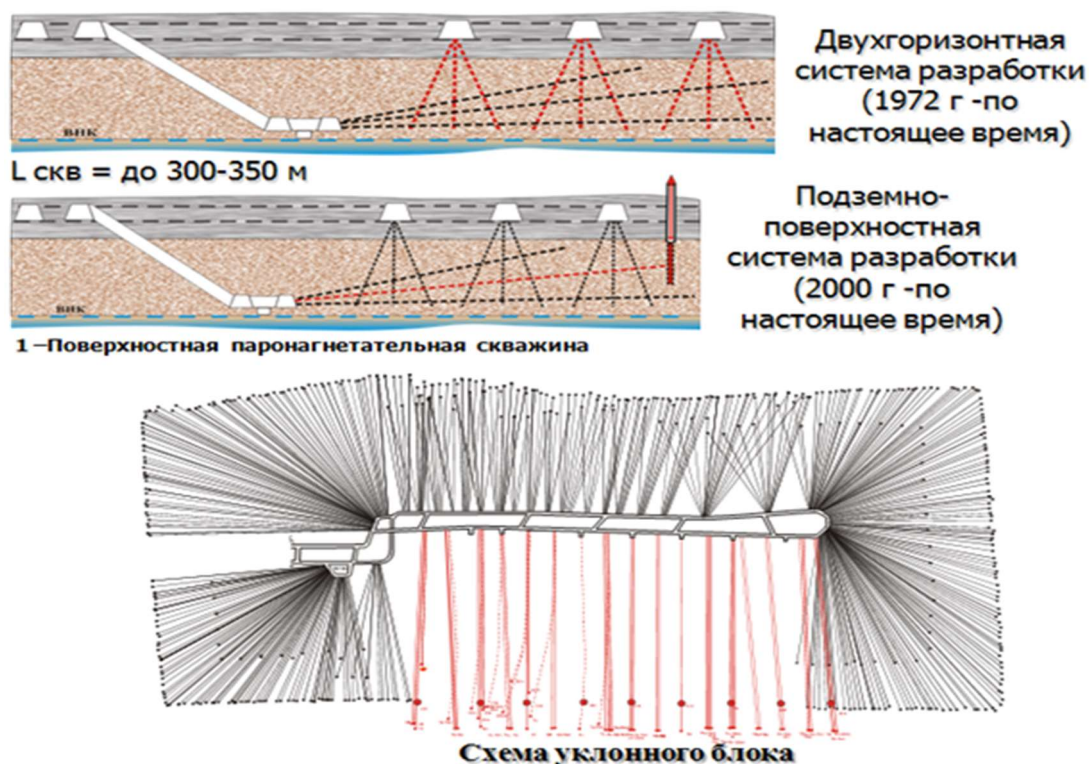


Рисунок 1.3 - Схема термошахтной добычи

С 1972 г. полномасштабно внедрен термошахтный способ разработки Ярегского месторождения [4][5] (Рисунок 1.3). Нефтеизвлечение по отработанным блокам на конец 2002 г. составило 53,2 %.

Параллельно термошахтной добыче с 2006 г. на Ярегском месторождении тяжелой нефти осуществляется строительство поверхностных ПГД скважин с

горизонтальными окончаниями на двух опытно-промышленных участках – ОПУ-3 с «традиционной» системой ПГД скважин (добывающие и паронагнетательные скважины бурятся с одного кустового основания) и ОПУ-5 где впервые в мировой практике реализовано встречное ПГД (добывающие и паронагнетательные скважины находились на разных кустовых основаниях)[6].

На рисунке 1.4 приведена краткая информация относительно параметров эксплуатации ПГД скважин на Лыаельской площади Ярегского месторождения.



Рисунок 1.4 - Параметры эксплуатации ПГД скважин на Лыаельской площади Ярегского месторождения.

При этом все добывающие скважины были оборудованы оптоволоконными системами. Можно с уверенностью сказать, что по количеству применяемых новых технологий как при бурении скважин, так и в системе заканчивания на то время, это были одни из самых высокотехнологичных скважин в мире (рисунок 1.5). Применение речных буровых установок, премиальные резьбовые соединения, лазерная перфорация фильтров, сверхлегкие азрированные тампонажные составы, набухающие пакерные системы, термокомпенсационные устройства, бурение с применением как минимум трех технологий электромагнитного дистанцирования, специальная оснастка для бурильных и обсадных колонн для обеспечения движения по стволу, возможность мониторинга распределения температуры по стволу посредством оптоволоконных систем, специализированное насосное оборудование и т.п.



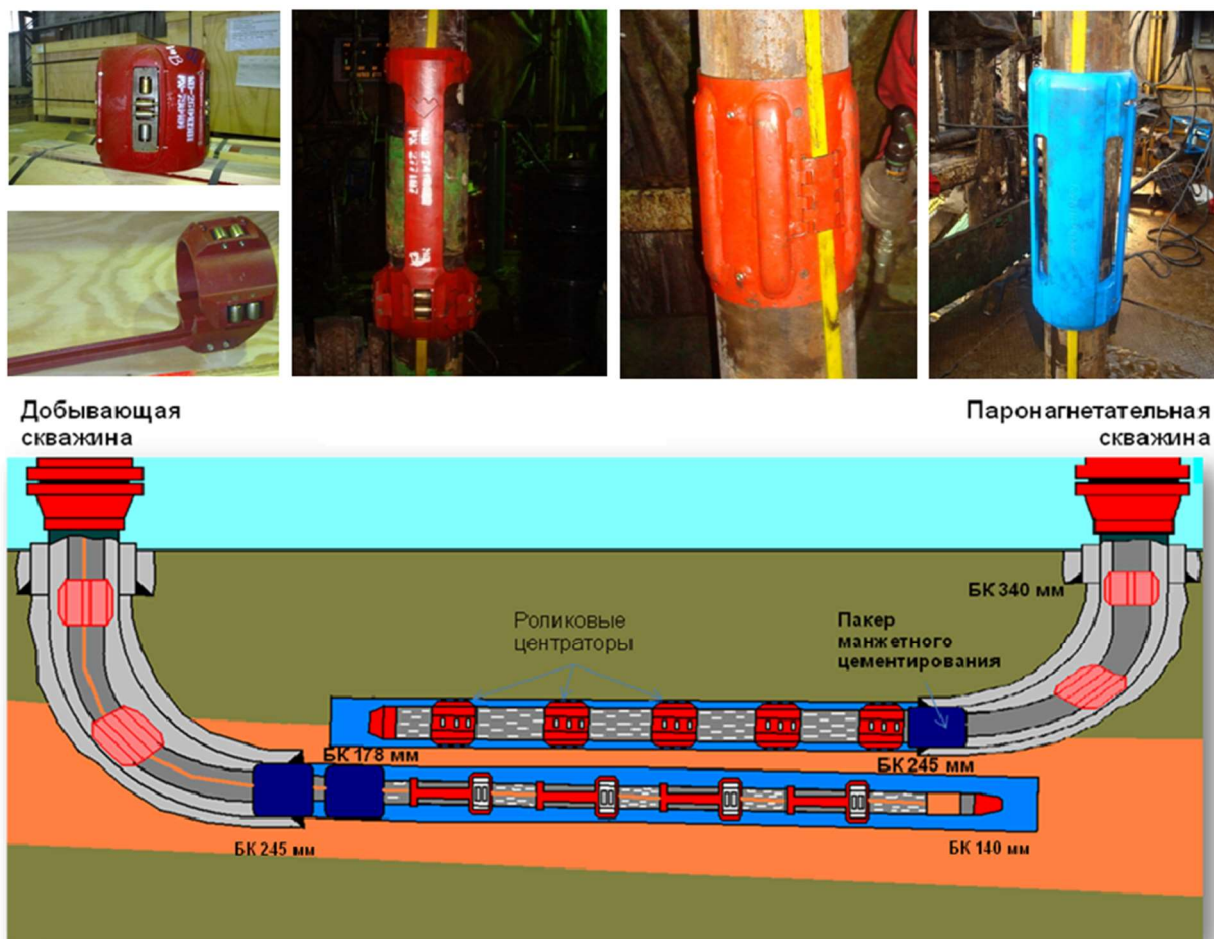


Рисунок 1.5 - Схема заканчивания встречных SAGD скважин и оснастка для крепления оптоволоконного кабеля к эксплуатационной колонне

Разработка Проекта осуществлялась специалистами института «ПечорНИПИнефть». В реализации проекта принимали участие такие сервисные компании как ООО «БурСервис» (Halliburton), Baker Hughes, Weatherford, ЗАО «ЭкоАрктика» (MI-Swaco), ООО «БК «Альянс», ООО «Ринако» и д.р.

Успешно опробованы три технологии дистанцирования нагнетательных скважин относительно добывающих [7][8] – горизонтальный ствол встречной нагнетательной скважины располагается на 5-9 м выше горизонтального ствола добывающей скважины с отклонением в горизонтальной плоскости  $\pm 1-2$  м, и  $\pm 0,5$  м в вертикальной. Проводка ствола паронагнетательной скважины осуществлялась по данным полученным посредством успешного применения нескольких видов технологий магнитного дистанцирования (Рисунок 1.6) [10].

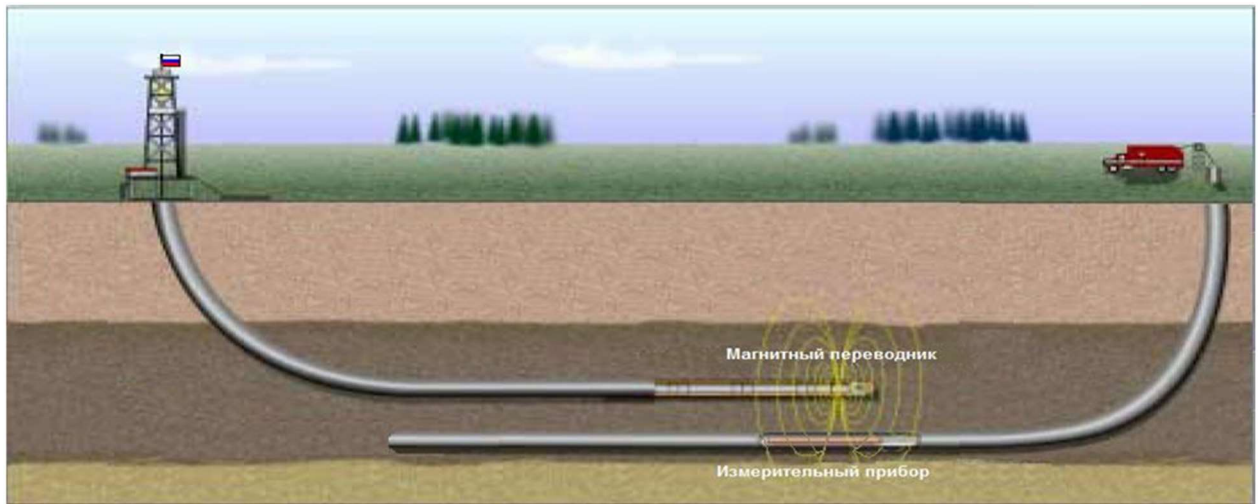


Рисунок 1.6 - Принципиальная схема одной из применяемых технологий дистанцирования (RMRS) применяющуюся при бурении с вертикальной буровой установки [9]

Благодаря наличию в конструкциях скважин для ПГД специальных участков для свободной деформации, аварии в элементах эксплуатационных колонн не возникают, однако есть проблемы связанные со значительным количеством отказов погружного оборудования в процессе эксплуатации, по причине высокого содержания механических примесей – песка различной фракции [11].

### 1.3. Конструкции скважин для добычи высоковязкой нефти в Республике Татарстан

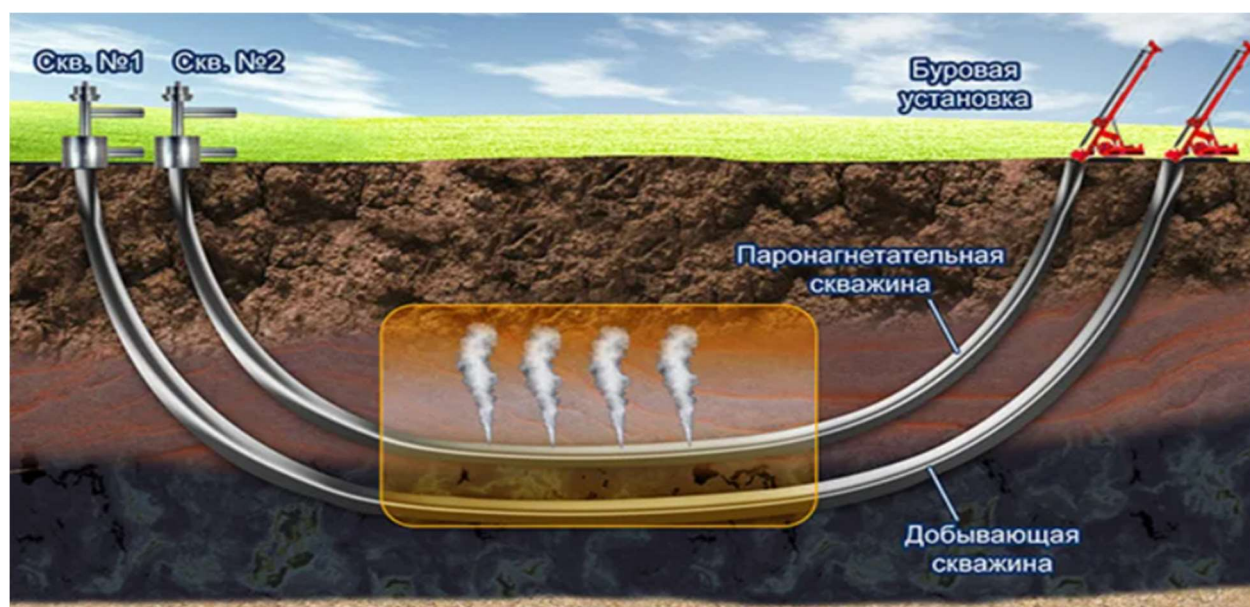
Первые проекты освоения залежей сверхвязкой нефти (СВН) в Республике Татарстан начались в 1970-х годах с проведения опытно-промышленных работ (ОПР) на двух месторождениях (Мордово-Кармальское и Ашальчинское) с использованием вертикальных скважин — испытывались методы внутрислоевого горения, паротеплового и парогазового воздействия.

Все работы в этой области не преодолели статуса ОПР, так как эффективность апробируемых технологий была низкой, а затраты на добычу СВН существенно превышали себестоимость добычи даже высоковязкой нефти [94].

Добыча сверхвязкой битумной нефти производится на Ашальчинском месторождении. С 2006 года были начаты опытные работы по строительству скважин для ПГД залежей СВН и их опытная эксплуатация.

Технология парогравитационного дренирования начиналась с бурения первых трех уникальных двухустьевых пар скважин с выходом на поверхность (рисунок 1.7). Первые пары скважин были пробурены с вертикальной буровой установки БУ-75.

Рисунок 1.7 – Принципиальная схема двухустьевой пары скважин для ПГД



Для бурения горизонтальных скважин с наклонным устьем в 2014 году, с учетом положительного опыта на Ярегском месторождении, были приобретены речные буровые установки, и в 2015 году пробурено 332 горизонтальные скважины. Общий



пробуренный фонд в 2018 году составил 813 эксплуатационных скважин (рисунок 1.8).  
Накопленная добыча СВН в 2017 году достигла 3 млн. тонн.

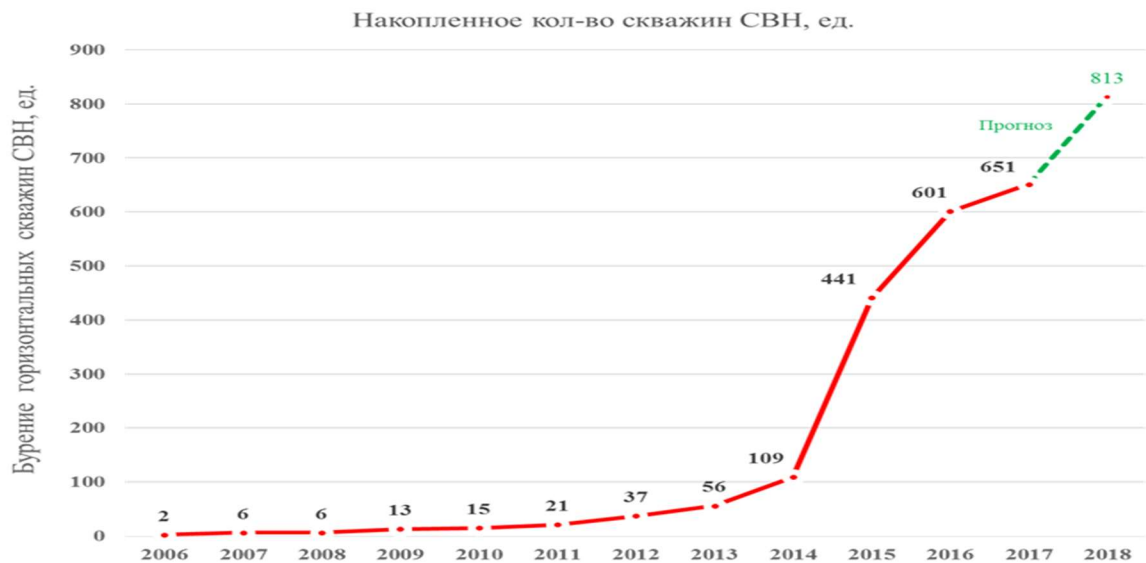


Рисунок 1.8 – Рост объема бурения скважин на месторождениях СВН в Татарстане.

Как и на горизонтальных скважинах для ПГД Ярегского месторождения, в конструкциях скважин предусмотрены участки свободной деформации, и аварии по причине тепловых нагрузок не возникают, но проблема выноса песка в добывающие горизонтальные скважины также полностью не решена [94].

#### **1.4. Скважины с пароциклическими обработками призабойных зон на пермокарбоневой залежи Усинского месторождения**

Кроме Ярегского месторождения тяжелой нефти в Республике Коми одно из самых известных, крупных и эксплуатируемых в настоящее время – Усинское месторождение высоковязкой нефти (рис. 1.10).

Месторождение было открыто в 1963 г. Эксплуатируется с 1977 г. Усинская залежь нефти располагается на северо-востоке республики Коми. Охватывает Печорскую низменность и бассейн реки Колвы (правый приток р. Усы). На расстоянии около 30 км в южном направлении город Усинск. Промышленные запасы составляют около 350 млн. тонн. Большая часть нефтяных запасов Усинского месторождения имеет большой коэффициент вязкости. Из-за этого к началу 1990-х пластовое давление снизилось до критического уровня. Для разработки была приглашена швейцарская компания ТВКОМ AG, которая создала совместное предприятие "Нобель Ойл" с российским оператором месторождения "Коминнефтью". В результате применения технологии площадного вытеснения нефти паром нефтеотдача увеличилась в четыре раза.

Пермокарбоневая залежь высоковязкой нефти, залегающая на глубине 1150—1500 м, относится к массивному типу. Высота ее (этаж нефтеносности) достигает 350 м. Залежь имеет активную гидродинамическую связь с законтурными и подошвенными водами. Тип коллектора трещиновато-кавернозно-поровый, трещины распространены в вертикальном и горизонтальном направлениях.

Нефть тяжелая (плотность 0,964 г/см<sup>3</sup>), высоковязкая, в пластовых условиях вязкость ее превышает 700 мПа·с, сернистая (массовая доля серы достигает 2 %). Начальное пластовое давление 14 МПа, газосодержание пластовой нефти примерно 20 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, смолисто-асфальтеновых фракций — 22 %.

Для интенсификации добычи применялись различные технологии теплового воздействия от закачки горячей воды до пароциклических закачек пара температурой до 350° С.

Значительное количество скважин, которое строились на Усинском месторождении, имеют 3-х или 4-х интервальные профили. Так же в качестве опытно-промышленных работ были построены скважины с горизонтальным окончанием. Скважина № 1ГС – скважина с интеллектуальным заканчиванием. Скважины №№ 2ГС,

3ГС, 4ГС – скважины с горизонтальным окончанием. При этом скважины №№ 2ГС, 3ГС – добывающие, а скважина № 3ГС паронагнетательная. Горизонтальные стволы располагались параллельно с расстоянием между ними около 70 м. Размещение скважин и способ разработки должен был принципиально соответствовать технологии Steam flood. Скважины с горизонтальным окончанием №№ 5ГС, 6ГС, 7ГС, 8ГС строились с размещением по принципу Перекрестный ПГД скважины (Cross SAGD). А также пароциклическая скважина с горизонтальным окончанием № 9ГС. ОПР показал не высокую эффективность разработки данной залежи скважинам с горизонтальным окончанием, в основном из-за значительной толщины продуктивной части (до 300 м), и наличием пропластков с ухудшенными коллекторскими свойствами. Месторождение продолжили разрабатывать наклонно-направленными скважинами. Траектория и конструкция среднестатистической наклонно-направленной скважины приведены в таблице 1.1 и рисунке 1.9.

Таблица 1.1 – Траектория и конструкция наклонно-направленной скважины на пермокарбонной залежи Усинского месторождения

Глубина по стволу, м	Зенитный угол, град	Глубина по вертикали, м	Отклонение от устья, м	Пространст. интенсивность, град/10 м	Комментарий
0	0	0	0	0	
30	0	30	0	0	Направление-323,9 мм.
350	0	350	0	0	Кондуктор-244,5 мм.
400	0	400	0	0	
903,46	50,346	841,13	207,32	1	
1591,18	50,346	1280	736,81	0	T1/ Нефть-Р <sub>1a</sub> +s (10-9)
1653,86	50,346	1320	785,07	0	Нефть-С <sub>3g</sub> +k (8+7+6)
1810,57	50,346	1420	905,72	0	Эксплуатационная-177,8 мм

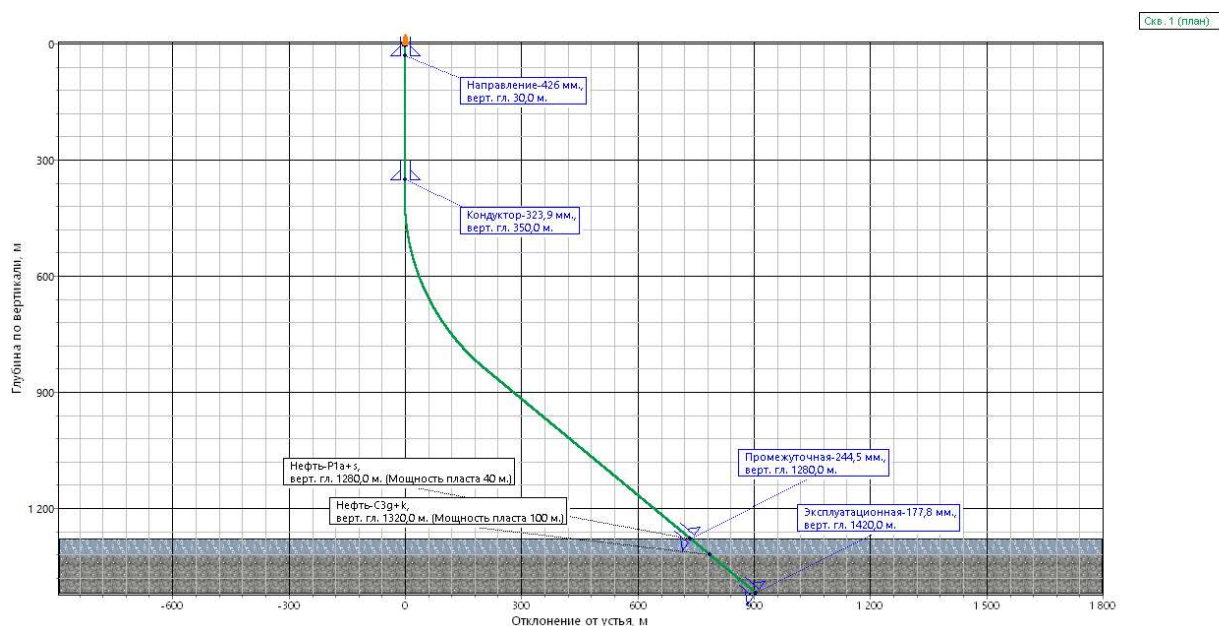


Рис. 1.9 – Пример траектории наклонно-направленной скважины на пермокарбоновой залежи Усинского месторождения

Бурение скважин осложнялось высокоинтенсивными поглощениями, в основном катастрофического характера, в интервале продуктивного горизонта. Поглощения были обусловлены коллекторскими свойствами продуктивного горизонта, представленный трещиноватыми, кавернозными известняками, а также аномально-низким пластовым давлением ( $K_a = 0,6$ ). По этой причине, применение различных технологий, направленных на борьбу с поглощениями на данном месторождении, в основном не показало какой-либо значительной эффективности.

Качество крепления эксплуатационной колонны добивались посредством применения технологии пеноцементного и ступенчатого цементирования. Причем ступенчатое обеспечивало возможность предварительного натяжения верхней секции эксплуатационной колонны, для последующей релаксации напряжений при нагреве. Но на практике, попытки произвести предварительное натяжение, чаще приводило к авариям или другого рода осложнениям при эксплуатации (деформации приустьевой части при переохлаждении) и при цементировании второй ступени – поглощениям тампонажного раствора из-за растрескивания верхнего интервала цемента первой ступени и сообщения с поглощающим интервалом. Предварительное натяжение колонны было принято ограничить собственным весом свободной части, а так же дополнительным натяжением учитывающий прочность цементного камня после ОЗЦ, с учетом особенностей траектории скважины. Технология цементирования скважин с применением пеноцементов более предпочтительна за счет меньшего количества

технологических операций и меньших рисков аварий и осложнений в процессе строительства.

На рисунке 1.10 приведены параметры эксплуатации скважин на пермокарбоновой залежи Усинского месторождения. Для обеспечения защиты крепи скважины от тепловых нагрузок закачка пара ведется через термоизолированные НКТ (ТНКТ) 114 x 73 мм в подпакерную зону. Термопакер устанавливается над интервалом перфорации, и имеет термокомпенсатор, который позволяет компенсировать температурное удлинение ТНКТ. Такая схема обеспечивает относительно невысокую температуру в межколонном пространстве 60-90° С (согласно проведенных замеров).

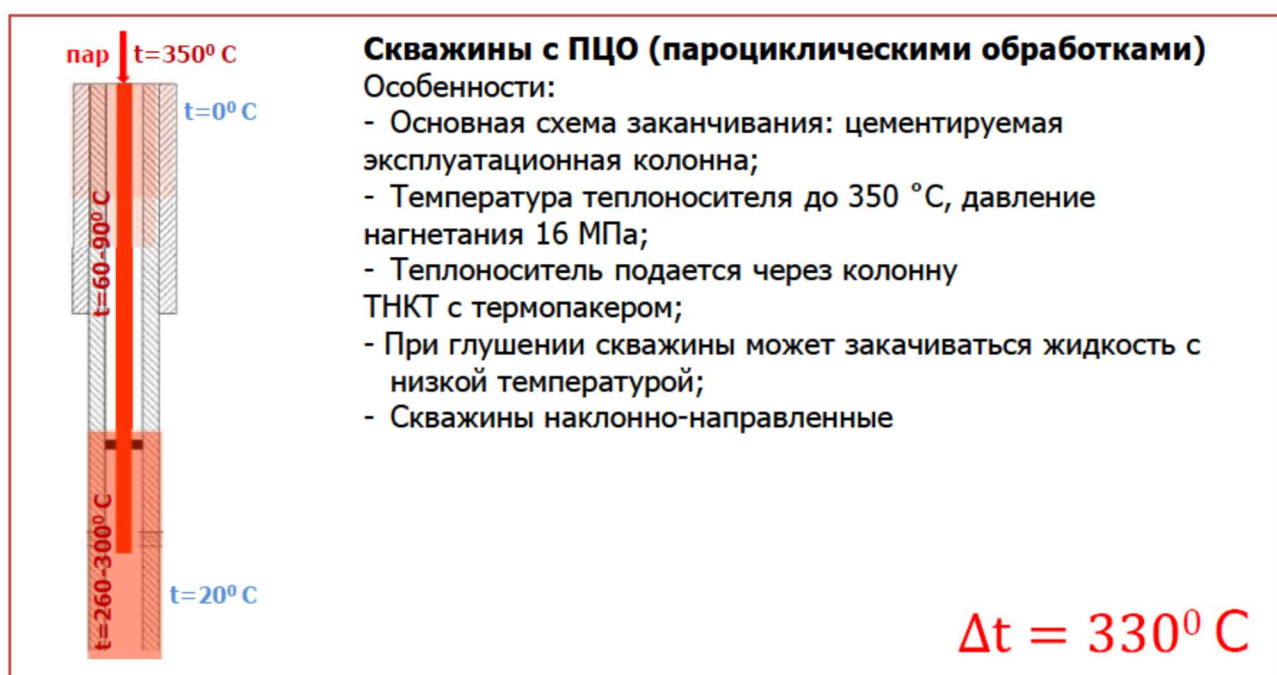


Рис. 1.10 - Параметры эксплуатации скважин на пермокарбоновой залежи Усинского месторождения.

Основные проблемы, которые возникают при эксплуатации паронагнетательных скважин на пермокарбоновой залежи Усинского месторождения, это – аварии с внутрискважинным оборудованием, с эксплуатационной колонной, а так же ухудшение состояния цементного камня за колонной в процессе эксплуатации.

## Выводы к главе 1

Анализ конструкций скважин с паротепловыми методами воздействия на пласты с ВВН и ПБ показал:

1. Промышленная добыча ВВН и ПБ на месторождениях Российской Федерации осуществляется с применением трех способов закачки пара в продуктивные пласты:
  - Шахтно-скважинный способ (термошахтная добыча);
  - Способ парогравитационного дренирования (ПГД) через параллельные горизонтальные скважины;
  - Способ пароциклической обработки (ПЦО) призабойной зоны, через наклонно-направленные скважины.
2. Аварии с внутрискважинным оборудованием в скважинах для ПГД возникают в основном из-за отказов погружного термооборудования в процессе эксплуатации из-за высокого содержания механических примесей песка различной фракции.
3. В скважинах для ПЦО аварии с внутрискважинным оборудованием и элементами конструкций возникают из-за нарушения эксплуатационных колонн и цементной креп, а так же прихватов, обрывов погружного оборудования.

## ГЛАВА 2. АНАЛИЗ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА АВАРИЙНОСТЬ ПАРОНАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

### 2.1 Основные причины возникновения аварий при ПЦО призабойных зон скважин Усинского месторождения

В 2014–2019 годы на Усинском месторождении проведено более 600 пароциклических операций (рисунок 2.1)

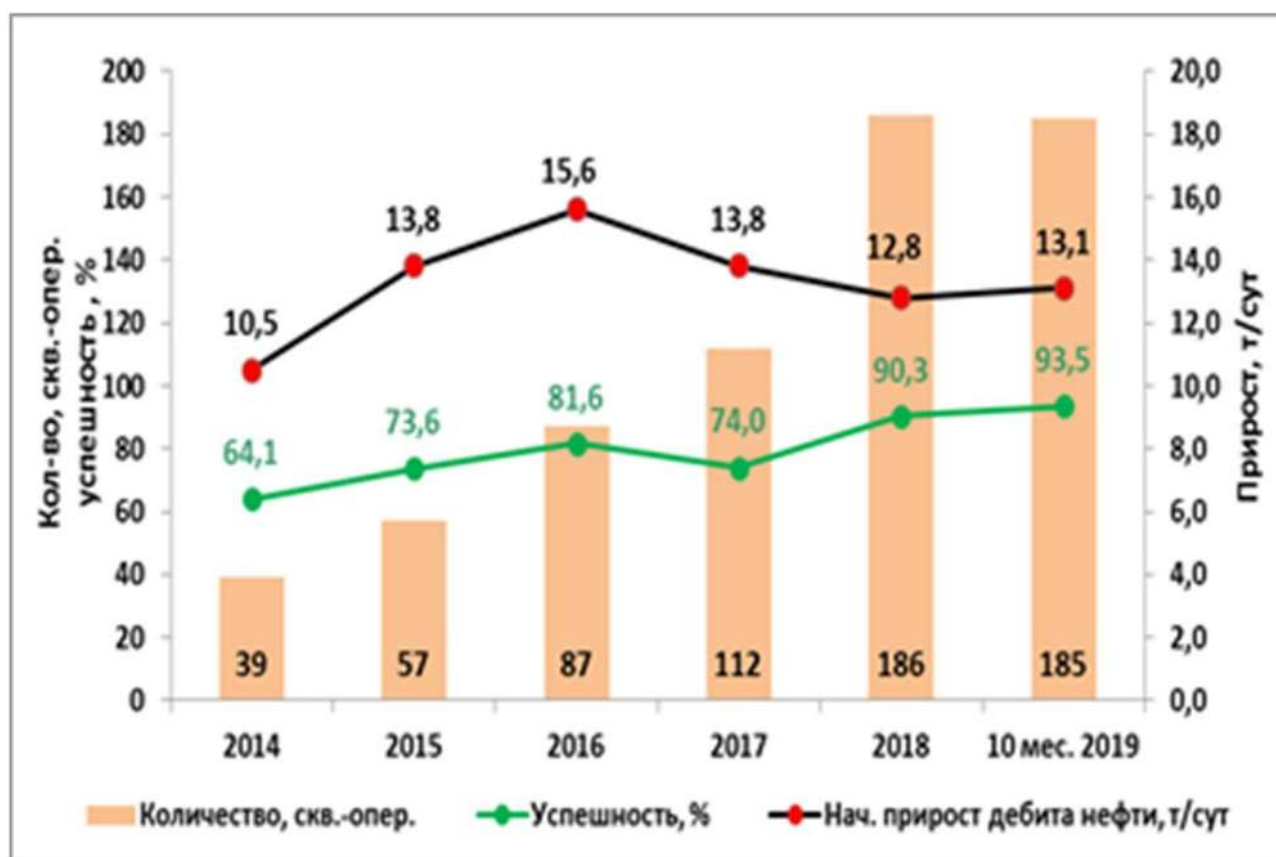


Рисунок 2.1 – Динамика выполнения ПЦО на Усинском месторождении за 2014-2019 годы

Для анализа были собраны и структурированы фактические данные по конструктивным особенностям, а также информации по хронологии ремонтов скважин. Распределение осложненного фонда приведено на рисунке 2.2.

Для проведения ПЦО в скважину спускается компоновка из термоизолированных ТНКТ-114 с термопакером. Ниже термопакера имеется

хвостовик из НКТ-89 с направляющей воронкой, через которую подается теплоноситель (пар). Глубина установки термопакера в эксплуатационной колонне (ЭК) 1200-1400 метров.



Рисунок 2.2 – Распределение осложненного фонда пароциклических скважин пермокарбонатной залежи Усинского месторождения

Проведенный анализ аварийности элементов конструкции скважин и внутрискважинного оборудования выявил основные проблемные моменты.

1. Выход эксплуатационной колонны на устье скважины (9-13 см.), что связано с нагревом эксплуатационной колонны при проведении цикла ПЦО (термическое удлинение, подвижки). Это не приводит к аварийным ситуациям. Температура скважинной среды между ТНКТ и ЭК при условии герметичности ТНКТ составляет 60-90 °С, в зоне ниже термопакера равна температуре теплоносителя. Также существует переходная зона над термопакером, где температура постепенно приближается к температуре пара. При локальной потере герметичности ТНКТ температура обсадной колонны выше термопакера может быть гораздо выше 60-90 °С, что потенциально может привести к деформации обсадных труб и резьбовых соединений выше термопакера.

2. Зона эксплуатационной колонны ниже термопакера непосредственно контактирует с теплоносителем, что приводит к высоким термическим нагрузкам, которые связаны с двумя факторами: продольные напряжения, возникающие в обсадной колонне и контактные напряжения на границе «цементный камень-обсадная

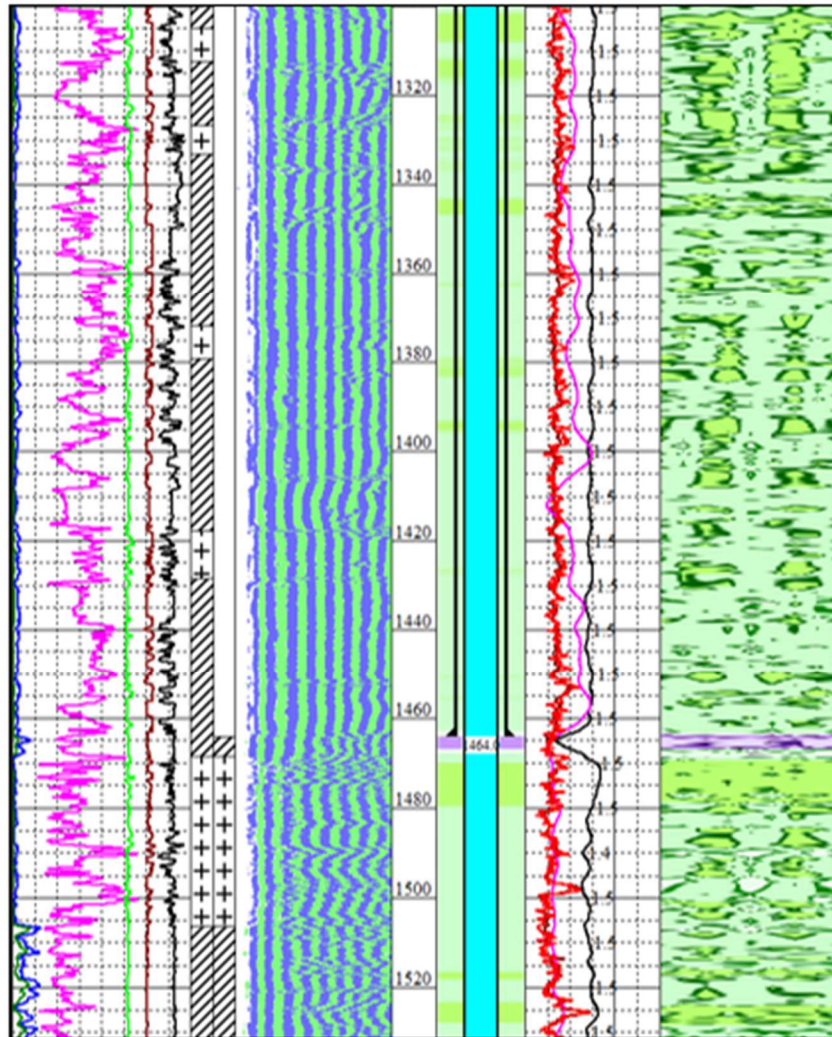


колонна». Термические нагрузки в нижней зоне могут приводить к повреждению как эксплуатационной колонны, так и к повреждению цементного камня после ПЦО, образованию заколонных перетоков в зоне перфорации, что подтверждается анализом акустической цементометрии (рисунок 2.3) и сводками по ремонту скважин.

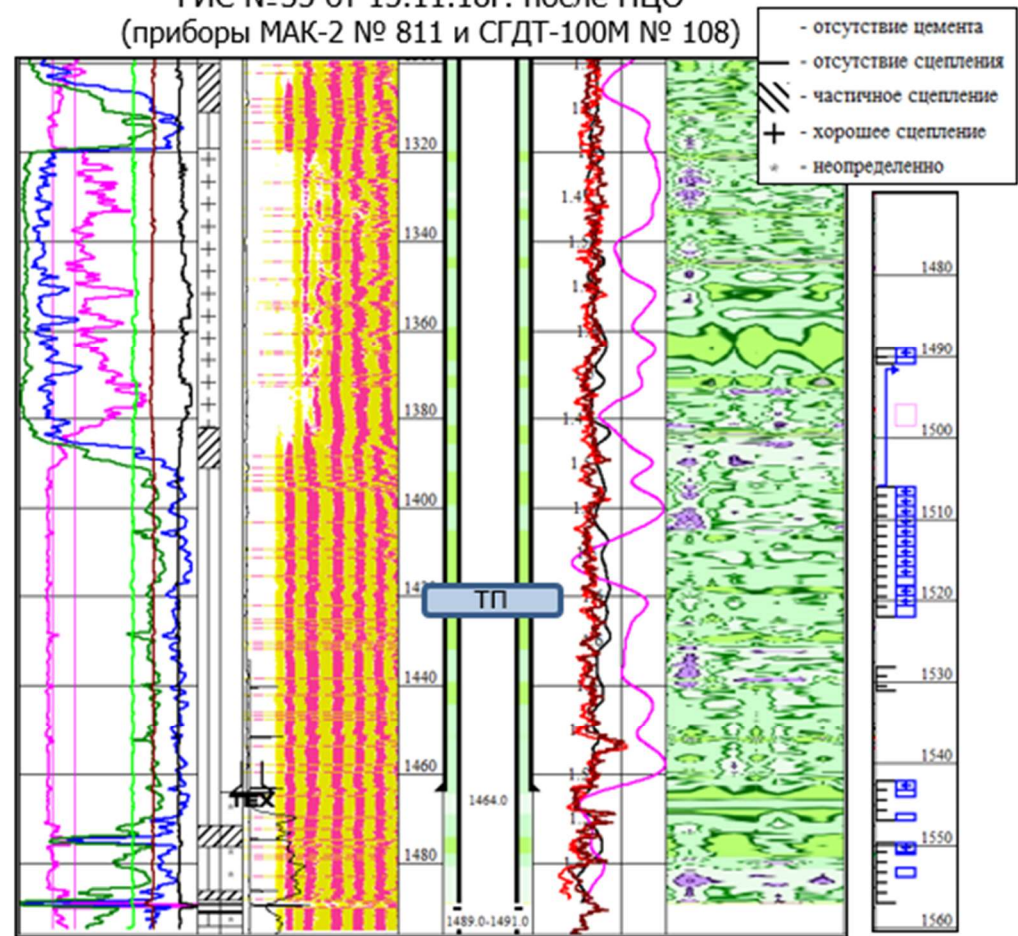
3. Термоизолированные НКТ 114 x 73, соединялись с пакером посредством термокомпенсатора. Термокомпенсатор работает как телескопическое соединение – полированный шток с узлом уплотнения на корпусе термopakера. Рабочий диапазон термокомпенсатора для современных скважин 6 м, а до какого-то времени использовался 2-х метровый шток. К нижней части полированного штока (ниже термopakера) устанавливается хвостовик из НКТ диаметром 89 мм. Низ НКТ-89 представлен «воронкой», которую спускают непосредственно в верхнюю часть интервала перфорации. В последующем, после подачи теплоносителя происходило тепловое удлинение НКТ до 5 м, деформационные процессы эксплуатационной колонны при этом наиболее сильные как раз в интервале перфорации, т.к. это самая прогреваемая и структурно нарушенная кумулятивными зарядами часть колонны. В сочетании с зенитным углом более 40°, это приводило к заходу «воронки» в зону перфорации и ее заклинке. Соответственно, по этой причине лифтовая колонна сперва хвостовик НКТ-89, а потом и ТНКТ 114x73, теряли продольную устойчивость (синусоидальный изгиб), и по мере роста осевой нагрузки из-за малого зазора между внутренним пространством ЭК 168 мм и муфтами ТНКТ место для продольной деформации практически отсутствовало и происходило разрушение резьбовых соединений ТНКТ. Происходило расклинивание муфт ТНКТ и заковка (прихват) ТНКТ. Зачастую эксплуатирующая организация принимало это как аварию, полученную из-за деформации эксплуатационной колонны, исходя из того, что в процессе фрезерования извлекались фрагменты, которые являлись частью обсадных труб.

4. Нарушения эксплуатационных колонн, которые проявляются, в основном, трудностями с прохождением спускаемого оборудования при ремонтах скважин. В этом случае проходимость эксплуатационной колонны восстанавливалась райбированием, после чего спускался термopakер и проводилось ПЦО. При этом нарушалась целостность эксплуатационной колонны и крепи скважины, что подтверждается методами электромагнитной дефектоскопии (ЭМДС).

ГИС №35 от 29.08.17г. после бурения  
(приборы МАК-2 № 709 и СГЦ-Т-110 № 161111)



ГИС №35 от 15.11.18г. после ПЦО  
(приборы МАК-2 № 811 и СГДТ-100М № 108)



- Отмечается отсутствие сцепления цементного камня с колонной выше и ниже места установки термopakера после проведения цикла ПЦО.
- По результатам ГИС №18 от 01.12.18г. отмечается заколонное движение жидкости в интервале 1491-1506м.

Рисунок 2.3 – Пример изменения состояния цементного камня до ПЦО и после

5. Как показал анализ промысловой информации, аварии с термооборудованием, связанные с трудностями или невозможностью поднять термопакер и/или неполным его извлечением (основная рабочая часть остается в скважине), приводят к продолжительным ловильным работам, зачастую неуспешным.

6. Снижение эффективности эксплуатации скважин с ПЦО из-за нарушения сцепления цементного камня с колонной.

На рисунке 2.4 приведена зависимость состояния сцепления цементного камня с колонной от количества циклов закачки пара, из которого видно, что после третьего цикла закачки пара сцепление почти полностью отсутствует.

## **2.2 Анализ факторов аварийности элементов конструкций скважин при ПЦО**

Для анализа аварийности были собраны исходные данные по 197 скважинам Усинского месторождения. Согласно данным, представленным Недропользователем, пароциклические обработки скважин (ПЦО) проводились на 152 скважинах. Остальные скважины приняты за сравнительную базу.

Среди 152 скважин, на которых были проведены ПЦО, аварии были на 34 скважинах. Процентное соотношение аварий представлено на рисунке 2.5. Отметим, что в группу «Аварии с ЭК» были включены все аварии с нарушениями целостности эксплуатационной колонны. Причиной данных нарушений может быть как воздействие ПЦО, коррозия, так и технологические операции (работа райбером и т.д.). Процент аварий, связанных с термооборудованием, составляет 15 % от общего количества скважин, на которых проводился хотя бы один цикл ПЦО.

Подавляющее большинство аварийных скважин было подвержено 1-2 циклам ПЦО (рисунок 2.6). Основной объем аварий также приходится на 1-2 цикла, что говорит о том, что действуют краткосрочные, «шоковые» факторы.

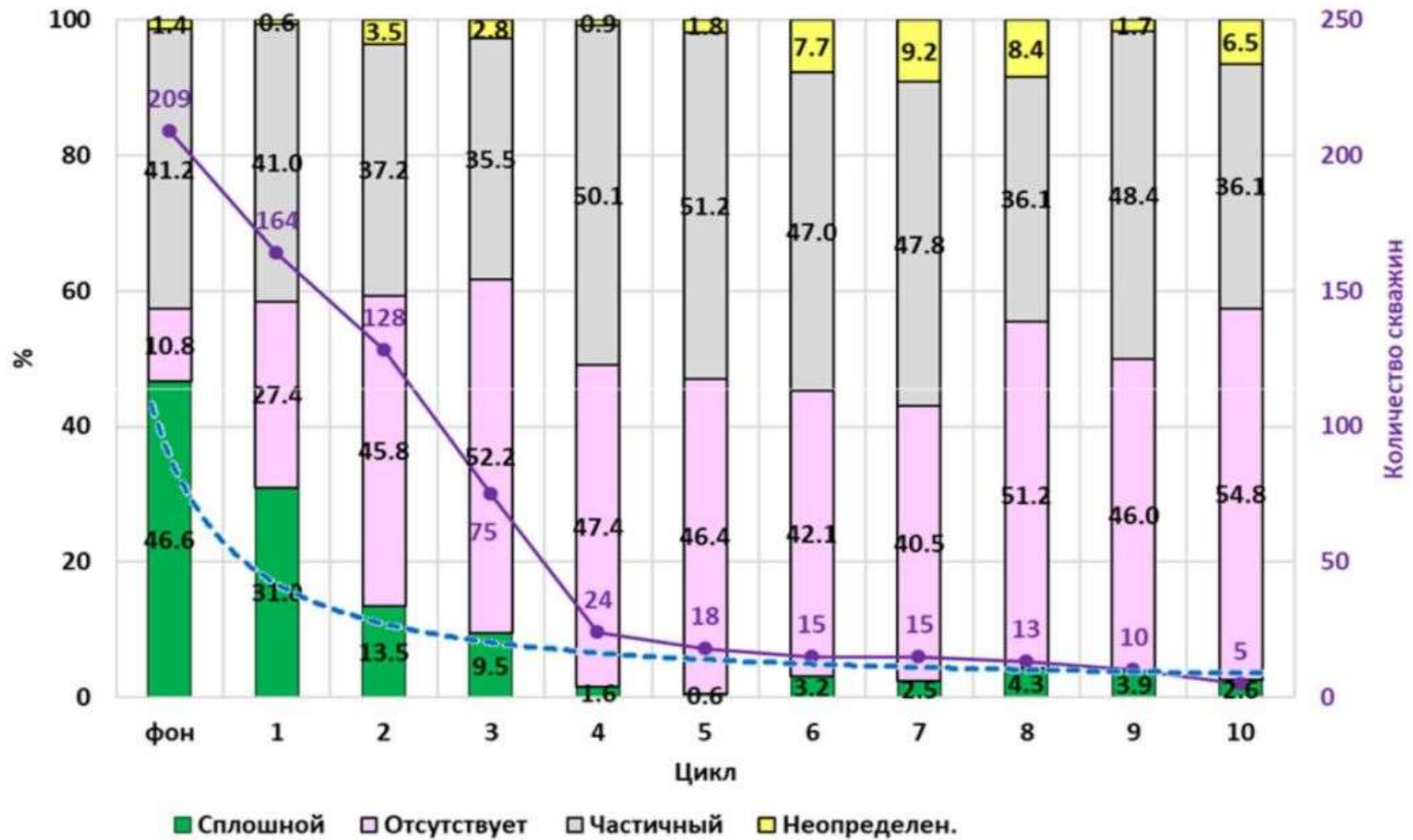


Рисунок 2.4 – Зависимость состояния сцепления цементного камня с колонной от количества циклов зачекки пара



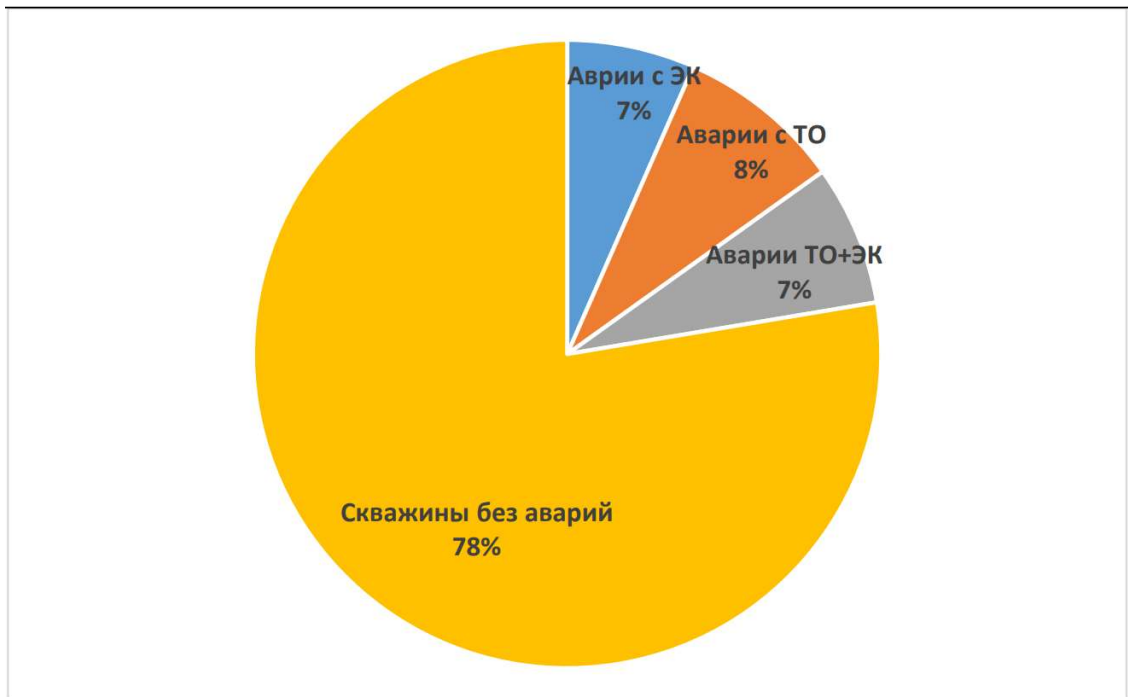


Рисунок 2.5 – Распределение аварийности на скважинах после ПЦО за 2016-2019 г.г.

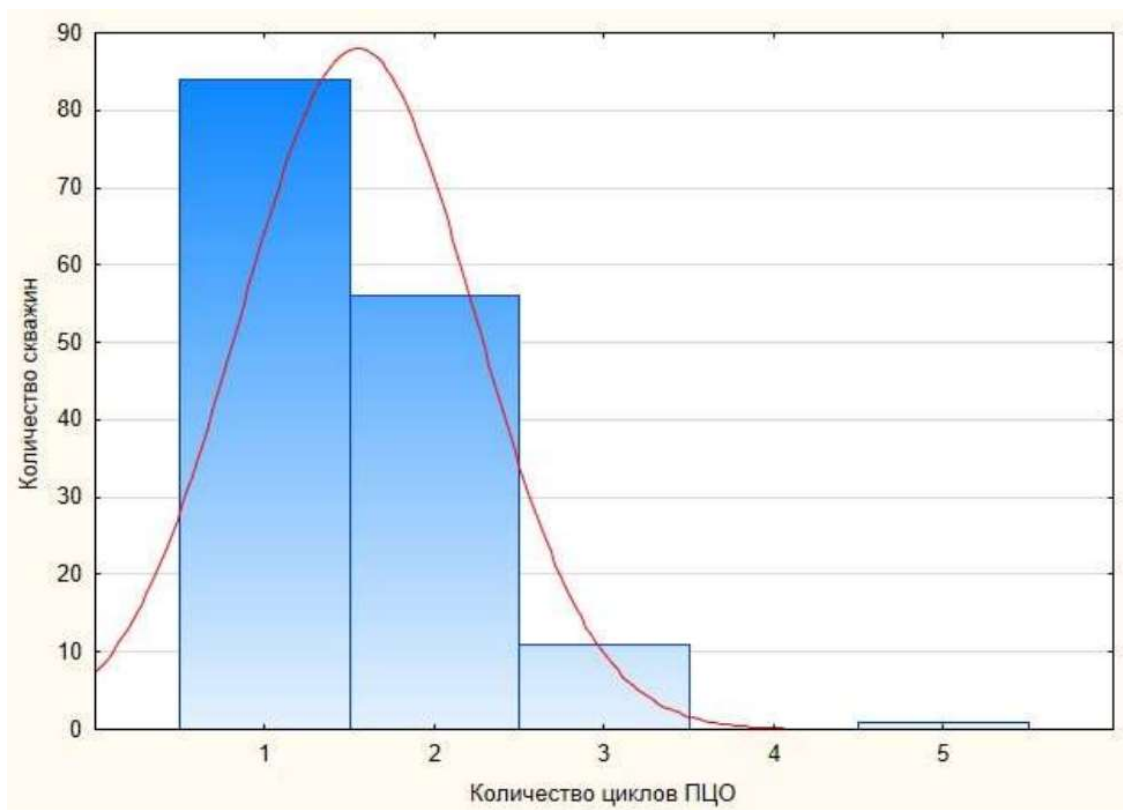


Рисунок 2.6 – Гистограмма распределения количества скважин и циклов ПЦО

На гистограмме (рисунок 2.7) показано распределение объема закачки пара по количеству скважин.

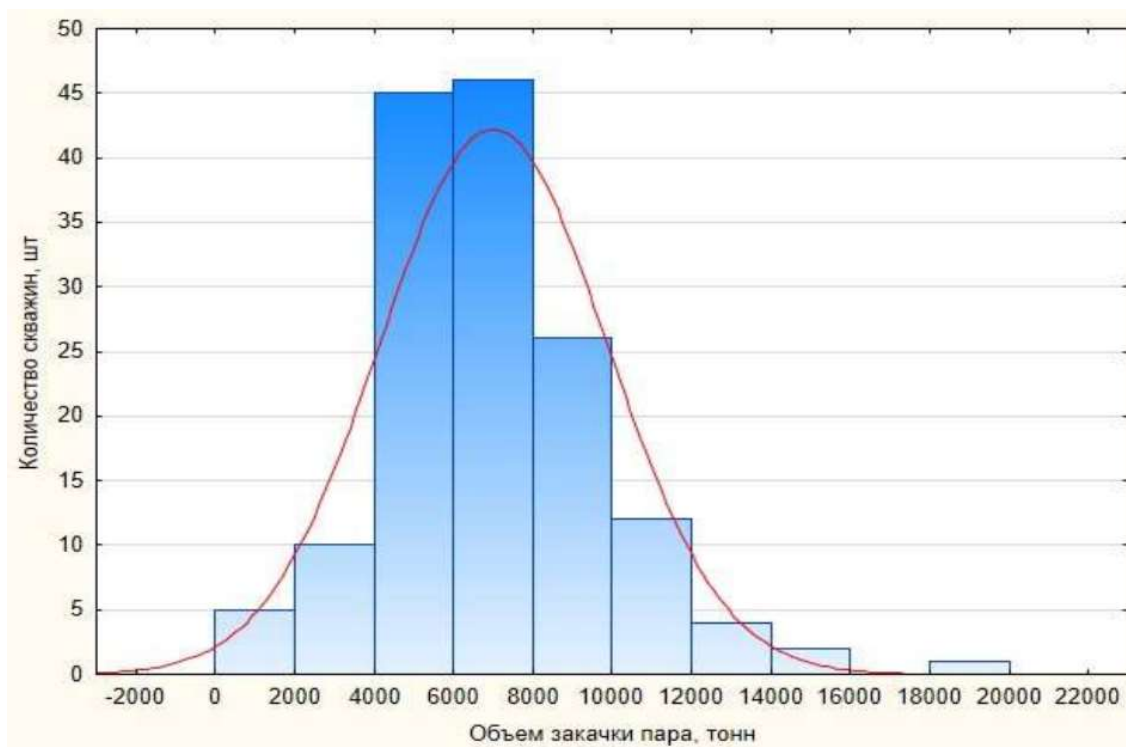


Рисунок 2.7 – Общая гистограмма распределения объема закачки пара по количеству скважин

Кроме анализа промысловой информации в процессе изучения литературных источников были выявлены факторы, влияющие на аварийность с элементами конструкции и внутрискважинным оборудованием.

Наиболее типичная локализация деформаций – резьбовые соединения. Согласно информации [44], до 85 % всех нарушений связано с разрушением, деформацией и негерметичностью резьбовых соединений. При прогреве соединения подвержены деформации сжатия, при охлаждении – деформации растяжения. Следует отметить, что многие производимые резьбовые соединения, в особенности типа ОТТМ и БАТРЕСС, на сжатие обладают примерно 50 % прочностью, чем на растяжение. В то же время резьбовые соединения с упором и уплотнением «металл-металл» в т.ч. специализированные соединения, имеют от 60 % до 100 % эффективности работы на сжатие [58].

Проведенный анализ промысловой информации и литературных источников показывает, что скважины с ПЦО необходимо рассматривать не как статическое

сооружение, а как динамичную, изменяющуюся по геометрическим параметрам конструкцию в процессе изменения температур. Перемещение элементов конструкции должно быть предусмотрено в процессе проектирования скважины. Обсадные колонны должны удлиняться и сокращаться в процессе изменения температур, без потери герметичности, с минимальными упругими и пластическими деформациями. Применяемый тампонажный материал должен быть пластичным.

Одним из основных факторов аварийности при ПЦО является интенсивность закачки пара. При быстром прогреве в системе «обсадная колонна – цементный камень» образуется большой радиальный перепад температуры, что приводит к высоким контактным напряжениям. Согласно информации, предоставленной в [43], рекомендуемая интенсивность прогрева должна быть не более 5 – 10 С°/час, в противном случае в цементном кольце и обсадной колонне могут образовываться критические «шоковые» напряжения, приводящие к нарушению обсадной колонны и цементного камня.

## **Выводы к главе 2**

1. Основные причины возникновения аварий в скважинах при ПЦО на Усинском месторождении связаны с нарушениями в эксплуатационных колоннах (ЭК – 7%), с прихватами элементов термооборудования (ТО – 8%), одновременно с ЭК и ТО (7%).

2. До 85% нарушений в обсадных колоннах и НКТ происходят в резьбовых соединениях, которые при прогреве подвержены деформации сжатия. Резьбовые соединения типа ОТТМ и БАТРЕС на сжатие выдерживают нагрузки примерно в 2 раза меньше, чем на растяжение.

3. Одним из основных факторов аварийности при ПЦО является интенсивность закачки пара. Установлена зависимость состояния сцепления цементного камня с колонной от количества циклов закачки пара.

4. В зоне эксплуатационной колонны, непосредственно контактирующей с паром, при закачке действуют два фактора: продольные напряжения, возникающие в обсадной колонне и контактные напряжения на границе «цементный камень – обсадная колонна», которые могут приводить к повреждению колонны и нарушению сцепления цементного камня с колонной.

## ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН ДЛЯ ТЕПЛОВЫХ МЕТОДОВ ДОБЫЧИ НЕФТИ, А ТАКЖЕ ТРЕБОВАНИЙ К ИХ СТРОИТЕЛЬСТВУ И ЭКСПЛУАТАЦИИ

### 3.1 Методика анализа эквивалентных напряжений для расчета обсадных колонн при работе в условиях высоких тепловых нагрузок

Для расчёта обсадных колонн с учетом высоких термических нагрузок была адаптирована методика анализа эквивалентных напряжений (рисунок 3.1).

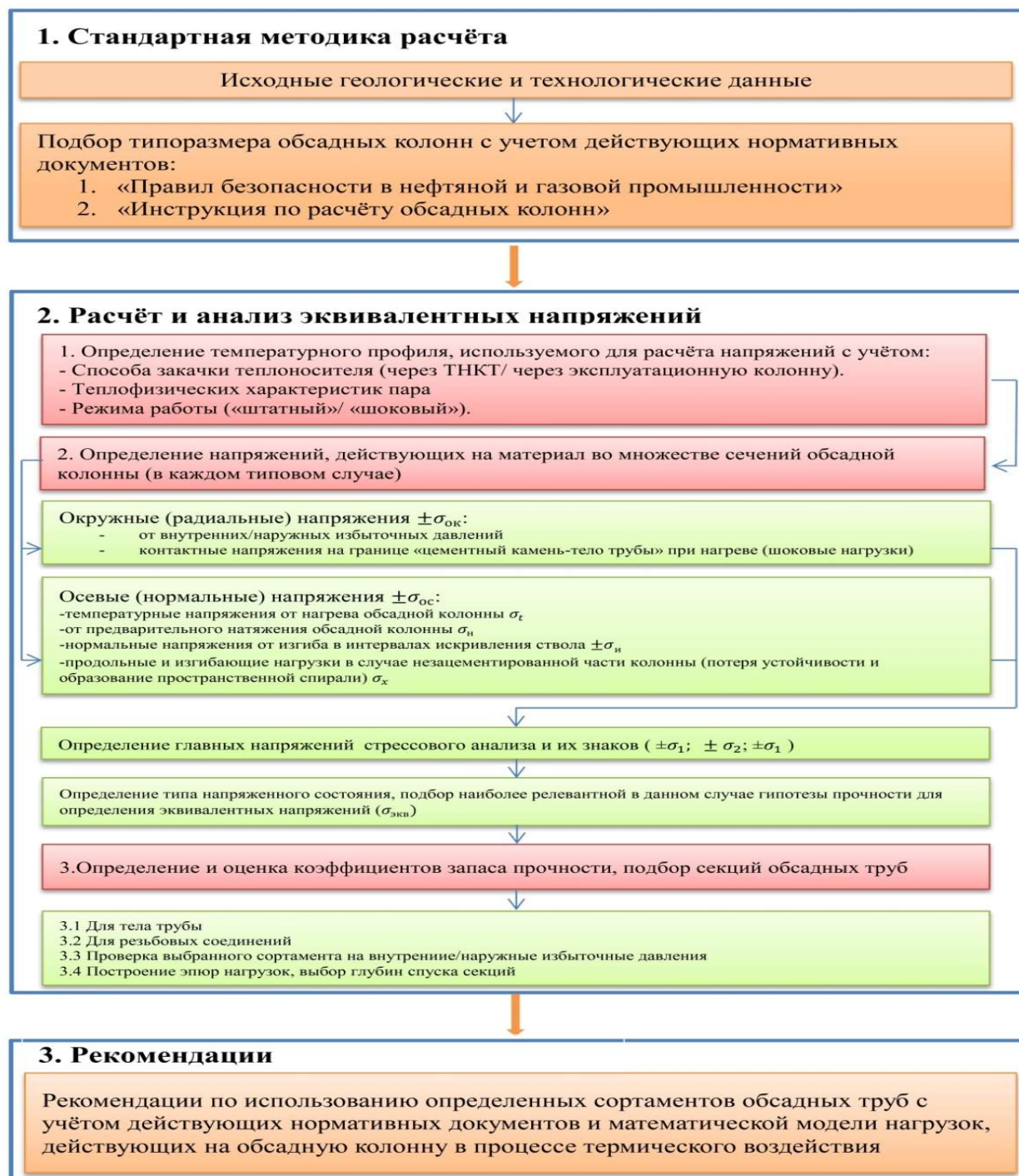


Рисунок 3.1 –Алгоритм расчета обсадных колонн ПЦО скважин



Основная задача это снижение аварийности при эксплуатации ПЦО скважин за счет изменения их конструкции и обеспечения требуемых прочностных характеристик в интервалах подверженных тепловой деформации.

В предлагаемой схеме не предлагается отказаться от действующих нормативных документов (блок 1 Алгоритма), это является обязательным условием дальнейших расчётов. Ориентиром для методики являются материалы, представленные в [43, 49]. Для выполнения расчетов в методику были внесены следующие дополнения:

- построение температурного профиля;
- выделение расчетных сечений;
- расчет главных радиальных напряжений с построением эпюр;
- расчет главных осевых напряжений с построением эпюр;
- расчет эквивалентных напряжений с построением эпюр;
- обоснование различных коэффициентов запаса прочности к различным типам резьбовых соединений по нагрузкам сжатия, как наиболее критичному элементу;
- расчет КЗП и построение эпюр для тела трубы и резьбовых соединений по пределу текучести и пределу прочности;
- определение интервалов с нагрузками превышающие допустимые с учетом запаса прочности;
- внесение изменения в конструкцию скважины с последующей верификацией путем расчета новой конструкции.

Основой «алгоритма является трехосевой стрессовый анализ. Данный метод широко распространен в технологии конструкционных материалов, строительстве, машиностроении и других сферах, где материал находится в сложном напряжённом состоянии [43, 50]. Также расчёт трехосевого напряжения (напряжение von Mises) используется в системах автоматизированного проектирования, в том числе и при проектировании скважин.

Блок 2 Алгоритма состоит из нескольких частей:

2.1 Теплотехническая часть. Данный раздел необходим для определения температурного профиля.

2.2 Анализ эквивалентных напряжений.

2.3 Технологическая часть. На основании данного раздела строятся эпюры эквивалентных напряжений и коэффициентов запаса прочности.

Теплотехническая часть необходима для построения распределения температуры по стволу (температурный профиль), что в итоге оказывает влияние на полученные расчётные величины эквивалентных напряжений. Как было указано в блоке 2.1, для условий Усинского месторождения возможны два расчётных режима: «штатный», когда колонна ТНКТ герметична (температура прогрева в зоне выше термопакера обсадной колонны не более 60-90°С), а зона ниже термопакера принимается равной температуре теплоносителя; «шоковый» режим, когда на локальных участках или по всей длине выше термопакера наблюдаются нарушения целостности ТНКТ, что приводит к прогреву эксплуатационной колонны до температуры теплоносителя.

Анализ эквивалентных напряжений выполняется разбивкой профиля обсадной колонны на множество сечений (шаг интерполяции может быть любой), и в каждом сечении определяются расчётные напряжения. Приняв за «базовый» расчёт случай, когда эксплуатационная колонна зацементирована до устья, посчитаем главные напряжения. В нашем случае мы рассматриваем 2 основных (главных) напряжения: окружное (радиальное) и осевое напряжение. Окружное напряжение, в свою очередь, суммируется из напряжений от избыточных давлений (наружных или внутренних) и контактных напряжений на границе «цементный камень-тело трубы». Конечная формула для определения окружного напряжения:

$$\sigma_{\text{окр}} = \frac{P_{\text{изб}}d}{2s} = \frac{(P_{\text{вн}} - P_{\text{н}} - P_t)d}{2s} \quad (1)$$

где  $P_{\text{вн}}, P_{\text{н}}, P_t$  - соответственно внутреннее, наружное и контактное давления,  $s$  - толщина стенки обсадной колонны,  $d$  - диаметр трубы.

Наибольшие температурные напряжения возникают в момент, когда труба прогрелась, а цементный камень еще нет (случай быстрого выхода на тепловой режим). Для расчёта контактных давлений воспользуемся конечной эмпирической формулой [43, 49]:

$$P_t = \frac{2,5\Delta t}{m+13} \quad (2)$$

где  $m$  –соотношение радиуса обсадной трубы к её толщине стенки, 13- соотношение модуля упругости стали к модулю упругости цемента (среднее значение).

Следует отметить, что для расчёта необходимо учитывать, что внутренние давления принимаются положительными (знак «+»), в наружные отрицательными (знак «-»).

Осевое напряжение от нагрева колонны вычисляется по формуле:

$$\sigma_t = aE\Delta t \quad (3)$$

Это выражение предназначено для случая, когда колонна полностью зацементирована и закреплена (не имеет возможности продольного перемещения).

В случае предварительного натяжения обсадной колонны напряжения можно вычислить по формуле:

$$\sigma_n = \frac{Q_n - q}{F} \quad (4)$$

где  $Q_n$  - усилие предварительного натяжения,  $l$  - координата, отсчитанная от устья скважины,  $q$  - вес погонного метра обсадной трубы,  $F$  - площадь сечения обсадной трубы.

Также, в случае наличия участков искривления ствола скважины, будет иметь место напряжение от изгиба обсадной трубы. С учётом знаков напряжения от искривления ствола вычисляются по формуле:

$$\sigma_{\text{и}} = \pm \frac{Ed}{2R} \quad (5)$$

где  $R$  – радиус кривизны ствола скважины.

В точке трубы, ближе к центру радиуса искривления нагрузки будут сжимающими (отрицательными), в точке, наиболее отдаленной от этого центра – растягивающими (положительными). Также, как было указано ранее, напряжения от изгиба имеют место для первого цикла прогрева, после прогрева за счет явления релаксации напряжений они перераспределяются или уменьшаются.

Вычислив основные составляющие компоненты напряжений, необходимо рассчитать суммарные значения главных напряжений, пользуясь принципом наложения напряжений. В случае базового расчёта итоговая система напряжений:

$$\sigma_1 = \pm \sigma_{\text{и}} + \sigma_n - \sigma_t = \pm \frac{Ed}{2R} + \frac{Q_n - q}{F} - aE\Delta t \quad (6)$$

$$\sigma_2 = 0$$

$$\sigma_3 = \frac{(P_{\text{вн}} - P_{\text{н}} - \frac{2,5\Delta t}{m+13})}{2s} \quad (7)$$

Тангенциальная компонента напряжений  $\sigma_2$  принята равной нулю ввиду отсутствия влияния силовых нагрузок данного направления на аварийность от ПЦО.

Зная величины и знаки двух главных напряжений ( $\sigma_1$  и  $\sigma_2$ ), необходимо привести эти два значения к одному, чтобы была возможность сравнивать с допустимыми прочностными характеристиками тела трубы.

Согласно определению [50-52], эквивалентное напряжение – это напряжение, под действием которого материал в условиях простого растяжения-сжатия оказывается в равноопасном состоянии с рассматриваемым сложным напряженным состоянием (рисунок 3.2).

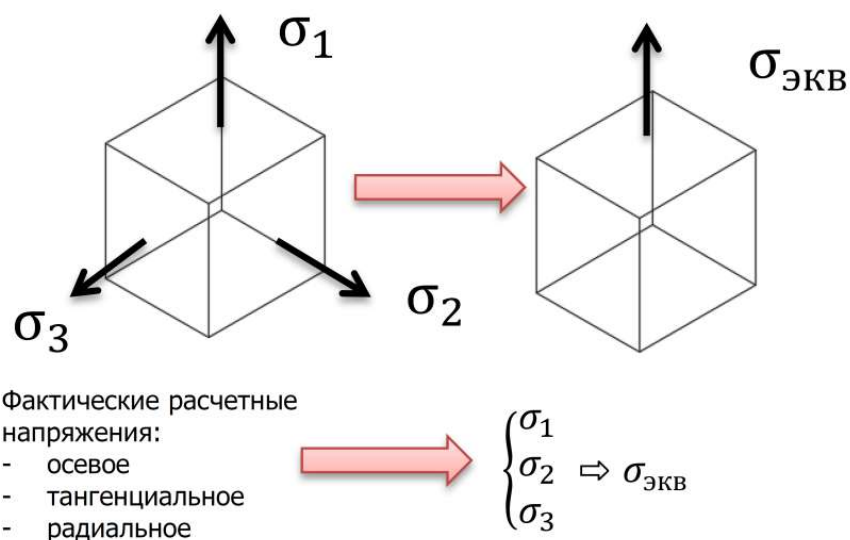


Рисунок 3.2 – Графическая интерпретация замены сложного напряженного состояния состоянием деформации «растяжение-сжатие» для элементарного объема материала

Эквивалентное напряжение можно определить по нескольким гипотезам прочности [52]. Было установлено, что наиболее корректны для сложного напряженного состояния изотропного материала две гипотезы прочности: гипотеза Мора (формула 9) и энергетическая теория прочности (условие текучести Губера-Мизеса, формула 10), так как они хорошо коррелируют с опытными данными.

$$\sigma_{\text{эвк}} = \sigma_1 - \nu\sigma_3 \quad (8)$$

$$\sigma_{\text{экв}} = \sqrt{\frac{1}{2}((\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2)} \quad (9)$$

где  $\nu$  - соотношение предельных напряжений растяжения и сжатия (для пластичных материалов  $\nu = 1$ ).

В нашем случае и  $\sigma_1$  и  $\sigma_3$  имеют отрицательное значение и итоговое напряжение можно посчитать по формуле Губера-Мизеса [52] для плоского напряженного состояния, так как  $\sigma_2$  приняли равным 0. Алгебраически преобразуем формулу 10 для случая, когда  $\sigma_2 = 0$ :

$$\begin{aligned} \sigma_{\text{экв}} &= \sqrt{\frac{1}{2}((\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2)} = \\ &= \sqrt{\frac{1}{2}((\sigma_1)^2 + (-\sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2)} = \sqrt{\frac{1}{2}(\sigma_1^2 + \sigma_3^2 + \sigma_3^2 - 2\sigma_3\sigma_1 + \sigma_1^2)} = \\ &= \sqrt{\frac{1}{2}(2\sigma_1^2 + 2\sigma_3^2 - 2\sigma_3\sigma_1)} = \sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_3^2 - \sigma_3\sigma_1} \end{aligned} \quad (10)$$

Полученное значение эквивалентного напряжения необходимо сравнить с пределом текучести материала тела трубы. Таким образом, условие прочности приобретет вид [53]:

$$\sigma_{\text{экв}} \leq \frac{\sigma_t a_t}{n} \quad (11)$$

где  $n$  - коэффициент запаса прочности,  $a_t$  - безразмерный коэффициент снижения предела текучести стали при повышении температуры.

Степень снижения фактического предела текучести можно найти в литературных источниках. Например, на рисунке 3.3 в графическом виде изображены табличные данные для сталей отечественных труб [43]. Промежуточные значения для различных температур в случае необходимости можно найти методом аппроксимации. Аналогичные данные можно найти для труб, выполненных по стандарту ISO 11960 [57].

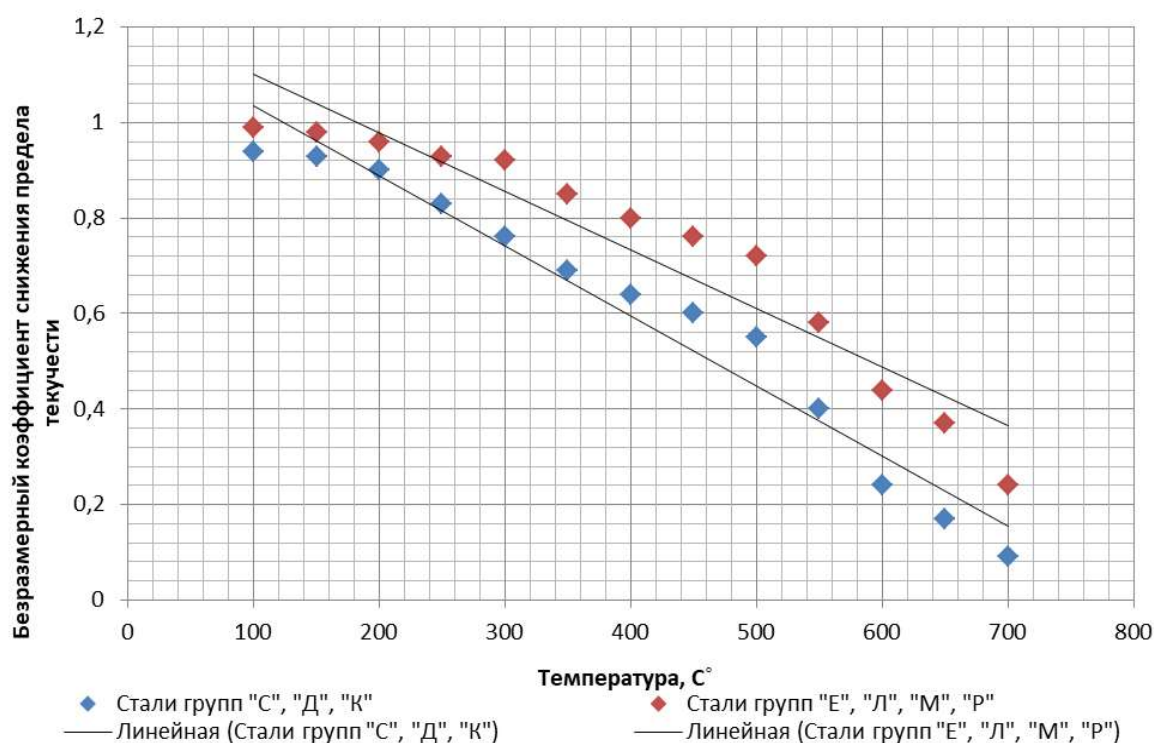


Рисунок 3.3 – График снижения предела текучести сталей при нагреве

Результатом расчётов является система эпюр, на основании которых можно дать рекомендации по выбору определенной группы прочности стали и глубине спуска секций. Основные определяющие эпюры – температурный профиль, эпюра эквивалентных напряжений и эпюры коэффициентов запаса прочности (КЗП) [53] для тела трубы и резьбовых соединений.

### 3.2 Результат расчета нагрузок эксплуатационной колонны при ПЦО для аварийной скважины и сопоставление результатов с промысловой информацией

Для проверки предложенного алгоритма проектных расчетов высокотемпературных скважин были проведены расчеты аварийных скважин и сопоставлены полученные результаты и интервалы где были аварии с обсадными колоннами.

В качестве примера приведём результаты расчёта напряжений и вычисленных КЗП для одной из аварийных скважин Усинского месторождения. Исходные фактические данные представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Исходные данные по скважине № 7359 Усинского месторождения

Значение	Показатель
Глубина спуска направления 426 мм, м	33
Глубина спуска кондуктора 323,9 мм, м	303,7/305
Глубина спуска технической колонны 244,5 мм, м	1195/1453
Глубина спуска эксплуатационной колонны 168,3х8,9 Д Buttress, м	1379/1728
Цементирование ЭК	ПЦТ-I-G с добавкой КРД-50-067, до устья
Глубина МСЦ+ПДМ, м	1402-1405
Глубина установки термopakера, м	1246
Длина колонны-хвостовика ТНКТ, м	370
Интервалы перфорации, м	1620-1627,5; 1630,5-1645,5; 1648,5-1658; 1663-1671
Температура теплоносителя при ПЦО, °С	До 326
Давление нагнетания теплоносителя, МПа	16
Предварительное натяжение ЭК	отсутствует

Конструкция скважины № 7359 стандартная для пермокарбоновой залежи Усинского месторождения ВВН (рисунок 3.4), и включает:

- Направление 426 мм спускается для предупреждения размыва насыпного основания и обвала неконсолидированных пород при бурении под кондуктор;
- Кондуктор 324 мм для перекрытия интервала залегания многолетнемерзлых пород. На кондуктор устанавливается противовыбросовое оборудование;
- Техническая колонна 245 мм спускается в кровлю целевого горизонта, разобщает интервалы с несовместимыми условиями бурения – активные глины триасовой и верхнепермской систем. При вскрытии целевого горизонта и получения с высокой долей вероятности поглощения катастрофического характера осложнение ствола скважины сделало бы продолжение бурения невозможным и привело бы к необходимости перебурирования скважины. Колонна цементируется на всю длину;
- Эксплуатационная колона 168 (178) мм спускается до проектного забоя и цементируется до устья. Из за наличия поглощений, а так же с учетом специфики скважин цементирование колонны производится пеноцементными или

облегченными термостойкими составами. В последующем колонна перфорируется кумулятивным способом в интервалах нефтеностности.

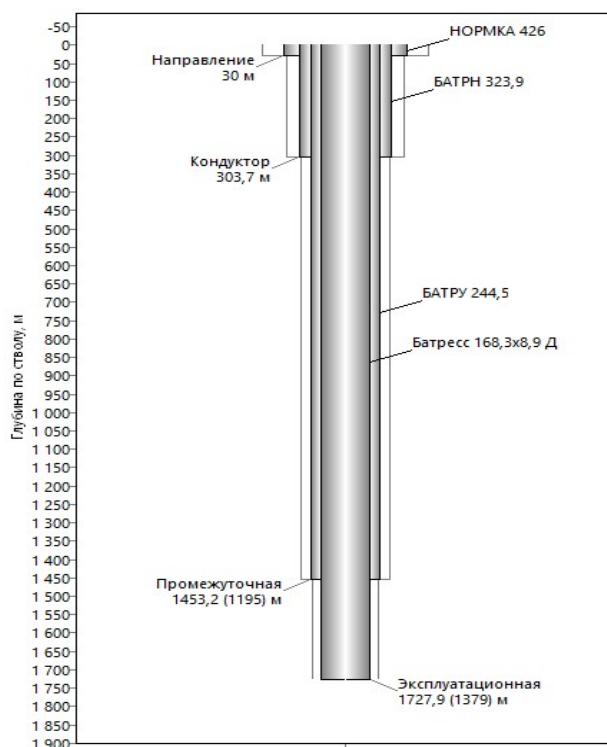


Рисунок 3.4 - Конструкция скважины № 7359 Усинского месторождения

Расчёты напряжений и построение эпюр были выполнены в Microsoft Excel (рисунок 3.5). Принятый шаг интерполяции – 10 метров. Следует отметить, что данные величины напряжений получены для момента интенсивного прогрева, когда обсадная колонна прогрелась, а цементный камень остается непрогретым, соответственно радиальная компонента напряжений имеет максимальное значение.



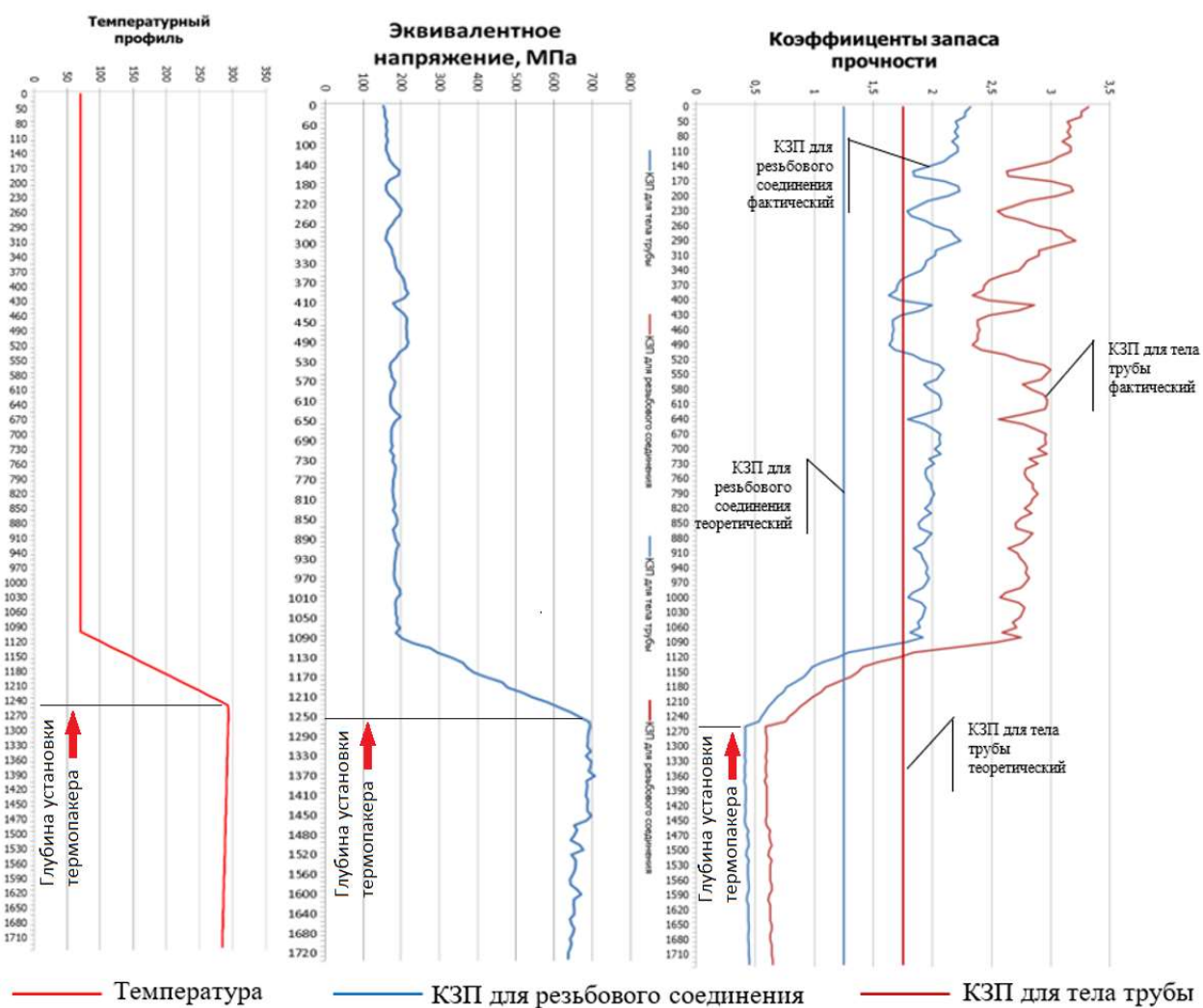


Рисунок 3.5 – Эпюры температурного профиля, эквивалентных напряжений и коэффициентов запаса прочности для скважины №7359 Усинского месторождения

На левой эпюре приведен температурный профиль в момент прогрева скважины при выходе на рабочий режим закачки пара. Максимальная температура на глубине установки термopakера и низа термоизолированного НКТ (точка выхода пара). Температурный профиль взят по аналогии со скважин №№ 2ГС, 3ГС, 4ГС Усинского месторождения, которые были оборудованы оптоволоконными системами для регистрации температурного профиля в процессе закачки пара.

На средней эпюре приведены расчетные эквивалентные напряжения. Значения напряжений зависит от нагрузок на обсадную колонну – избыточные давления, растягивающие нагрузки, нагрузки зависящие от особенностей траектории скважины – упругие деформации, а также нагрузки, зависящие от воздействия высоких температур. Из данной эпюры видно, что температурная составляющая в большей степени влияет на эквивалентные напряжения.

На правой эпюре приведены нормативные значения коэффициентов запаса прочности для тела обсадных труб 168,3 x 8,9 Д и резьбового соединения Батресс. Так же приведены линии расчетных коэффициентов запасов прочности. На эпюре видно, что до глубины роста температуры, расчетные запасы прочности превышает допустимые. А в зоне ПЦО значительно ниже нормативных и ниже значения пределов прочности обсадных труб.

Полученные результаты свидетельствуют о том, что используемый сортамент труб не подходит для применения при таких термических условиях. Коэффициенты запаса прочности значительно ниже нормативных (это касается, в основном, зоны ниже термопакера). Данные о нарушениях целостности обсадной колонны подтверждают это – на скважине № 7359 после цикла ПЦО отмечались трудности прохождения в эксплуатационной колонне на глубинах 1193, 1402, 1425, 1667 м., что свидетельствует об определенных дефектах (деформацию) обсадных труб.

### 3.3 Расчёт конструкции скважины для Усинского месторождения заканчиваемой цементируемым хвостовиком

Конструкция скважины, предназначенная для ПЦО [65], оптимизирована в части снижения металлоёмкости и имеет зону для возможной термокомпенсации за счет удлинения хвостовика (зумпф). Метод подачи теплоносителя – закачка через ТНКТ с термопакером.

Таблица 3.2- Исходные данные для расчета методом анализа эквивалентных напряжений

Обозначение	Описание	Значение	Единица измерения
$d_{i1}$	Диаметр эксплуатационной колонны	244,5	мм
$d_{i2}$	Диаметр хвостовика	177,8	мм
$s_1$	Толщина стенки ЭК	8,94	мм
$s_2$	Толщина стенки хвостовика	9,19	мм
$m_1$	Соотношение радиуса обсадной трубы к толщине стенки для ЭК	13,674	-
$m_2$	Соотношение радиуса обсадной трубы к толщине стенки для хвостовика	9,673	-
$F_1$	Площадь сечения тела трубы ЭК	0,0066	м <sup>2</sup>
$F_2$	Площадь сечения тела трубы хвостовика	0,0049	м <sup>2</sup>
$T_{\Pi}$	Исходная температура теплоносителя	350	°C

$P_{\text{зак}}$	Давление нагнетания пара	16	МПа
$\alpha$	Коэффициент линейного температурного расширения стали	0,000012	$^{\circ}\text{C}^{-1}$
$\rho_{\text{ж}}$	Плотность жидкости между ТНКТ и ОК	1020	$\text{кг/м}^3$
$E$	Модуль упругости (Юнга) стали	210	ГПа
$E_{\text{ц}}$	Модуль упругости (Юнга) цемента	3,9 <sup>1)</sup>	ГПа
$\rho_{\text{п}}$	Плотность пара при заданной температуре и давлении	102,4	$\text{кг/м}^3$
$\rho_{\text{ж}}$	Плотность жидкости, заполняющей поры цементного камня	1121	$\text{кг/м}^3$
$\Delta t$	Разница между $t$ ОК и цементного камня	150	$^{\circ}\text{C}$
$T_{\text{ММП}}$	Температура в зоне ММП	0	$^{\circ}\text{C}$
$\sigma_{\text{т(L80)}}$	Предел текучести обсадной трубы (L80)	552	МПа
$\sigma_{\text{п(L80)}}$	Предел прочности обсадной трубы (L80)	655	МПа
$Q_{\text{max (p.c1)}}$	Допустимое осевое сжимающее усилие для резьбового соединения типа Buttress (ОК 244,5 мм)	1826	кН
$Q_{\text{max (p.c2)}}$	Допустимое осевое сжимающее усилие для резьбового соединения типа TMK UP CWB (ОК 244,5 мм)	3652	кН
$Q_{\text{max (p.c3)}}$	Допустимое осевое сжимающее усилие для резьбового соединения типа TMK UP PF (ОК 177,8 мм)	1612	кН
$[n_{\text{т}}]$	Нормативный коэффициент запаса прочности по пределу текучести	1,00	—
$[n_{\text{п}}]$	Нормативный коэффициент запаса прочности по пределу прочности	1,15	—
$\phi_i$	Коэффициент передачи усилия на обсадную колонну при возможности частичной компенсации осевого напряжения	0,35	—
$K_i$	Коэффициент, характеризующий отношение температуры обсадной колонны к температуре теплоносителя	0,9	—
$Q_{\text{н}}$	Предварительное натяжение ОК	—	кН
-	Глубина подошвы ММП	250	м
-	Способ закачки теплоносителя	Через НКТ	-
-	Глубина спуска направления 425,5 мм	30	м
-	Глубина спуска кондуктора 323,9 мм	350	м
-	Глубина спуска эксплуатационной колонны 244,5 мм	1280/1670 <sup>2)</sup>	м
-	Интервал спуска хвостовика 177,8 мм	976/1200-1420/1823 <sup>2)</sup>	м
-	Глубина установки термостойкого пакера	1109/1450 <sup>2)</sup>	м
Примечания: 1. Данные актуальны для эластичных цементных материалов с низкими значениями модуля Юнга (3,9-6,4 ГПа). 2. Указаны значение по вертикали/ по стволу соответственно.			

Таблица 3.3 – Геологические данные

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м				Градиенты давления в интервале, кгс/см <sup>2</sup> на 10 м			Температур а в конце интервала  °C
	по вертикали		по стволу		пластово го	гидрораз рыва пород	горного	
	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)				
Q	0	60	0	60	1,00	1,77	2,41	0
J <sub>3</sub>	60	110	60	110	1,00	1,71	2,54	0
J <sub>2+1</sub>	110	270	110	270	1,00	1,75	2,46	0
T <sub>3</sub>	270	330	270	330	1,00	1,72	2,55	6
T <sub>2</sub>	330	430	350	430	1,00	1,72	2,55	9
T <sub>1</sub>	430	1030	430	1308	1,00	1,76	2,64	16
P <sub>2</sub>	1030	1230	1308	1612	1,00	1,77	2,64	17
P <sub>1k</sub>	1230	1280	1612	1670	1,00	1,83	2,64	18
P <sub>1a+s</sub>	1280	1305	1670	1699	0,79	1,71	2,65	19
P <sub>1a+s</sub>	1305	1320	1699	1716	0,79	1,72	2,65	19
C <sub>2+3</sub>	1320	1430	1716	1833	0,79	1,75	2,66	20

Таблица 3.4 – Траектория скважины

Глубина по стволу, м	Зенитный угол, град	Азимут истинный, град	Глубина по вертикали, м	Отклонение от устья, м	Пространств. интенсивность, град/10 м	Комментарий
0	0	0	0	0	0	
30	0	0	30	0	0	Направление-426 мм.
350	0	0	350	0	0	Кондуктор-323,9 мм.
360	0	0	360	0	0	
960	60	259,865	856,2	286,48	1	
1346,51	60	259,865	1049,45	621,21	0	
1660,33	28,618	259,865	1271,22	837,69	1	
1670,33	28,618	259,865	1280	842,48	0	T1/Эксплуатационная-244,5 мм./Нефть- $P_1(a+s)$
1693,12	28,618	259,865	1300	853,39	0	
1715,66	26,363	259,865	1320	863,8	1	Нефть- $C_{2+3}$
1822,93	15,636	259,865	1420	902,18	1	Хвостовик-177,8 мм.
1832,93	14,636	259,865	1429,65	904,79	1	Открытый забой-219,1 мм.

Для **построения температурного профиля** ствол скважины разбивается на участки изменения температуры (таблица 3.5).

Таблица 3.5 – Температурный профиль

Температурная зона, №	Интервал, м	Начальная температура $T_0$ , °С	Температура, после выхода на тепловой режим $T_1$ , °С	Расчётная модель
Эксплуатационная колонна				
1	0-250	$T_{\text{мп}} = 0$	70	Принимаем, что обсадная колонна в интервале нагревается до температуры внешней стороны ТНКТ (согласно заявлениям производителя, не более 70 °С)
2	250-330 330-430 430-976/1200	6 9 16	70	
3	976/1200-1051/1350	16	42	$T_1 = 0,6T_{\text{ТНКТ}}$
4	1051/1350-1109/1450	17	$T_{1(1051 \text{ м})} = 42$ $T_{1(1450 \text{ м})} = 176,4$	Зона повышения температуры над термопакером. Принимаем, что температура линейно падает с величины значения под пакером до значения в зоне 3. $T_1 = 0,6T_{\text{п}} - \frac{h}{33}$ (формула 9.11 Приложение В)
5	1109/1450-1280/1670	17-18	$T_{1(1450 \text{ м})} = 176,4$ $T_{1(1670 \text{ м})} = 171,2$	$T_1 = 0,6T_{\text{п}} - \frac{h}{33}$ (формула 9.11 Приложение В)
Хвостовик				
1	976/1200-1051/1350	16-17	70	Принимаем, что обсадная колонна в интервале нагревается до температуры внешней стороны ТНКТ (согласно заявлениям производителя, не более 70 °С)
2	1051/1350-1109/1450	17	$T_{1(1350 \text{ м})} = 70$ $T_{1(1450 \text{ м})} = 281,4$	Зона повышения температуры над термопакером. Принимаем, что температура линейно падает с величины значения под пакером до значения в зоне 1.

				$T_1 = 0,9T_{\text{п}} - \frac{h}{33}$ (формула 9.11 Приложение В)
3	1109/1450- 1430-1823	17-20	$T_{1(1450\text{м})}$ = 281,4 $T_{1(1823\text{ м})}$ = 272	$T_1 = 0,9T_{\text{п}} - \frac{h}{33}$

На рисунках 3.6, 3.7 отображены температурные профили эксплуатационной колонны и хвостовика до прогрева и после выхода на тепловой режим.

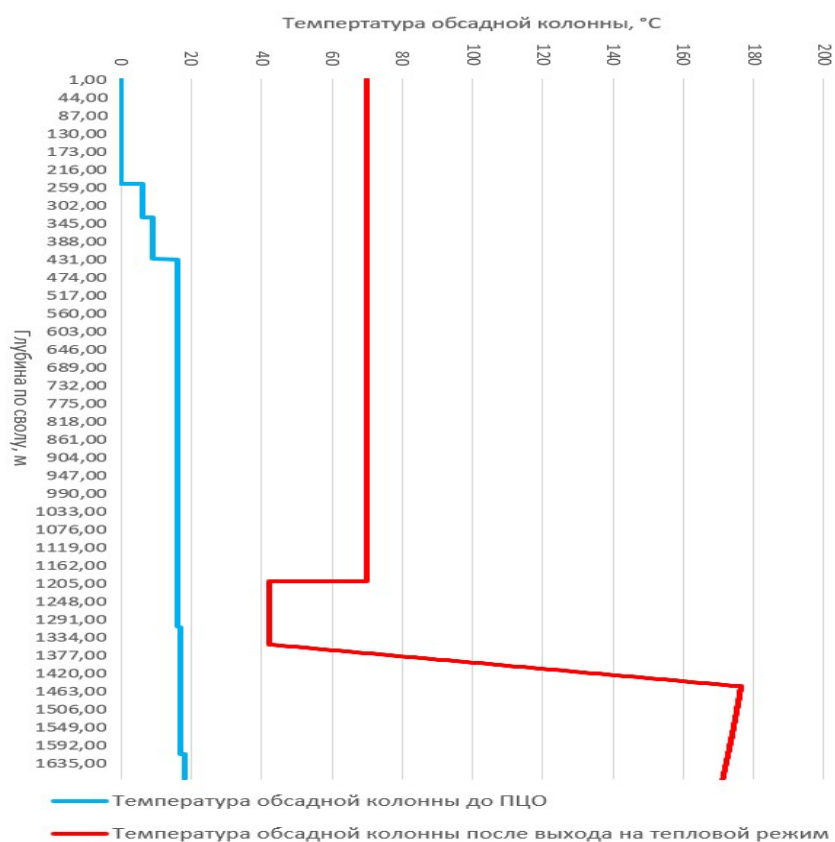


Рисунок 3.6 – Температурный профиль эксплуатационной колонны до ПЦО/ после выхода на тепловой режим



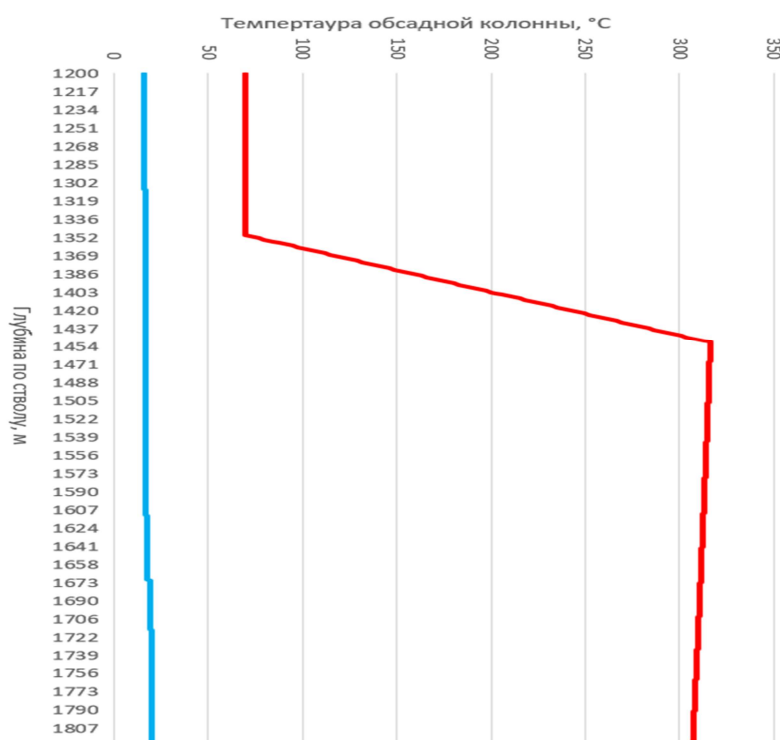


Рисунок 3.7 – Температурный профиль хвостовика до ПЦО/ после выхода на тепловой режим

Выделим основные сечения эксплуатационной колонны и хвостовика для дальнейших расчётов.

Таблица 3.6 – Рассматриваемые условные расчётные сечения

№ сечения	Глубина, м	Сечение
<b>Эксплуатационная колонна</b>		
1	0	Устье
2	30	Глубина спуска направления
3	350	Глубин спуска кондуктора
4	856/900	Изменение зенитного угла
5	976/1200	«Голова» хвостовика
6	1051/1350	Интервал запаса по температуре над термопакером (см. таблицу 15.21)
7	1109/1450	Термопакер
8	1271/1660	Изменение зенитного угла
9	1280/1670	Глубина спуска эксплуатационной колонны
<b>Хвостовик</b>		
1	976/1200	«Голова» хвостовика
2	1051/1350	Интервал запаса по температуре над термопакером
3	1109/1450	Термопакер
4	1271/1660	Изменение зенитного угла
5	1280/1670	Башмак эксплуатационной колонны
6	1320/1716	Изменение зенитного угла
7	1420/1823	Глубина спуска хвостовика

Произведение расчета радиальных напряжений, действующих на эксплуатационную колонну и хвостовик

Таблица 3.7 – Сводные результаты расчётов давлений и радиальных напряжений, действующих на ЭК

№ се че н ия	Глубина по вертикали, м	Глубина по стволу, м	Температура цементного камня при плавном выходе на режим $T_{цк}$ , °С	Температура обсадной колонны после выхода на тепловой режим $T_1$ , °С	Наружное давление, действующее на обсадную колонну $P_n$ , МПа	Внутреннее давление в ЭК $P_{вн}$ , МПа	Контактное давление $P_t$ , МПа	Избыточное давление <sup>1)</sup> $P_{изб}$ , МПа	Окружные (радиальные) напряжения <sup>12)</sup> $\sigma_z$ , МПа
1	0	0	0	70 <sup>1)</sup>	0 <sup>4)</sup>	0 <sup>5)</sup>	-2,59 <sup>8)</sup>	-2,59	-35,44
2	30	30	0	70 <sup>1)</sup>	-0,32 <sup>4)</sup>	0,3 <sup>5)</sup>	-2,59 <sup>8)</sup>	-2,62	-35,85
3	350	350	0	70 <sup>1)</sup>	-3,84 <sup>4)</sup>	3,5 <sup>5)</sup>	-2,59 <sup>8)</sup>	-2,94	-40,21
4	856	900	16	70 <sup>1)</sup>	-9,41 <sup>4)</sup>	8,57 <sup>5)</sup>	-1,99 <sup>9)</sup>	-2,84	-38,87
5	976	1200	16	70 <sup>1)</sup>	-10,73 <sup>4)</sup>	9,77 <sup>5)</sup>	-1,99 <sup>9)</sup>	-2,96	-40,51
6	1051	1350	17	42 <sup>2)</sup>	-11,55 <sup>4)</sup>	11,56 <sup>4)</sup>	-0,92 <sup>10)</sup>	-0,93	-12,66
7	1109	1450	26,39 <sup>7)</sup>	176,39 <sup>3)</sup>	-12,19 <sup>4)</sup>	12,20 <sup>4)</sup>	-5,55	-5,55	-75,95
8	1271	1660	21,48 <sup>7)</sup>	171,48 <sup>3)</sup>	-13,97 <sup>4)</sup>	13,98 <sup>4)</sup>	-5,55	-5,55	-75,95
9	1280	1670	21,21 <sup>7)</sup>	171,21 <sup>3)</sup>	-14,07 <sup>4)</sup>	14,08 <sup>4)</sup>	-5,55	-5,55	-75,95
Примечания:									
1. $T_1 = T_{нкт}$					7. Зададимся, что при плавном выходе на тепловой режим Δt между ЭК и цементным камнем не превышает 150 °C.				
2. $T_1 = 0,6 * T_{нкт}$					8. Примем, что $\Delta t = T_{нкт} - T_{ммп}$				
3. $T_1 = 0,6T_p - \frac{h}{33}$					9. Примем, что $\Delta t = T_{нкт} - 16^\circ$				
4. $P_n = g\rho_{жпц} h$					10. Примем, что $\Delta t = 0,6T_{нкт} - 17$				
5. $P_{вн(до\ ТП)} = g\rho_{ж} h$					11. $P_{изб} = P_{вн} + P_n + P_t$				
6. $P_t = -\frac{2,5\Delta t}{m+\frac{E}{E_u}}$					12. $\sigma_{окр} = \frac{P_{изб}d}{2s}$				

Таблица 3.8 – Сводные результаты расчётов давлений и радиальных напряжений, действующих на хвостовик

№ сечения	Глубина по вертикали, м	Глубина по стволу, м	Температура цементного камня при плавном выходе на тепловой режим $T_{цк}$ , °С	Температура обсадной колонны после выхода на тепловой режим $T_1$ , °С	Наружное давление, действующее на обсадную колонну $P_n$ , МПа	Внутреннее давление в ЭК $P_{вн}$ , МПа	Контактное давление $P_t$ , МПа	Избыточное давление $P_{изб}$ , МПа <sup>8)</sup>	Окружные (радиальные) напряжения $\sigma_3$ , МПа <sup>9)</sup>
1	976	1200	16	70 <sup>2)</sup>	-10,73 <sup>4)</sup>	9,77 <sup>5)</sup>	-2,13 <sup>7)</sup>	-3,09	-29,91
2	1051	1350	17	70 <sup>2)</sup>	-11,56 <sup>4)</sup>	10,52 <sup>5)</sup>	-2,09 <sup>7)</sup>	-3,13	-30,25
3	1109	1450	131,39 <sup>1)</sup>	281,39 <sup>3)</sup>	-12,20 <sup>4)</sup>	17,11 <sup>6)</sup>	-5,90 <sup>7)</sup>	-0,99	-9,53
4	1271	1660	126,48 <sup>1)</sup>	276,48 <sup>3)</sup>	-13,98 <sup>4)</sup>	17,28 <sup>6)</sup>	-5,90 <sup>7)</sup>	-2,60	-25,19
5	1280	1670	126,21 <sup>1)</sup>	276,21 <sup>3)</sup>	-14,08 <sup>4)</sup>	17,29 <sup>6)</sup>	-5,90 <sup>7)</sup>	-2,69	-26,06
6	1320	1716	125,00 <sup>1)</sup>	275,00 <sup>3)</sup>	-14,52 <sup>4)</sup>	17,33 <sup>6)</sup>	-5,90 <sup>7)</sup>	-3,09	-29,93
7	1420	1823	121,97 <sup>1)</sup>	271,97 <sup>3)</sup>	-15,62 <sup>4)</sup>	17,43 <sup>6)</sup>	-5,90 <sup>7)</sup>	-4,09	-39,59

Примечания:

1. Зададимся, что при плавном выходе на тепловой режим,  $\Delta t$  между ЭК и цементным камнем не превышает 150 °С.
2.  $T_1 = T_{нкт}$
3.  $T_1 = 0,9T_{п} - \frac{h}{33}$
4.  $P_n = g\rho_{жпц}h$
5.  $P_{вн(выше\ ТП)} = g\rho_{ж}h$
6.  $P_{вн(ниже\ ТП)} = P_{зак} + g\rho_{п}h$
7.  $P_t = -\frac{2,5\Delta t}{m + \frac{E}{E_{ц}}}$
8.  $P_{изб} = P_{вн} + P_n + P_t$
9.  $\sigma_{окр} = \frac{P_{изб}d}{2s} = \frac{(P_{вн} - P_n - P_t)d}{2s}$

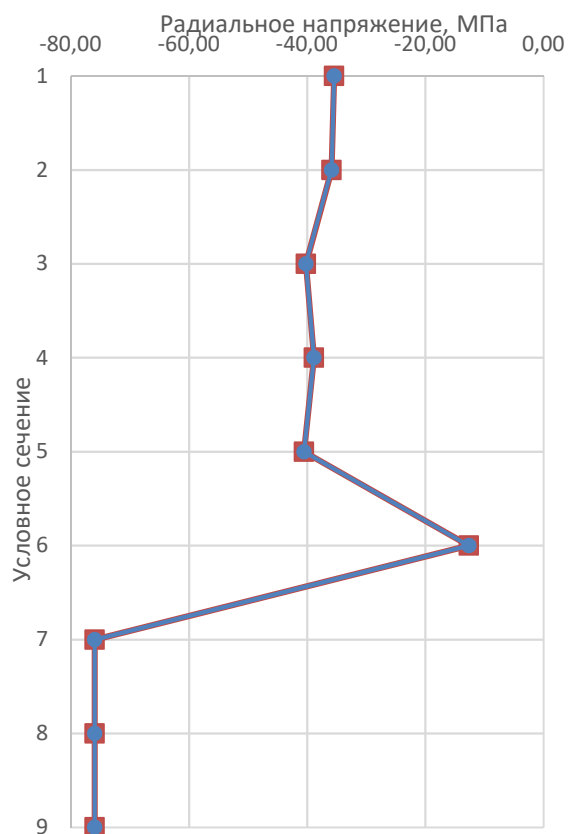


Рисунок 3.8 – Эпюра радиальных напряжений, действующих на ЭК

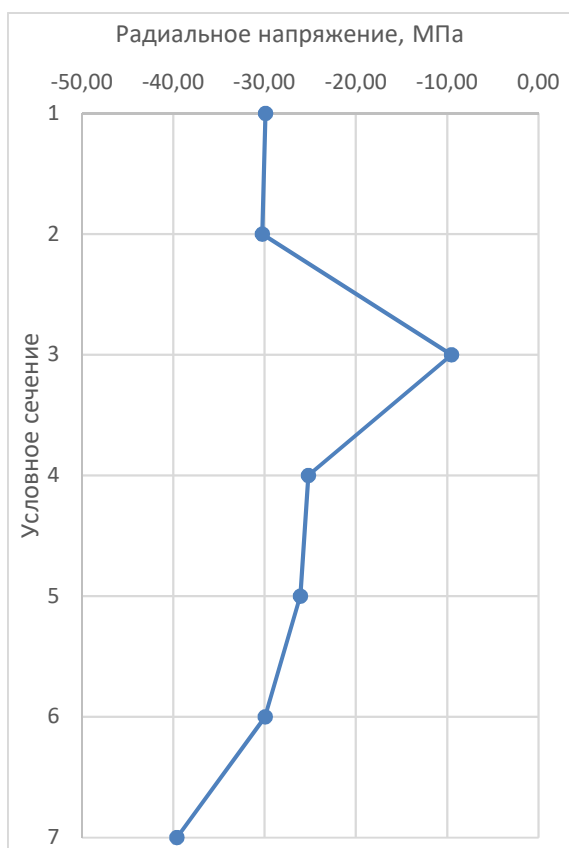


Рисунок 3.9 – Эпюра радиальных напряжений, действующих на хвостовик

№ сечения	Глубина по вертикали, м	Глубина по стволу, м	Интенсивность искривления ствола скважины $\alpha_0$ , град/10 м	Радиус кривизны ствола R, м	Температура обсадной колонны до ПЦО $T_0$ , °С	Температура обсадной колонны после выхода на тепловой режим $T_1$ , °С	Изгибающее напряжение в точке сжатия $\sigma_{и}$ , МПа	Осевое напряжение от нагрева $\sigma_t$ , МПа	Осевое напряжение $\sigma_1$ , МПа
1	0	0	0	-	0	70 <sup>2)</sup>	0	-176,4	-176,40
2	30	30	0	-	0	70 <sup>2)</sup>	0	-176,4	-176,40
3	350	350	0	-	0	70 <sup>2)</sup>	0	-176,4	-176,40
4	856	960	1,0	573 <sup>1)</sup>	16	70 <sup>2)</sup>	-44,8	-136,08	-180,88
5	976	1200	0	-	16	70 <sup>2)</sup>	0	-136,08	-136,08
6	1051	1350	0	-	18	42 <sup>3)</sup>	0	-60,48	-60,48
7	1109	1450	0	-	18	176,39 <sup>4)</sup>	0	-399,15	-399,15
8	1271	1660	1,0	573 <sup>1)</sup>	18	171,48 <sup>4)</sup>	-44,8	-386,78	-431,59
9	1280	1670	0	-	18	171,21 <sup>4)</sup>	0	-386,09	-386,09

Примечания:

- $R = \frac{573}{\alpha_0}$
- $T_1 = T_{\text{тнкт}}$
- $T_1 = 0,6T_{\text{тнкт}}$
- $T_1 = 0,6T_{\text{п}} - \frac{h}{33}$
- $\sigma_{и} = -\frac{Ed}{2R}$
- $\sigma_t = -aE\Delta t_i$
- $\sigma_1 = \sigma_{и} + \sigma_t$  (с учётом знаков, сжимающие напряжения принимаются со знаком «-», растягивающие – со знаком «+»)

№ сечения	Глубина по вертикали, м	Глубина по стволу, м	Интенсивность искривления ствола скважины $\alpha_0$ , град/10 м	Радиус кривизны ствола R, м	Температура обсадной колонны до ПЦО $T_0$ , °С	Температура обсадной колонны после выхода на тепловой режим $T_1$ , °С	Изгибающее напряжение в точке сжатия <sup>4)</sup> $\sigma_{и}$ , МПа	Осевое напряжение от нагрева <sup>5)</sup> $\sigma_t$ , МПа	Осевое напряжение <sup>6)</sup> $\sigma_1$ , МПа
1	976	1200	0	-	16	70 <sup>2)</sup>	0	-47,63	-47,63
2	1051	1350	0	-	17	70 <sup>2)</sup>	0	-46,75	-46,75
3	1109	1450	0	-	17	281,39 <sup>3)</sup>	0	-233,20	-233,20
4	1271	1660	1,0	573 <sup>1)</sup>	18	276,48 <sup>3)</sup>	-32,58	-227,98	-260,56
5	1280	1670	0	-	18	276,21 <sup>3)</sup>	0	-227,74	-227,74
6	1320	1716	1,0	573 <sup>1)</sup>	19	275,00 <sup>3)</sup>	-32,58	-225,79	-258,37
7	1420	1823	1,0	573 <sup>1)</sup>	20	271,97 <sup>3)</sup>	-32,58	-222,24	-254,82

Примечания:

- $R = \frac{573}{\alpha_0}$
- $T_1 = T_{\text{ТНКТ}}$
- $T_1 = 0,9T_{\text{п}} - \frac{h}{33}$
- $\sigma_{и} = -\frac{Ed}{2R}$
- $\sigma_t = -\phi a E \Delta t_i$
- $\sigma_1 = \sigma_{и} + \sigma_t$  (с учётом знаков, сжимающие напряжения принимаются со знаком «-», растягивающие – со знаком «+»).

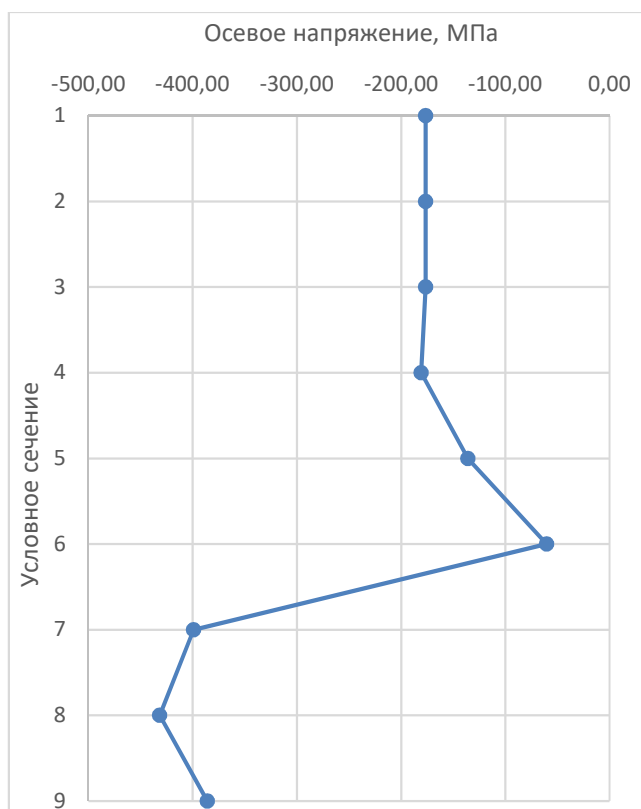


Рисунок 3.10 – Эпюра осевых напряжений, действующих на эксплуатационную колонну

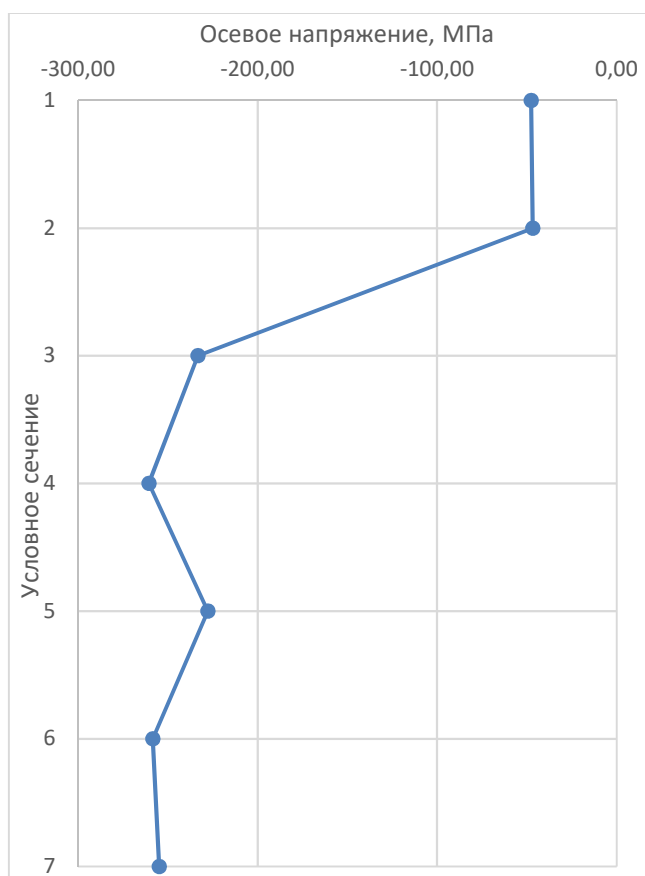


Рисунок 3.11 – Эпюра осевых напряжений, действующих на хвостовик



№ сечения	Глубина по вертикали, м	Глубина по стволу, м	$\sigma_1$ , МПа	$\sigma_3$ , МПа	$(\sigma_{\text{экв}})_1$ , МПа	$a_t^{(2)}$	КЗП по телу трубы		КЗП по резьбовым соединениям	
							$n_T^{(3)}$	$n_P^{(4)}$	$n_{T(P)}^{(5)}$	$n_{P(P)}^{(6)}$
1	0	0	-176,40	-35,44	161,6	0,98	3,33	3,95	1,67	1,98
2	30	30	-176,40	-35,85	161,5	0,98	3,33	3,95	1,67	1,98
3	350	350	-176,40	-40,21	160,1	0,98	3,36	3,99	1,69	1,99
4	856	960	-180,88	-38,87	164,9	0,98	3,26	3,87	1,64	1,94
5	976	1200	-136,08	-40,51	121,0	0,98	4,45	5,28	4,46 <sup>7)</sup>	5,28 <sup>7)</sup>
6	1051	1350	-60,48	-12,66	55,2	1,00	9,97	11,83	9,99 <sup>7)</sup>	11,83 <sup>7)</sup>
7	1109	1450	-399,15	-75,95	367,1	0,89	1,34	1,59	1,35 <sup>7)</sup>	1,59 <sup>7)</sup>
8	1271	1660	-431,59	-75,95	399,1	0,90	1,24	1,47	1,24 <sup>7)</sup>	1,47 <sup>7)</sup>
9	1280	1670	-386,09	-75,95	354,3	0,90	1,40	1,66	1,40 <sup>7)</sup>	1,66 <sup>7)</sup>

Примечания:

- $\sigma_{\text{экв}} = \sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_3^2 - \sigma_3 \sigma_1}$
- $a_t = \left(1 - \frac{(1,8T + 32) - 100}{2333,3}\right) \frac{\sigma_T a_t}{\sigma_{\text{экв}}}$
- $n_T = \frac{\sigma_T a_t}{\sigma_{\text{экв}}}$
- $n_P = \frac{\sigma_P a_t}{\sigma_{\text{экв}}}$
- $n_{T(P)} = \frac{Q_{\text{max}(T,P)} a_t}{\sigma_{\text{экв}} F}$
- $n_{T(P)} = \frac{Q_{\text{max}(P,P)} a_t}{\sigma_{\text{экв}} F}$
- Указаны значения КЗП при установке резьбового соединения ТМК UP CWB, обладающего 100 % прочностью на сжатие. При установке резьбового соединения типа ВС КЗП в интервале ниже установки головы хвостовика (976/1200-1280/1670 м) может быть меньше 1,00, что потенциально может привести к локальным повреждениям резьбовых соединений эксплуатационной колонны. Решение об установке в данном интервале резьбовых соединений типов ВС или ТМК UP CWB (или аналогов) должно приниматься с учётом вышеизложенного.

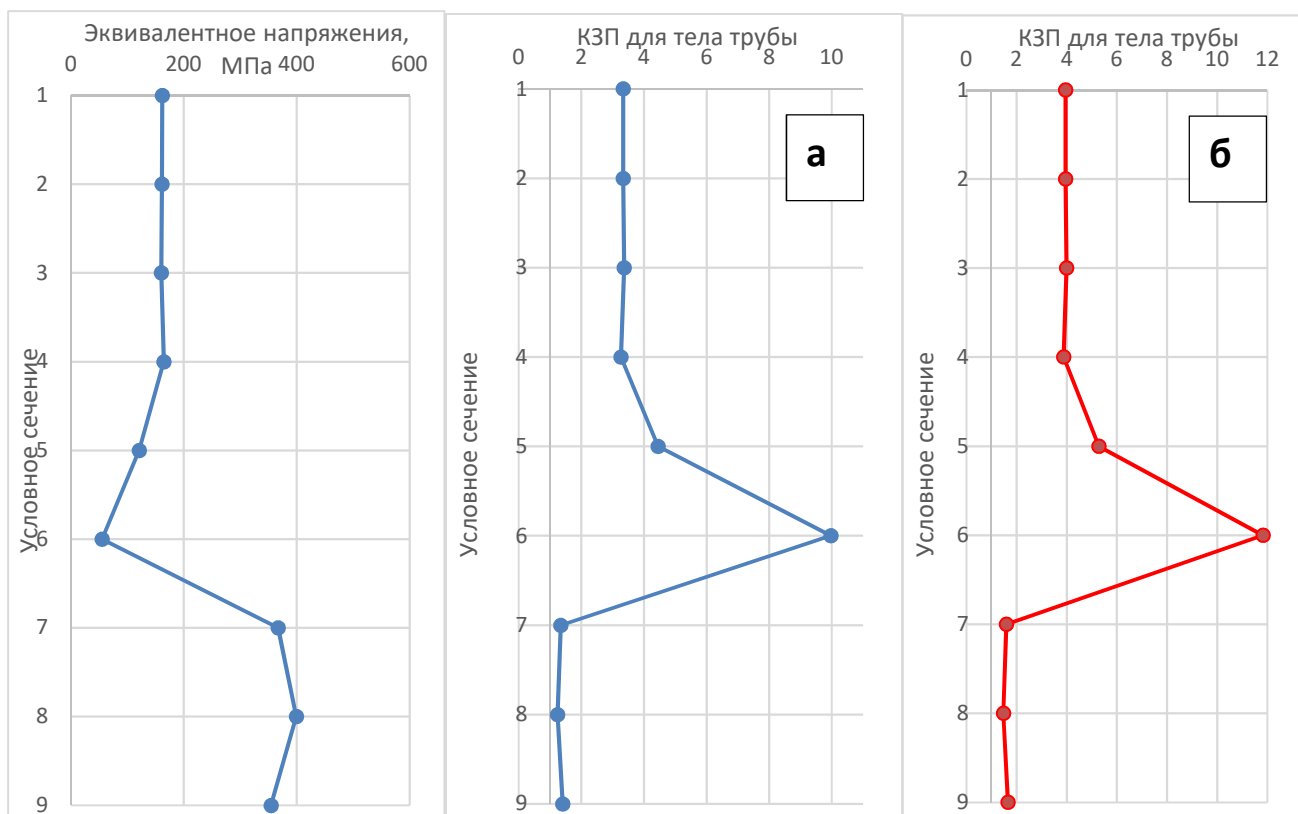


Рисунок 3.12 – Эквивалентные напряжения и КЗП для тела трубы ЭК по пределу текучести (а) и пределу прочности (б)

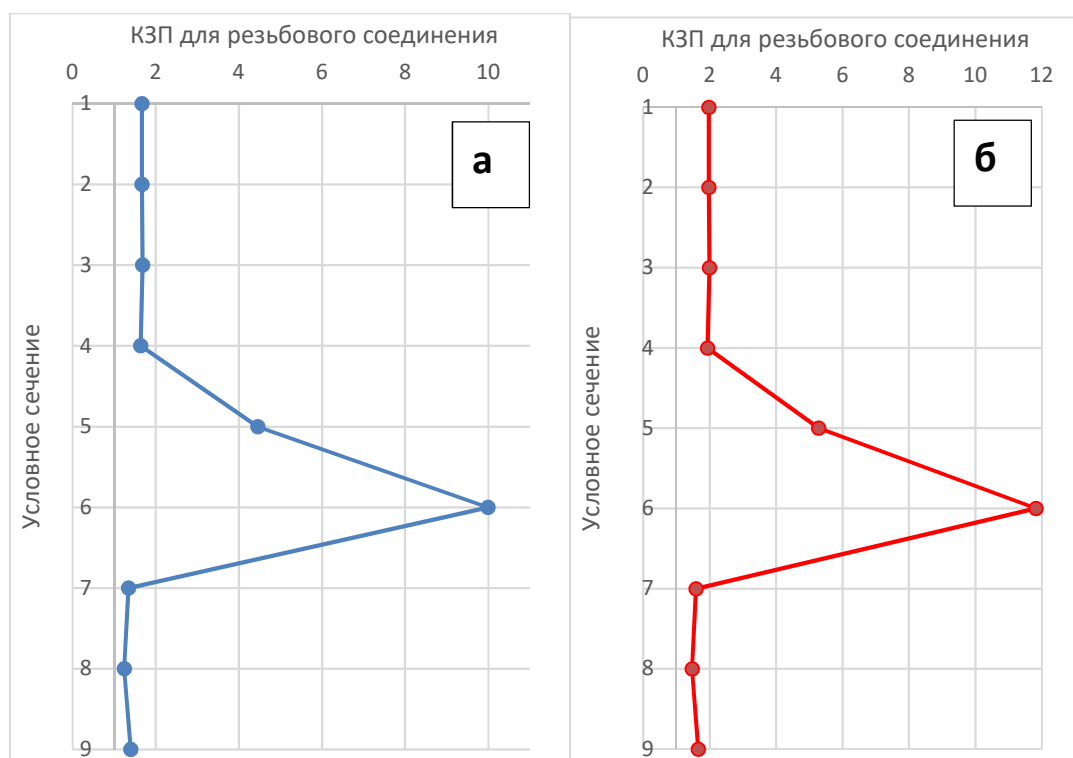


Рисунок 3.13 – КЗП для резьбовых соединений ЭК по пределу текучести (а) и пределу прочности (б)

Таблица 3.12 – Параметры обсадных труб (эксплуатационная колонна)

№ секции	Интервал установки равнопрочной секции,		Наружный диаметр, мм	Условный код типа соединения	Группа прочности труб	Толщина стенки, мм	Минимальный КЗП по пределу текучести для тела трубы	Минимальный КЗП по пределу прочности для тела трубы	Мин. КЗП по пределу текучести для резьбового соединения	Минимальный КЗП по пределу прочности для резьбового соединения
	От (верх)	До (низ)								
1	1200	1670	244,5	ТМК UP CWB <sup>1)</sup>	L80	8,94	1,24	1,47	1,24	1,47
2	0	1200	244,5	BC	L80	8,94	3,26	3,87	1,64	1,94

Примечание:

1. Возможна установка резьбового соединения типа BC, но в таком случае есть риск повреждения резьбовых соединений от осевых напряжений (расчётный КЗП по пределу прочности меньше 1,00).

2. КЗП получены в результате расчёта для наиболее тяжёлых условий: начальная температура теплоносителя 350 °С, минимальное значение пределов текучести и прочности тела обсадной трубы согласно ГОСТ 31446-2017 (ISO 11960:2014).

Таблица 3.13 – Сводные результаты расчётов эквивалентных напряжений, действующих на хвостовик, КЗП

№ сечения	Глубина по вертикали, м	Глубина по стволу, м	$\sigma_1$ , МПа	$\sigma_3$ , МПа	$(\sigma_{\text{экв}})$ , МПа <sup>1)</sup>	$a_t$	КЗП по телу трубы		КЗП по резьбовым соединениям	
							$n_T$ <sup>2)</sup>	$n_P$ <sup>3)</sup>	$n_{T(p)}$ <sup>4)</sup>	$n_{P(p)}$ <sup>5)</sup>
1	976	1200	-47,63	-29,91	41,7	0,98	12,97	15,39	7,73	9,24
2	1051	1350	-46,75	-30,25	41,1	0,98	13,16	15,62	7,85	9,37
3	1109	1450	-233,20	-9,53	228,6	0,85	2,05	2,44	1,22	1,46
4	1271	1660	-260,56	-25,19	248,9	0,85	1,89	2,24	1,12	1,34
5	1280	1670	-227,74	-26,06	215,9	0,85	2,17	2,58	1,30	1,55
6	1320	1716	-258,37	-29,93	244,8	0,85	1,92	2,27	1,14	1,36
7	1420	1823	-254,82	-39,59	237,5	0,85	1,98	2,34	1,18	1,41

Примечания:

- $\sigma_{\text{экв}} = \sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_3^2 - \sigma_3 \sigma_1}$
- $n_T = \frac{\sigma_T a_t}{\sigma_{\text{экв}}}$
- $n_P = \frac{\sigma_P a_t}{\sigma_{\text{экв}}}$
- $n_{T(p)} = \frac{Q_{\text{max}(T.p.c)} a_t}{\sigma_{\text{экв}} F}$
- $n_{P(p)} = \frac{Q_{\text{max}(P.p.c)} a_t}{\sigma_{\text{экв}} F}$

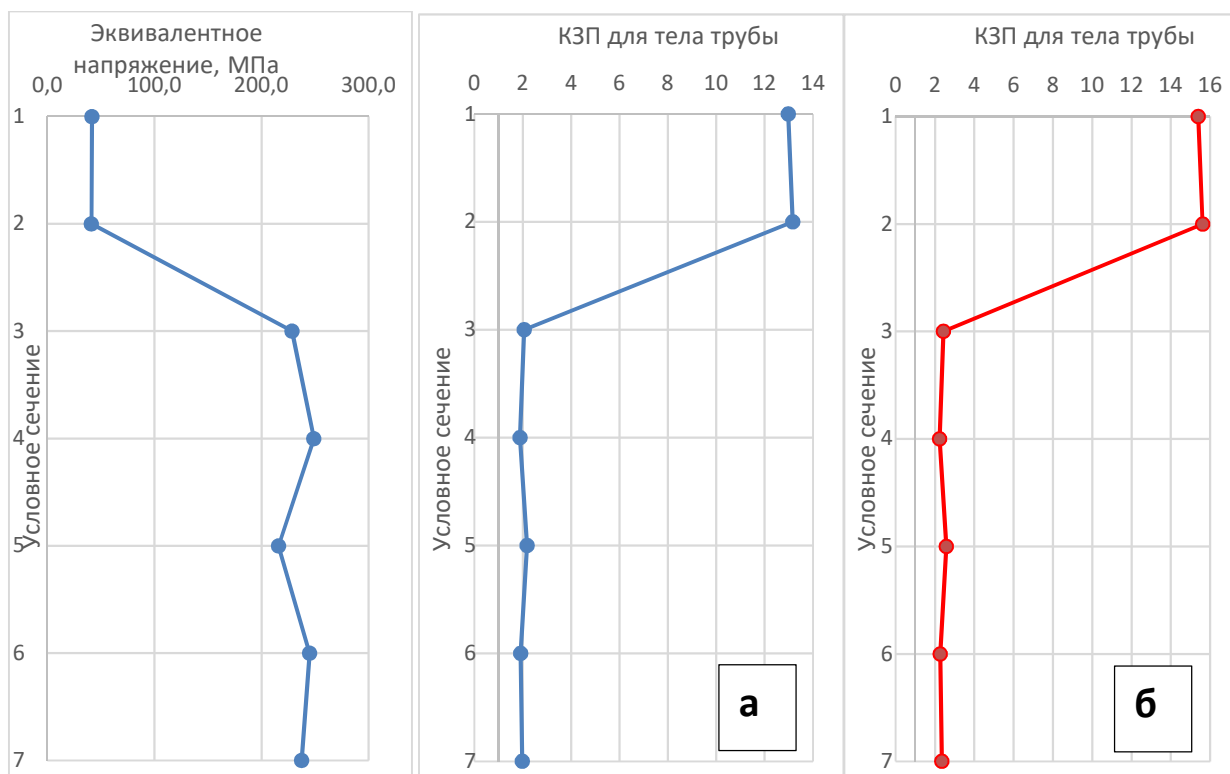


Рисунок 3.14 – Эквивалентные напряжения, действующие на хвостовик и КЗП для тела трубы хвостовика по пределу текучести (а) и пределу прочности (б)

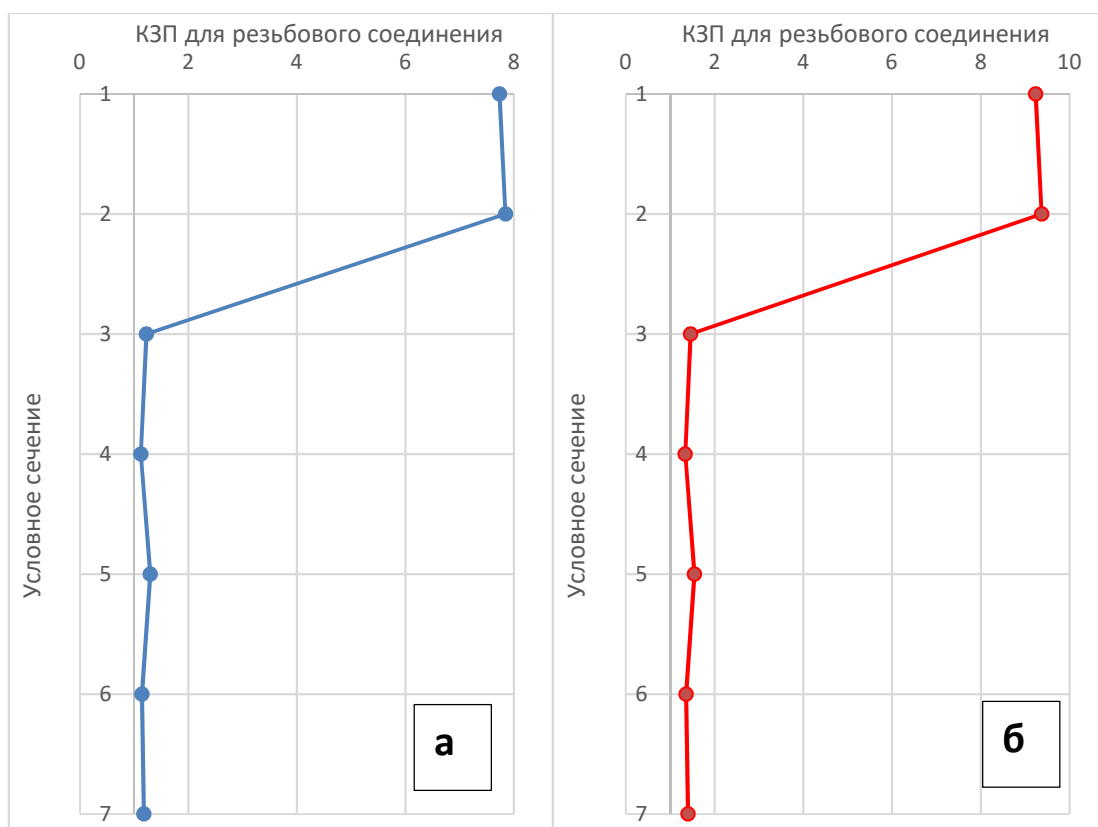


Рисунок 3.15 – КЗП для резьбовых соединений хвостовика по пределу текучести (а) и пределу прочности (б)

Таблица 3.14 – Параметры обсадных труб (хвостовик)

№ секции	Интервал установки равнопрочной секции,		Наружный диаметр, мм	Условный код типа соединения	Группа прочности труб	Толщина стенки, мм	Минимальный КЗП по пределу текучести для тела трубы	Минимальный КЗП по пределу прочности для тела трубы	Минимальный КЗП по пределу текучести для резьбового соединения	Минимальный КЗП по пределу прочности для резьбового соединения
	От (верх)	До (низ)								
1	1200	1823	177,8	TMK UP PF	L80	9,19	1,89	2,24	1,12	1,34
Примечание – КЗП получены в результате расчёта для наиболее тяжёлых условий: начальная температура теплоносителя 350 °С, минимальное значение пределов текучести и прочности тела обсадной трубы по ГОСТ 31446-2017 (ISO 11960:2014).										

### 3.4 Требования к резьбовым соединениям обсадных колонн для скважин Усинского месторождения

Проведенный анализ промысловой информации, проведенные расчеты позволили определить необходимые требования к резьбовым соединениям обсадных труб, подвергающихся тепловым нагрузкам. В независимости от типа резьбового соединения применяемый коэффициент запаса прочности будет зависеть от наличия информации, полученной расчетным путем или путем проведения стендовых испытаний (рекомендуется) – эффективности работы резьбового соединения на сжатие, или отсутствие подобной информации.

Определение Кзп принято в соответствии с принципами общего машиностроения:

Коэффициенты запаса прочности  $S$  рассчитаны исходя из произведения  $S_1$ ,  $S_2$ ,  $S_3$  (общее машиностроение), где:

$S_1$  – коэффициент, учитывающий неточности в определении нагрузок и напряжения ( $S_1=1 \dots 1,5$ );

$S_2$  – коэффициент, учитывающий неоднородность материала (для пластичных материалов  $S_2=1,2 \dots 1,5$ , для хрупких материалов  $S_2$  может достигать значений 2,5 и более);

$S_3$  – коэффициент, учитывающий степень ответственности детали (принимают  $S_3=1\ldots 1,5$ ).

Принятые коэффициенты  $S_1$ ,  $S_2$ ,  $S_3$  и результат приведен в таблице 3.15

Таблица 3.15 – Определение требуемых Кзп ( $S$ ) прочности на сжатие для резьбовых соединений  $[S]=S_1 \cdot S_2 \cdot S_3$

Значение	$S_n$	Резьбы с не определенной эффективностью работы на сжатие	Резьбы с известной эффективностью работы на сжатие
Неточность в определении нагрузок ( $S_1=1\ldots 1,5$ )	$S_1$	1,5	1
Неоднородность материала ( $S_2=1,2\ldots 1,5$ )	$S_2$	1,3	1,2
Ответственность элемента конструкции ( $S_3=1\ldots 1,5$ )	$S_3$	1,1	1,1
Коэффициент запаса прочности	$S$	<b>2,1</b>	<b>1,3</b>

При проведении расчетов нагрузок при эксплуатации скважин, в т.ч. аварийных, интервал, где выявлено отсутствие проходимости и негерметичность – осевая нагрузка превышала 0,5 от предела прочности на растяжение для резьбового соединения типа ОТТМ и БАТРЕСС. Это подтверждает правильность принятия коэффициента запаса прочности 2,1 от предела прочности резьбового соединения на растяжения + 5%, для резьбовых соединений с неопределенной прочностью на сжимающие нагрузки.

КЗП для резьбовых соединений в предложенной методике рассчитываются сравнением допустимых сдвигающих нагрузок для выбранного соединения с осевыми нагрузками с учетом их эффективности работы на сжатие по данным производителя, либо по результатам стендовых испытаний. Следует отметить, что многие производимые резьбовые соединения, в особенности типа ОТТМ и БАТРЕСС на сжатие работают хуже, чем на растяжение и обладают примерно 50 % прочностью на сжатие. В то же время резьбовые соединения с упором и уплотнением «металл-металл» в т.ч. специализированные соединения, имеют от 60 % до 100 % эффективности работы на сжатие [58]. В связи с чем на основе анализа промышленной информации, а так же в соответствии проведенных расчетов приняты следующие коэффициенты запаса прочности – не менее 2,1 от растягивающей нагрузки для соединений с неопределенной эффективностью работы на сжатие, и не менее 1,3

для упорных (премиальных), в том числе специализированных, типов резьбовых соединений с учетом их эффективности работы на сжатие, подтвержденной с помощью компьютерной симуляции методом конечных элементов [59]. В случаях подтверждения эффективности работы резьбовых соединений на сжатие посредством стендовых испытаний коэффициент запаса прочности можно принять до 1,1. Предлагаемые нормативные КЗП для резьбовых соединений приведены в таблице 3.16.

Таблица 3.16 - Предлагаемые нормативные КЗП для резьбовых соединений

Характеристика резьбового соединения в части эффективности работы на сжатие	Требуемый КЗП резьбового соединения	Примечания
Неопределенная	$\geq 2,1$ (от предельной растягивающей нагрузки для резьбового соединения)	Резьбовые соединения типа ОТТМ, БАТРЕСС, ОТТГ и др.
Определена расчетным путем	$\geq 1,3$ (от заявленной производителем прочности резьбового соединения на сжатие без проведения стендовых испытаний)	Как правило, специализированные упорные соединения с герметизацией «металл-металл»
Определена и подтверждена результатами стендовых испытаний	$\geq 1,1$ (от заявленной производителем прочности резьбового соединения на сжатие с учетом проведенных стендовых испытаний)	



### **3.5 Разработка конструкции ПЦО скважин для Усинского месторождения**

На основании проведенных расчетов и анализа аварий с элементами конструкции и внутрискважинным оборудованием в скважинах можно сделать выводы, что применяемые в данный момент на Усинском месторождении обсадные трубы, а также конструкция скважин не удовлетворяют требованиям к прочностным характеристикам для данного типа скважин. Что подтверждается существенным количеством аварий в скважинах на месторождении.

Основная причина аварийности на ПЦО скважинах Усинского месторождения – это неоптимальные конструктивные решения, которые применяются на месторождении исторически. Недостаточный контроль за выводом скважин на температурный режим, их глушения, а также особенностями применяемого погружного оборудования – применение термоизолированных НКТ 114х73, термопакеров и т.п.

При этом основными недостатками реализуемых решений является:

1. Относительно значительная длина разогреваемых элементов конструкции, что влияет на величину тепловых деформаций;
2. Применение стандартных резьбовых соединений, что может приводить к авариям, когда нагрузки при нагреве на соединения превысят прочностные характеристики;
3. Тепловые деформации обсадных колонн не обеспечивают сохранность цементного камня за колонной при интенсивных прогреве и охлаждении;
4. Недостаточный зазор между муфтами термоизолированных НКТ и внутренним диаметром эксплуатационной колонны – отсутствие возможности свободной деформации после потери продольной устойчивости;
5. Применение в конструкции термоизолированных НКТ резьбовых соединений типа ОТТМ и БАТРЕС. Что приводит к авариям и ненормативному прогреву эксплуатационной колонны;
6. Ускоренные коррозионные процессы, усталостный износ из-за коррозионной активности внутрискважинной среды и цикличности тепловых нагрузок.

На основании вышеизложенного, повышение эксплуатационной надежности ПЦО скважин возможно с учетом следующих решений:

1. Снижение тепловых деформаций за счет уменьшения длины нагреваемой колонны (хвостовик), а также наличие зумпфа в качестве участка для свободной деформации;
2. Применение обсадных труб из стали группы L80 с высокогерметичными упорными премиальными соединениями (хвостовик);
3. Применения цементных материалов с эластичными свойствами [68, 69], устойчивых к высоким температурам;
4. Установка набухающего пакера под подвеской хвостовика для повышения изоляционной способности и предотвращения прорыва пара;
5. Меньшая металлоемкость. ОК 245 мм – эксплуатационная, что позволяет снизить риски аварий с ТНКТ за счет больших зазоров, меньший удельный прогрев ЭК за счет большей площади поверхности и более эффективному рассеиванию избытков тепла.

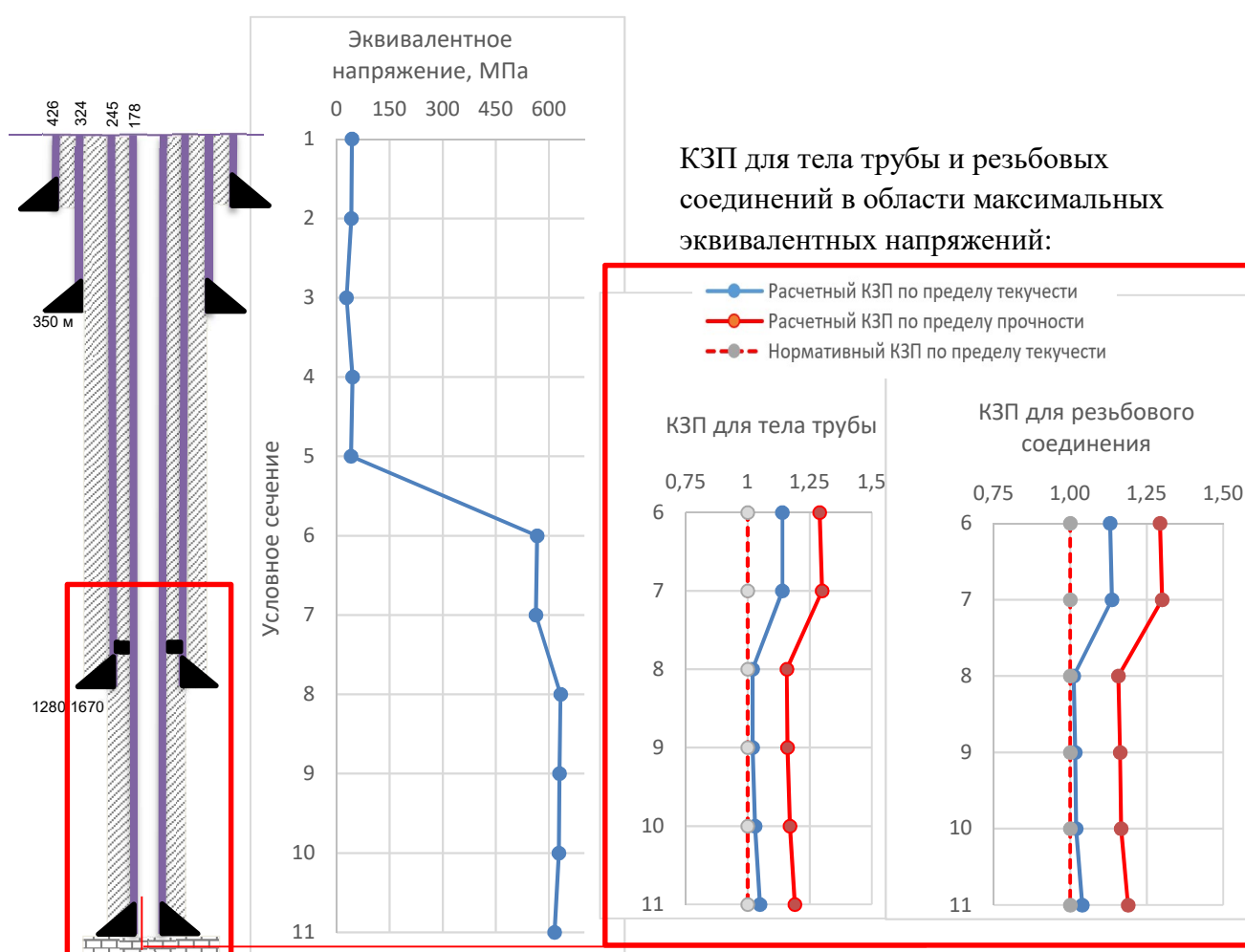
При отсутствии возможности продольного хождения эксплуатационной колонны и применении стандартных цементных материалов максимальные эквивалентные напряжения достигают критических значений для материала трубы (Таблица 3.17, Рисунок 3.16).

Таблица 3.17 – Результаты расчета нагрузок эксплуатационной колонны при закачке теплоносителя в скважины традиционной конструкции.

№ секции	Интервал установк и равнопро чной		Наружный диаметр, мм	Условный код типа соединения	Группа прочности труб	Толщина стенки, мм	Минимальный КЗП по пределу текучести для тела трубы	Минимальный КЗП по пределу прочности для тела трубы	Минимальный КЗП по пределу текучести для резьбового	Минимальный КЗП по пределу прочности для резьбового
	От (верх)	До (низ)								
1	1300	1823	177,8	ТМК UP Centu	P110	9,19	1,02	1,16	1,02	1,15
2	0	1300	177,8	BC	L80	9,19	11,35	13,47	6,23	6,73

### Примечания:

1. Группа прочности Р110 соответствует минимальным значениям для сохранения механической целостности без превышения предела прочности материала. Но в случае коррозии или структурных нарушений (перфорация, механически износ) высокий риск разрушения. Сталь группы прочности Р110 имеет плохую стойкость к коррозии, а также склонность к усталостному износу при циклических нагрузках.
2. КЗП получены в результате расчёта для наиболее тяжёлых условий: начальная температура теплоносителя 350 °С, минимальное значение пределов текучести и прочности материала обсадной трубы по ГОСТ 31446-2017 (ISO 11960:2014).
3. Более высокие группы прочности не рекомендуется применять для условий термического воздействия, ввиду ускоренного усталостного износа и склонности к коррозионному растрескиванию



Согласно проведенных расчетов можно сделать вывод, что конструкция скважины соответствует эксплуатационным нагрузкам при применении сталей группы прочности Р110, и при нормативном прогреве (герметичность ТНКТ,

термопакера). Однако, данное решение не может быть принято, т.к. скважинная среда на данном месторождении коррозионно-активная. Кроме того, такой режим эксплуатации как пароциклические обработки, предполагает значительные циклические тепловые нагрузки [70-72], которые могут усугубляться несоблюдением режима прогрева в условиях промысла, что приведет к достаточно быстрому усталостному износу, растрескиванию и потере структурной устойчивости при очередном цикле закачки теплоносителя.

Разработана принципиально новая конструкция пароциклических скважин для пермокарбонной залежи Усинского месторождения.

Сокращена длина секции колонны, подверженной прогреву, т.к. ее было предложено спускать хвостовиком  $\varnothing 177,8$  мм. С учетом пакеровки ниже «головы» хвостовика длина прогреваемой части сокращена за счет «разрыва» моста теплопроводности, т.к. отсутствует непосредственный контакт между хвостовиком  $\varnothing 177,8$  мм и эксплуатационной колонной  $\varnothing 244,5$  мм (ранее эта колонна была технической). Кроме того, конструкцией скважины предусмотрена зона для условно свободной деформации. А именно зумпф – участок открытого ствола длиной 5-10 м ниже башмака хвостовика. Перед цементированием хвостовика он заполняется вязкоупругой жидкостью для предотвращения заполнения цементом. Цементирование хвостовика производится с целью разобщения продуктивных интервалов специализированным тампонажным составом с повышенными пластическими свойствами. При невысокой плотности базового раствора ( $1540 \text{ кг/м}^3$ ), что немаловажно в условиях катастрофических поглощений, данный тампонажный состав формирует термостойкий цементный камень с улучшенными пластическими свойствами. Например, при заданных темпах прогрева скважины (до  $3^\circ \text{ C/час}$ ), цементный камень ThermaStone деформируется по пластическому принципу [73] в процессе теплового удлинения хвостовика, без растрескивания и потери целостности цементного кольца за колонной. Высокая стоимость тампонажного материала компенсируется относительно небольшой потребностью (примерно  $9 \text{ м}^3 / \text{скв.}$ ), т.к. применяется только для цементирования хвостовика. Для обеспечения дополнительного барьера, исключающего заколонную циркуляцию в случае нарушения сплошности цементного кольца хвостовика, на 10-20 м ниже

«головы» предусмотрена установка высокотемпературного набухающего пакера. Аналогичные пакеры применяются на SAGD скважинах Ярегского месторождения.

Преимущества применения в качестве эксплуатационной, колонны Ø 244,5 мм, спускаемой в кровлю пермокарбонатовых отложений, очевидны. В традиционной конструкции данная колонна выполняла роль технической, и по сути только разобщала интервалы бурения с несовместимыми условиями. Выполняя роль эксплуатационной, данная колонна дает дополнительные преимущества, кроме существенного сокращения металлоемкости, а именно:

- площадь внутренней поверхности примерно в 1,8 и 2 раза больше поверхности колонн Ø 168,3 мм и Ø 177,8 мм соответственно. Что примерно в таком же отношении снижает удельный нагрев эксплуатационной колонны от термоизолированной НКТ при закачке перегретого пара, а также обеспечивает более эффективное рассеивание излишков тепла в горную породу.

- эксплуатационная колонна Ø 244,5 мм обеспечивает гораздо больший зазор между внутренней поверхностью эксплуатационной колонной и муфтами ТНКТ 114 х 73. Что немаловажно в условиях температурных деформаций – удлинения, при нештатной работе термокомпенсатора.

Меньшая длина нагреваемого элемента конструкции - хвостовика, наличие условно свободного участка деформации для продольного удлинения хвостовика и применении пластичных тампонажных материалов позволяют обеспечить эквивалентные напряжения, которые не превышают критических значений для материала трубы, и обеспечивают необходимый запас прочности. (Таблица 3.18, Рисунок 3.17).

Таблица 3.18 – Результаты расчета нагрузок эксплуатационной колонны при закачке теплоносителя в скважины с перспективной конструкцией.

№ секции	Интервал установки равнопрочной секции,		Наружный диаметр, мм	Условный код типа соединения	Группа прочности труб	Толщина стенки, мм	Минимальный КЗП по пределу текучести для тела трубы	Минимальный КЗП по пределу прочности для тела трубы	Минимальный КЗП по пределу текучести для резьбового соединения	Минимальный КЗП по пределу прочности для резьбового соединения
	От (верх)	До (низ)								
1	1200	1670	244,5	TMK UP CWB	L80	8,94	1,24	1,47	1,24	1,47
2	0	1200	244,5	BC	L80	8,94	3,26	3,87	1,64	1,94
хвостовик	1200	1823	177,8	TMK UP MOMTNT UM GT	L80	9,19	1,89	2,24	1,12	1,34
Примечание – КЗП получены в результате расчёта для наиболее тяжёлых условий: начальная температура теплоносителя 350°C, минимальное значение пределов текучести и прочности тела обсадной трубы по ГОСТ 31446-2017 (ISO 11960:2014)										

В приведенном расчете  $\sigma(\text{экв})_{\max} = 250$  МПа (для хвостовика) и  $\sigma(\text{экв})_{\max} = 399$  МПа для эксплуатационной колонны.

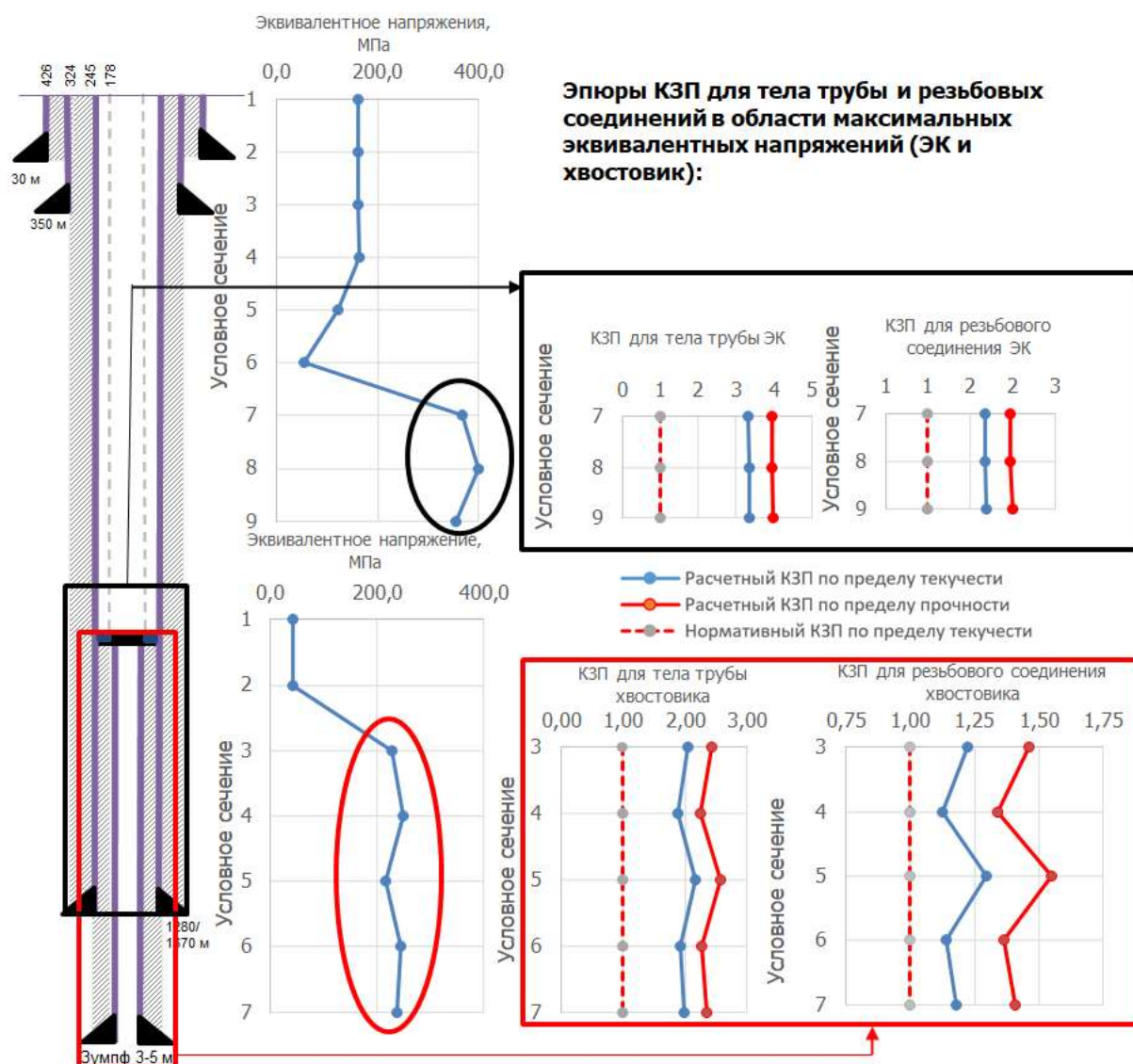


Рисунок 3.17 – Результаты расчета эквивалентных нагрузок при нагреве пароциклической скважины с перспективной конструкцией.

Кроме того, за счет меньшей металлоемкости и сокращения времени на крепление скважины на 2,2 суток (с 26,7 до 24,5 сут.), затраты на строительство были сокращены на 5-10 % (зависит от типа применяемой буровой установки, стоимости трубной продукции, оснастки и тампонажных материалов). На рисунке 3.18 приведены основные изменения, внесенные в конструкцию пароциклических скважин.



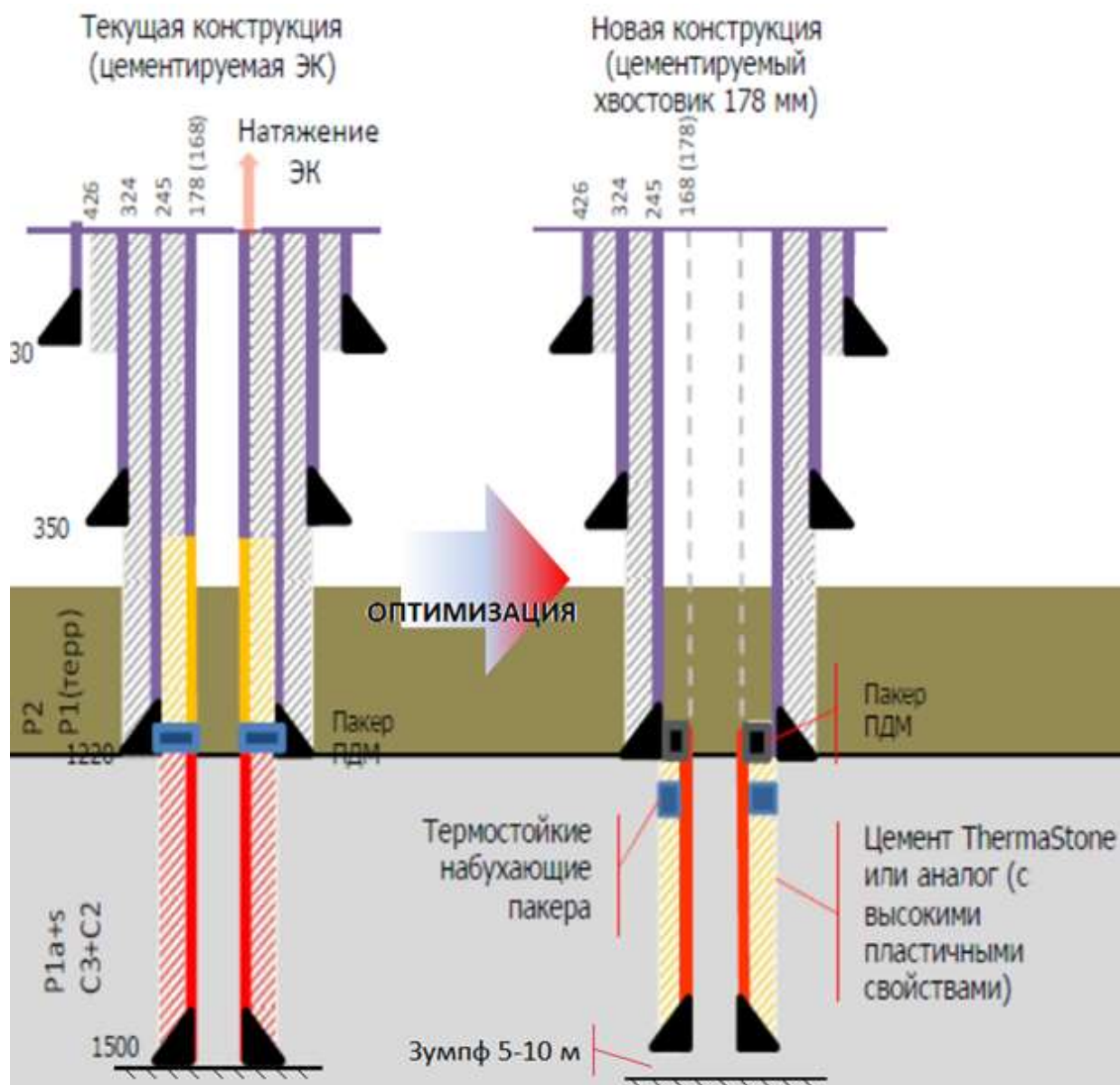


Рисунок 3.18 – Изменения, внесенные в конструкцию пароциклических скважин Усинского месторождения

Разработанный алгоритм расчета обсадных колонн, а также требования к резьбовым соединениям в части запаса прочности на сжатие, вошли в разработанные и утвержденные в ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» приказом № 304 от 15.04.2022 г. Методические указания «Требования к проектированию, строительству и эксплуатации скважин для тепловых методов добычи нефти».

### **Выводы к главе 3**

1. Анализом эпюр эквивалентных напряжений и коэффициентов запаса прочности по аварийным скважинам установлено, что применяемые на Усинском месторождении конструкции и обсадные трубы не отвечают требованиям перевода их в пароциклическую обработку призабойных зон.
2. Определены коэффициенты запаса прочности для различных типов резьбовых соединений обсадных труб как элементов наиболее подверженных деформации и разрушению при значительных тепловых нагрузках (осевые нагрузки сжатия).
3. Разработаны основные принципы проектирования конструкций скважин для Усинского месторождения, направленные на снижение металлоемкости и увеличения свободного внутрискважинного пространства, позволяющие предупредить аварии с элементами конструкции и внутрискважинным оборудованием в процессе эксплуатации и обеспечить герметичность крепи при циклическом изменении температуры.

#### **ГЛАВА 4. РАЗРАБОТКА ЭКСПРЕСС-МЕТОДА ОЦЕНКИ И ВЫБОРА КОНСТРУКЦИИ ФИЛЬТРОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН ДЛЯ ПГД НА ЯРЕГСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ**

Важным условием повышения эффективности и безаварийности эксплуатации скважин для тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей является правильный выбор скважинных фильтров [76-86]. Особенно это актуально для SAGD скважин, эксплуатация которых происходит в песчаниках, сцементированных содержащимся флюидом [87-89].

В процессе эксплуатации скважин для ПГД на Ярегском месторождении отмечено значительное количество инцидентов, отказов погружного оборудования, по причине высокого содержания механических примесей – песка различной фракции.

Анализ показал, что 89 % выносимых механических примесей имеет фракционный состав до 250 мкм, из них 47 % имеют размер до 100 мкм. На 11 % скважин, где присутствует интенсивное пескопроявление, отмечено наличие песка с размером частиц больше 250 мкм. Заявленный размер щелевых отверстий фильтр-элементов составляет 180 мкм. При этом допускается, что некоторая часть отверстий может иметь размер до 250 мкм, т.к. изготовление фильтров осуществляется посредством лазерной резки, и входное отверстие может превышать заявленные 180 мкм.

При анализе данных эксплуатации ОПУ-5 (размер щелевых отверстий в два раза больше) проблемы с пескопроявлением на добывающих ПГД скважинах носили временный характер – до образования естественного гравийного фильтра снаружи обсадной колонны. Все применявшиеся на месторождении конструкции фильтров не предотвращали пескопроявления на начальной стадии эксплуатации скважин. При этом активная фаза пескопроявления на некоторых скважинах может происходить довольно значительное время, например, на 11% ПГД скважинах с интенсивным пескопроявлением на Ярегском месторождении.

Ускорить образование естественного фильтра можно только за счет обеспечения непрерывного отбора жидкости из скважины. Выполнить намыв гравия

в затрубное пространство с равномерным распределением по всей длине горизонтального окончания – неосуществимо с учетом постоянного преждевременного выхода из строя погружного насосного оборудования. Поэтому была поставлена задача стендовыми испытаниями определить возможность применения фильтров скважинных, конструкция которых обеспечивает имитацию работы естественного гравийного фильтра.

#### **4.1 Разработка стенда для одновременных испытаний нескольких конструкций фильтров с имитацией условий эксплуатации скважин для ПГД на Ярегском месторождении**

Целью работы является разработка экспресс-метода и стенда для определения наиболее оптимальных типов фильтров при строительстве скважин для ПГД.

Основным условием является одновременное испытание всех образцов фильтров, включая базовый целевой, в одних и тех же термобарических условиях, с использованием песка, пластового флюида (нефть+вода) с разбуриваемого участка Ярегского месторождения. В процессе проведения испытаний необходимо контролировать и фиксировать следующие параметры:

- температуру на различных зонах стенда за все время проведения испытаний;
- объем поступившего фильтрата с каждого фильтра в зависимости от времени;
- температуру по каждому фильтру;
- компонентный анализ фильтрата;
- количественный и гранулометрический анализ песка из фильтрата, по каждому типу фильтра.

Перед началом работ был проведен обзор научно-технической и патентной литературы по существующим способам испытания скважинных фильтров. Поиск альтернативных методик единовременного испытания скважинных фильтров для ПГД скважин с имитацией реальных условий эксплуатации с применением натурных образцов фильтр-элементов не дал результатов.

Для проведения испытаний разработан и изготовлен стенд, а также разработана

методика проведения стендовых испытаний. В качестве образцов использовались следующие конструкции:

- образец фильтра скважинного проволочно-щелевого с гравийной набивкой ФСПЩ-ГН 168 (размер щели 0,1 мм), далее по тексту – № I;
- образец фильтра скважинного проволочно-щелевого ФСПЩ 178 (размер щели 0,1 мм), далее по тексту – № II;
- образец фильтра скважинного проволочно-щелевого ФСПЩ 178 (размер щели 0,18 мм), далее по тексту – № III
- образец фильтра скважинного (труба с лазерной перфорацией с размером щели 0,18 x 40 мм), далее по тексту – № IV – фактически применяемый в настоящее время – базовый фильтр.

На рисунке 4.1 приведена принципиальная схема стенда.

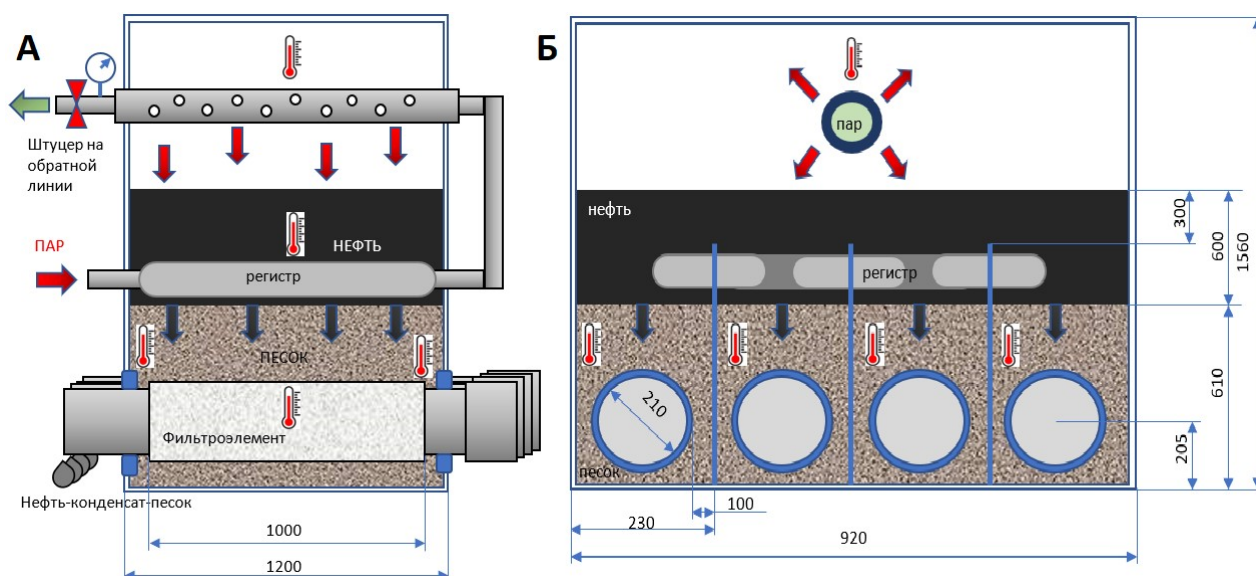


Рисунок 4.1– Принципиальная схема стенда (А – вид слева, Б – фронтальный вид)

Изготовление стенда, а также проведение испытаний производилось на производственной площадке ООО «ТатПром-Холдинг». При подготовке к стендовым испытаниям, а также в процессе испытаний и контрольном осмотре фильтр-элементов присутствовали представители ПАО «ЛУКОЙЛ», ООО

«ЛУКОЙЛ-Коми», ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз», а также филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми.

Конструкция стенда обеспечивает.

1. Одновременное испытание четырех фильтр-элементов стандартного заводского изготовления одной длины при одних и тех же условиях (давление, температура, пластовый флюид, песок в котором размещаются образцы);
2. Возможность использования натуральных материалов для проведения испытаний – пластовый флюид (высоковязкая нефть, вода), песок разнофракционный с продуктивного горизонта D2st;
3. Расположение фильтров под углом 2-3° относительно горизонта, с нижней точкой со стороны слива;
4. Предварительный прогрев жидкости в стенде, до рабочей температуры, перед подачей пара под давлением;
5. Создание давления в стенде не менее 6 кг/см<sup>2</sup>, и температуры фильтр-элементов 60-180° С;
6. Регистрацию параметров температуры и давления на всем цикле испытательного процесса. При этом регистрация температуры производится в области каждого образца, а также в районе паровой камеры;
7. Отбор проб с каждого образца поступившего фильтрата в требуемом количестве с замером скорости наполнения емкости стандартного объема.

Перед началом проведения работ стенд был опрессован на полуторакратное давление от рабочего давления стендовых испытаний. А именно на 10 кг/см<sup>2</sup>. Рабочее давление и рабочая температура испытания соответствуют перепаду давления на насосе, а также данных с оптоволоконных систем контроля распределения температуры по стволу добывающих горизонтальных скважин. Подготовлено соответствующее техническое задание на изготовление стенда и проведение испытаний.

Общие виды стенда и в процессе подготовки к проведению испытаний приведены на рисунках 4.2, 4.3 и 4.4 соответственно.



Рисунок 4.2 – Стенд для оценки эффективности скважинных фильтров (вид спереди и сзади)

	<p>а) Установка нагревательных регистров и пароподающего манифольда с перфорацией (образцы фильтров полностью засыпаны песком)</p>
	<p>б) Засыпка песка с продуктивного горизонта D2st Ярегского месторождения</p>
	<p>в) Установка тестируемых образцов фильтров в ячейки стенда</p>



Рисунок 4.3 – Подготовка стенда к проведению испытаний



Рисунок 4.4 – Заливка в испытательный стенд пластового флюида с Ярегского месторождения

Все фильтры промаркированы с торцевой части со стороны слива.

I. 168 x 0,1 Гр (фильтр экранный проволочно-щелевой с шириной щели на двойном экране 100 мкм, и гравийной набивкой между фильтровыми экранами);

II. 178 x 0,1 Э (фильтр экранный проволочно-щелевой с шириной щели экрана 100 мкм);

III. 178 x 0,18 Э (фильтр экранный проволочно-щелевой с шириной щели экрана 180 мкм);

IV. 178 x 0,18 Щ (фильтр щелевой с размерами щели длина 40 мм, ширина 180 мкм). Данный фильтр используется на скважинах для ПГД и является базой сравнения при проведении теста.

После заполнения стенда песком и флюидом была закрыта герметичная крышка, подбита линия для подачи пара под давлением к передвижному агрегату ППУ-А 1600/1000.



Проведение стендовых испытаний:

16:30 – запущен предварительный прогрев флюида по регистрам, без подачи пара на перфорированный манифольд;

17:05 – по достижении рабочей температуры в области пластового флюида открыта подача пара в паровую камеру с поддержанием давления  $\approx 6$  кг/см<sup>2</sup>;

17:45 – открыт слив со всех образцов фильтров. Фильтрат – вода, практически чистая (Рисунок 4.5). Температура в области флюида / паровой камеры 120 / 129° С соответственно;



Рисунок 4.5 – Открыты сливы с фильтров. Фильтрат представлен водой

18:04 – отобрана проба № 1 пластового флюида с признаками нефти из образца IV. С остальных продолжает идти вода, при этом визуально самая чистая с фильтра I;

18:04-18:17 – слив воды. С фильтров №№ I, II, III идет вода. С фильтра № IV при открытии продолжает идти нефть;

18:30 – отбор пробы № 2. С фильтров №№ I, IV идет нефть с равномерным напором. По фильтрам №№ II, III продолжает идти вода. При этом напор с фильтров №№ II, III существенно слабее, чем у остальных двух тестовых образцов;

18:35 – образцы фильтров №№ I, IV принудительно закрыты. Очень слабый напор с образцов №№ II, III;

19:13 – увеличился напор на образце № III. При этом пошла нефть. Данный фильтр был так же закрыт;

19:39 – увеличился напор по фильтру № II, появились признаки нефти, напор не постоянный (то возрастает, то убывает);

19:45 – отбор пробы № 3 со всех фильтров. С образцов №№ I, III, IV фильтрат –  
нефть. С образца № II при слабом прерывистом напоре идет нефть с водой;

20:15 – отбор пробы № 4 со всех фильтров. С образцов №№ I, III, IV фильтрат –  
нефть. С образца № II при слабом прерывистом напоре идет нефть с водой. С образца № III напор сильнее, но существенно меньше, чем с образцов I и IV;

20:23 – отбор пробы № 5 со всех фильтров. С образцов №№ I, IV фильтрат – нефть, со стабильно хорошим напором. При этом напор с образца № I несколько больше. На образце № IV напор стал снижаться. С образца № II при слабом прерывистом напоре идет нефть с водой. С образца № III напор стал снижаться, и стал существенно меньше, чем с образцов I и IV.

На графиках (рисунок 4.6) приведены временные данные с датчиков замера давления пара и температуры в контрольных точках стенда. Замеры осуществлялись непрерывно с момента начала стендовых испытаний, до момента их окончания.

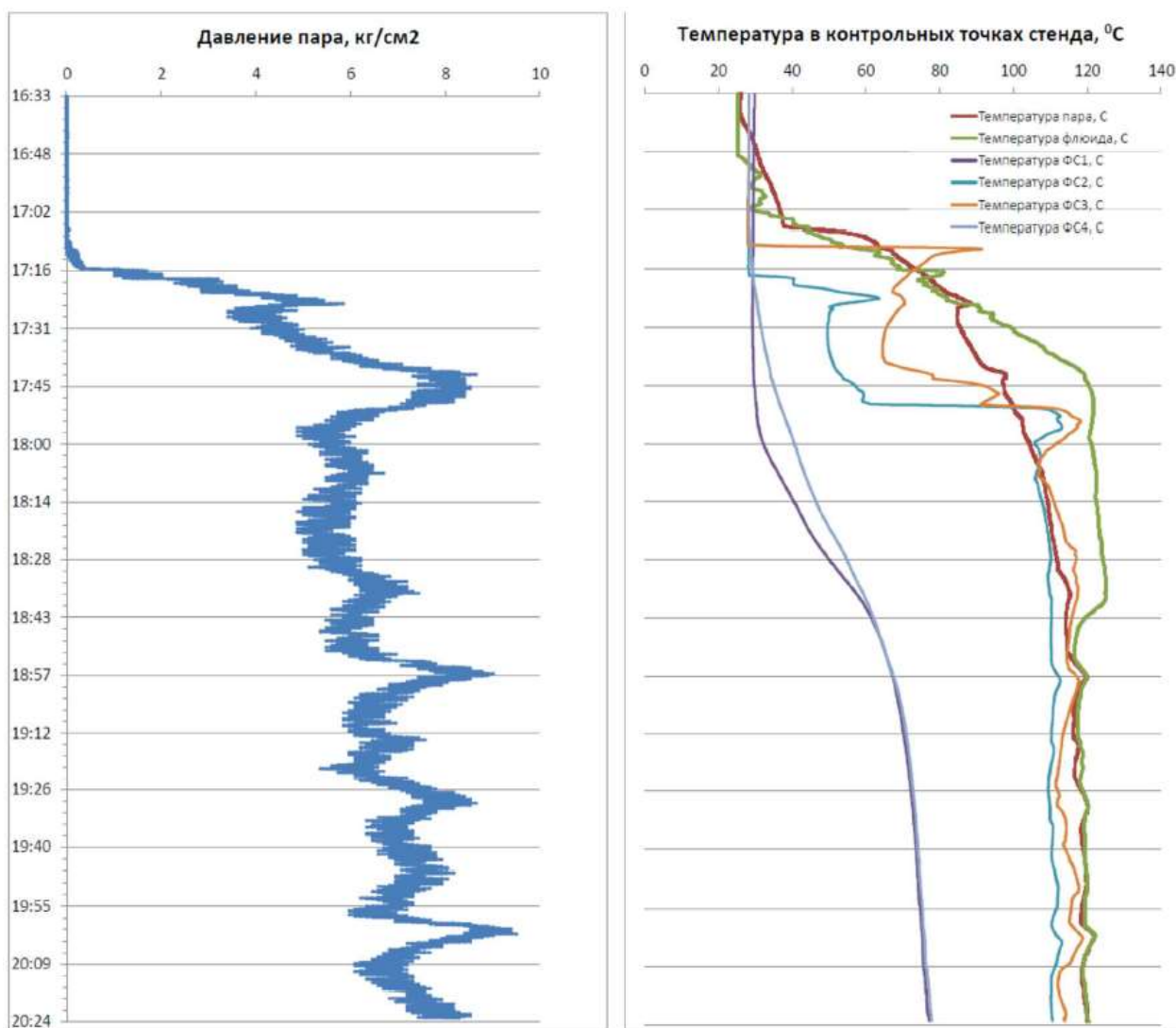


Рисунок 4.6 – Результаты замеров в реальном времени давления пара и температуры в контрольных точках стенда

Все пробы были упакованы, опломбированы, и подготовлены для отправки в лабораторию филиала «ПермНИПИнефть» в г. Перми. Пробы были доставлены 20.12.2018 г. по адресу г. Пермь, ул. Советской Армии, 29. При передаче образцов в лабораторию тип фильтров на маркировке проб не указывался, только порядковый номер образца.

В процессе отбора проб фиксировали среднее время фильтрации, замеренное по времени набора 5 л емкости фильтратом, которое приведено в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Среднее время фильтрации с тестируемых образцов

Параметр	Номер тестового образца-фильтра			
	I	II	III	IV
Время наполнения 5 л емкости при отборе проб, с	33	360	50	35
Скорость фильтрации, л/мин	9,1	0,8	6,0	8,6

Промежуточные выводы по этапу стендовых испытаний: В процессе проведения

фильтрационных испытаний наиболее эффективными показали себя образцы фильтров №№ I, IV. Причем образец № IV это фильтр с щелевой лазерной перфорацией, который используется в настоящее время на Ярегском месторождении. Тем не менее, самый сложный по конструкции фильтр, с минимальным размером щели между витками проволоки, а также имеющий гравийную набивку, что должно было привести к большим сопротивлениям при прохождении флюида через фильтр-элемент, показал себя с лучшей стороны, что также визуально было видно в процессе испытаний.

После завершения стендовых испытаний и остывания стенда, было произведено извлечение образцов фильтров (Рисунок 4.7). Затем была отобрана проба песка из стенда для сравнения гранулометрического состава с тем песком, который будет в пробах с фильтратом. В нижней части рисунка 4.7 можно видеть песок в каждой ячейке, в которой находился образец фильтра. Состояние песка в ячейках образцов № I, III, IV – в спрессованном состоянии, пропитан нефтью, после извлечения образцов, не осыпался, сохраняя форму правильного отверстия. Песок в ячейке образца № II, где был установлен фильтр, через который хуже шла фильтрация, практически сухой с незначительными следами нефти. После извлечения образца, отверстие было засыпано слабосцементированным песком. Замер пирометром показал температуру песка в ячейках около 50°, при том, что стенд остывал около 8-ми часов.



Рисунок 4.7 – Извлечение образцов фильтров для контрольных замеров и распиловки

Контрольные замеры подтвердили неизменность и соответствие геометрии щелей фильтр-элементов. Замеры производились посредством эталонных щупов. В результате замеров были получены следующие данные:

- Образец № I = 0,1 мм;
- Образец № II = 0,1 мм;
- Образец № III = 0,18 мм;
- Образец № IV = 0,2 мм.

После проведения замеров все образцы фильтр-элементов были перемещены для распиливания на ленточную пилу. Распиливание образцов производилось по заглушке. Основная цель – это визуальный осмотр внутренней полости фильтров.



Осмотр внутренних полостей фильтров показал, что все три образца имеют одинаковую схему перфорации базовой трубы, кроме базового образца с лазерной щелевой перфорацией. Так же необходимо отметить, что базовая труба фильтра № I имеет наружный диаметр 168,3 мм, однако перфорация выполнена по одному принципу, с тем же диаметром отверстий – 12 мм.

Внутренняя поверхность базовой трубы всех образцов (образец № II лишь частично) были покрыты пленкой нефти. С образца № I нефть продолжала течь с фильтр-элемента, т.к. данный образец имел гравийный наполнитель, пропитанный нефтью. Особенно интересен был образец № I, т.к. он показал лучшие результаты в процессе проведения теста на фильтрацию. В связи с этим было принято решение произвести распиливание не только по заглушке, но и по середине фильтр-элемента (рисунок 4.8).



Рисунок 4.8 – Распиливание образца № I по заглушке и по фильтр-элементу

Это позволило произвести осмотр состояния гравийной набивки (Рисунок 4.9).



Рисунок 4.9 – Поперечный срез фильтра № I, имеющего гравийную набивку (пропант). Справа фотография с 25-ти кратным увеличением

В процессе вскрытия испытательного стенда, извлечения образцов-фильтров, распиливания фильтров, осмотра внутренней полости фильтров было установлено:

- песок в стенде перекрывал всю площадь в горизонтальной плоскости стенда, т.е. пластовый флюид до попадания в образцы фильтров проходил через песок, имитирующий коллектор Ярегского месторождения;
- геометрия образцов-фильтров, их конструкция полностью соответствовала Техническому заданию, геометрические характеристики остались неизменными согласно замерам до проведения испытаний, и согласно замерам после.

#### **4.2 Результаты лабораторного анализа содержания песка в фильтрате**

Пробы были доставлены в лабораторию филиала ПермНИПИнефть с целью определения:

- 1) гранулометрического состава песка в отобранных фильтрах;
- 2) гранулометрического состава песка с испытательного стенда;
- 3) количественного содержания песка в отобранных фильтрах;
- 4) кислоторастворимости набивки гравийного фильтра – пропанта.

Гранулометрический состав песка определяли по методике МР-П/ИСМ-122-ОЗК-2017 «Методика измерений линейных размеров (диаметра) частиц механических примесей отложений на технологическом оборудовании, сточных, пластовых, поверхностных вод для определения дисперсионного состава с применением комплекса программно-аппаратного анализа микроструктуры поверхности твердых тел Thixomet» (свидетельство о поверке ПАК №5720/17-Н, действительно до 03.09.2019 г.). Содержание песка в отобранных фильтрах определяли по методике РД 52.24.468-2005 «Взвешенные вещества и общее содержание примесей в водах. Методика выполнения измерений массовой концентрации гравиметрическим методом» [90].

Подробные результаты гранулометрического анализа представлены по каждой пробе в Приложении А. Сводные результаты гранулометрического анализа и результаты определения содержания песка в фильтрах приведены в таблице 4.2.

По результатам гранулометрического анализа наиболее эффективный – это фильтр № 1. Он пропускает всего 6% частиц с размерами более 100 мкм, а средний размер частиц песка в фильтрате составляет 40 мкм. Остальные три фильтра (№ 2,3,4) примерно одинаковы по эффективности. После прохождения через данные фильтры в жидкости остается от 24 до 30% частиц с размерами более 100 мкм, а средний размер частиц составляет 68-70 мкм.

Проведенные стендовые испытания достигли поставленной цели – оценки эффективности работы скважинных фильтров разной конструкции, различными по размерам щелевыми зазорами, а также позволили оценить работу наиболее сложного по конструкции фильтра с гравийной набивкой.

Фильтр № I, имеющий гравийную набивку между двумя проволочными экранами с щелевыми зазорами 100 мкм в 7 – 15 раз эффективнее в части очистки фильтрата в сравнении с базовым фильтром с щелевой лазерной перфорацией.

На протяжении всего испытания образец № I был более эффективным, чем базовый фильтр с щелевой лазерной перфорацией. Скорость фильтрации через образец № I составила 9,1 л/мин, в то время как скорость фильтрации через базовый



образец № IV составила 8,6 л/мин. И многократно эффективнее, чем через остальные два образца,

примерно в 1,5 раза эффективнее чем фильтр № III, и в 11 раз эффективнее образца № II. При этом, обеспечивались единовременность испытаний, идентичные термобарические условия, а также один источник пластового флюида, что свидетельствует о достоверности полученных результатов.

Таблица 4.2 - Содержание и размер частиц песка после фильтрации

№ фильтра	Проба	Содержание песка в фильтрате, мг/дм <sup>3</sup>	Размер частиц песка в фильтрате, мкм		% частиц песка в фильтрате размером	
			max/min	средний	менее 10 мкм	более 100 мкм
Исходная проба (до фильтрации)	19.12		587 / 4.8	115	10	51
<b>среднее:</b>			<b>587 / 4.8</b>	<b>115</b>	<b>10</b>	<b>51</b>
I	18.12, №1, 18:04	16	175 / 1.5	82	33	26
	18.12, №2, 18:30	1470	155 / 1.5	16	60	0.6
	18.12, №3, 19:45	2880	237 / 1.5	21	63	0.6
	18.12, №4	1926	158 / 1.5	38	25	2.4
	18.12, №5, 20:23	473	181 / 1.5	45	15	1.6
<b>среднее:</b>		<b>1353</b>	<b>181 / 1.5</b>	<b>40</b>	<b>39</b>	<b>6</b>
II	18.12, №1, 18:04	145	214 / 1.5	65	25	26
	18.12, №2, 18:30	225	217 / 1.5	91	12	45
	18.12, №3, 19:45	502	175 / 1.5	82	10	30
	18.12, №4	809	165 / 1.5	75	13	20
	18.12, №5, 20:23	792	182 / 1.5	58	30	12
<b>среднее:</b>		<b>495</b>	<b>190 / 1.5</b>	<b>70</b>	<b>18</b>	<b>26</b>
III	18.12, №1, 18:04	823	164 / 1.5	61	17	17
	18.12, №2, 18:30	645	167 / 1.5	74	7	32
	18.12, №3, 19:45	6551	186 / 1.5	64	11	18
	18.12, №4	2557	231 / 1.5	75	17	25
	18.12, №5, 20:23	1915	229 / 1.5	65	34	27
<b>среднее:</b>		<b>2498</b>	<b>195 / 1.5</b>	<b>68</b>	<b>17</b>	<b>24</b>
IV	18.12, №1, 18:04	1268	273 / 1.5	45	30	13

Продолжение таблицы 4.2

№ фильтра	Проба	Содержание песка в фильтрате, мг/дм <sup>3</sup>	Размер частиц песка в фильтрате, мкм		% частиц песка в фильтрате размером	
			max min	средний	менее 10 мкм	более 100 мкм
	18.12, №2, 18:30	8293	180 / 1.5	79	20	47
	18.12, №3, 19:45	3041	206 / 1.5	76	10	32
	18.12, №4	13550	225 / 1.5	73	18	37
	18.12, №5, 20:23	7069	163 / 1.5	69	15	22
<b>среднее:</b>		<b>6644</b>	<b>209 / 1.5</b>	<b>68</b>	<b>19</b>	<b>30</b>

Далее приведены примеры отчетов лабораторного анализа гранулометрии по пробам № 4 всех тестируемых фильтров (рисунки 4.10-4.13, табл. 4.3-4.6)

## Отчет Гранулометрический анализ

Объект: Фильтр IV, проба №4,

Дата отбора: 18.12.2018

Количество проанализированных частиц: 413

Содержание механических примесей, мг/л: 13550,02

Параметр	Значение	Стандартное отклонение	Доверительный интервал
Максимальный диаметр, мкм	225	46	4,52
Минимальный диаметр, мкм	1,48		
Средний диаметр, мкм	73,3		

Гистограмма распределения по среднему диаметру:

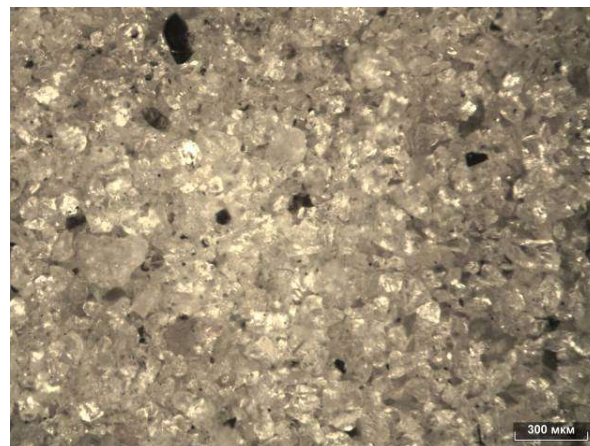
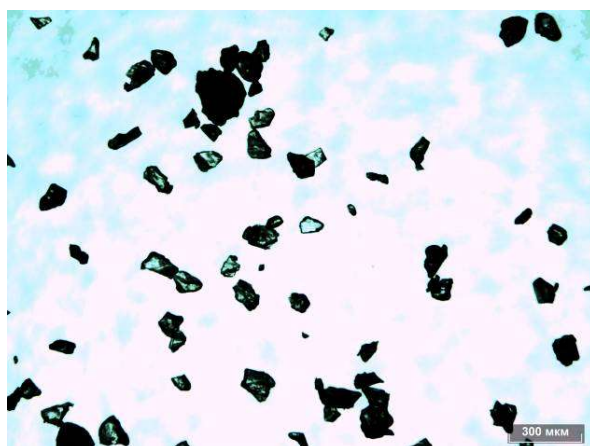
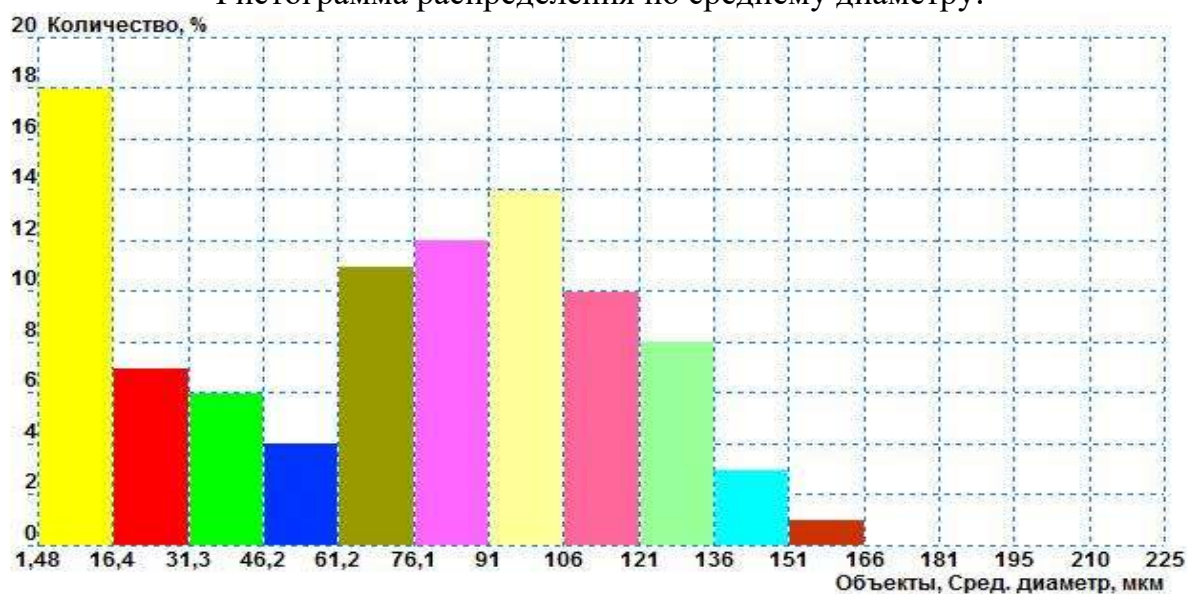


Рисунок 4.10 – Результат гранулометрического анализа Фильтр IV, проба №4

Таблица 4.3 – Приложение к гистограмме распределения по среднему диаметру  
фильтр IV, проба №4

№	Цвет	от	до	Количество, %	Количество, шт
1		1,48	16,4	18,2	75
2		16,4	31,3	7,02	29
3		31,3	46,2	6,54	27
4		46,2	61,2	4,84	20
5		61,2	76,1	11,1	46
6		76,1	91	12,8	53
7		91	106	14,5	60
8		106	121	10,2	42
9		121	136	8,47	35
10		136	151	3,63	15
11		151	166	1,69	7
12		166	181	0,24	1
13		181	195	0,24	1
14		195	210	0,24	1
15		210	225	0,24	1



## Отчет Гранулометрический анализ

Объект: Фильтр III, проба №4

Дата отбора: 18.12.2018

Количество проанализированных частиц: 483

Содержание механических примесей, мг/л: 2557,58

Параметр	Значение	Стандартное отклонение	Доверительный интервал
Максимальный диаметр, мкм	231	45,5	4,14
Минимальный диаметр, мкм	1,48		
Средний диаметр, мкм	75,1		

Гистограмма распределения по среднему диаметру:

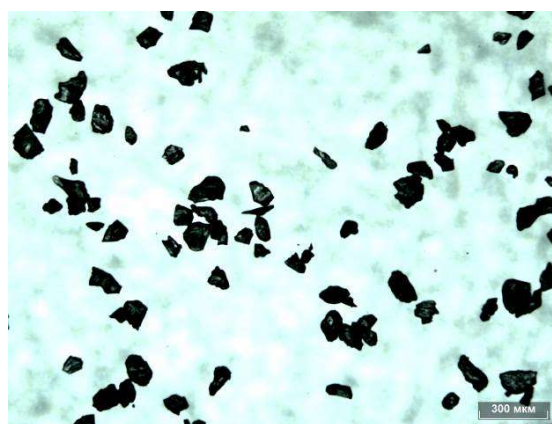
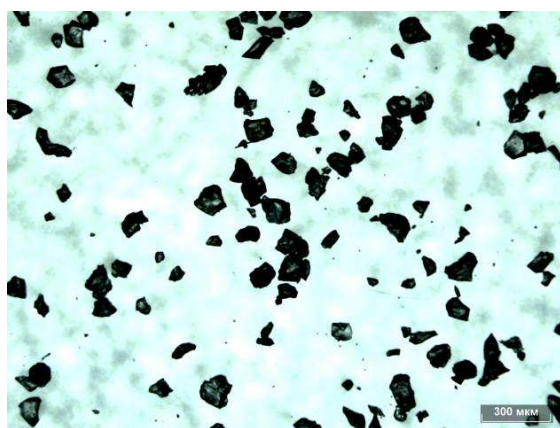
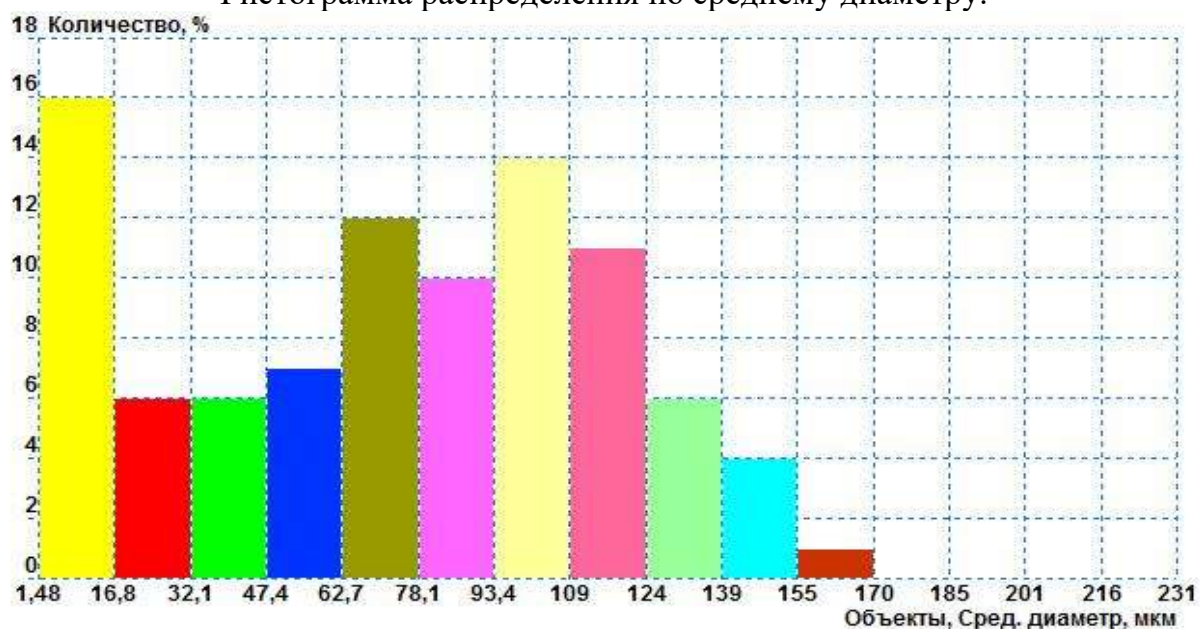


Рисунок 4.11 – Результат гранулометрического анализа Фильтр III, проба №4

Таблица 4.4 – Приложение к гистограмме распределения по среднему диаметру  
фильтр III, проба №4

№	Цвет	от	до	Количество, %	Количество, шт
1		1,48	16,8	16,8	81
2		16,8	32,1	6,63	32
3		32,1	47,4	6,63	32
4		47,4	62,7	7,87	38
5		62,7	78,1	12,4	60
6		78,1	93,4	10,4	50
7		93,4	109	14,1	68
8		109	124	11,4	55
9		124	139	6,63	32
10		139	155	4,97	24
11		155	170	1,24	6
12		170	185	0,83	4
13		185	201	0	0
14		201	216	0	0
15		216	231	0,21	1

## Отчет Гранулометрический анализ

Объект: Фильтр II, проба №4

Дата отбора: 18.12.2018

Количество проанализированных частиц: 483

Содержание механических примесей, мг/л: 809,41

Параметр	Значение	Стандартное отклонение	Доверительный интервал
Максимальный диаметр, мкм	165	41	3,73
Минимальный диаметр, мкм	1,48		
Средний диаметр, мкм	75,2		

Гистограмма распределения по среднему диаметру:

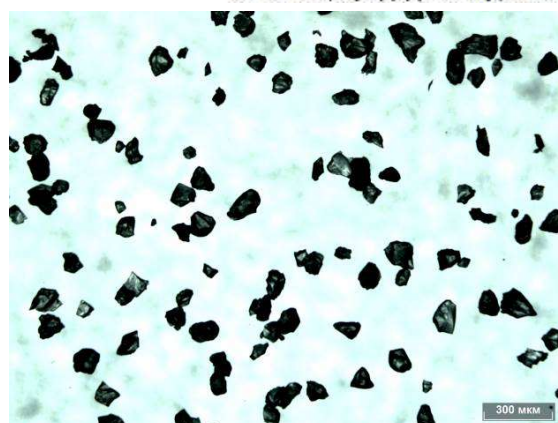
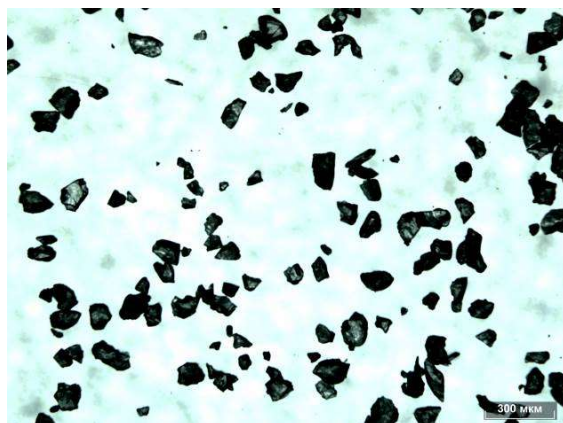
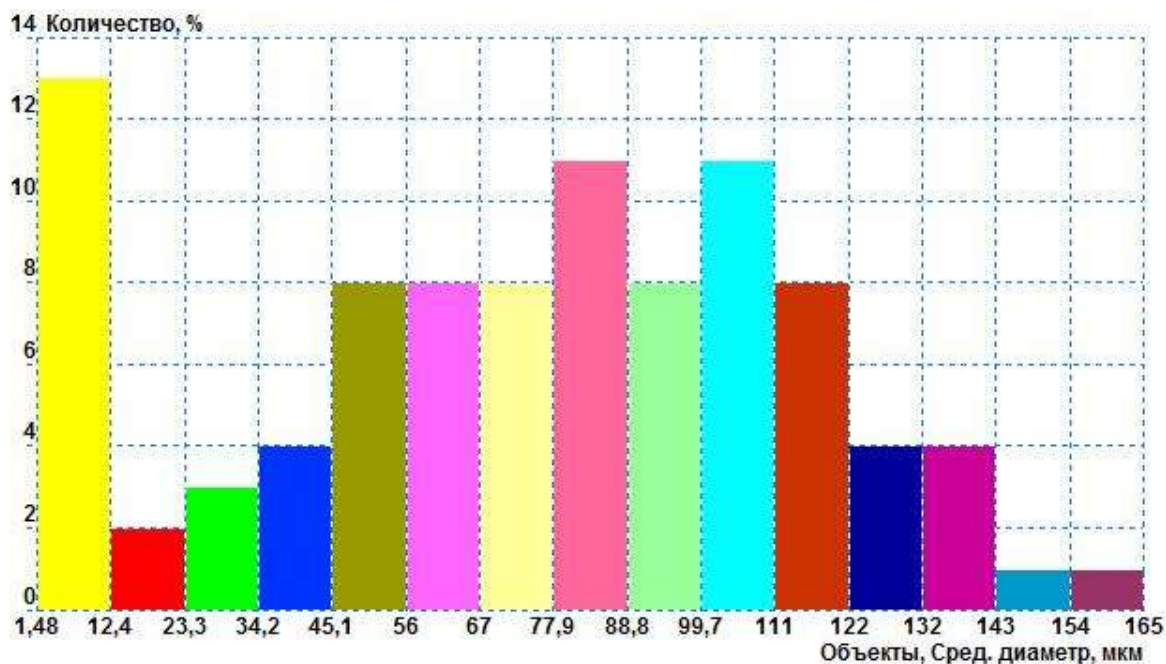


Рисунок 4.12 – Результат гранулометрического анализа Фильтр II, проба №4

Таблица 4.5 – Приложение к гистограмме распределения по среднему диаметру  
фильтр II, проба №4

№	Цвет	от	до	Количество, %	Количество, шт
1		1,48	12,4	13	63
2		12,4	23,3	2,07	10
3		23,3	34,2	3,11	15
4		34,2	45,1	4,97	24
5		45,1	56	8,28	40
6		56	67	8,28	40
7		67	77,9	8,07	39
8		77,9	88,8	11,6	56
9		88,8	99,7	8,7	42
10		99,7	111	11,6	56
11		111	122	8,7	42
12		122	132	4,97	24
13		132	143	4,14	20
14		143	154	1,24	6
15		154	165	1,24	6



## Отчет Гранулометрический анализ

Объект: Фильтр I, проба №4

Дата отбора: 18.12.2018

Количество проанализированных частиц: 948

Содержание механических примесей, мг/л: 1926,71

Параметр	Значение	Стандартное отклонение	Доверительный интервал
Максимальный диаметр, мкм	158	31	2,01
Минимальный диаметр, мкм	1,48		
Средний диаметр, мкм	37,7		

Гистограмма распределения по среднему диаметру:

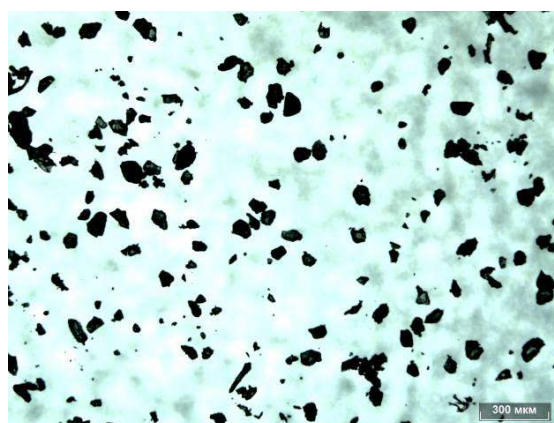
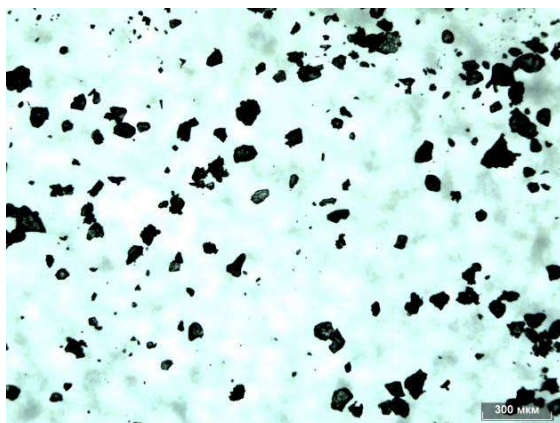
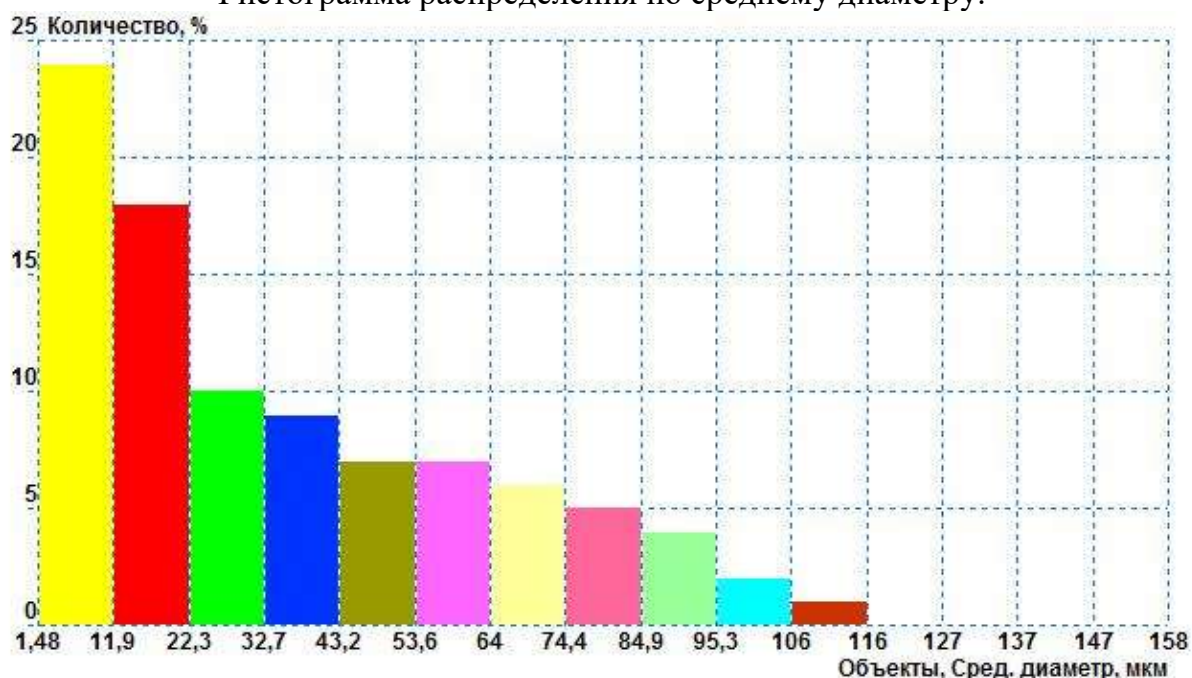


Рисунок 4.13 – Результат гранулометрического анализа Фильтр I, проба №4

Таблица 4.6 – Приложение к гистограмме распределения по среднему диаметру  
фильтр I, проба №4

№	Цвет	от	до	Количество, %	Количество, шт
1		1,48	11,9	24,8	235
2		11,9	22,3	18,8	178
3		22,3	32,7	10,4	99
4		32,7	43,2	9,18	87
5		43,2	53,6	7,7	73
6		53,6	64	7,81	74
7		64	74,4	6,54	62
8		74,4	84,9	5,7	54
9		84,9	95,3	4,32	41
10		95,3	106	2	19
11		106	116	1,27	12
12		116	127	0,74	7
13		127	137	0,21	2
14		137	147	0,11	1
15		147	158	0,42	4

#### **Выводы к главе 4**

1. Поставлена и решена задача оценки и выбора наиболее эффективной конструкции песчаного фильтра при строительстве скважин для ПГД залежи с конкретными фильтрационно-емкостными параметрами, исходя из условия минимизации пескопроявлений и связанных с ними отказов работы погружного оборудования.

2. Разработан, изготовлен и испытан стенд, позволяющий проводить одновременное испытание нескольких образцов фильтров, включая базовый проектный, в одинаковых термобарических условиях, с использованием песка и пластового флюида (нефть + вода) с предназначенной для ПГД залежи (патент № 2755101).

3. Установлено, что для данного участка Ярегского месторождения, для которого проводилась оценка фильтрации через четыре образца фильтров, конструкция фильтра, имеющего гравийную набивку между двумя проволочными экранами с щелевыми зазорами 100 мкм, в 7 – 15 раз эффективнее в части очистки фильтрата от песка в сравнении с базовым фильтром при скоростях фильтрации 9,1 л/мин и 8,6 л/мин соответственно.

## **ГЛАВА 5. МЕТОДИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРОЕКТИРОВАНИЯ, СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ДЛЯ ТЕПЛОВЫХ МЕТОДОВ ДОБЫЧИ НЕФТИ**

Методические указания «Требования к проектированию, строительству и эксплуатации скважин для тепловых методов добычи нефти» (далее указания) разработаны с целью:

- применения единых подходов к проектированию и строительству скважин с учетом дополнительных требований к расчетам внутрискважинного оборудования для скважин, подвергающихся высокотемпературным нагрузкам;
- повышения эксплуатационной надежности строящихся скважин, за счет повышения стойкости крепи к высоким температурным нагрузкам;
- сокращения временных и материальных затрат на ликвидацию аварий с элементами конструкции и внутрискважинным оборудованием в процессе эксплуатации скважин тепловыми методами добычи нефти;
- сокращения затрат на строительство скважин за счет исключения необходимости бурения скважин-дублеров для аварийных скважин;
- увеличения срока эксплуатации скважин.

Указания разрабатывались по заданию ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» в соответствии с техническими требованиями и условиями договора № 5719/15ПО254//15У1578 от 10.06.2015 г. Разработчики Лопарев Д.С. (руководитель проекта), Ананенко А.А., Харитонов М.В., Деминская Н.Г., Фадеев А.Г., Маховский Д.В., Литвинкович И.М., Зиякаев Р.Ф., Левин А.В., Папич Е.А., Фигильянтов А.П.

Проведен анализ большого объема литературных источников совместно с промысловыми данными по ремонтным работам и результатам геофизических исследований элементов крепи скважин, проводимых до и после пароциклического воздействия. Одновременно, согласно технических требований, разрабатывались рекомендации по снижению аварийности в

скважинах, которые испытывались и дорабатывались в процессе строительства и эксплуатации скважин (предварительное натяжение колонн, конструкции скважин с хвостовиками, применение специальных тампонажных материалов с повышенными пластическими характеристиками и заколонных пакеров, оптимизация вывода скважин на температурный режим). Затем в виде методического и технологического обеспечения результаты передавались для внедрения в производство. По мере накопления опыта работ на реальных нефтедобывающих скважинах в 2020 году технические требования были подкорректированы и в редакции ДС № 60 от 20.04.2020 г. была продолжена доработка рекомендаций и Методических указаний. Только после исчерпывающего обоснования причин аварий и реального снижения аварийности после выполнения соответствующих мероприятий Указания были утверждены Приказом № 304 ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» от 15 апреля 2022 г.

В начале Указаний представлены проблемы возникающие в процессе пароциклических обработок скважин. На рисунках 5.1 и 5.2 приведены основные «проблемные зоны» скважин Усинского и Ярегского месторождений, подвергающимся циклическим тепловым нагрузкам. Кратко описаны особенности эксплуатации скважин для закачки теплоносителя.

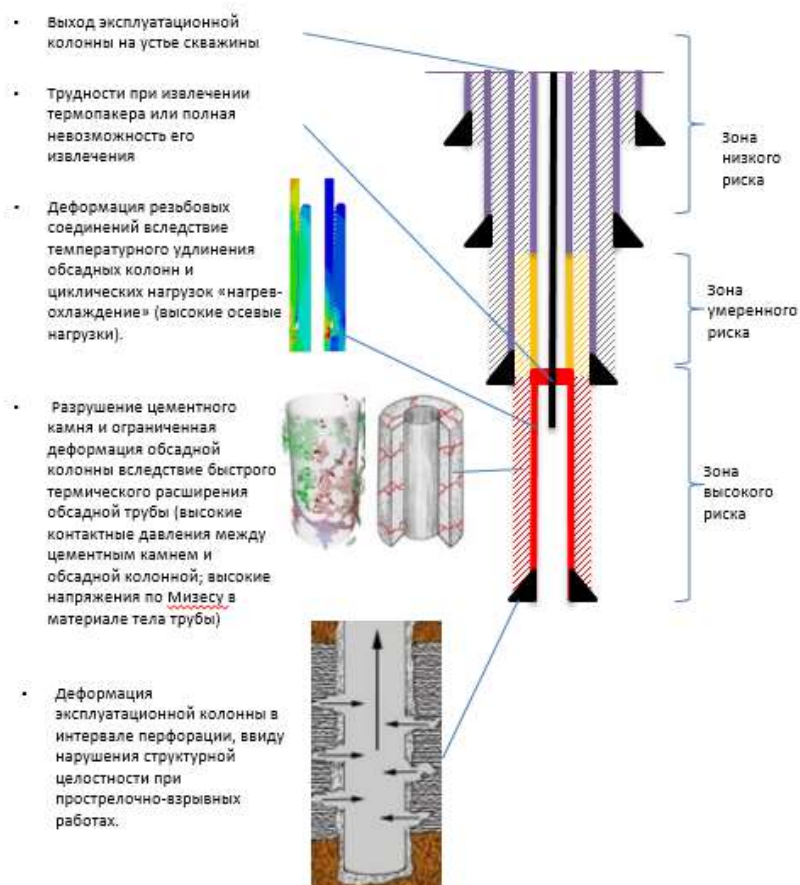


Рисунок 5.1 - Основные «проблемные зоны» скважин Усинского месторождения, подвергающихся циклическим тепловым нагрузкам

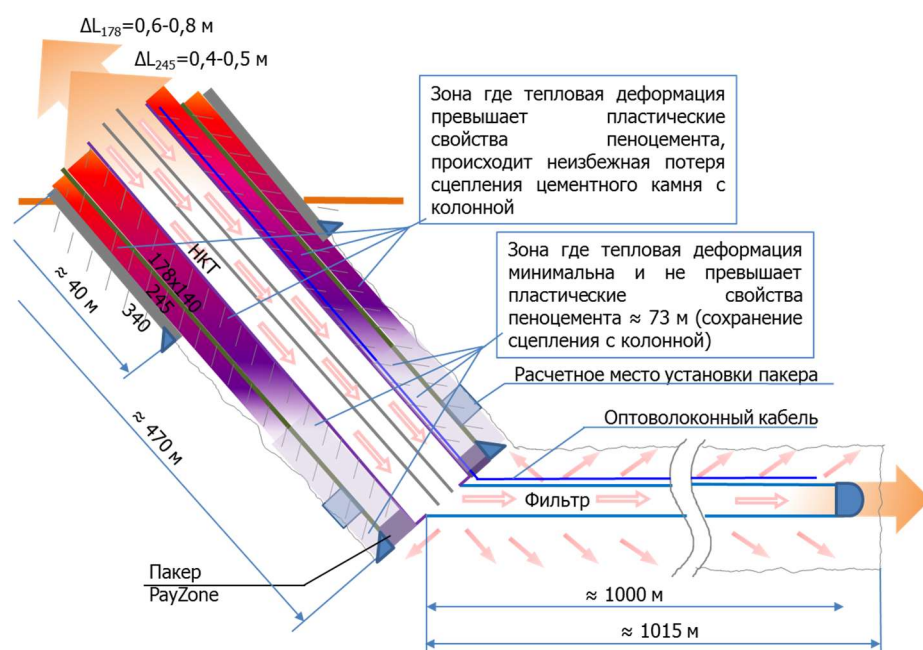


Рисунок 5.2 - Основные «проблемные зоны» скважин Ярегского месторождения, подвергающихся циклическим тепловым нагрузкам

Технология пароциклического воздействия на пласт заключается в последовательной реализации трех фаз (рисунок 5.3):

1) в добывающую скважину закачивается пар в объеме 150 т на один метр вскрытой толщины пласта, темп закачки 180-200 т/сут. Происходит нагревание скелета пласта, содержащейся в нем нефти, температурное расширение всех компонентов, повышение давления в призабойной зоне. Для контроля прогрева пласта в ходе закачки пара выполняют комплекс геофизических исследований (определение профиля прогрева в середине и конце цикла закачки пара, профиля приемистости и параметров теплоносителя);

2) после закачки пара скважину закрывают на «паропропитку» и выдерживают для конденсации пара и перераспределения насыщенности в пласте. В этот период происходит выравнивание температуры между паром, породами пласта и насыщающих его флюидов. При снижении давления в зону конденсации устремляется оттесненная от призабойной зоны пласта нефть, ставшая более подвижной в результате уменьшения вязкости при прогреве. В период конденсации пара происходит и капиллярная пропитка - в низкопроницаемых зонах нефть заменяется водой;

3) после фазы «паропропитки» скважина глушится, из скважины извлекается термооборудование (термопакер, колонна НКТ), при необходимости проводится термометрия по всему стволу скважины, в скважину спускается ГНО, и ее запускают на режим отбора продукции, при котором эксплуатацию ведут до предельного рентабельного дебита. По мере остывания прогретой зоны пласта в процессе эксплуатации дебит скважины постепенно уменьшается. Этот процесс сопровождается уменьшением объема горячего конденсата, что приводит к снижению давления в зоне, ранее занятой паром. Возникающая при этом депрессия является дополнительным фактором, способствующим притоку нефти в эту зону.



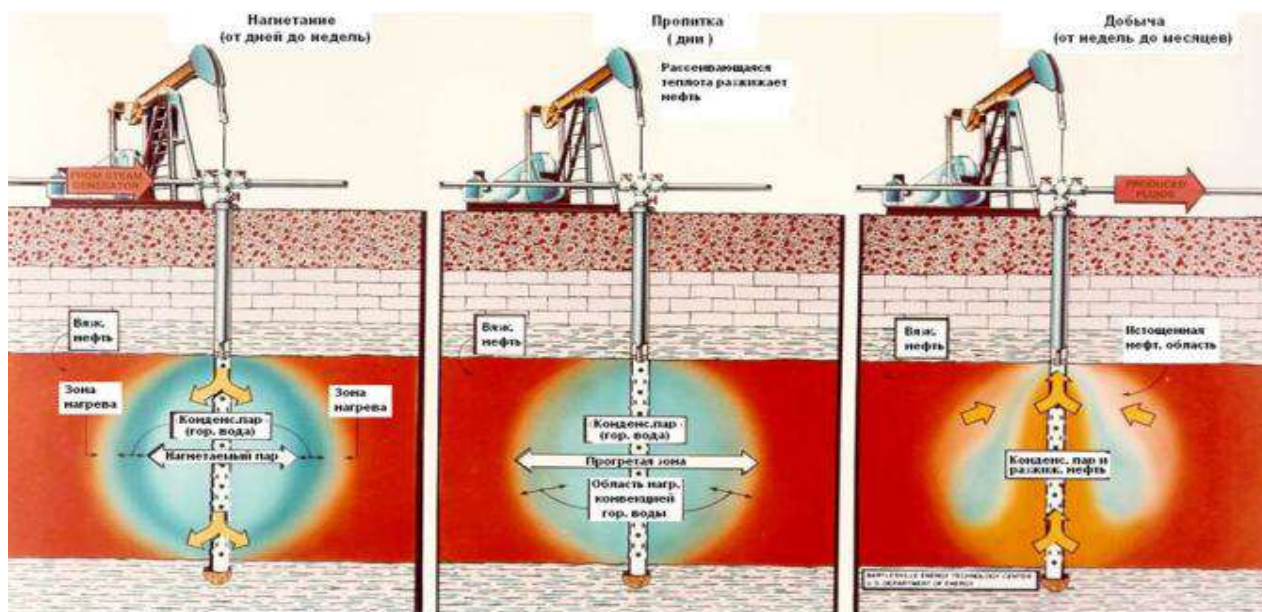
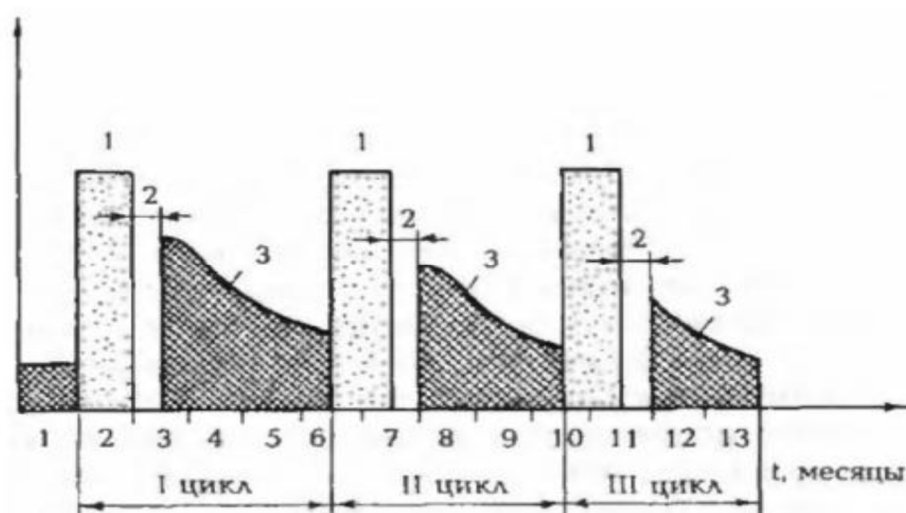


Рисунок 5.3 - Принципиальная схема реализации технологии пароциклического воздействия

Перечисленные выше фазы составляют один цикл. Фазы каждого цикла, а также объемы закачки пара (на 1 м вскрытой толщины пласта) - величины непостоянные и могут меняться от цикла к циклу для получения максимального эффекта. Среднее число пароциклических обработок, проводимых на одной скважине по каждому эксплуатационному объекту, варьируется от 3 до 5. Перед вторым и последующими циклами целесообразно проводить селективную изоляцию выработанных интервалов пласта и при необходимости дострел ранее не вскрытых продуктивных интервалов разрабатываемого объекта.

На рисунке 5.4 представлена схема трех последовательных циклов паротепловой обработки скважин, характеризующая снижение эффективности ПЦО.





1 - нагнетание пара; 2 – паропропитка; 3- добыча нефти

Рисунок 5.4 - Теоретическая зависимость снижения эффективности циклов ПЦО добывающей скважины (Л.М. Рузин, О.А. Морозюк, «Разработка залежей высоковязких нефтей и битумов с применением тепловых методов», г. Ухта, УГТУ, 2015 г.)

Разработанные рекомендации для снижения аварийности в скважинах представлены в Указаниях в виде требований к конструкции скважин, прочностным характеристикам обсадных труб, оснастке обсадных колонн, резьбовых соединений, тампонажным материалам и т.д.

Эффективность предложенных в диссертационной работе решений внедряемых через методические указания подтверждается статистикой аварийности в скважинах с пароциклической обработкой призабойных зон (рисунок 5.5)

В программе работ ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» запланировано до 2026 строительство более 100 ПЦО скважин на Усинском месторождении, и более 10-ти на Ярегском (Среднесрочная программа НГДО).

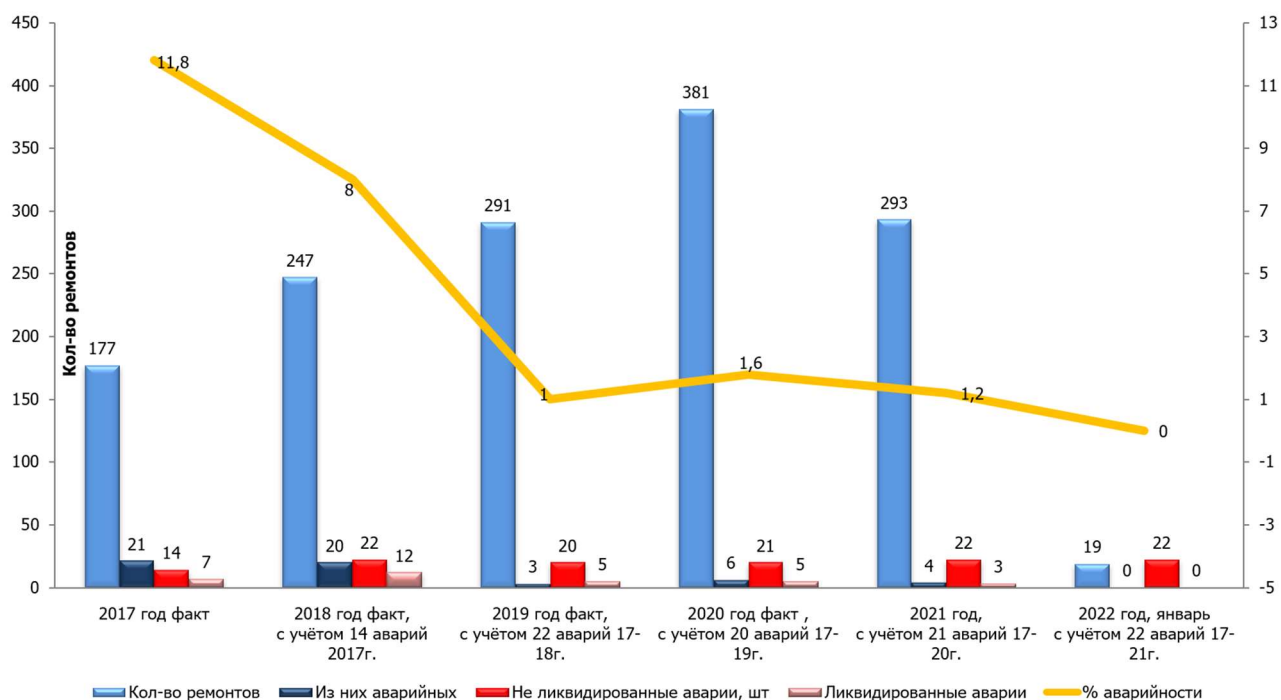


Рисунок 5.5 – Статистика аварийности при переводе скважин в пароциклическую обработку за период 2017-2022 гг (данные предоставлены ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»).

## Выводы к главе 5

1. На базе совместного анализа большого объема литературных источников с промысловыми данными и экспериментальных исследований разработан методически и технологически обеспечен способ пароциклического воздействия на залежи ВВН и ПБ с сохранением эксплуатационной надежности скважин Усинского и Ярегского месторождений.

2. Внедрение методических указаний «Требования к проектированию, строительству и эксплуатации скважин для тепловых методов добычи нефти» в ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» позволило при переводе скважин ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в пароциклическую обработку, за период с 2017 по 2022 гг снизить аварийность с 11,8 % до 0.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основе результатов выполненной работы сделаны следующие выводы:

1. Установлено, что аварии с элементами конструкции и внутрискважинным оборудованием на паронагнетательных скважинах Усинского месторождения связаны с нарушением целостности эксплуатационной колонны (ЭК) в 7% скважин, с термооборудованием (ТО) в 8% скважин, одновременно с ЭК и ТО в 7% скважин, а на Ярегском месторождении основной причиной отказов погружного оборудования в начальной стадии эксплуатации ПГД скважин является высокое содержание песка различной фракции в добываемой продукции.
2. Выявлены количественные и качественные показатели ухудшения состояния цементного камня за колонной в результате циклического воздействия высоких температур.
3. Определены коэффициенты запаса прочности для различных типов резьбовых соединений обсадных труб как элементов наиболее подверженных деформации и разрушению при значительных тепловых нагрузках (осевые нагрузки сжатия).
4. Предложен алгоритм проектных расчетов обсадных колонн, включающий анализ эпюр температурного профиля, эквивалентных напряжений и коэффициентов запаса прочности, с использованием которого разработана конструкция скважин для пароциклического воздействия на залежи Усинского месторождения с укорочением длины обсадной колонны выше зоны ПЦО и оставлением без крепления зумпфа ниже башмака хвостовика, снижающие величину деформации колонны при нагреве.
5. Установлена возможность прогнозирования и предотвращения интенсивных пескопроявлений при паротепловых методах добычи ВВН и ПБ путем применения метода и стенда для одновременной экспресс-оценки нескольких конструкций фильтров в процессе бурения ПГД скважин и выбора фильтра с учетом фактического фракционного состава песка и параметров пластового флюида.

6. Разработаны и внедрены в ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» методические указания «Требования к проектированию, строительству и эксплуатации скважин для тепловых методов добычи нефти».

7. Внедрение мероприятий, разработанных в результате проведенных исследований, позволили сократить аварийность при эксплуатации скважин с пароциклическими обработками призабойных зон от 11,8 % в 2017 году до нуля в 2022 году.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Перспективы тяжелых нефтей / Муслимов Р.Х. академик АН Республики Татарстан, Романов Г.В., Каюкова Г.П., Юсупова Т.Н., Петров С.М. – Текст: непосредственный // научная статья по энергетике и рациональному природопользованию, 2012 / Всероссийский экономический журнал ЭКО – С. 35-40
  
2. Совершенствование технологии бурения скважин при разработке Ярегского месторождения тяжелой нефти методом встречного SAGD / Лопарев Д.С., Чертенков М.В., Буслаев Г.В. – Текст: электронный // Материалы Российской технической нефтегазовой конференции и выставки по разведке и добыче SPE-171275-RU, Москва, 2014 г.
  
3. Подземно-буровой станок с гидравлическим преобразователем / Котляров, А.М. – Текст: непосредственный // Книга / Москва: Гостоптехиздат, 1957 – 63 с.
  
4. Термошахтная разработка нефтяных месторождений / Буслаев В.Ф., Коноплев Ю.П., Цхадая Н.Д., Ягубов З.Х. Текст: непосредственный // Книга / Москва: Недра, 2006. - 288 с.
  
5. Опыт подземной разработки нефтяных месторождений и основные направления развития термошахтного способа добычи нефти / Коноплев Ю.П., Тюнькин Б.А. – Текст: непосредственный // ПечорНИПИнефть. Ухта, 1996 – 160 с.
  
6. Развитие технологии крепления скважин на Ярегском месторождении при паротепловом воздействии / Лопарев Д.С., Деминская Н.Г., Молоканов Д.Р., Чертенков М.В., Василенко И.Р. – Текст: непосредственный // НТЖ «Нефтяное хозяйство» / 08.2017, С. 33-35
  
7. Впервые реализованный проект встречного SAGD со сверхдлинными горизонтальными скважинами на неглубоком месторождении Лопарев Д.С., Чертенков М.В., Сладкоштиеv В.И., Морозов Д.В. – Текст: электронный // Copyright 2013, Society of Petroleum Engineers This paper was prepared for presentation at the SPE Heavy Oil Conference Canada held in Calgary, Alberta, Canada, 11–13 June 2013
  
8. Бурение наклонных скважин / Калинин А.Г., Григорян Н.А., Султанов Б.З. – Текст: непосредственный // Справочник / Москва: Недра, 1990 – 348 с.
  
9. Noort R., Well Planning Based On Passive Magnetic Ranging And Magnetized Casing. [Текст]/Nort R., Abrant, W., Towle, J. Paper SPE 15940 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, 8-10 October 2012.
  
10. Loparev, D. S. Construction Method of Horizontal Steam-Injection and Producing Oil Wells on the Test Sections OPU-4 and OPU-5 Yarega Heavy Oil Deposit.

[Текст]/Paper SPE 117378 presented at the SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, Moscow, 28-30 October 2008.

11. Технология строительства горизонтальных паронагнетательных и добывающих скважин на опытных участках ОПУ-4 и ОПУ-5 Ярегского месторождения тяжелой нефти» / Лопарев Д.С., Молоканов Д.Р. – Текст: непосредственный // Ж. Нефтепромысловое дело, 2010, №5 – С. 36-40

12. Новые подходы к стендовым испытаниям внутрискважинных фильтров в термобарических условиях на примере Ярегского месторождения / Лопарев Д.С., Окроелидзе Г.В., Молоканов Д.Р., Коберник В.В., Кузин В.А., Швеи С.В. – Текст: непосредственный // Ж. Нефтепромысловое дело, 2019, №10 – С. 47-52

13. Применение методов математической статистики для разработки мероприятий по повышению эксплуатационной надежности скважин при тепловых методах добычи нефти / Лопарев Д.С., Фадеев А.Г., Левин А.В. – Текст: непосредственный // Ж. Нефтепромысловое дело, 2021, №11 – С. 59-65

14. Сайт ПАО «Татнефть» – Текст: электронный //(www.tatneft.ru) 2018.

15. Albahlani, A. M. A Critical Review of the Status of SAGD: Where Are we and What Is Next? [Текст]/A. M. Albahlani, T. Babadagli, Paper SPE 113283 presented at the SPE Western Regional and Pacific Section AAPG Joint Meeting, Bakersfield, California, 29 March–2 April 2008.

16. Butler, R. Method for Continuously Producing Viscous Hydrocarbons by Gravity Drainage While Injecting Heated Fluids. [Текст]/US Patent No. 4,344,485. 1980

17. Butler, R. Steam-Assisted Gravity Drainage: Concept, Development, Performance and Future. [Текст]/JCPT 33 (2): 44–50. 1994.

18. Das S. Improving the Performance of SAGD [Текст]/Paper SPE 97921 presented at the SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, Calgary, 1-3 November 2005.

19. Rach, N. M. SAGD drilling parameters evolve for oil sands. [Текст]/Oil & Gas Journal. June 7 2004.

20. Bennion, B. Protocols for Slotted Liner Design for Optimum SAGD Operation. [Текст]/Bennion, B., Gupta, S., Gittins, S., and Hollies, D. JCPT 48 (11): 21–26. 2009.

21. Прикладная статистика: Исследование зависимостей / Айвазян С.А., Енюков И.С., Мешалкин Л.Д.; Под ред. С. А. Айвазяна – Текст: непосредственный // Справ. изд. М.: Финансы и статистика, 1985. – 487 с.

22. Keppel, G. Design and analysis: A researcher's handbook (3rd ed.). Englewood Cliffs: Prentice-Hall, Inc.

23. Montgomery, Douglas C. "Design and analysis of experiments" (8th Ed.). John Wiley & Sons, 2012.
24. Tabachnick, B. G.; Fidell, L. S.. Using Multivariate Statistics (5th ed.). Boston: Pearson Education.
25. Miller, G. A.; Chapman, J. P. "Misunderstanding Analysis of Covariance". Journal of Abnormal Psychology. 110 (1): 40–48.
26. Green, S. B., & Salkind, N. J. Using SPSS for Windows and Macintosh: Analyzing and Understanding Data (6th ed.). Upper Saddle River, NJ: Prentice Hall.
27. Методы корреляционного и регрессионного анализа / Э. Фёрстер, Б. Рёнци Перевод с немецкого и предисловие В. М. Ивановой – Текст: непосредственный // М.: Финансы и статистика, 1983.
28. Искусство обработки информации / Бююль А., Цеффель П. – Текст: непосредственный // SPSS, М., 2005 – 608 с.
29. Профессиональный статистический анализ данных / Наследов А. – Текст: непосредственный // IBM SPSS Statistics 20 и AMOS / СПб., 2013 – 416 с.
30. Статистический анализ данных в IBM / Воронин Г.Л. Текст: непосредственный // SPSS Statistics V27.0.1.0: Учебник для вузов /Н. Новгород: ННГУ им. Н.И. Лобачевского, 2022 – 183 с.
31. Статистический анализ данных в IBM / Воронин Г.Л. – Текст: непосредственный // SPSS Statistics V27.0.1.0: Учебник для вузов / Н. Новгород: ННГУ им. Н.И. Лобачевского, 2022 – 183 с.
32. Lehman, Ann . Jmp For Basic Univariate And Multivariate Statistics: A Step-by-step Guide. Cary, NC: SAS Press. p. 123.
33. Myers, Jerome L.; Well, Arnold D. .Research Design and Statistical Analysis (2nd ed.). Lawrence Erlbaum. pp. 508.
34. Fieller, E. C.; Hartley, H. O.; Pearson, E. S. (1957). "Tests for rank correlation coefficients. I". Biometrika. 44 (3–4): 470–481.
35. Теория вероятностей и математическая статистика / Гмурман В. Е.ruuk – Текст: непосредственный // Учебное пособие для вузов /10-е издание, стереотипное. — Москва: Высшая школа, 2004. — 479 с.
36. Kendall, М.. "A New Measure of Rank Correlation". Biometrika. 30 (1–2): 81–89.
37. Stuart, A. "The Estimation and Comparison of Strengths of Association in Contingency Tables". Biometrika. 40 (1–2): 105–110.
38. Alfred Brophy. "An algorithm and program for calculation of Kendall's rank correlation coefficient" (PDF). Behavior Research Methods, Instruments, & Computers. 18: 45–46.
39. Выброс\_(статистика) [Электронный ресурс] - <https://ru.wikipedia.org/wiki/>

40. Популярное введение в современный анализ данных и машинное обучение на Statistica / В.П. Боровиков. – 2018 г. 354 стр.
41. Теория вероятностей, математическая статистика и анализ данных. Основы теории и практика на компьютере STATISTICA. Excel. Более 150 примеров решения задач / Халафян А., Боровиков В., Калайдина Г. – Текст: непосредственный // Учебное пособие / ISBN 978-5-9519-2940-2 – 320 с.
42. Kendall, Maurice G (1970). Rank Correlation Methods (4 ed.). Griffin, 1970.
43. Проектирование и строительство скважин для термических методов добычи нефти / Антониади Д. Г., Бекух И. И., Гарушев А. Р. – Текст: непосредственный // М.: Недра, 1996 – 112 с.
44. Maharaj, G. Thermal Well Casing Failure Analysis // One Petro [электронный ресурс]. Режим доступа – <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-36143-MS>
45. Gang Tao, Jueren Xie. Analytical Evaluation of Casing Connection for Thermal Well Application // One Petro [электронный ресурс]. Режим доступа – <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-165493-MS>
46. M. J. Jellison, J. N. Brock. The Impact of Compression Forces on Casing-String Design and Connectors // One Petro [электронный ресурс]. Режим доступа – <https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-67608-PA>
47. Heavy Oil and Sands Operations. Industry Recommended Practice (IRP) Volume 03-2002 –Calgary, Alberta.: Canadian Petroleum Safety Council. Drilling and Completion Committee, 2002. – 210 p.
48. Kazushi Maruyama, Eiji Tsuru, Masao Ogasawara, Yasusuke Inoue, Ekwere J. Peters. An experimental study of casing performance under thermal cycling condition// One Petro [электронный ресурс]. Режим доступа – <https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-18776-PA>.
49. Избранные задачи и вопросы по сопротивлению материалов / Феодосьев В.И. – Текст: непосредственный // М.: Наука, 1967 – 376 с
50. Сопротивление материалов / Под. общ. ред. Акад. АН УССР Г. С. Писаренко – Текст: непосредственный // Учебник для вузов – 4-е изд., перераб. и доп. – Киев: Высшая школа / Головное издательство, 1979. – 696 с.
51. Сопротивление материалов / Феодосьев В.И. – Текст: непосредственный // М.: МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2000 – 592 с.
52. Сопротивление материалов / Дарков А.В., Шпиро Г.С. – Текст: непосредственный // М.: Высшая школа, 1989 – 624 с.
53. Деформационные критерии разрушения и расчёт элементов конструкций на прочность / Махутов Н.А. – Текст: непосредственный // М.: Машиностроение, 1981 – 272 с.
54. Основы метода конечных элементов в механике деформируемых тел / Присекин В.Л., Расторгуев Г.И. – Текст: непосредственный // Учебник / Новосибирск: Издательство НГТУ, 2010. – 238 с.



55. Метод конечных элементов в технике / Зенкевич О. – Текст: непосредственный // издательство «Мир» М. 1975 – 542 с
56. Przemieniecki J. S., Theory of matrix structural analysis. Mc Graw –Hill. New-York. 1968.
57. Стандарт ISO 11960. Нефтяная и газовая промышленность – трубы стальные, применяемые в качестве обсадных или насосно-компрессорных труб для скважин. 4-е изд. Международная организация по стандартизации, 2011 – 269 с
58. [Электронный ресурс]. Режим доступа - <https://www.tmk-group.com/>
59. Концептуальный инжиниринг Трубной металлургической компании / Рекин С.А., Агишев А.Р., Нургалеев А.Р., Якунин С.А. – Текст: непосредственный // Ж. «Бурение и нефть», 2022, №2 – С. 10-13
60. G.. DeBruijn; A.. Loiseau; A.. Chougnet-Sirapian; B.. Piot; E.. Pershikova; W.. Khater; K.. Evoy; G.. Wilson. Innovative Cementing Solution for Long-Term Steam Injection Well Integrity// One Petro [электронный ресурс]. Режим доступа – <https://onepetro.org/SPEEURO/proceedings-abstract/10EURO/All-10EURO/SPE-131324-MS/106142>
61. Elena M. Tomilina; Alice Chougnet-Sirapian; Wesam Aboutourkia. New Thermally Responsive Cement for Heavy Oil Wells// One Petro [электронный ресурс]. Режим доступа – <https://onepetro.org/SPECHOC/proceedings-abstract/12IHOC/All-12IHOC/SPE-157892-MS/158860>
62. Физические основы пластической деформации / Полухин П.Н., Горелик С.С., Воронцов В.К. – Текст: непосредственный // М.: Металлургия, 1982 – 584 с.
63. Механические свойства металлов / Золотаревский В.С. – Текст: непосредственный // М.: Металлургия, 1983 – 352 с.
64. Bill Plaxton; Trent Pehlke; Dennis Baxter; Matt Crockett; Trent Kaiser. SAGD Production Casing Failure Diagnosis and Repair// One Petro [электронный ресурс]. Режим доступа – <https://onepetro.org/SPETWID/proceedings-abstract/18TWID/1-18TWID/D013S003R001/215304>.
65. Erika Trigos and Eduardo Lozano; Ana Maria Jimenez. CSS: Strategies to Recovery Optimization// One Petro [электронный ресурс]. Режим доступа – <https://onepetro.org/SPEEURO/proceedings-abstract/18EURO/4-18EURO/D041S011R003/216087>.
66. D. S. Loparev; N. G. Deminskaya; D. R. Molokanov; M. V. Chertenkov; I. R. Vasilenko. Developing well casing technology in condition of SAGD at Yaregskoye field (Russian)// One Petro [электронный ресурс]. Режим доступа – <https://onepetro.org/OIJ/article-abstract/2017/07/33/15609/Developing-well-casing-technology-in-condition-of?redirectedFrom=fulltext>
67. Mikhail V. Chertenkov; Denis S. Loparev; George V. Buslaev; Asif A. Yusifov; Aleksey V. Klyavlin. Improvement of Drilling Technology for the Yarega Heavy Oil Field Development By SAGD Method with Counter Producing and Injecting Wells// Petro

[электронный ресурс]. Режим доступа – <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/14ROGC/All-14ROGC/SPE-171275-MS/212086>.

68. Doug Hollies; George Wadsworth; Wael Hariz. Drilling Practices for SAGD Wells in the Athabasca Oil Sands// One Petro [электронный ресурс]. Режим доступа – <https://onepetro.org/SPEICHWT/proceedings-abstract/01HWT/All-01HWT/SPE-CIM-01-06-MS/134926>.

69. Теоретические основы и практика получения тампонажных материалов для крепления паронегетательных скважин / Агзамов Ф.А., Каримов И.Н., Мяжитов Р.С. – Текст: непосредственный // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 9 – С. 26-33.

70. Физическая природа разрушения металлов / Владимиров В.И. – Текст: непосредственный // М.: Металлургия, 1984. – 280 с.

71. Природа усталости металлов / Иванова В.С., Терентьев В.Ф. – Текст: непосредственный // М.: Металлургия, 1975. – 454 с.

72. Циклические деформации и усталость металлов / Под ред. В.Т. Трощенко. – Киев: – Текст: непосредственный // Наукова думка, 1985. – 562 с.

73. Прикладная механика твёрдого деформируемого тела. Сопротивление материалов с элементами теории сплошных сред и строительной механики / Филин А.П. – Текст: непосредственный // Том 1. – М.: Наука, Гл. ред. физ-мат литературы, 1976. -832 с.

74. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин / Руководящий документ/ М. 1997 г.

75. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности). Утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 534. - М.:2020.

76. E.M. Spronk, L.T. Doan, Y. Matsuno, and B. Harshnitz, 2015, SAGD Liner Evaluation and Liner Test Design for JACOS Hangingstone SAGD Development, SPE 174503.

77. D. Bennion, S. Gupta, S. Gittins, D. Hollies, 2008, Protocols for Slotted Liner Design for Optimum SAGD Operation, CIPC 2008-186.

78. M.. Anderson. SAGD Sand Control: Large Scale Testing Results, SPE-185967-MS.

79. J. D. Montero; S.. Chissonde; O.. Kotb; C.. Wang; M.. Roostaei; A.. Nouri; M.. Mahmoudi; V.. Fattahpour. A Critical Review of Sand Control Evaluation Testing for SAGD Applications, SPE-189773-MS.

80. M.. Mahmoudi; V.. Fattahpour; M.. Roostaei; O.. Kotb; C.. Wang; A.. Nouri; C.. Sutton; B.. Feramaniuk. An Experimental Investigation into Sand Control Failure Due to Steam Breakthrough in SAGD Wells, SPE-189769-MS.

81. Ma Guobin; Shaelyn M Gordon; Adil Arshad; Marc R Carriere; Jamie L Olson; Kirk Hamilton; Mark Droessler; Thomas Dessein. Sand Control Screen Cyclic Thermal Testing for Life of SAGD Wells, SPE-178441-MS.

82. Jueren Xie. Slotted Liner Design Optimization for Sand Control in SAGD Wells, SPE-178457-MS.
83. Romanova, U.G. and Ma, T. An Investigation of the Plugging Mechanisms in a Slotted Liners from the Steam Assisted Gravity Operations. SPE 165111.
84. Xie, J. and Solvoll, T. A. (2009). Optimization of Sand Control Liner Designs for Leismer SAGD Demonstration Horizontal Wells, World Heavy Oil Congress, Paper 2009–352, Puerto La Cruz, Venezuela, 13–14 October.
85. B. Fermaniuk, M. Claerhout, D. Zhu. In-Situ SAGD Thermal-Chemical Effects and Metal-Bond Coated Slotted Liner Design for Enhanced Sand Control, Flow and Long Term Performance, SPE-178465-MS.
86. Wan, R.P. 2011 Advanced Well Completion Engineering (3rd Edition), Gulf Publishing Company, 2011.
87. E. M. Spronk, L. T. Doan, Y. Matsuno, and B. Harschnitz. SAGD Liner Evaluation and Liner Test Design for JACOS Hangingstone SAGD Development., SPE-174503-MS.
88. A. Rangriz Shokri and B. Koohmarch Hosseini. Contribution of Geomechanics in Evaluation of Heat Transfer Mechanisms at Mobile Zone of SAGD and ES-SAGD., SPE-170192-MS.
89. Cuong T.Q Dang, Zhangxin (John) Chen, Ngoc T.B. Nguyen, Wisup Bae., Fast-SAGD vs. SAGD: A Comparative Numerical Simulation in Three Major Formations of Alberta's Oil Sands., SPE-144149.
90. РД 52.24.468-2005. Взвешенные вещества и общее содержание примесей в водах. Методика выполнения измерений массовой концентрации гравиметрическим методом. М.: Федеральная служба по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды, 2005.–16 с.
91. Кремния диоксид / Сахаров В. В. – Текст: непосредственный // Химическая энциклопедия : в 5 т. / Гл. ред. И. Л. Кнунянц. — М.: Советская энциклопедия, 1990. / Т. 2: Даффа–Меди. – С. 517—518
92. Крепление высокотемпературных скважин в коррозионно-активных средах / Кравцов В.М., Кузнецов Ю.С., Мавлютов М.Р., Агзамов Ф.А. – Текст: непосредственный // М.: Недра, 1987 – 189 м
93. Долговечность тампонажного камня в коррозионно-активных средах / Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С. – Текст: непосредственный // СПб.: Недра, 2005 – 317 с.
94. Строительство скважин с горизонтальным окончанием на малые глубины для добычи высоковязкой нефти и природных битумов методом парогравитационного дренажа / Ахмадишин Ф.Ф. – Текст: непосредственный // Диссертационная работа, Бугульма 2016 г. – 111 с.
95. Справочник мастера по сложным буровым работам / Пустовойтенко И.П., Сельващун А.П. – Текст: непосредственный // Москва «Недра» 1983 – 232 с.

96. Анализ эффективности применения тепловых методов обработки скважин на пермокарбоновой залежи Усинского месторождения / Токсаров В.Н., Садыков В.А. – Текст: непосредственный // Журнал магистров, 2022 – С. 35-39
97. Особенности разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами / Мищенко И.Т., Кондратюк А.Т. – Текст: непосредственный // М.: Нефть и газ, 2016 – 190 с.
98. Технология освоения залежей высоковязких нефтей / Муляк В.В., Чертенков М.В. – Текст: непосредственный // Нефтепромысловое дело. 2006. №1. С. 59-64.
99. Особенности разработки Ярегского месторождения тяжелой нефти / Фомин А.И. – Текст: непосредственный // Вестник НЦ ВостНИ, DOI: 10.25558/VOSTNI.2019.30.36.007 – С. 75-81
100. Новые цифровые инструменты проектирования и мониторинга строительства скважин / Лопарев Д.С., Предеин А.А., Фадеев А.Г., Зиякаев Р.Ф., Левин А.В – Текст: непосредственный // Интегрированное научное сопровождение нефтегазовых активов: сборник докладов III международной научно-практической конференции (ISBN 978-5-7934-0999-5): Сыктывкар: ООО «Коми республиканская типография», 2021 – С. 409-416
101. Организация мультидисциплинарного взаимодействия как инструмент для оптимизации затрат на капитальный ремонт скважин методом зарезки боковых стволов / Лопарев Д.С., Ившин А.В., Фелелов Ю.В. – Текст: непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2023 № 3 – С. 49-50
102. Пути повышения эффективности термошахтной разработки залежей аномально вязкой нефти (на примере Ярегского месторождения) / Морозюк О.А. – Текст: непосредственный // Диссертационная работа. Ухта, 2011 – 136 с.
103. Разработка залежей высоковязких нефтей и битумов с применением тепловых методов / Рузин Л.М., Морозюк О.А. – Текст: непосредственный // Ухта: УГТУ, 2015 – 165 с.
104. Извлечение тяжелой нефти. Термошахтные системы разработки месторождений / Дуркин С.М. – Текст: непосредственный // Ж. Neftegaz.RU, 2017 № 10 – С. 94-98
105. Безопасность и экология нефтегазового комплекса Тимано-Печорской провинции / Цхадая Н.Д., Буслаев В.Ф., Юдин В.М., Бараусова И.А., Нор Е.А. – Текст: непосредственный // Учебное пособие. Ухта: УГТУ, 2003 – 109 с.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ПЦО -	Пароциклическая обработка
SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage), или ТГДП –	термогравитационное дренирование пласта
Cross SAGD –	размещение горизонтальных стволов добывающих и паронагнетательных скважин перпендикулярно друг-другу
Steam flood –	способ размещения горизонтальных окончаний паронагнетательных и добывающих скважин параллельно с выдержанным расстоянием между стволами на одной вертикальной глубине
ОПР –	Опытно-промышленные работы
ЗУ –	Зенитный угол
НКТ –	Насосно-компрессорные трубы
ТНКТ –	Термоизолированные насосно-компрессорные трубы
КРС –	Капитальный ремонт скважин
СВН –	Сверхвысоковязкая нефть
ВВН –	Высоковязкая нефть
ПБ –	Природные битумы
РД –	Руководящий документ
СП –	Свод правил
ЭК –	Эксплуатационная колонна
ТО –	Термооборудование
АКЦ –	Акустическая цементометрия
ЭМДС –	Электромагнитная дефектоскопия
ПО –	Программное обеспечение
ВСО –	Внутрискважинное оборудование
МКЭ –	Метод конечных элементов (широко применяется для компьютерного конструкционного моделирования)
КЗП –	Коэффициент запаса прочности

СИ –	Система интернациональная
ММП –	Многолетнемерзлые породы
МСЦ –	Муфта ступенчатого цементированья
ПЦМ –	Пакер цементированья манжетный
БУ –	Буровая установка
МУ –	Методические указания
ПБ НГП –	Федеральный закон Российской Федерации «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»
ОПУ –	Опытно-промышленный участок
ТЭО –	Технико-экономическая оценка
ТГПД –	Термогравитационный дренаж
ПГД –	Парогравитационный дренаж (аналог ТГПД)