

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»

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Бугульма – 2024

Работа выполнена на кафедре бурения скважин ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет»

Научный руководитель: кандидат технических наук, профессор
Уляшева Надежда Михайловна

Официальные оппоненты: **Бастриков Сергей Николаевич**
доктор технических наук, профессор, ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин.

Гельфгат Михаил Яковлевич
кандидат технических наук, старший научный сотрудник, ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина», профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин.

Ведущее предприятие: **ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет», г. Краснодар**

Защита состоится «30» мая 2024 года в 14:00 на заседании диссертационного совета 72.1.021.01 в Татарском научно-исследовательском и проектном институте нефти (ТатНИПИнефть) по адресу: 423236, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. М. Джа-лиля, д. 32.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте Татарского научно-исследовательского и проектного института нефти <http://www.tatnipi.ru>.

Автореферат разослан «___» _____ 2024 года

Учёный секретарь
диссертационного совета



Львова Ирина Вячеславовна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы

Россия обладает богатейшими запасами высоковязкой нефти (ВВН) и природных битумов (ПБ), промышленное освоение которых имеет важное народно-хозяйственное значение. На текущий момент достигнуты удовлетворительные экономические показатели добычи нетрадиционных ресурсов за счёт практической реализации технологий парогравитационного дренирования (ПГД) и пароциклического воздействия (ПЦВ) при разработке таких залежей. 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 исследования 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 горизонтальных ПГД скважин является высокое содержание песка различной фракции в добываемой продукции.

Поэтому поиск эффективных проектных решений по прогнозированию и предупреждению возможных аварий 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 учётом возникающих дополнительных силовых нагрузок. Это фундаментальные работы, а для прогнозирования и предупреждения аварий 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

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 расчётов 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 ПГД 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.

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 на Усинском месторождении.
2. Предложен новый алгоритм проектных расчётов обсадных колонн, включающий расчёт нагрузок обсадных колонн традиционных скважин, и включающим учет 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 в скважинах на Усинском месторождении и связанные с отказами погружного оборудования в начальной стадии эксплуатации ПГД скважин 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. Разработаны методика и стенд для экспресс-оценки и выбора конструкции фильтров в процессе бурения горизонтальных ПГД скважин, позволяющие 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.

Методы решения поставленных задач

Поставленные задачи решались путем анализа и обобщения опыта строительства скважин на Ярегском и Усинском месторождениях, теоретических и экспериментальных исследований влияния термических напряжений на устойчивость конструкций скважин в соответствии со стандартными и специально разработанными методиками. Расчёты 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.

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 расчётов 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 счёт 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

Основные научные результаты диссертации опубликованы в 11 работах, из них 6 - в рецензируемых научных изданиях, получен 1 патент РФ на изобретение, получено 1 свидетельство государственной регистрации программы для ЭВМ.

Объём и структура работы

Диссертационная работа изложена на 114 страницах, состоит из введения, пяти глав, выводов к каждой главе и заключения, списка использованных источников, включающего 105 наименований, содержит 53 рисунка и 25 таблиц.

Автор выражает благодарность:

- своему научному руководителю, к.т.н., профессору Н. М. Уляшевой за методическую поддержку и руководство в процессе подготовки диссертационной работы;
- кафедре бурения скважин ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет»;
- своим коллегам из ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», специалистам ПАО «ЛУКОЙЛ», ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» за проведение совместных исследований и содействие в работе, обсуждение результатов и ценные замечания;
- д.т.н., профессору Г. С. Абдрахманову за неоценимую методическую помощь при подготовке работы для защиты на совете;
- к.т.н. Ф. Ф. Ахмадишину, начальнику отдела бурения института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» за активное содействие и помощь в моей научной работе.

Содержание работы

Во введении обоснована актуальность темы диссертационной работы, сформулированы цель и задачи исследований, научная новизна и защищаемые положения, приведены теоретическая и практическая значимость.

В первой главе приводится описание опыта проектирования, строительства и эксплуатации скважин для паротепловых методов разработки месторождений ВВН и ПБ в Канаде и России.

В 1970-х годах Батлер, будучи работником компании Империял Ойл, разработал концепцию использования двух параллельных горизонтальных скважин с закачкой пара в одну из них, как возможный способ разработки залежей тяжелой нефти. Его концепция и ее дальнейшее превращение в коммерчески успешную технологию ПГД дали толчок к развитию других методов разработки глубокозалегающих залежей тяжелой нефти.

Параллельно термощахтной 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 «традиционным» ПГД (добывающие и паронагнетательные скважины бурятся с одного кустового основания) и ОПУ-5 где впервые в мировой практике реализован встречный ПГД (добывающие и паронагнетательные скважины находились на разных кустовых основаниях) (рис.1).

Разработка Проекта осуществлялась специалистами института «ПечорНИ-Пинефть». 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.

Ствол встречной нагнетательной скважины располагается на 5–9 м выше горизонтального ствола добывающей скважины с отклонением в горизонтальной плоскости ± 1 –2 м.



Рисунок 1 – Схема конструкции ПГД скважин на Лыаельской площади Ярегского месторождения

Анализ ремонтных работ в ПГД скважинах показал, что они связаны с проблемой значительного количества отказов погружного оборудования, по причине высокого содержания механических примесей – песка различных фракций.

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

Пермокарбоновая 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.

Для интенсификации добычи применялись различные технологии теплового воздействия начиная с нагнетания горячей воды и заканчивая циклическими закачками пара температурой до 350° С в наклонно-направленные скважины и скважины с горизонтальным окончанием.

ОПР показали нерентабельность разработки данной залежи пароциклическими скважинами с горизонтальным окончанием, в основном из-за значительной толщины продуктивной части (до 300 м), и наличия пропластков с ухудшенными коллекторскими свойствами. Месторождение продолжили разрабатывать наклонно-направленными скважинами. Траектория среднестатистической наклонно-направленной скважины и параметры ПЦО приведены на рисунках 2 и 3.

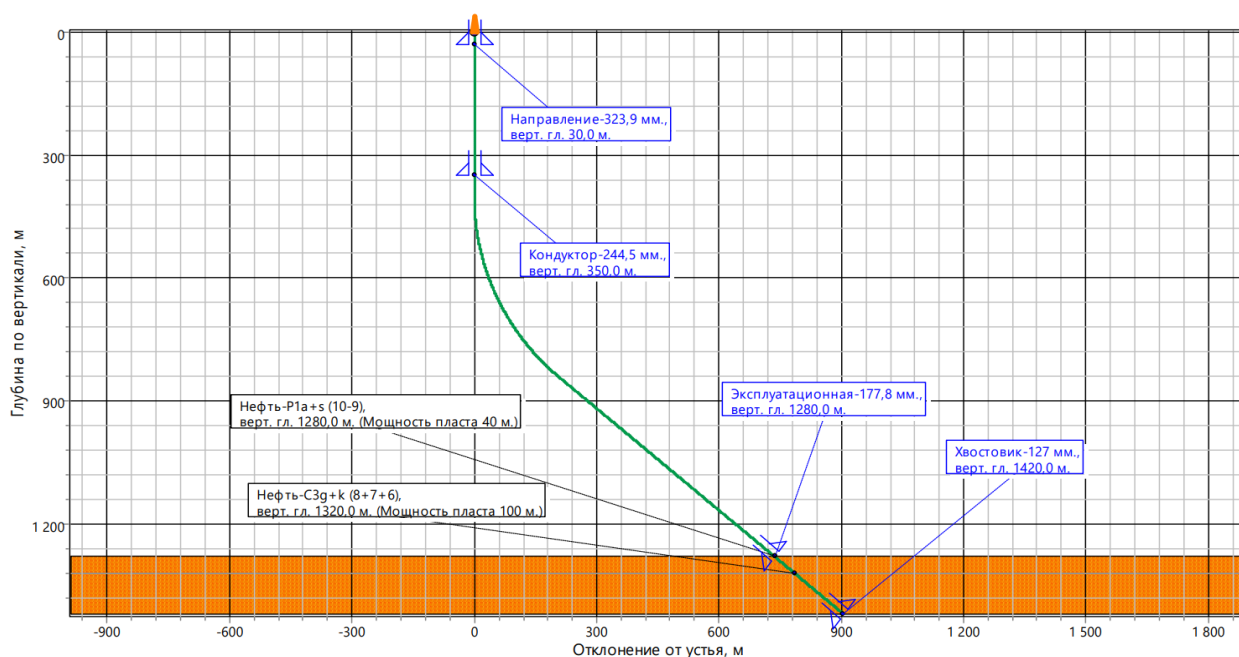


Рисунок 2 – Пример траектории наклонно-направленной скважины на пермокарбоновой залежи Усинского месторождения

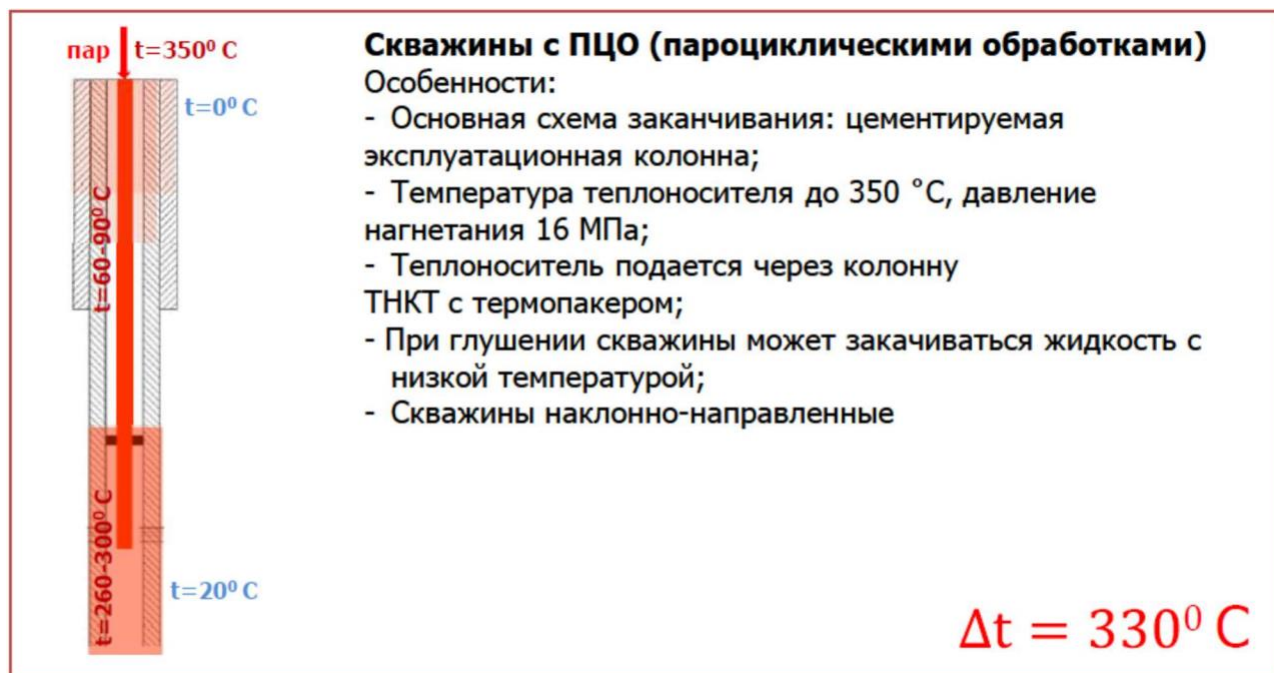


Рисунок 3 – Параметры ПЦО при эксплуатации скважин на пермокарбоновой залежи Усинского месторождения

Основная проблема, которая возникает при эксплуатации паронагнетательных скважин на пермокарбоновой залежи Усинского месторождения, это – аварии с внутрискважинным оборудованием, элементами конструкции, а также постоянное ухудшение состояния цементного камня за колонной после каждого цикла ПЦО, которые в значительной степени влияют на эффективность эксплуатации и сокращение фонда скважин.

Во второй главе приведены результаты анализа промысловой информации по выявлению основных причин аварийности элементов скважин Усинского месторождения. Для анализа аварийности были собраны исходные данные по 197 скважинам. Согласно данным, представленным недропользователем, пароциклические обработки проводились на 152 скважинах.

Аварии с элементами скважин были отмечены на 34 скважинах. Процентное соотношение аварий представлено на рисунке 4. 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.).

Как показал анализ промысловой информации, аварии с термооборудованием (ТО) (группы «аварии с ТО» и «аварии ТО+ЭК») связаны, в большинстве случаев, с невозможностью поднять термопакер и/или неполным его извлечением (основная рабочая часть остается в скважине), что приводит к продолжительным работам по ликвидации

аварии, зачастую неуспешным. Процент аварий, связанных с термооборудованием составляет 15 % от общего количества скважин, на которых проводился хотя бы один цикл ПЦО.

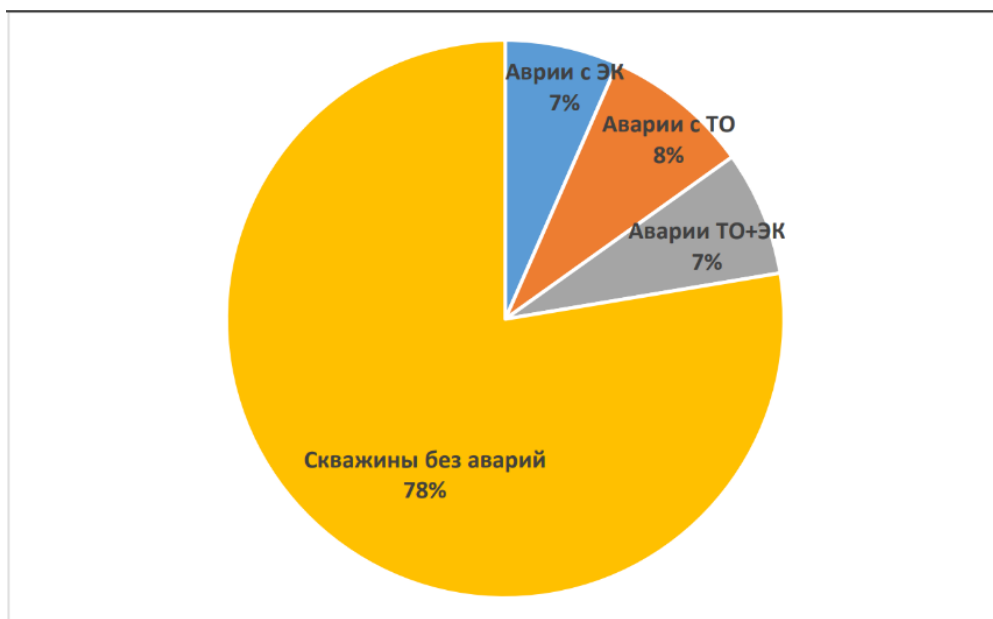


Рисунок 4 – Распределение аварийности на скважинах после ПЦО за 2016-2019 г.г.

Подавляющее большинство аварийных скважин было подвержено 1–2 циклам ПЦО (рис. 5). Основной объем аварий также приходится на 1–2 цикла, что говорит о том, что действуют краткосрочные «шоковые» факторы.

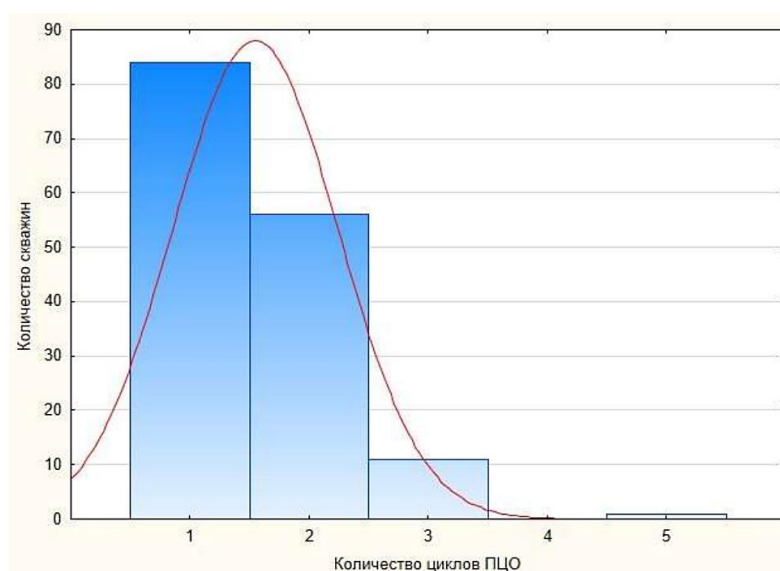


Рисунок 5 – Гистограмма распределения количества скважин и циклов ПЦО

На гистограмме (рис. 6) показано распределение объема закачки пара по количеству скважин.

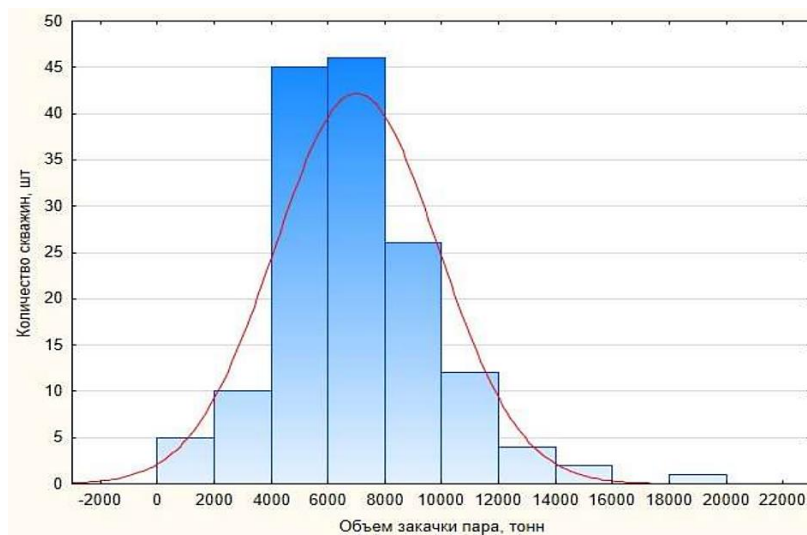


Рисунок 6 – Общая гистограмма распределения объёма закачки пара по количеству скважин

Основной проблемой, связанной с прекращением ПЦО, является невозможность извлечения внутрискважинного оборудования (термопакер, лифтовая колонна). Нарушения эксплуатационных колонн проявлялись, в основном трудностями с прохождением спускаемого оборудования при ремонтах скважин. В этом случае проходимость эксплуатационной колонны восстанавливалась райбированием, после чего спускался термопакер и проводилось ПЦО. При этом нарушалась целостность эксплуатационной колонны и крепи скважины, что подтверждается методами электромагнитной дефектоскопии (ЭМДС). На рисунке 7 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.

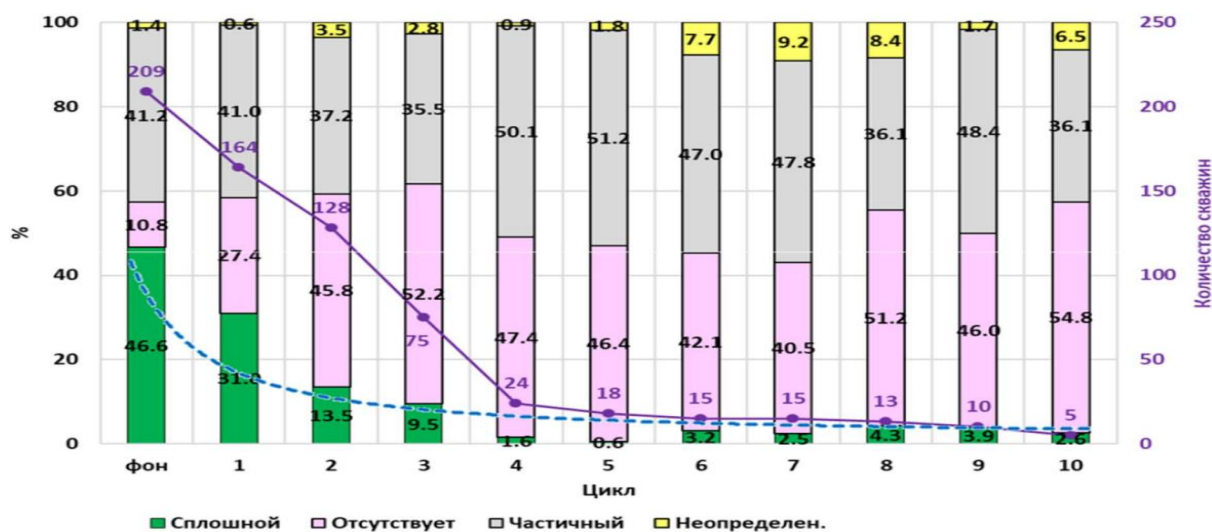


Рисунок 7 – Зависимость состояния сцепления цементного камня с колонной от количества циклов закачки пара

Разрушения цементного кольца происходят также от больших радиальных нагрузок, возникающих при ПЦО из-за существенной разницы в теплопроводности материалов цементного камня и обсадной колонны (рис. 8).

Таким образом, основными причинами, влияющими на аварийность в наклонно-направленных скважинах с пароциклическими обработками призабойных зон на Усинском месторождении, являются аварии с внутрискважинным термооборудованием – 15 % и эксплуатационной колонной – 14 %. Кроме этого, к снижению экономической эффективности эксплуатации скважин с ПЦО приводят нарушения сцепления цементного камня с колонной, а также разрушения цементного кольца.

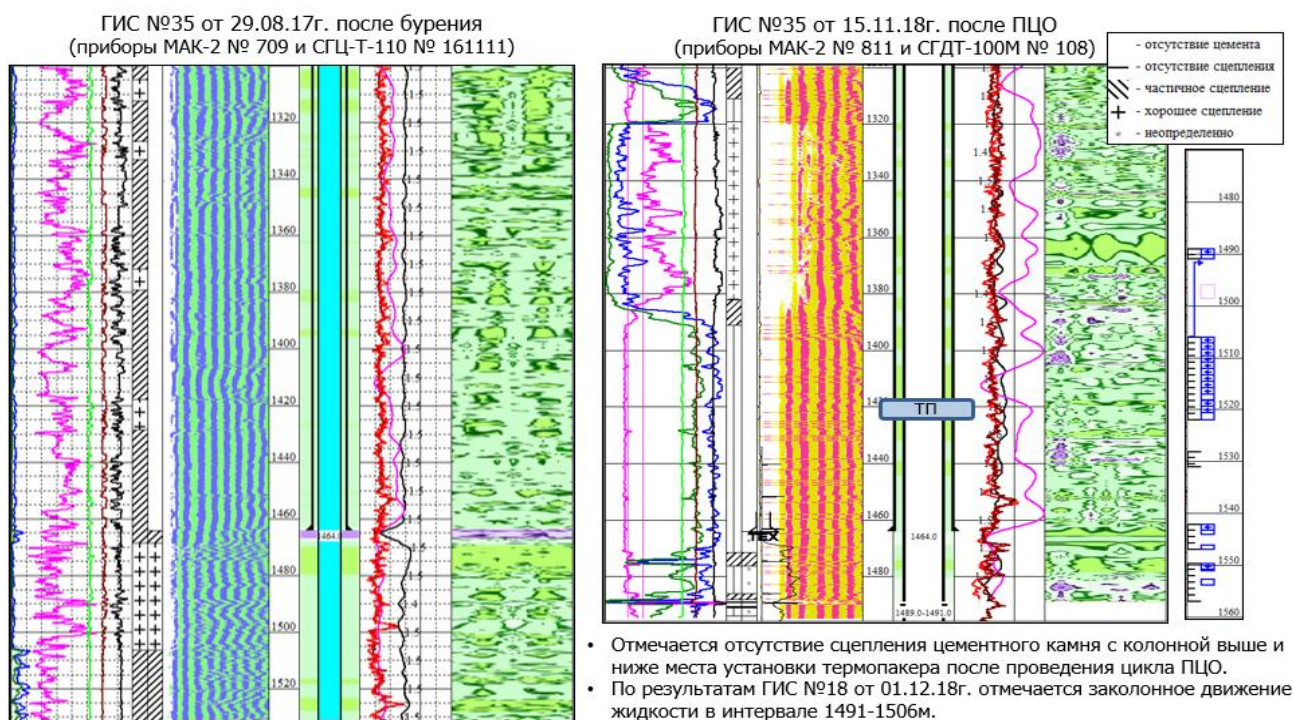


Рисунок 8 – Пример изменения состояния цементного камня до ПЦО и после

Для совершенствования конструкции скважины с ПЦО предложен алгоритм расчёта обсадных колонн (рис. 9), включающий:

1) проведение стандартных расчётов обсадных колонн согласно «Инструкции по расчёту обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин» (книга Антониади Д. Г., Бекух И. И., Гарушев А. Р. «Проектирование и строительство скважин для термических методов добычи нефти». – Москва : Недра, 1996), «Методических указаний ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», «Требования к проектированию, строительству и эксплуатации скважин для тепловых методов добычи нефти»;

2) построение температурного профиля;

- 3) выделение расчётных сечений;
- 4) расчёт главных радиальных напряжений с построением эпюр;
- 5) расчёт главных осевых напряжений с построением эпюр;
- 6) расчёт эквивалентных напряжений с построением эпюр;
- 7) обоснование различных коэффициентов запаса прочности к различным типам резьбовых соединений по нагрузкам сжатия, как наиболее критичному элементу;
- 8) расчёт КЗП и построение эпюр для тела трубы и резьбовых соединений по пределу текучести и пределу прочности;
- 9) определение интервалов с нагрузками превышающие допустимые с учётом запаса прочности;
- 10) внесение изменение в конструкцию скважины с последующей верификацией путём расчёта новой конструкции.

Расчётами эквивалентных нагрузок при ПЦО различных конструкций скважин в условиях Усинского месторождения установлены основные недостатки применяемой традиционной конструкции.

1. Относительно большая длина разогреваемых элементов конструкции, что влияет на величину тепловых деформаций;
2. Применение стандартных резьбовых соединений 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 приводит к авариям и ненормативному прогреву эксплуатационной колонны;
6. Ускоренные коррозионные процессы, усталостный износ из-за коррозионной активности внутрискважинной среды и цикличности тепловых нагрузок.

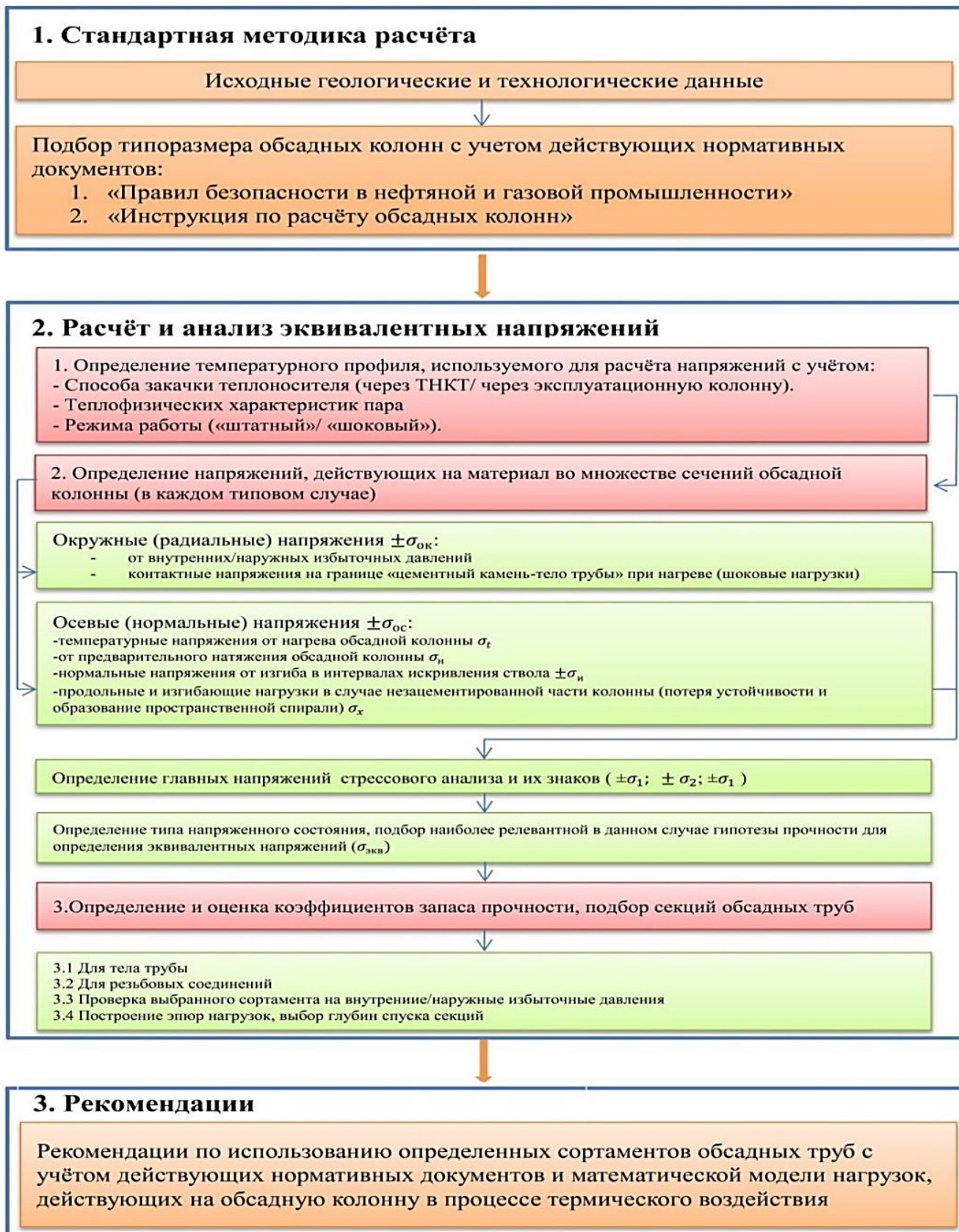


Рисунок 9 – Алгоритм расчёта обсадных колонн для скважин с термическим воздействием

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

1. Снижения тепловых деформаций за счёт уменьшения длины нагреваемой колонны путем применения хвостовика в зоне воздействия, а также наличия зумпфа в качестве участка для свободной деформации.

2. Применения обсадных труб из стали группы L80 с высокогерметичными упорными премиальными соединениями (хвостовик).

3. Применения цементных материалов с эластичными свойствами, устойчивых к высоким температурам.

4. Установкой набухающего пакера под подвеской хвостовика для повышения изоляционной способности и предотвращения прорыва пара.

5. Уменьшения металлоемкости. Эксплуатационная колонна Ø245 позволяет снизить риски аварий с ТНКТ за счёт больших зазоров и меньшего удельного прогрева ЭК за счёт большей площади поверхности и более эффективному рассеиванию избытков тепла.

Меньшая длина нагреваемого элемента конструкции - хвостовика, наличие свободного участка деформации для продольного удлинения хвостовика и применение пластичных тампонажных материалов позволяют обеспечить эквивалентные напряжения, которые не превышают критических значений для материала трубы, и обеспечивают необходимый запас прочности. (табл. 1, рис. 10).

Таблица 1 – Результаты расчёта нагрузок на эксплуатационную колонну при закачке теплоносителя в скважины новой конструкции

№ 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 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°C, минимальное значение пределов текучести и прочности тела обсадной трубы по ГОСТ 31446-2017 (ISO 11960:2014)										

В перспективе планируется включение программного модуля использующего описанный алгоритм расчёта конструкции высокотемпературных скважин в программное обеспечение САПР «Проектирование бурения» и программный комплекс «Цифровая модель скважины».

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

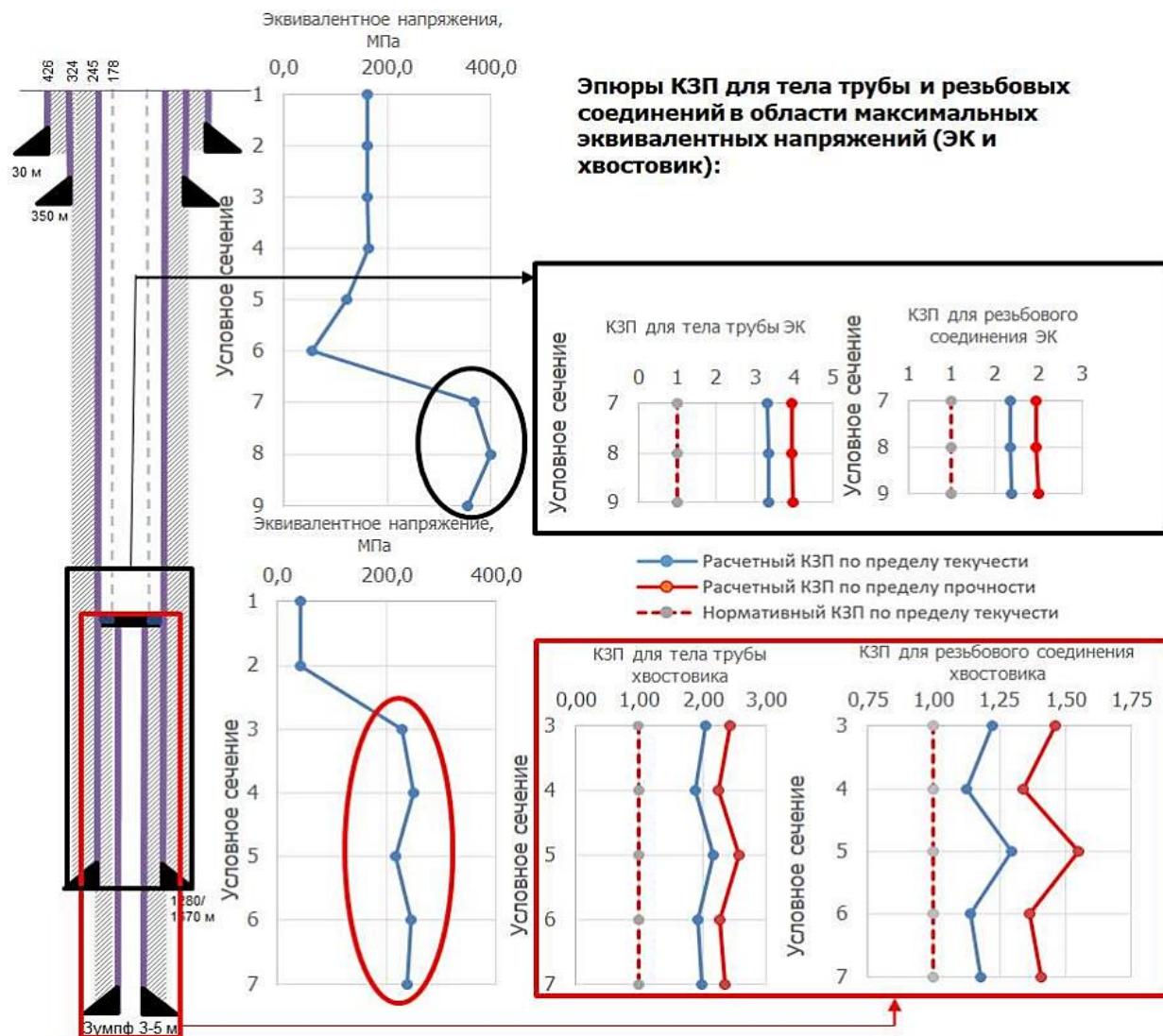


Рисунок 10 – Результаты расчёта эквивалентных нагрузок при нагреве пароциклической скважины с перспективной конструкцией

Кроме того, за счёт меньшей металлоемкости и сокращения времени на 2,2 суток (с 26,7 до 24,5 суток) на крепление скважины затраты на строительство были сокращены на 5–10 % (зависит от типа применяемой БУ, стоимости трубной продукции, оснастки и тампонажных материалов). Что существенно, с учетом количества планируемых к строительству скважин. На рисунке 11 приведены основные изменения, внесённые в конструкцию пароциклических скважин.

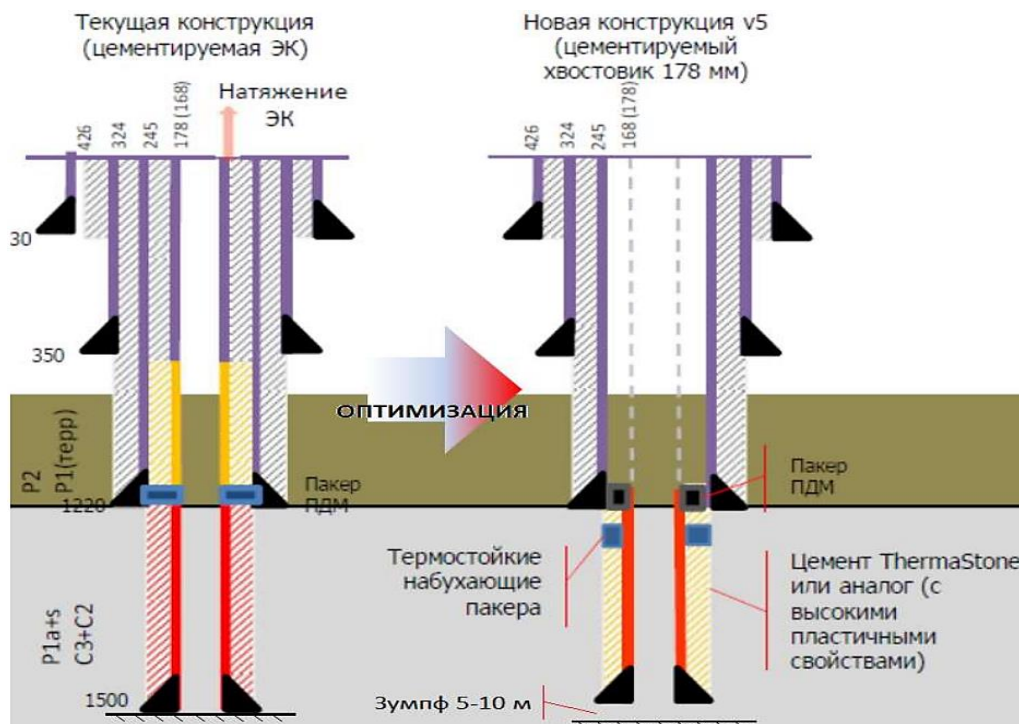


Рисунок 11 – Изменения, внесенные в конструкцию пароциклических скважин Усинского месторождения

В четвертой главе приводится описание стенда и результаты экспресс-оценки скорости фильтрации и фракционного состава песка в фильтратах четырех различных конструкций фильтров, испытанных с имитацией фактических скважинных условий.

Анализ работы ПГД скважин на Ярегском месторождении 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.

Предложено, в процессе бурения горизонтальных ПГД скважин, проводить оценку и выбор фильтра путем одновременных стендовых испытаний нескольких конструкций фильтров разной сложности и стоимости на пропускную и фильтрующую способность. При этом конструкция одного из фильтров обеспечивает фильтрующую способность аналогичную естественному гравийному фильтру.

Для проведения одновременных испытаний четырех конструкций полноразмерных по диаметру образцов скважинных фильтров, в условиях приближенным к скважинным, разработана методика испытаний и конструкция стенда (рис. 12).

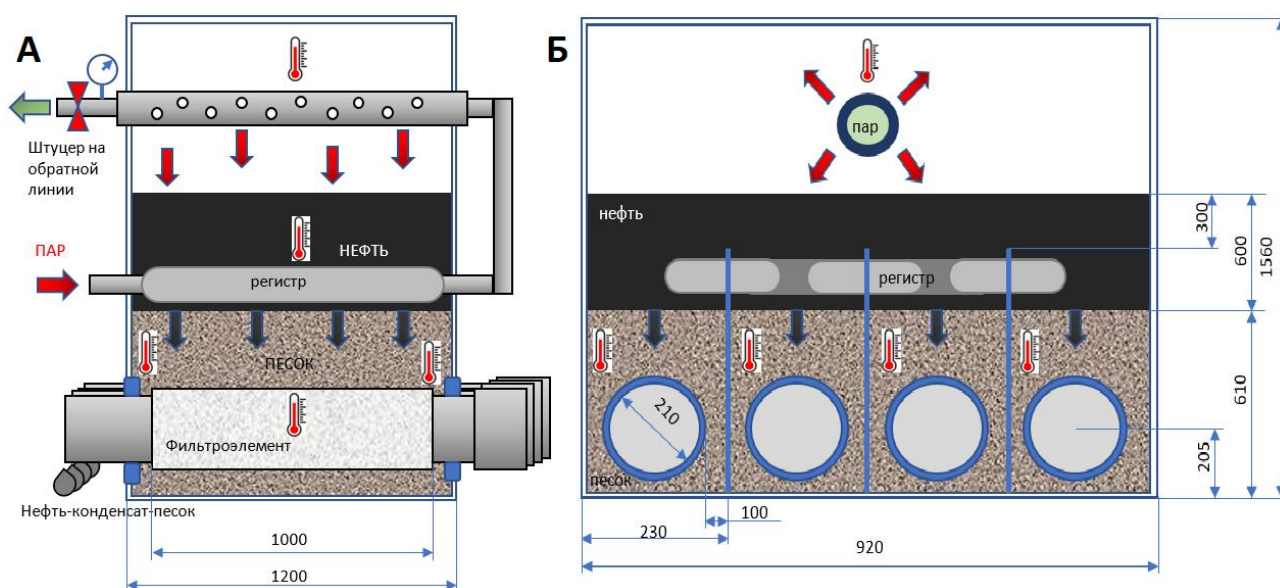


Рисунок 12 – Принципиальная схема стенда:

А – вид слева; Б – фронтальный вид

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).

Во время стендовых испытаний через определенные промежутки времени отбирались пробы фильтрата, для последующего лабораторного изучения на предмет наличия, количества и фракционного состава механических примесей, а также постоянно велась запись давления и температуры в контрольных точках стенда (рис. 13).

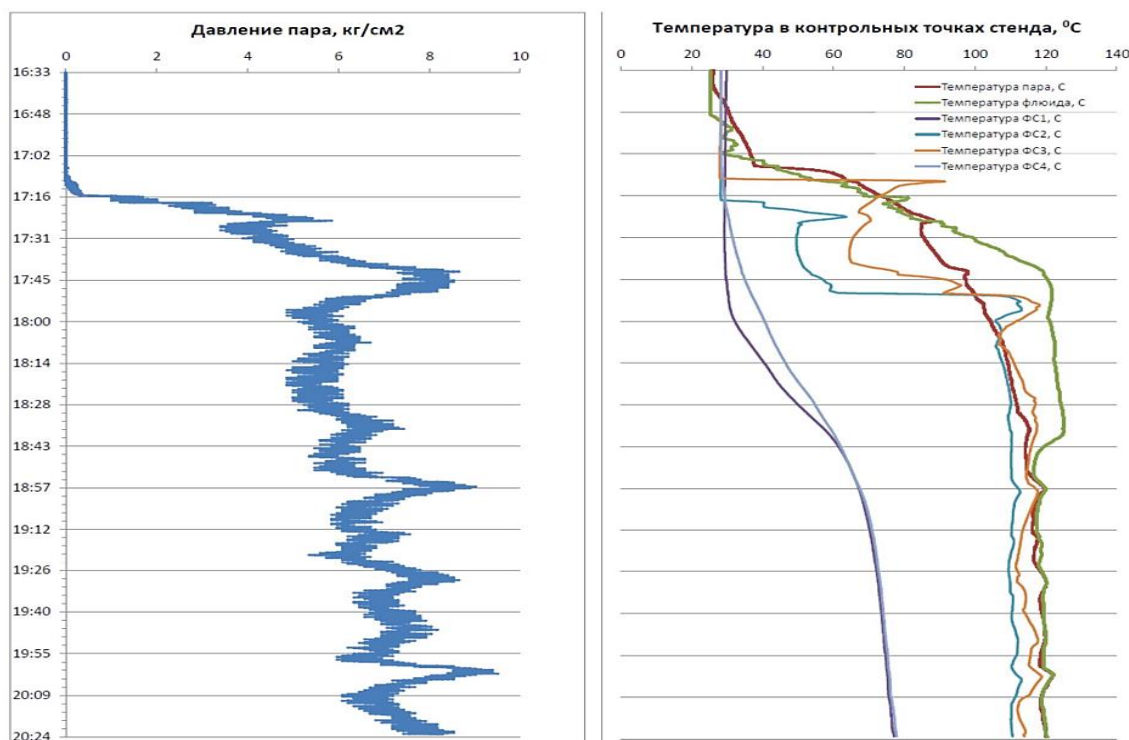


Рисунок 13 – Результаты замеров в реальном времени давления пара и температуры в контрольных точках стенда

В процессе отбора проб было замерено среднее время фильтрации, определенное по времени набора 5 л. ёмкости фильтратом (табл. 2).

Таблица 2 – Среднее время фильтрации с тестируемых образцов

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

По остаточному содержанию песка в жидкости после фильтрации (табл. 3) наиболее эффективный – фильтр № 1, он пропускает всего 6 % частиц с размерами более 100 мкм, а средний размер частиц песка в фильтрате составляет 40 мкм.

Таблица 3 – Содержание и размер частиц песка после фильтрации (средние значения по пяти пробам)

№ фильтра	Содержание песка в фильтрате, мг/дм ³	Размер частиц песка в фильтрате, мкм		% частиц песка в фильтрате размером	
		max/min	средний	менее 10 мкм	более 100 мкм
Исходная проба (до фильтрации)		587/4,8	115	10	51
I	1353	181/1,5	40	39	6
II	495	190/1,5	70	18	26
III	2498	195/1,5	68	17	24
IV	6644	209/1,5	68	19	30

Стендовыми испытаниями выявлено, что 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, при скорости фильтрации 9,1 л/мин, в то время как скорость фильтрации через базовый образец № IV составила 8,6 л/мин.

Таким образом, применение экспресс-метода оценки и выбора конструкции фильтра в процессе бурения горизонтальных ПГД скважин позволяет прогнозировать и предотвращать интенсивные пескопроявления, снижая аварийность при паротепловых методах добычи ВВН и ПБ.

В пятой главе приведены аннотации разработанных рекомендаций для снижения аварийности в скважинах, вошедших в Методические указания «Требования к проектированию, строительству и эксплуатации скважин для тепловых методов добычи нефти» (далее Указания), которые 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.

Проведён анализ большого объема литературных источников совместно с промышленными 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, которые испытывались и дорабатывались в процессе строительства и эксплуатации скважин (предварительное натяжение колонн, конструкции скважин с хвостовиками, применение спе-

циальных тампонажных материалов с повышенными пластическими характеристиками и за-
 колонных пакеров, оптимизация вывода скважин на температурный режим). Затем в виде ме-
 тодического и технологического обеспечения результаты передавались для внедрения в про-
 изводство. 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 исчерпы-
 вающего обоснования причин аварий и реального снижения аварийности после выполнения
 соответствующих мероприятий Указания были утверждены Приказом № 304 ООО «ЛУ-
 КОЙЛ-Коми» от 15 апреля 2022 г.

Эффективность предложенных в диссертационной работе решений подтверждается стати-
 стикой аварийности в скважинах с пароциклической обработкой призабойных зон (рис. 14).

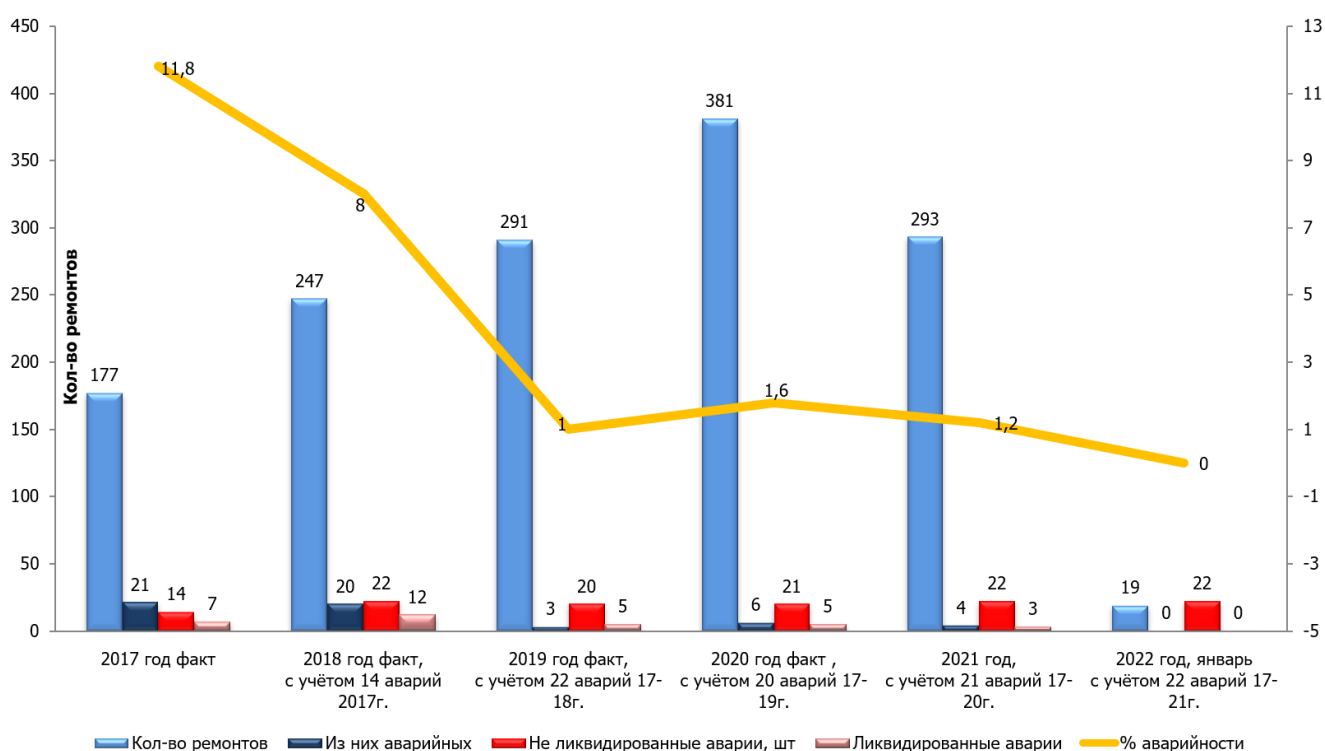


Рисунок 14 – Статистика аварийности при переводе скважин в пароциклическую
 обработку за период 2017–2022 гг (данные предоставлены ТПП
 «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»)

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основе результатов выполненной работы сделаны следующие выводы.

1. 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 ПГД скважин является высокое содержание песка различных фракций 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 расчётов 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.

Основные положения диссертации отражены в следующих публикациях:

а) печатные труды в рецензируемых научных изданиях:

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

2. Развитие технологии крепления скважин на Ярегском месторождении при паротепловом воздействии / Д. С. Лопарев, Н. Г. Деминская, Д. Р. Молоканов, М. В. Чертенков, И. Р. Василенко. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2017. - № 7. – С. 17-21.

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

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

5. Разработка технологии проектирования и мониторинга строительства скважин на основе цифровых моделей / Д. С. Лопарев, А. А. Предеин, А. Г. Фадеев, Р. Ф. Зиякаев, А. В. Левин. – Текст : непосредственный // Научные труды работников ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» / ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг». – Сыктывкар : ООО «Коми республиканская типография». – 2021. – С. 144–148.

6. Лопарев, Д.С. Организация мультидисциплинарного взаимодействия как инструмент для оптимизации затрат на капитальный ремонт скважин методом зарезки боковых стволов / Д.С. Лопарев, А.В. Ившин, Ю.В. Фефелов. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2023. – № 3. – № Стр. 49–55.

б) патенты на изобретения; свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ:

1. Пат. РФ № 2755101. Способ оценки эффективности скважинных фильтров применяемых в SAGD-скважинах при эксплуатации месторождений с высоковязкой нефтью, и

стенд для его осуществления // Д. С. Лопарев, Г. В. Окроелидзе, Н. Г. Деминская, В. В. Коберник, С. В. Швец // № 2020137044, Заявлено 11.11.2020; Опубл. 13.09.2021.

2. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ «Цифровая модель скважины» № 2023663484 от 23.06.2023// ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», ООО «Бурсофтпроект» // Д. С. Лопарев, А. Г. Фадеев, В. И. Митрофанов, С. И. Большаков, Р. Г. Радчук.

в) в других изданиях:

1. Впервые реализованный проект встречного SAGD со сверхдлинными горизонтальными скважинами на неглубоком месторождении / Д. С. Лопарев, М. В. Чертенков, В. И. Сладкоштиева, Д. В. Морозов. – Текст : непосредственный // Copyright 2013, SPE Heavy Oil Conference Canada held in Calgary, Alberta, Canada, 11–13 June 2013. – 2013. – С. 12-21.

2. Лопарев, Д. С. Совершенствование технологии бурения скважин при разработке Ярегского месторождения тяжёлой нефти методом встречного SAGD / Д. С. Лопарев, Г. В. Буслаев. – Текст : непосредственный // Материалы Российской технической нефтегазовой конференции и выставки по разведке и добыче, 14-17 октября 2014. – Москва. – SPE-171275-RU. – 2014. – С. 27-35.

3. Новые цифровые инструменты проектирования и мониторинга строительства скважин (статья) / Д. С. Лопарев, А. А. Предеин, А. Г. Фадеев, Р. Ф. Зиякаев, А. В. Левин. – 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.