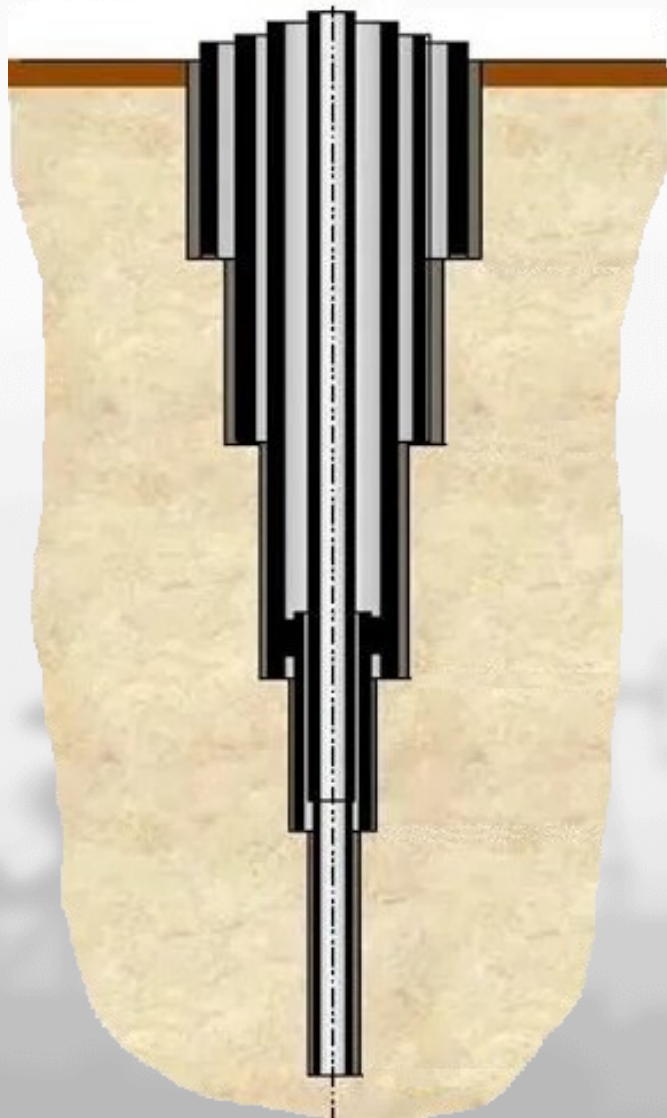


Демпфирующее покрытие обсадных труб

Разработчики: В.С. Оробец, Н.Д. Аветисов, К.Г. Алюнин

Жизненный цикл скважины



Строительство скважины

- Бурение
- Крепление
- Заключительные работы (опрессовка обсадной колонны (ОК), оборудование устья и др.)

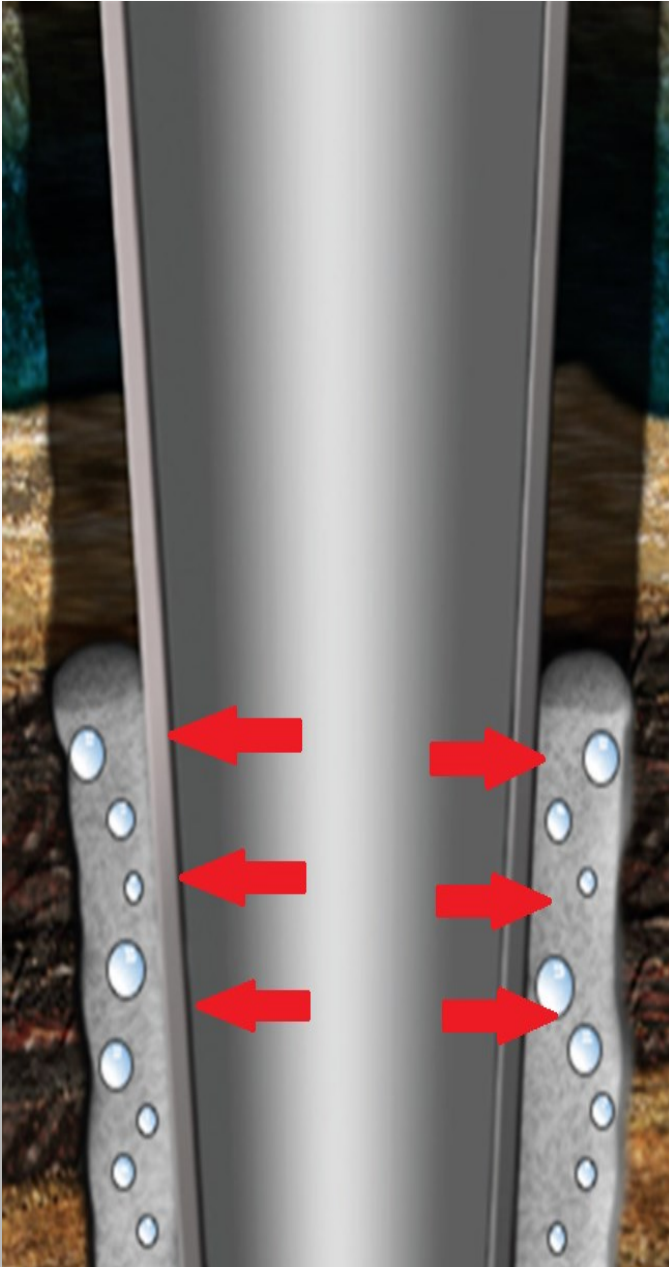
Освоение/испытание скважины

- Перфорация
- гидроразрыв пласта (ГРП)
- Вызов притока

Эксплуатация скважины

- Гидродинамические воздействия
- Механические воздействия на ОК
- Температурные изменения

Воздействие на обсадную колонну и цементную крепь



Строительство скважины

- Вибрация, механические воздействия
- Температурные изменения
- Внешнее давление (пластовое, горное)

Освоение/испытание скважины

- Вибрация, механические воздействия

Перфорация обсадной колонны

- Циклические гидравлические воздействия в процессе ГРП и освоения/испытания скважины

Эксплуатация скважины

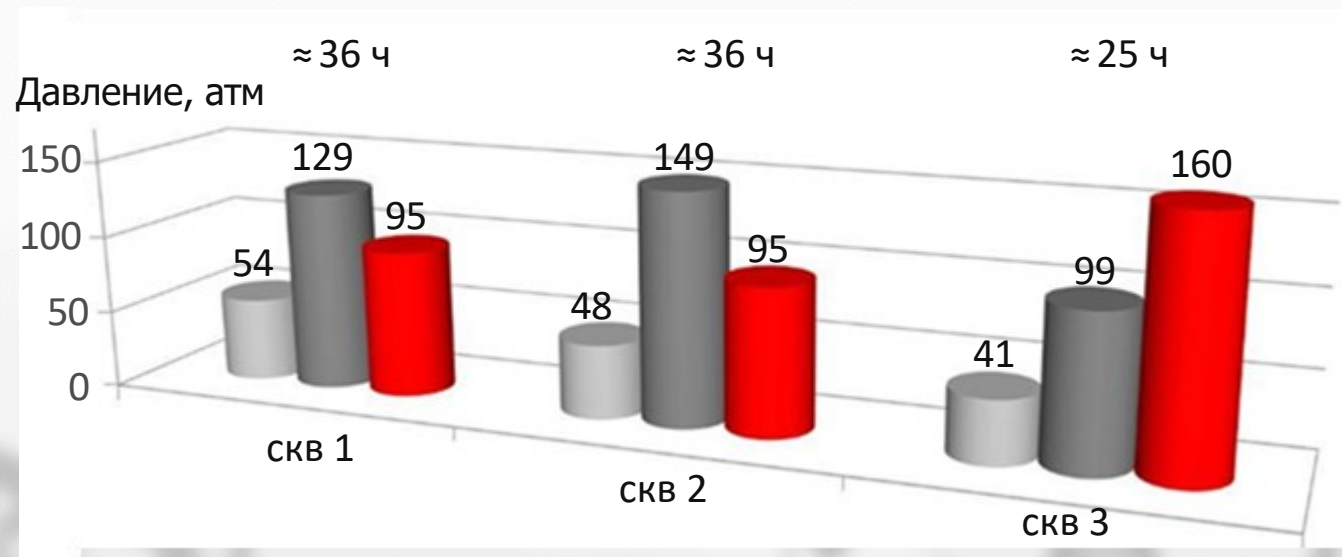
- Циклические гидродинамические изменения
- Механические воздействия на ОК
- Температурные изменения

Результат

- Постоянные радиальные и осевые напряжения в обсадной колонне и цементном камне
- Образование каналов на контакте колонны с цементом и микротрещин в цементном камне, нарушение целостности и герметичности цементной крепи

Влияние опрессовки ОК после ОЗЦ на сцепление цемента с колонной

Прочность цементного камня в момент опрессовки колонн 178мм



Результат:

- Негерметичность МКП
- Появление микрозазоров
- Низкое качество сцепления
- Опрессовка на 160 атм стала причиной наихудшего качества сцепления

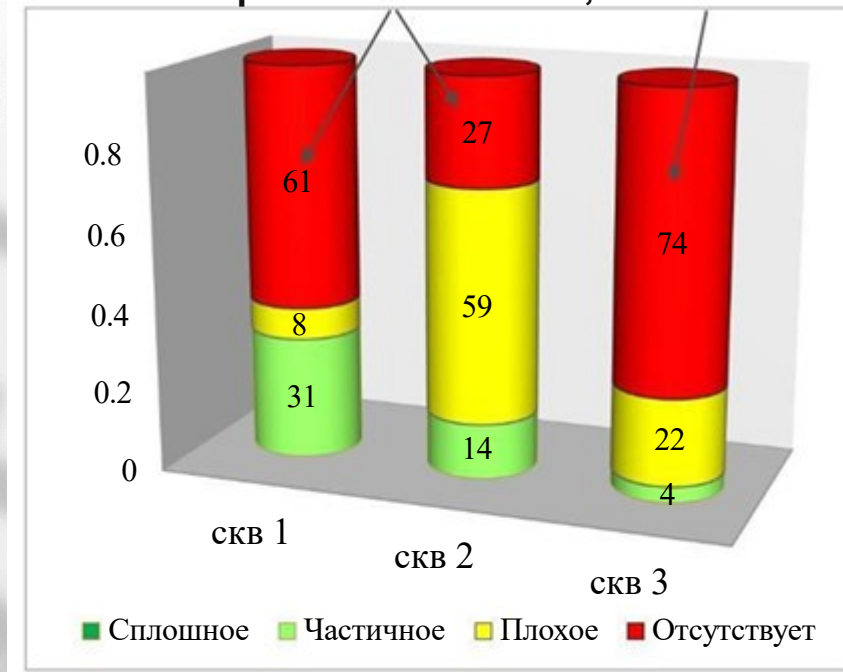
- Облегченный цемент (атм)
- Тяжелый цемент (атм)
- Опрессовка колонны (атм)

*материал Российской нефтегазовой технической конференции SPE - 201861

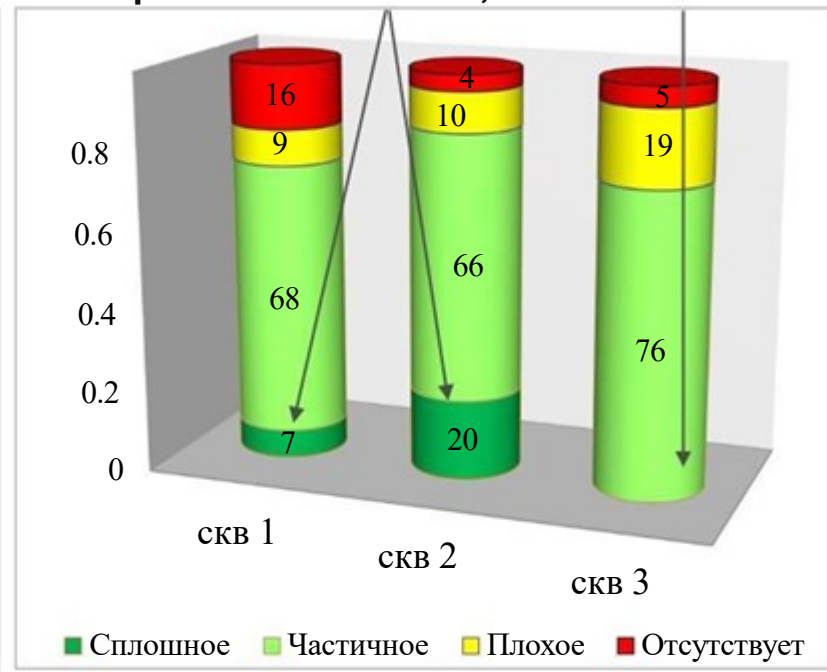
Влияние опрессовки ОК после ОЗЦ на сцепление цемента с колонной

Сравнение качества сцепления цементного камня с колонной 178 мм

Интервал облегчённого цемента:
Опрессовка на 95 атм; на 160 атм



Интервал тяжёлого цемента:
Опрессовка на 95 атм; На 160 атм



*материал Российской нефтегазовой технической конференции SPE - 201861

Влияние опрессовки ОК после ОЗЦ на сцепление цемента с колонной

Расчётная формула изменения радиуса колонны в зависимости от давления опрессовки:

$$\Delta R = \left(1 - \frac{\mu}{2}\right) * \frac{R^2}{d} * \frac{\Delta P}{E}, \text{ где}$$

R – радиус обсадной колонны (in)

d – толщина стенки колонны (in)

E – модуль Юнга обсадной колонны (psi)

μ – отношение Пуассона

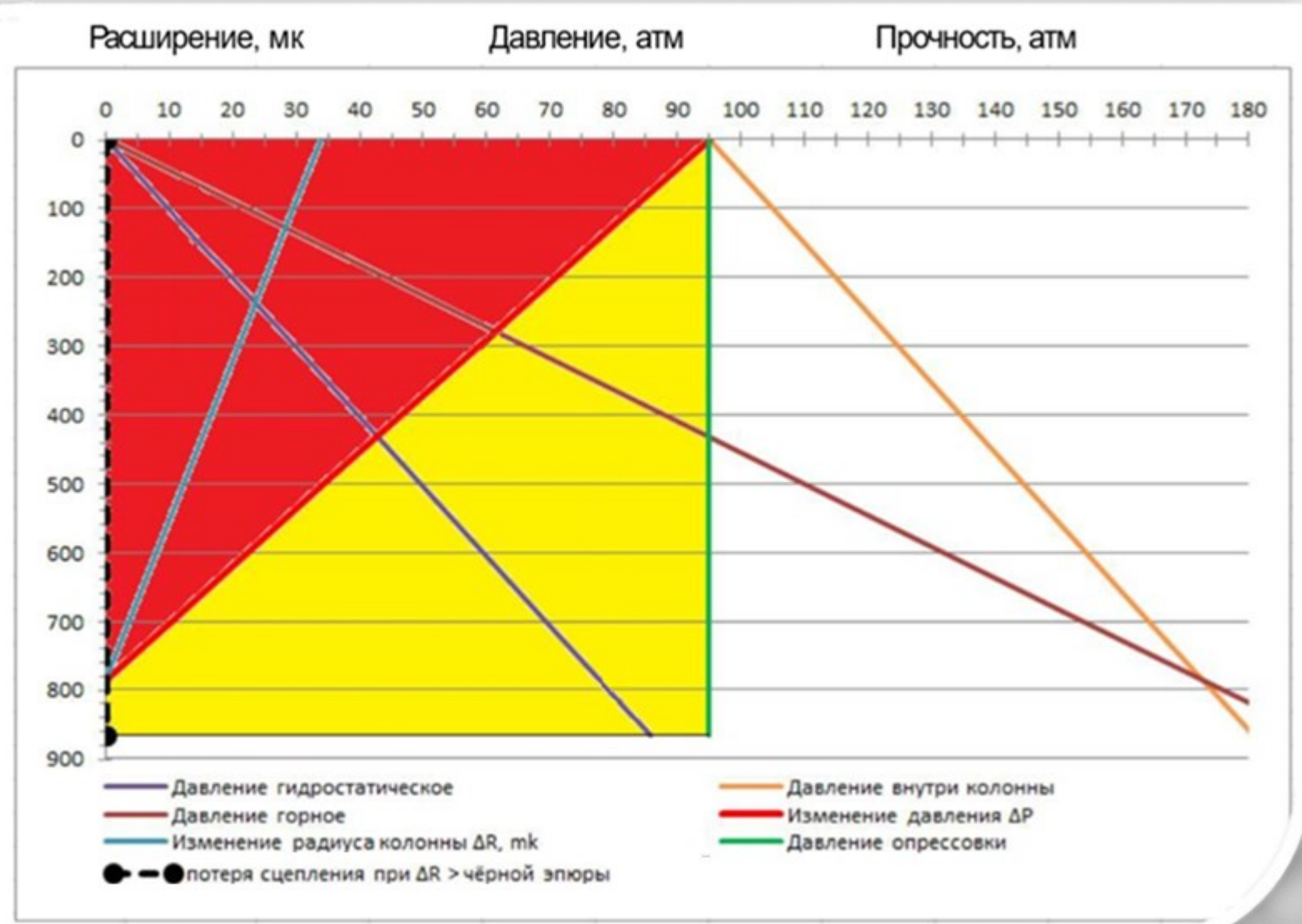
ΔP – изменение давления (psi)

ΔR – изменение радиуса колонны (in)



Расчетные результаты при опрессовке колонны 178 мм на 95 атм

TVD, м



Описание:

Если изменение давления ΔP выше прочности цемента - происходит радиальное растрескивание (красная зона)

Если давление опрессовки выше прочности цемента - появляются микрозазоры (потеря сцепления по АКЦ) (жёлтая зона)

Если расширение колонны $> 0,38$ мк - появляются микрозазоры (потеря сцепления) (голубая линия).

На диаграмме, $0,38$ мк это чёрная эпюра, а ΔR является голубой эпюрой от 0 до 780 м.

Расчетные результаты при опрессовке колонны 178 мм на 160 атм

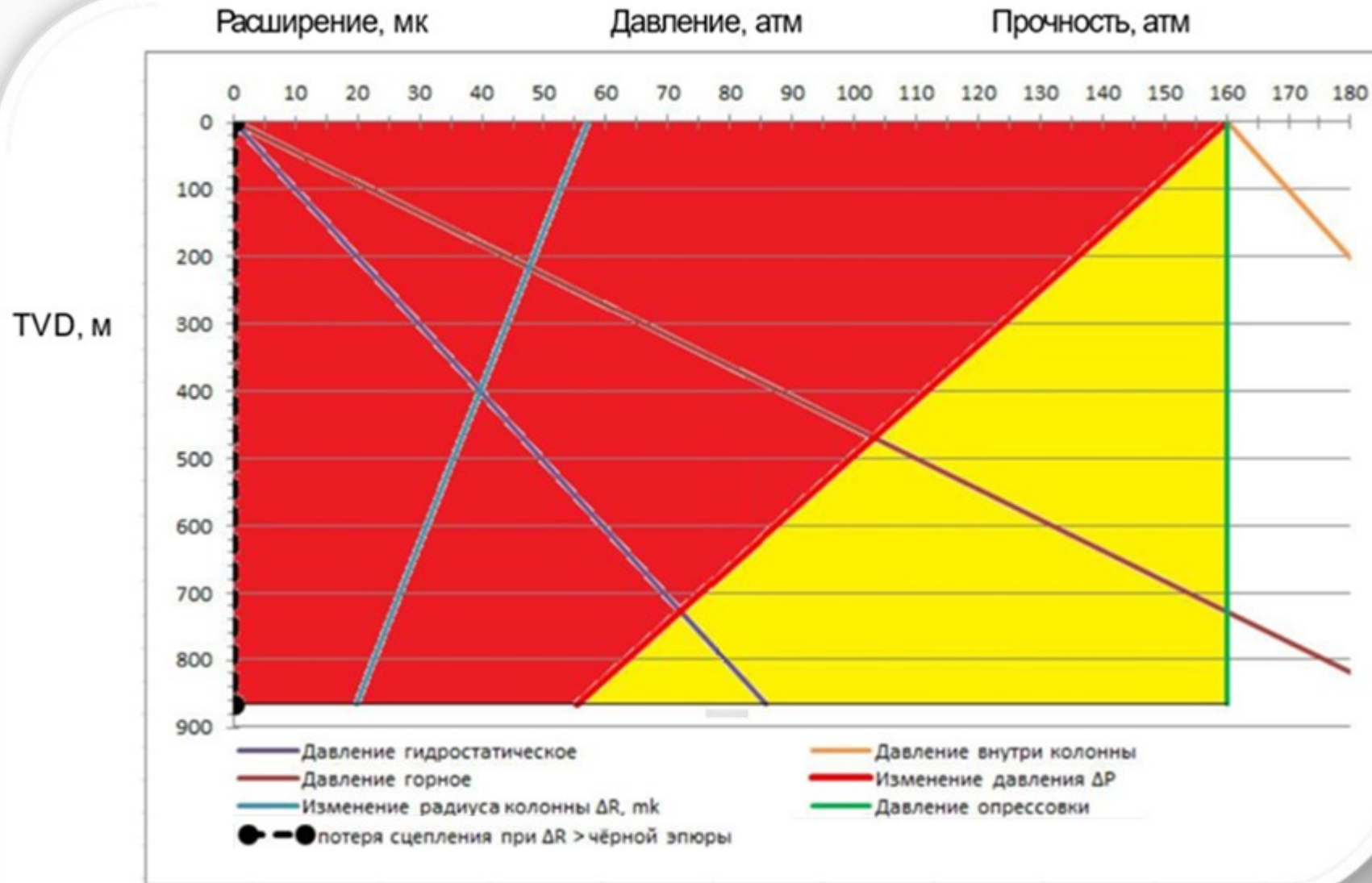
Описание:

В интервале облегченного цемента происходит радиальное растрескивание цем. камня.

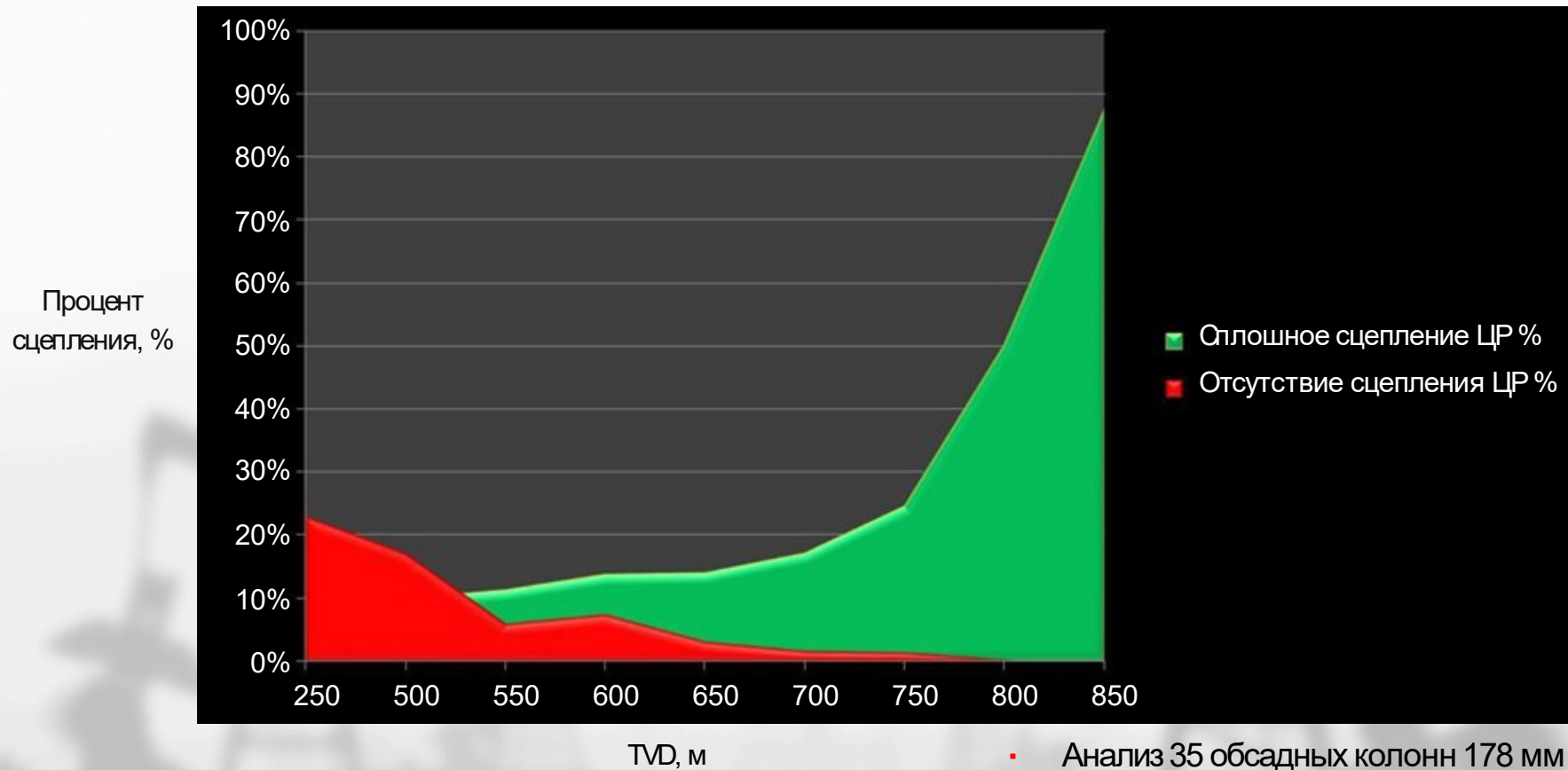
В интервале тяжелого цемента №1 происходит радиальное растрескивание цем. камня.

В интервале тяжелого цемента №2 появляются радиальные растрескивания и микроразоры в связи с давлением опрессовки выше прочности цем. камня.

Во всем интервале цементирования в связи с расширением колонны ΔR от 20 до 57 мк появляются микроразоры на границе цемент-колонна, что негативно влияет на результаты записи АКЦ, на качество цементирования и герметичность заколонного пространства.



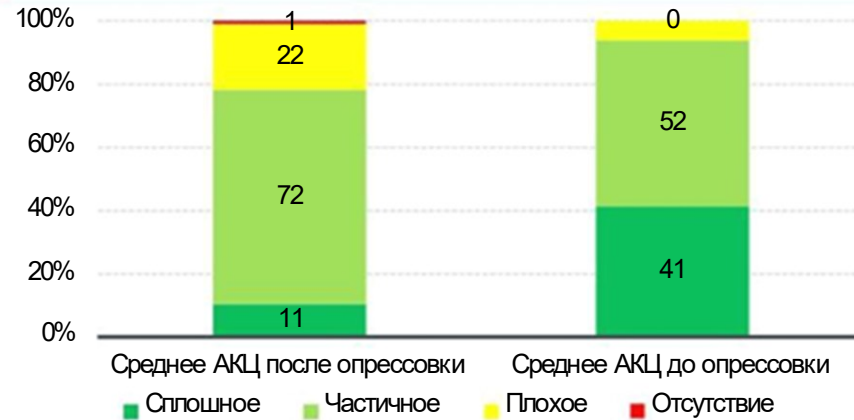
Дифференцированная развёртка качества сцепления по интервалам



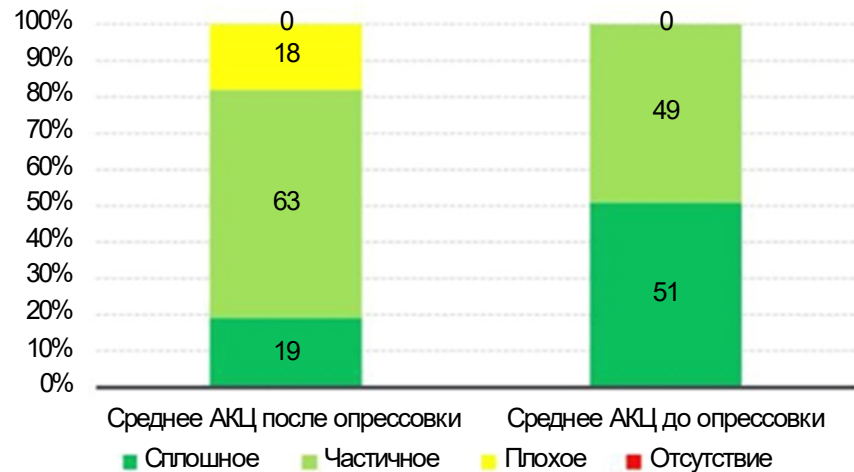
- Отмечено, что качество цементирования в районе устья всегда имеет наибольший процент отсутствия сцепления, и наименьший процент сплошного сцепления.
- В процессе углубления прибора ГИС отсутствие сцепления исчезает, а сплошное сцепление становится преобладающим и достигает максимальных значений.

Опытно-промышленные данные

Яро – Яхинское м/р – 3 скважины



Интервал облепленного цемента



Вывод:

- Согласно результатам АКЦ, качество сцепления цементного камня с колонной, после опрессовки обсадной колонны, становится значительно хуже.

До опрессовки



После опрессовки



Микрозазоры

Опытно-промышленные данные

Восточно-Мессояхское м/р – 1 скв.



Яро-Яхинское - АКЦ до и после опрессовки – 1 скв.



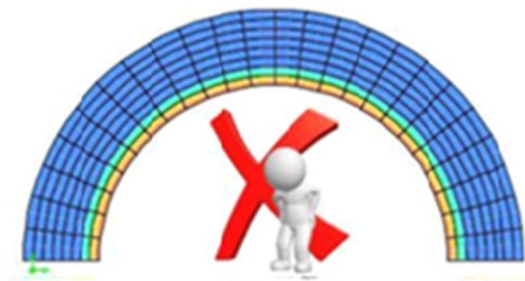
Вывод:

- Согласно результатам АКЦ, качество сцепления цементного камня с колонной, после опрессовки обсадной колонны, становится значительно хуже.

До опрессовки

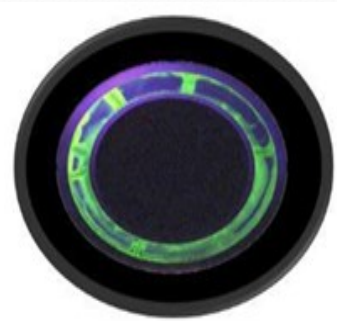


После опрессовки

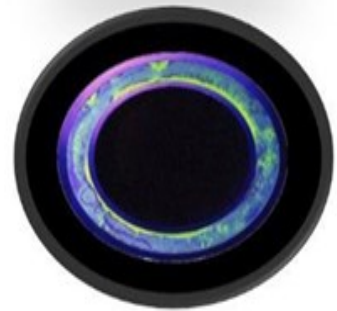


Радиальные
растрескивания

Выводы



Радиальное растрескивание



Необратимая деформация



Микрозазоры

Проблематика

Механические и гидравлические воздействия на обсадную колонну оказывают сильное негативное влияние на цементную крепь. Основной причиной является опрессовка колонны, традиционно осуществляемая после окончания времени ожидания затвердевания цемента, сопровождающаяся изменением радиуса обсадной колонны, объективно обоснованными прочностными характеристиками цементного камня и материала из которого изготовлена обсадная труба (основные характеристики – прочность, модуль Юнга и коэффициент Пуассона).

Ключевым фактором нарушения герметичности затрубного пространства является механизм циклического разрушения, запускаемый упругими деформациями обсадной трубы:

- 1) при изменении температуры или внутреннего давления труба деформируется, что при ограниченной адгезии приводит к образованию начального микроскопического кольцевого зазора (десятые-сотые доли миллиметра) на границе с цементом;
- 2) этот зазор заполняется пластовым флюидом или водой;
- 3) при последующей деформации трубы (например, опрессовке) объем, который занимает жидкость в кольцевом зазоре резко уменьшается, что приводит к скачкообразному росту давления до значений, превышающих прочность цементного камня, и его локальному микрогидроразрыву;
- 4) циклическое повторение процесса ведет к разрастанию повреждений и формированию устойчивого канала перетока.
- 5) заколонный переток усиливается за счет перепада пластового давления на месторождениях с истощенными запасами, между пластами с АНПД и близкорасположенными водонасыщенными горизонтами.

Решение

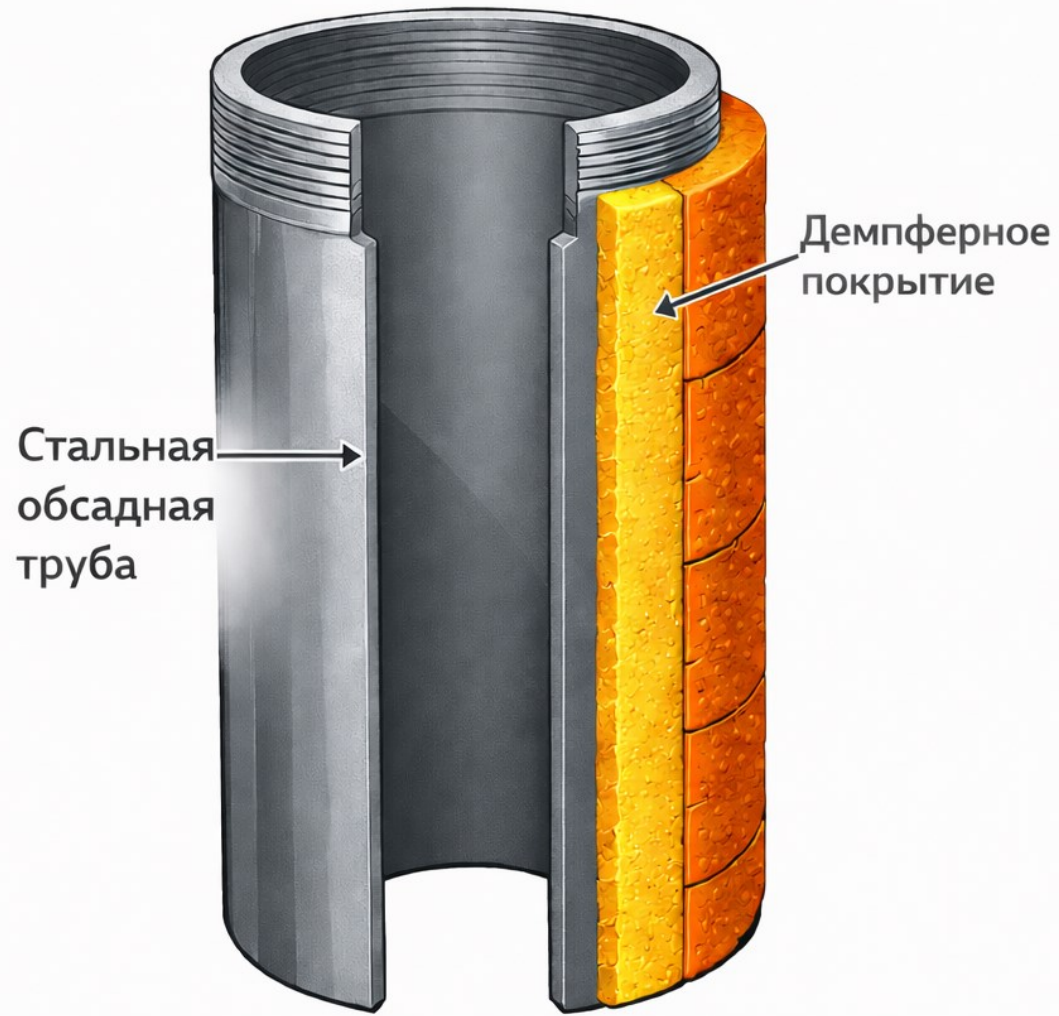
Создание эффективного демпфирующего слоя между обсадной колонной и цементной крепью с целью исключения воздействия на цементный камень критических нагрузок, возникающих в процессе строительства и эксплуатации скважины.

Текущие методы борьбы с МКД, их последствия в сравнении с предлагаемым решением

Аспект	Традиционный, реактивный подход (доминирует сегодня)	Наше инновационное, проактивное решение
Философия подхода	«Лечить последствия» — бороться с перетоками после их возникновения.	«Предотвращать причину» — исключить саму возможность образования перетоков.
Суть проблемы	Нарушение герметичности цементного кольца из-за циклических нагрузок (температура, давление, вибрация), ведущее к образованию микротрещин и каналов фильтрации.	Гашение нагрузок за счет демпферных свойств покрытия обсадной колонны.
Последствия и убытки	<p><u>А. Затраты на диагностику:</u> Дорогостоящие геофизические исследования для поиска причины</p> <p><u>Б. Затраты на ремонт:</u> Сложные, дорогие и не всегда успешные РИР. Риск неудачи высок.</p> <p><u>В. Потери от простоя:</u> Остановка добычи на время диагностики и ремонта, потеря дохода.</p> <p><u>Г. Риск аварий:</u> Неконтролируемый рост МКД путь к разрушению ОК, грифонам и ГНВП.</p> <p><u>Д. Экологические риски:</u> Загрязнение грунтовых вод, выбросы метана.</p> <p><u>Е. Ограничение работ:</u> Высокое давление в МКП блокирует проведение многих РИР и ГТМ.</p>	Технология исключает возникновение самой проблемы, а значит, полностью устраняет все связанные с ней будущие затраты и риски, переводя их из категории вероятных убытков в гарантированную экономию.
Методы борьбы	<p>1. Диагностика: Геофизические методы для локации утечки.</p> <p>2. Ликвидация (РИР):</p> <ul style="list-style-type: none"> Химические: Закачка кольматирующих или гравитационных герметизирующих составов. Механические: Вырезка окна в ОК, установка гидрозатвора или замена участка крепи. Технологические: Постоянный мониторинг и периодическое стравливание давления. 	<p>Классификация методов борьбы с МКД</p>
Принцип действия	Пассивный. Попытка «залатать» уже образовавшиеся каналы после того, как цемент разрушен.	Активный. Превентивно гасит энергию циклических нагрузок (температурных, механических, от вибрации), не допуская возникновения разрушающих напряжений в цементном камне.
Эффективность и надёжность	Невысокая и недолговечная. Существующие методы часто дают временный эффект, высок риск повторного возникновения перетока. Герметизирующие составы не могут заполнить все микротрещины.	Фундаментальная и долгосрочная. Решение устраняет первопричину разрушения на весь срок службы скважины.
Экономика для владельца скважины (Недропользователя)	Статьи затрат: Диагностика + ремонт + простой + экологические платежи + страховка от аварий. Непредсказуемые, могут достигать сотен миллионов рублей на одну сложную скважину (вплоть до её ликвидации).	Превращение будущих затрат в предсказуемые инвестиции. Стоимость покрытия на этапе строительства страхует от многократно больших расходов в будущем.

Обсадная труба с демпфирующим покрытием

Восточно-Мессояховское м/р – 1 скв.



Технический результат:

достигается за счет того, что на внешней поверхности обсадной трубы нанесено **демпфирующее покрытие** с содержащимися внутри него компенсаторами упругих деформаций различных конфигураций.

Задачей предлагаемой разработки (изобретения) является создание **НОВОГО** технического решения, обеспечивающего долговременную целостность цементного камня за счет активного подавления энергии упругих деформаций обсадной колонны при воздействии на нее разнонаправленных динамических и статических нагрузок, возникающих в процессе строительства, освоения и эксплуатации скважины.

Технические задачи

Поглощение нагрузок и напряжений при гидравлических воздействиях



Гашение вибраций

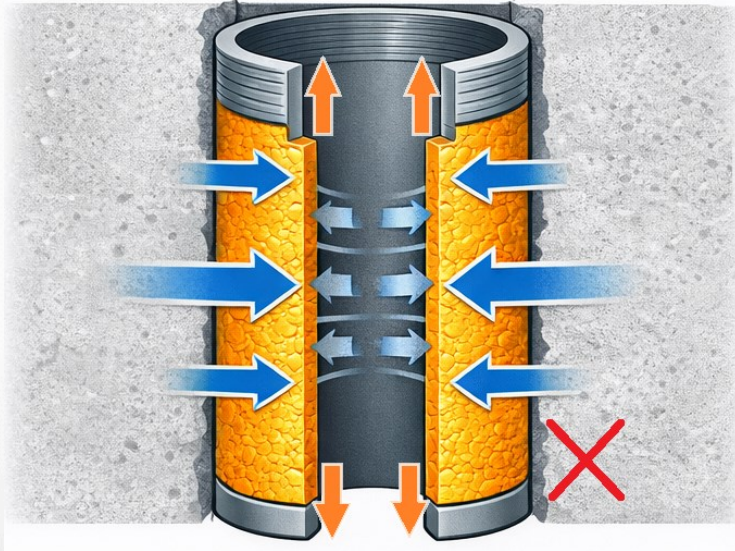


Адаптация к температурным изменениям в скважине



Предотвращение заколонных перетоков, деформации обсадных колонн, в том числе интервалах многолетнемерзлых пород, увеличение ресурса системы цементирования при циклических нагрузках, достигается за счет наличия на внешней поверхности обсадной трубы демпфирующего покрытия с содержащимися внутри покрытия компенсаторами упругих деформаций, что обеспечивает создание буферного слоя между жесткой обсадной трубой и хрупким цементным камнем. Этот слой воспринимает, перераспределяет и гасит энергию динамических (ударных, вибрационных) и статических (от изменения температуры и давления) нагрузок, возникающих в процессе строительства и эксплуатации скважины, что непосредственно приводит к снижению воздействия на цементный камень и предотвращению образования трещин в нем.

Компенсаторы упругих деформаций

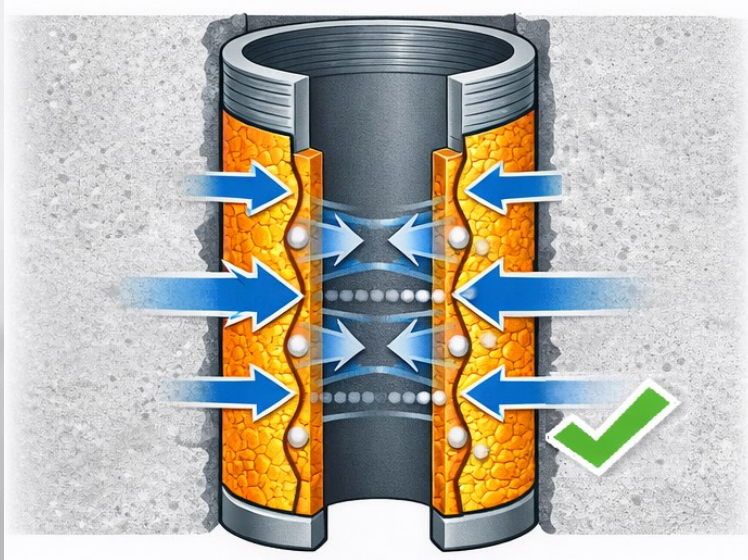


Рассматривая упругие свойства материалов, необходимо учитывать величину отношения относительного поперечного сжатия к относительному продольному растяжению - коэффициент Пуассона.

В условиях скважины демпферное покрытие жестко зажато между обсадной колонной и цементным камнем и далее породой. Поэтому нет пространства для свободной деформации, в связи с чем демпфирующий материал будет жестко передавать возникающие напряжения на цементный камень.

Для того чтобы обеспечить процесс демпфирования, необходимо предоставить слою эластомера свободное пространство для деформации. Это наиболее сложная инженерная задача для скважинных условий решается включением в демпферный слой компенсаторов упругих деформаций, создающих в нем внутренние буферные зоны, поглощающие и рассеивающие энергию не только на границе раздела, но и в самом объеме покрытия, предотвращая его разрушение при восприятии высокоамплитудных импульсных нагрузок.

Это повышает долговечность и надежность демпферного покрытия на протяжении всего жизненного цикла скважины.

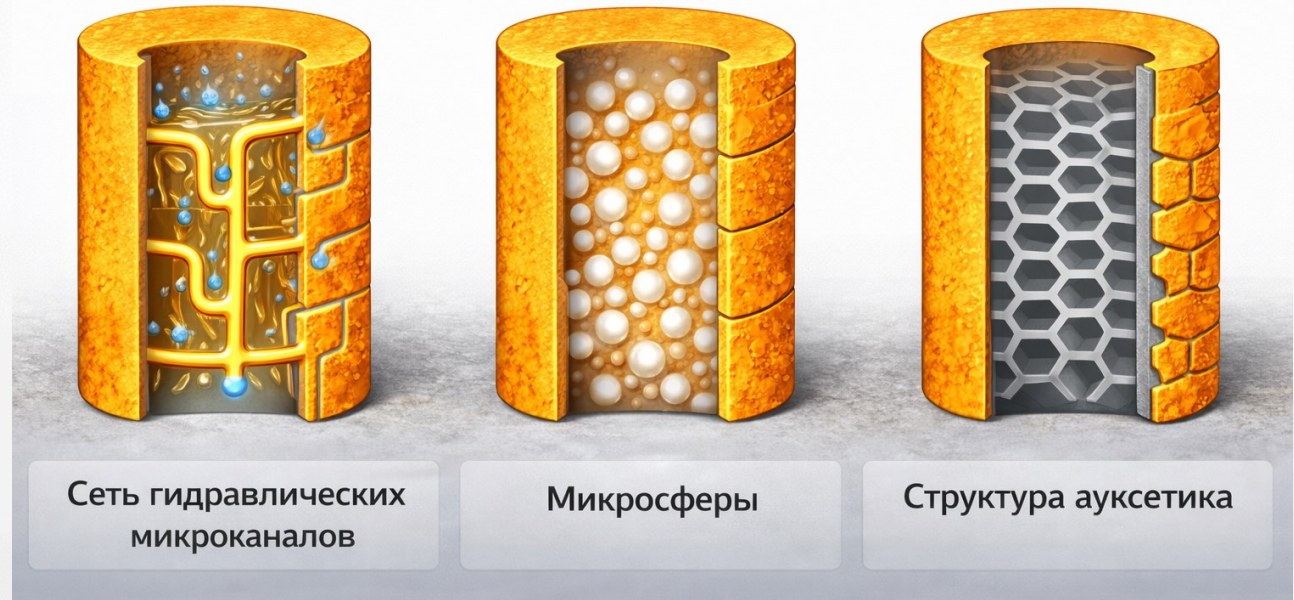


Вариации и типы демпфирующих покрытий

Основные технические условия материалов для демпфирующих покрытий обсадных труб:

- изготавливается из материала с модулем Юнга от 0,1 до 4500 МПа (Эластомеры - каучук, полимеры, резины и т.д.);
- имеет однородную, либо композитную структуру;
- наносится на трубу сплошным слоем по всей длине или с формированием технологических поясов, в зависимости от требований;
- толщина демпфирующего покрытия составляет 0,5 - 15 % от внешнего диаметра трубы;
- суммарный объем компенсаторов упругих деформаций составляет от 1% до 50% от общего объема демпфирующего покрытия.

Виды компенсаторов упругих деформаций в любом из рассматриваемых типов материалов

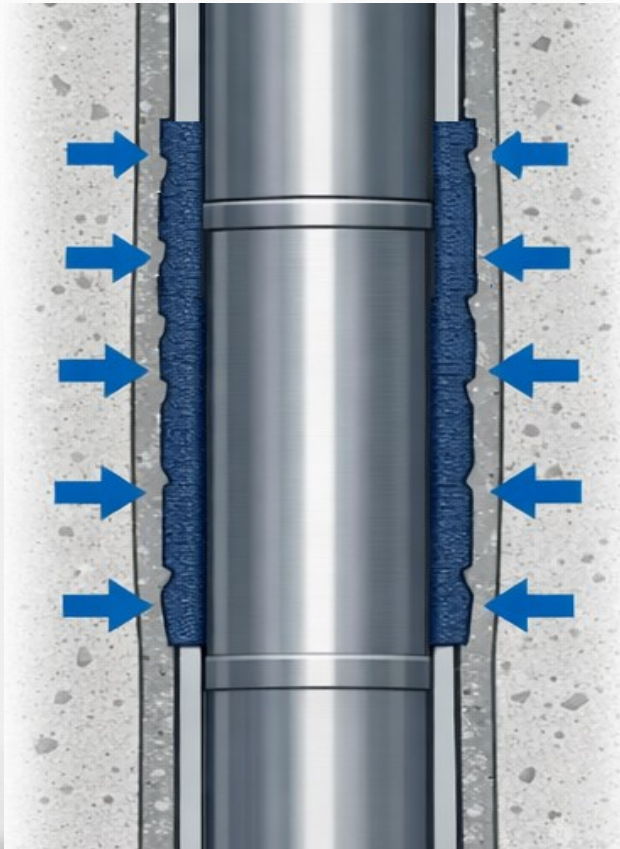


Компенсаторы упругих деформаций выполняются:

- В виде закрытых пор или пустот, или включений сжимаемого материала или в виде пространственных пружинных микроконструкций.
в частности, поры или пустоты образуются полыми микросферами. Микросферы применяются с давлением схлопывания от 5 до 100 МПа. Микросферы могут быть заполнены химическим реагентом-газогенератором и помещены в микропоры в демпфирующем материале, стенки которых содержат катализатор реакции с возможностью формирования при вступлении в реакцию реагента с катализатором микропоры, заполненной газом под давлением.
- В виде гидравлической сети гибких трубок, заполненных рабочим веществом и соединенных с гидропневмоаккумуляторами, содержащими рабочее вещество.
- Демпфирующее покрытие, выполненное из материала с нулевым или отрицательным коэффициентом Пуассона.

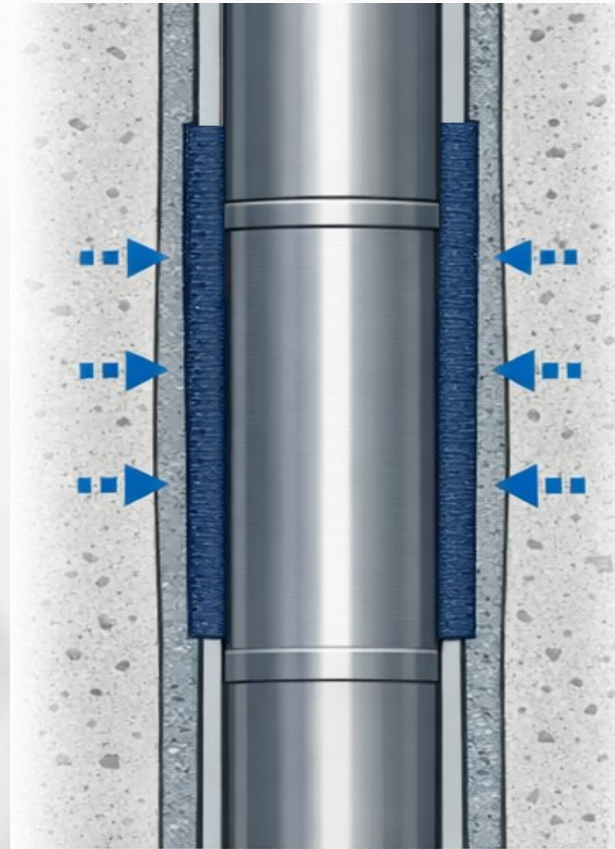
Принцип действия

Крепление скважины



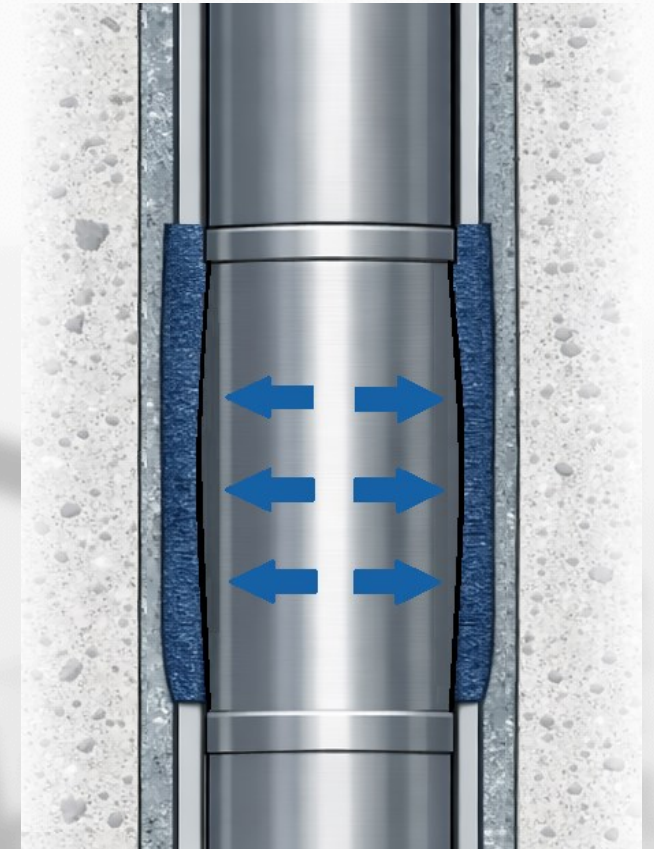
За счет гидростатического давления ЦР покрытие работает в режиме «частичного сжатия»

Окончание ОЗЦ



Гидростатическое давление за обсадной колонной снижается, покрытие возвращает свою форму и плотно прилегает к цементному камню

Опрессовка ОК



Демпфирующее покрытие выполняет свои основные функции и задачи по сохранению целостности цементной крепи, компенсируя нагрузки и напряжения

Текущий статус разработки



Тип покрытия	Прочность, МПа	Деформация, мм	Критичность для МКД
Чистый цемент (контроль) №1-3	14,44-19,95	0,58-0,79	Высокий риск трещин
Листовая резина №4-5	14,18-16,26	0,79-1,48	Средняя защита
Листовой полиуретан №6-7	14,66-15,76	0,68-0,79	Хорошая прочность
Жидкий полиуретан №8-9 (5% воздушных компенсаторов)	14,70-16,65	2,15-3,99	НАИЛУЧШАЯ защита



Лабораторные испытания

Результаты эксперимента: Лабораторные испытания подтвердили высокую эффективность технологии. Цементный образец с демпферным слоем, содержащим всего 5% воздушных компенсаторов, выдерживал критическую нагрузку, составляющую лишь 42% от разрушающей для незащищённого цемента, при этом оставаясь целым.

Принципиальное отличие: Без компенсаторов покрытие работает как обычный вязкоупругий материал, лишь частично гасящий нагрузки и подверженный усталости. Компенсаторы кардинально меняют физику процесса, создавая распределённые упругие элементы, которые обратимо поглощают деформации, обеспечивая полную защиту цементного кольца.

ПАТЕНТ

Технология обладает подтвержденным научным приоритетом и защищена заявкой на изобретение в Федеральном институте промышленной собственности (ФИПС) с приоритетом от **19 декабря 2025 года RU (11) 2025 136 965**, что гарантирует охрану интеллектуальной собственности на этапе разработки.

Мы ищем Инвесторов, Заказчиков и Партнеров, готовы детально обсудить, как наша концепция может быть адаптирована под ваши цели и задачи. Давайте вместе создавать стандарт «скважины будущего».

Рыночный потенциал и перспективные объемы для технологии

Параметр	Данные и расчеты*	Выводы
Общий объем рынка бурения	В России в 2024 году введено 8.5–8.7 тыс. новых скважин (данные Минэнерго и ЦДУ ТЭК). Средняя стоимость строительства одной скважины — 210–280 млн руб. (оценки «Роснефти», «Газпром нефти»).	Общий объем рынка нового бурения составляет ~1.8–2.4 трлн руб./год.
Целевой сегмент для технологии	Доля сложных скважин: 64-80% от общего объема, т.е. 5.4–7.0 тыс. скважин в год (горизонтальные, с МГРП, в ММП, ПХГ, геотермальные — где риски и затраты максимальны). Консервативная оценка для премиум-сегмента: 500–700 скважин/год, наиболее подверженных рискам перетоков (высоконапорные, МГРП 10+ стадий, Арктика, Камчатка).	Технология адресована не всем скважинам, а наиболее технологически сложным и капиталоемким, где цена отказа максимальна.
Доля затрат на обсадную колонну	В структуре расчета стоимости скважины обсадная колонна составляет 15-25% (отраслевой стандарт). При стоимости скважины 210 млн руб. → стоимость колонны: 31.5–52.5 млн руб.	Дополнительные инвестиции в технологию будут рассчитываться от этой базовой стоимости и количества секций колонн с нашим покрытием.
Добавленная стоимость технологии	Премия к стоимости колонны: 15-25% (обосновано ценностью предотвращения рисков). Расчет на 1 скважину: 45 млн руб. * 20% = ~9 млн руб.	Инвестиция заказчика в защиту (~9 млн руб.) страхует от потенциальных убытков в 150 + млн руб.
Потенциальный объем рынка	Сценарии на 5-й год после внедрения: • Консервативный (5% захвата): 7 000 скв. * 5% * 9 млн руб. = ~3.15 млрд руб./год. • Умеренный (10% захвата): 7 000 скв. * 10% * 9 млн руб. = ~6.3 млрд руб./год. • Амбициозный (в 500 премиум-скважин): * 500 скв. * 9 млн руб. = ~4.5 млрд руб./год.	Итог: Рыночный потенциал для технологии составляет 2.0–6.3 млрд руб./год в среднесрочной перспективе. Реалистичная цель — захват 5-10% рынка сложных скважин или 100% премиум-сегмента.



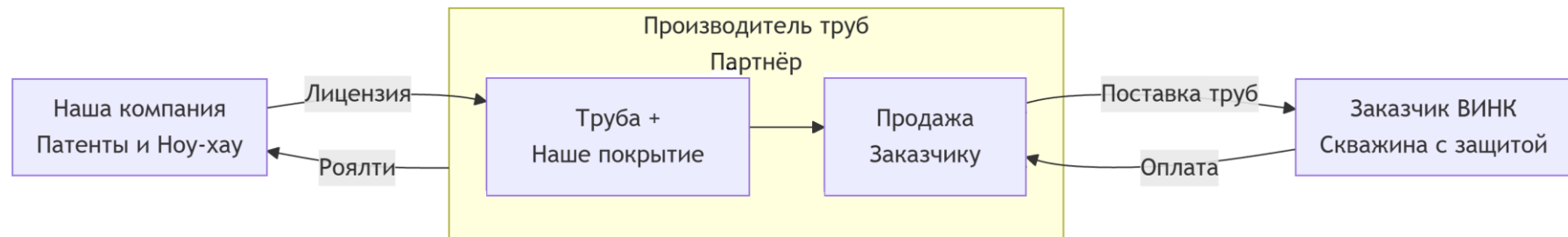
Санкционное давление ведет к росту затрат на ремонт и дефициту качественных импортных решений. Наша технология ведет к укреплению технологического суверенитета страны, а также позволит:

- Снизить операционные риски в стратегических проектах.
- Повысить экологическую отчетность за счет предотвращения потенциальных загрязнений.

В условиях, когда нефтегазовые компании РФ вынуждены оптимизировать все расходы, превентивная экономика предлагаемого решения становится критически важной.

* По данным из открытых источников информации: отчеты Минэнерго России, ЦДУ ТЭК, презентации «Роснефти» и «Газпром нефти» для инвесторов, отраслевые обзоры Rystad Energy, Yygon Consulting.

Бизнес-модель проекта



Элемент модели	Механизм и расчет	Комментарий и стратегия
Суть ценности	«Страховой полис» для скважины. Заказчик платит премию ~9 млн руб./скважина на этапе формирования стоимости объекта, чтобы исключить риск операционных убытков.	Ключевой аргумент продаж — не стоимость покрытия, а экономия на предотвращенных убытках
Каналы монетизации	<ol style="list-style-type: none"> Лицензирование производителям труб (НКМЗ, ТМК, аналог): <ul style="list-style-type: none"> Роялти 3-7% с продажной цены колонны с покрытием. Паушальный взнос за технологию. Прямые продажи через сервисные компании: <ul style="list-style-type: none"> Продажа покрытия или готовых труб как премиум-опции. Повышенная маржинальность на прямых продажах. 	Приоритетная модель — лицензирование. Это обеспечивает быстрое масштабирование через существующие сбытовые сети партнера и переход к модели пассивного дохода (роялти).
Прогноз выручки и окупаемости	Условный расчет на 3-й год: <ul style="list-style-type: none"> Захват 5% рынка (350 скважин). Выручка: 350 скв. * 6.3 млн руб./скв. = ~2.2 млрд руб. Выручка компании (при роялти 5%): 2.2 млрд руб. * 5% = 110 млн руб./год. Прибыль (при марже 70%): ~77 млн руб./год. 	Окупаемость инвестиций (~69 млн руб.): ~1-2 года после выхода на плановые объемы продаж.
Пути реализации для инвестора	<ol style="list-style-type: none"> Стратегический выход: Продажа компании: <ul style="list-style-type: none"> Производителю труб (ТМК, аналог) для усиления продуктовой линейки. Крупному нефтесервису ВИНК («Газпром нефть», «Роснефть») для внутреннего использования. Создание СП (совместного предприятия) с партнером. 	Продажа стратегическому инвестору — вероятный и доходный сценарий. Успешный пилот на 1-2 скважинахкратно увеличивает стоимость компании. Дальнейшее развитие проекта в рамках СП и лицензированию.

Команда проекта - уникальная синергия для глубокой инновации

Наша команда объединяет стратегическое видение, инженерную экспертизу и опыт для успешного вывода технологии на рынок.

Участник*	Роль в команде	Ключевая экспертиза и опыт	Понимание проблемы	Технологическая реализация	Внедрение и коммерциализация
Константин Алюнин	 Стратегический лидер и проводник в отрасли.	17 лет в «Газпром бурение» , от геолога 1 категории до Главного геолога Общества. Опыт стратегических проектов («Сила Сибири»), работа с регуляторами.	Эксперт: Видел проблему заколонных перетоков и их последствия тысячи раз внутри операционного процесса.	Знает все технологические и нормативные требования отрасли для успешного внедрения.	Имеет авторитет и связи для прямого диалога с Заказчиком (ВИНК) и вывода продукта на рынок.
Владимир Оробец	 Главный инженер и технологический интегратор.	16 лет инженерного опыта в бурении и КРС в «Газпром бурение». Работа в «Газпром добыча Краснодар» со стороны Заказчика .	Понимает запрос Заказчика внутри: знает, как проблема формулируется в терминах экономики и надежности.	Интегратор: Превращает идею в «железо». Способен к разработке нестандартных решений и управлению подрядчиками (НИИ, заводы).	Может технически и экономически обосновать внедрение, контролировать производство и качество.
Никита Аветисов	 Главный технолог по исследованиям, разработкам и стратегии.	Эксперт по ГРП и внедрению технологий в «Газпром бурение». Практический опыт НИОКР и разработки новых материалов (отмечен наградами).	Фокусируется на сложных и инновационных проектах , где требования к надежности скважин максимальны.	Разработчик: Умеет ставить ТЗ, организовывать и вести полный цикл НИОКР от лаборатории к полигону.	Владеет инструментами бизнес-планирования и стратегии для коммерциализации глубоких технологий.

Вывод: Команда обладает **системным видением** — от состава покрытия до его экономического обоснования для генерального директора ВИНК. Их совместный опыт в «Газпром бурение» обеспечивает общий язык, взаимопонимание и, что критически важно, **глубокое доверие друг к другу и внутри отрасли**. Это та самая «команда-интегратор», без которой патент останется лишь идеей на бумаге.

*- подробное резюме каждого участника предоставляется по запросу

План разработки и внедрения технологии

Квартал	Ключевой этап	Основные задачи и мероприятия	Бюджет этапа	Ключевые результаты / Контрольные точки
Кв. 1-2 (Месяцы 1-6)	Фаза 1: Подготовка и старт проекта	<ol style="list-style-type: none"> 1. Регистрация юридического лица, открытие счетов. 2. Найм ядра команды (Ген.дир, Тех.дир, Фин.дир). 3. Разработка и утверждение детального ТЗ на НИОКР. 4. Начало переговоров и заключение договора с профильным аккредитованным НИИ (типа ВНИИГАЗ). 	15,84 млн руб. (ФОТ: 3,9 млн, НИОКР: 6,5 млн, ОП: 1,5 млн, Рег.: 1 млн, Опер.: 1,5 млн, Резервный фонд (10%) 1,44 млн)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Компания зарегистрирована. 2. Ключевые сотрудники в штате. 3. Подписан договор с НИИ (аванс 50%).
Кв. 3-4 (Месяцы 7-12)	Фаза 2: Углубленный НИОКР	<ol style="list-style-type: none"> 1. Проведение подбора и лабораторных испытаний материалов в НИИ. 2. Найм инженера по ПБ. 3. Закупка первой партии сырья (микросферы, полимеры). 4. Начало работ по патентованию (международная фаза). 5. Разработка проекта Технических Условий (ТУ). 	15,29 млн руб. (ФОТ: 3,9 млн, НИОКР: 5 млн, ОП: 1,5 млн, Рег.: 2 млн, Опер.: 1,5 млн, Резервный фонд (10%) 1,39 млн)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Получены протоколы лабораторных испытаний. 2. Сырье на складе. 3. Готов проект ТУ.
Кв. 5-6 (Месяцы 13-18)	Фаза 3: Опытное производство и сертификация	<ol style="list-style-type: none"> 1. Заключение договора с заводом на производство и изготовление опытной партии труб (типа НКМЗ). 2. Проведение независимых стендовых испытаний в аккредитованном центре НИИ. 3. Подача документов на экспертизу промбезопасности (ЭПБ) в Ростехнадзор. 	23,54 млн руб. (ФОТ: 3,9 млн, НИОКР: 5 млн, ОП: 8,5 млн, Рег.: 2 млн, Опер.: 2 млн, Резервный фонд (10%) 2,14 млн)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Готова опытная партия труб с покрытием. 2. Получены протоколы сертификационных испытаний. 3. Документы поданы на ЭПБ.
Кв. 7-8 (Месяцы 19-24)	Фаза 4: Опытно-промышленные испытания (ОПИ)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Получение положительного заключения ЭПБ от Ростехнадзора. 2. Заключение договора с нефтегазовой компанией на проведение ОПИ. 3. Изготовление опытной партии труб (~3000 м). 4. Логистика и доставка труб на буровую. 5. Проведение ОПИ: спуск колонны, цементирование, мониторинг. 6. Сбор, анализ данных и подготовка итогового отчета. 	14,74 млн руб. (ФОТ: 3,9 млн, НИОКР: 0,5 млн, ОП: 5,5 млн, Рег.: 1,5 млн, Опер.: 2 млн, Резервный фонд (15%) 1,34 млн) Итого 4 фазы 69,41 млн . Первый год 31,13 млн , второй 38,28 млн .	<ol style="list-style-type: none"> 1. Получено заключение ЭПБ (допуск к применению). 2. Подписан договор на ОПИ. 3. Завершены ОПИ, получен итоговый отчет с подтверждением эффективности технологии.
После Кв. 8	Выход на рынок	Серийное производство.	Технология готова к коммерциализации.	

Отзывы и отзывы:

ОТЗЫВ ЭКСПЕРТА О ТЕХНОЛОГИИ ОБСАДНОЙ ТРУБЫ С ДЕМПФИРУЮЩИМ ПОКРЫТИЕМ

Рассмотренная технология нанесения демпфирующего покрытия на обсадную трубу представляется целесообразной не для всех типов скважин и должна применяться адресно — там, где действительно присутствуют факторы, запускающие разрушение цементного камня и потерю герметичности.

С моей точки зрения, для большинства стандартных эксплуатационных нефтяных скважин эффект будет ограниченным: даже при появлении микроканалов и микрозазоров нефть, как правило, не дает критичных перетоков через такие дефекты, и практическая значимость решения в этом случае невысока.

При этом для газовых скважин и объектов, подверженных волновым/циклическим воздействиям, технология выглядит значительно более перспективной. В первую очередь речь о ситуациях, когда уже сформированный тампонажный камень подвергается дополнительным нагрузкам — опрессовкам, прострелам, вовлечению новых пластов и другим импульсным воздействиям. В таких режимах демпфирующий слой способен сыграть роль буфера между обсадной трубой и цементным камнем, снижая риск растрескивания тампонажного камня и последующей разгерметизации затрубного (заполненного) пространства.

Особенно актуальным применение решения может быть для газовых скважин и подземных хранилищ газа (ПХГ), где даже небольшие дефекты цементного кольца и микроканалы потенциально приводят к перетокам: газ, в отличие от нефти, способен проникать по сформировавшимся микропутям фильтрации, повышая риск потери герметичности.

Итого: технологию считаю перспективной именно для газонаправленных задач и скважин с регулярными динамическими воздействиями, тогда как для типовых нефтяных эксплуатационных скважин ее внедрение требует отдельного экономико-технологического обоснования.

Заслуженный деятель науки РФ, доктор
технических наук (специальность
2.8.2 «Технология бурения и освоения
скважин»), профессор



Кузнецов
Юрий Степанович

Спасибо за внимание!

Контакты для партнеров:

Алюнин Константин Гурьевич +7 950 400 1974

Оробец Владимир Сергеевич +7 918 974 8772

Аветисов Никита Дмитриевич +7 918 021 6477