



Синергия Технологий

Резидент индустриального парка
на территории технополиса
«Химград»



ТАССР
ПРАЗДНОВАНИЕ 100-ЛЕТИЯ
ТАТАРСКОЙ АССР
ТАТАРСТАН АССР ТӨЗЕЛГЕН
100 ЕЛЛЫГЫН ВӘЙРАМ ИТУ
1920-2020

Комплексные технологии
в области капитального ремонта скважин
и нефтегазового промысла

ООО «СИНЕРГИЯ ТЕХНОЛОГИЙ»

Разработка и производство реагентов для нефтедобычи.



- Собственная научная лаборатория разрабатывает химические композиции, полностью адаптированные к условиям применения Заказчика.
- Эффективная система производства позволяет качественно изготавливать требуемое количество реагента в минимальные сроки.
- Научный и технический персонал лаборатории осуществляет опытно-промышленное внедрение, согласованное с Заказчиком.
- Компания оказывает технологическое сопровождение на всех этапах внедрения технологии.



Этапы внедрения технологий



- Изучение технико-геологической информации промысловых данных по скважине.
- Выбор технологии и лабораторное моделирование внутрискважинных процессов.
- Проектирование, разработка технологии закачки.
- Прогноз эффективности технологии.
- Подготовка объекта к производству работ.
- Инженерно-технологическое сопровождение работ.
- Анализ эффективности выполненных работ.



Эффективное внедрение технологии



Составы для глушения скважин и предохранения продуктивных пластов

- Блокирующий состав «УНИСОЛТ»
- Эмульсионный блокирующий состав «ЭКСИМОЛ»
- Солевой состав «ТИТАН»
- Полимерная блок-пачка «Флок-СТ»
- Пенно-гелевая система «Полифрос»
- Гидрофобизатор «Гидросил»



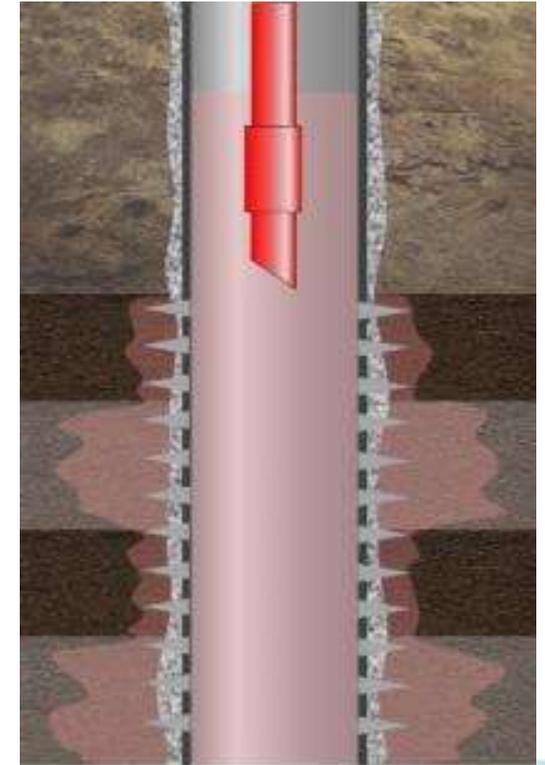
Блокирующий состав на углеводородной основе «УНИСОЛТ»



«УНИСОЛТ» представляет собой гелеобразную жидкость на углеводородной основе, обладающую псевдопластичными свойствами.

Назначение:

Состав предназначен для временного блокирования продуктивной зоны. Технология подразумевает закачку блокирующего состава в пласт с устранением поглощения. При этом ствол скважины заполняется любой технологической жидкостью (инвертно эмульсией, технической водой, солевой жидкостью глушения) и остаётся доступным для проведения мероприятий по КРС.

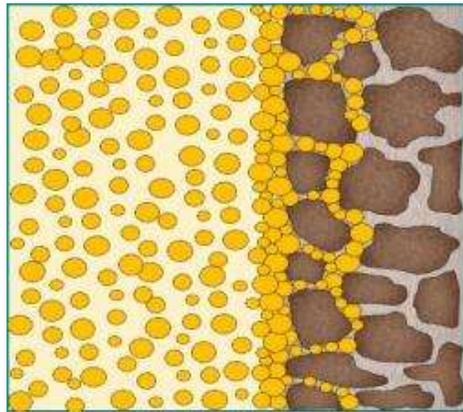


Временная блокировка ПЗП

Блокирующий состав на углеводородной основе «УНИСОЛТ»



Состав после реакции с кислотой
(восстановление первоначальной вязкости).



Принцип блокировки ПЗП.



Опыт производства работ в скважинах.

В ходе глушения скважин состав «УНИСОЛТ» подтвердил заявленные характеристики. Скважины заглушены с первого раза. Отмечен позитивный результат доработки состава по результатам лабораторных испытаний (нейтрализация остаточного содержания меркаптанов и сероводорода в конденсате). Скважины успешно освоены и сданы в эксплуатацию.

Месторождение	Кол-во скважин
2018 год	
Оренбургское НГКМ	6 скв.
Восточно-Прибрежное НГКМ	4 скв.
2019 год	
Оренбургское НГКМ	6 скв.
Уренгойское НГКМ	2 скв.
Прибрежное НГКМ	2 скв.

Эмульгатор обратных эмульсий «Эксимол»



Эмульгатор «Эксимол» предназначен для приготовления устойчивых инвертных эмульсий для технологий глушения, селективной временной водоизоляции при ВПП, или приготовления буровых растворов на углеводородной основе.

Сферы применения:

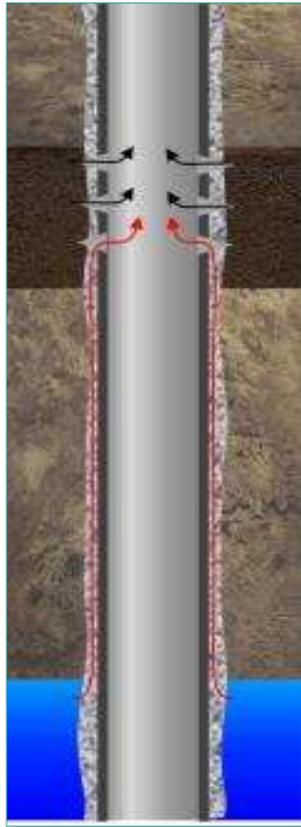
- Самостоятельная жидкость глушения скважины.
- Жидкость глушения в совокупности с блокирующим составом.
- Селективная «мягкая» водоизоляция – загущается при контакте с водой, разжижается при контакте с углеводородами.
- Для снижения приемистости при ремонтно-изоляционных работах.
- Для сохранения коллекторских свойств при глушении с использованием солевых составов.
- В качестве отклонителя при кислотных обработках.

Фильтрация эмульсии через сито

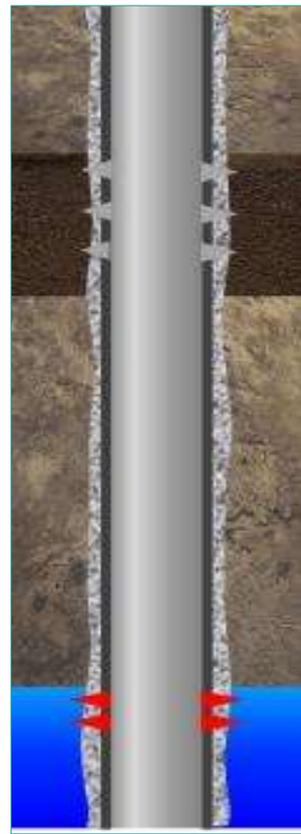


Осадок на сите отсутствует

Применение эмульсионного состава «Эксимол» для снижения приёмистости при водоизоляции зон большой проводимости



Изолируемая зона с высокой приёмистостью



Прострел спецотверстий



Закачка эмульсионного состава «Эксимол» через пакер-ретенер



Закачка тампонажного состава

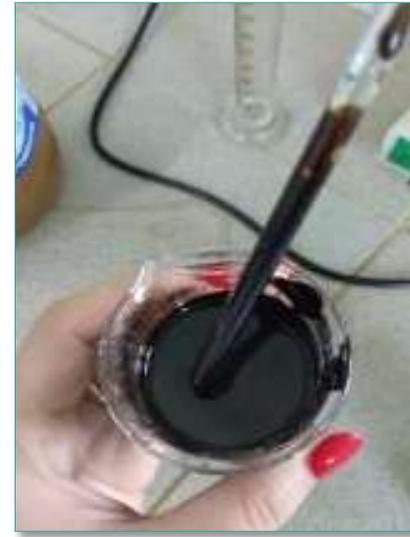
Лабораторное тестирование возможности совместного применения «УНИСОЛТ» и «Эксимол»



Цель работы - испытание блокирующих составов марок «УНИСОЛТ» и «Эксимол» на совместимость друг с другом и с пластовыми флюидами.



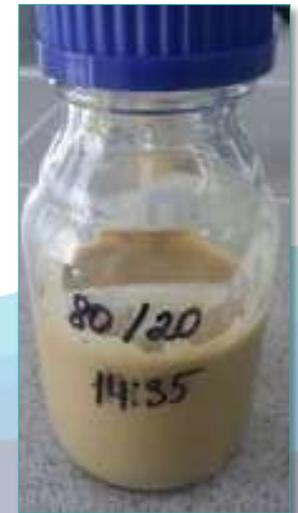
Блокирующий состав на углеводородной основе с карбонатным кольматантом «УНИСОЛТ»



Блокирующая эмульсия «ЭКСИМОЛ» различной концентрацией.:

- 70% пластовая вода – 30% эмульсионный полимер на УВ основе – вязкость 180 сПз;
- 80% пластовая вода – 20% эмульсионный полимер на УВ – вязкость 253 сПз;

Вывод: составы марок «УНИСОЛТ» и «Эксимол» полностью совместимы между собой. Допускается их совместное использование для создания блокирующих пачек во время проведения ремонтных работ.





Солевой состав «ТИТАН»

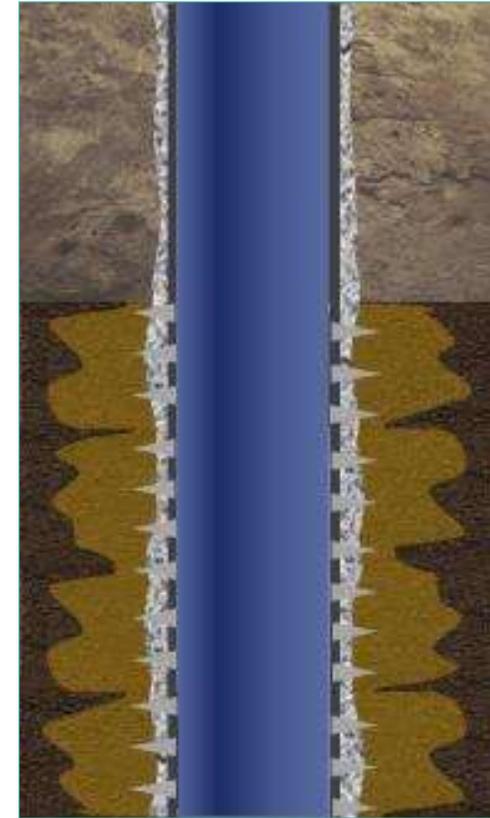
«Титан» - солевая система для приготовления жидкости глушения плотностью до 1900 кг/м³.

Особенности:

- совместимость с жидкостями глушения на основе других солевых систем на гомо- и гетерокомпонентной основах;
- возможность регулирования плотности раствора в диапазоне 1000÷1900 кг/м³;
- низкая коррозионная активность;
- возможность повторного использования жидкости глушения и её дополнительная обработка с целью доутяжеления.

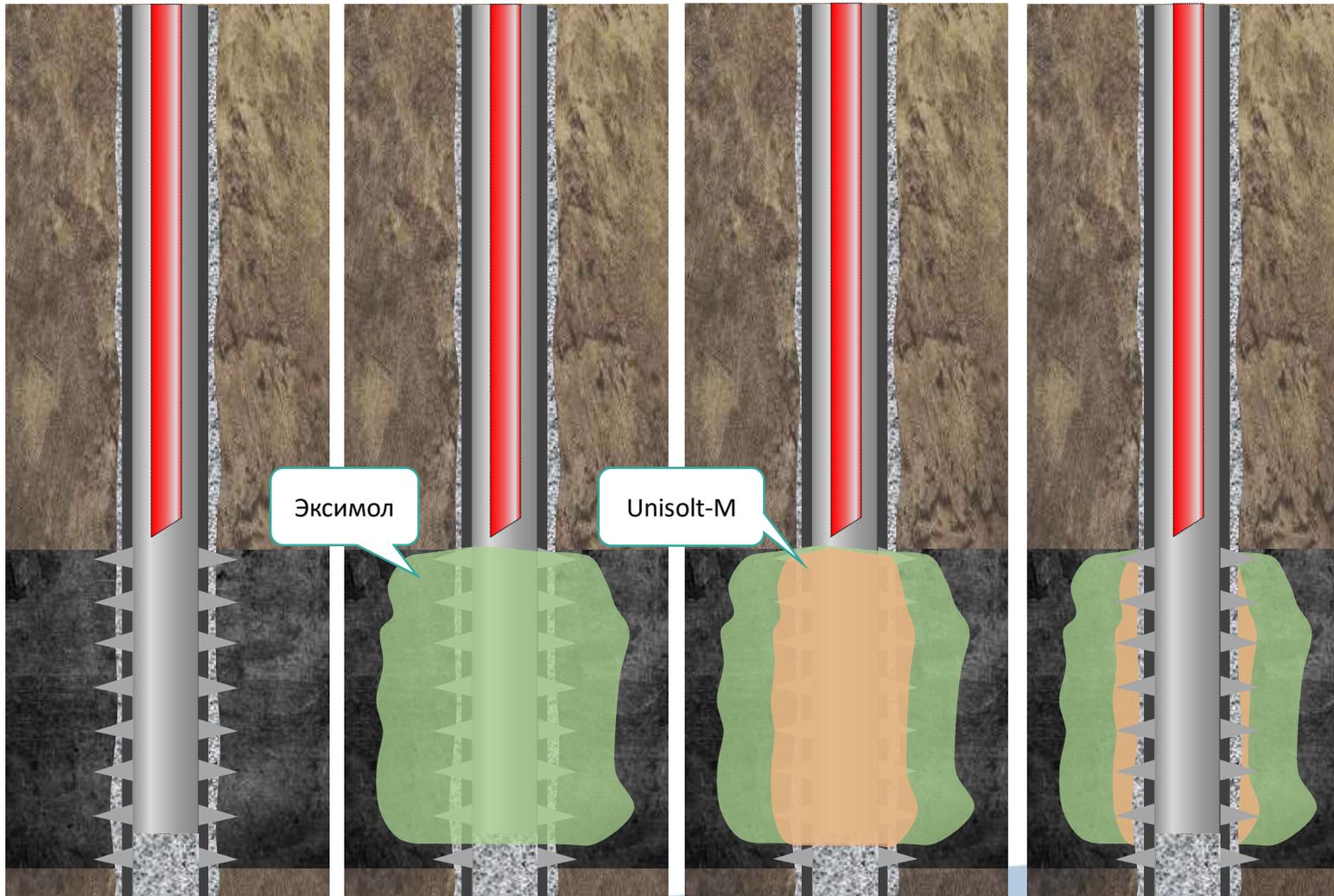


Солевой состав Титан эффективно применяется при глушении скважин, «обслуживаемых ООО «РН-Бурение», ООО ПетроИнжиниринг»



Временная изоляция продуктивного интервала эмульсионным составом при глушении с использованием солевых жидкостей глушения

Пример глушения на скважине № 7R Оренбургского НГКМ («Газпром добыча Оренбург»)



Рпл	10,85МПа
Искусственный забой	1942м
Пробуренный забой	1950м
Эксплуатационная колонна	0-1942м, D-139,7мм.
Интервал перфорации	1930-1950м
НКТ	D - 60мм. до глубины 1930м
Коэффициент аномальности	0,15

Порядок проведения работ:

1. Закачали в трубное пространство при закрытом затрубном 10 м^3 эмульсии «Эксимол» на поглощении.
2. Закачали в трубное пространство при закрытом затрубном 10 м^3 блокирующего состава «Unisolt-M» с добавлением карбонатного кольматанта на поглощении.
3. Продавили блокирующий состав закачкой в трубное $3,4 \text{ м}^3$ тех. жидкости $\rho = 1,0 \text{ г/см}^3$.
4. Загерметизировали скважину. После выдержки не менее 6 часов, отбили уровнемером статический уровень в скважине, сравнили остаточные давления и долили скважину рабочим раствором согласно расчётам по гидростатике.

Итог: скважина заглушена с первого раза без осложнений.

Пример глушения на скважине №285 Старо-Казанковского нефтяного месторождения (ООО «Башнефть-Добыча»)



Рпл	2,4 МПа
Искусственный забой	1265 м
Эксплуатационная колонна	0-1289м, D-146 мм
Интервалы перфорации	1235-1249 м
НКТ	D-73 мм до глубины 1178 м

Порядок проведения работ:

1. Закачали в трубное пространство при закрытом затрубном 10 м³ эмульсии «Эксимол» на поглощении.
2. Закачали в трубное пространство при закрытом затрубном 11 м³ блокирующего состава «Unisolt-M» с добавлением карбонатного кольматанта на поглощении.
3. Продавили блокирующий состав закачкой в трубное 3,6 м³ тех. жидкости $\rho = 1,0 \text{ г/см}^3$.
4. Загерметизировали скважину. После выдержки не менее 6 часов, отбили уровнемером статический уровень в скважине, сравнили остаточные давления и долили скважину рабочим раствором согласно расчётам по гидростатике/

Итог: скважина заглушена с первого раза без осложнений .

Реагенты для обработки призабойной части пласта и интенсификации притока



- ПАВ для самоотклоняющегося кислотного состава «СТРИМ-С» и «СТРИМ-Г».
- Моющие составы серии «Неоминол» и «Биксол».
- Кислотные составы:
 - Замедленные кислотные составы «Дискор 10», «Дискор 20».
 - Органический кислотный состав «Орикс».
 - Растворитель АСПО «Синтасол».
 - Термопенокислотный состав «Термосин».
- Добавки к кислоте:
 - Многофункциональный ПАВ «Сурфасол».
 - Реагент «Сурфил»:
 - *марка А – деэмульгатор кислотного состава*
 - *марка Б – диспергатор кислотного состава*
 - Стабилизатор железа «Стаб-Фри».
 - Ингибитор коррозии «Сатис» марок А и Б.
 - Моющие составы Биксол и Неоминол
 - Растворитель АСПО и гипсовых отложений «Синтасол»



Термопенокислотный состав «Термосин»



«Термосин» - состоит из двух компонентов: газогенерирующего и кислотного, при их смешении происходит хим. реакция и образуется стабилизированная присадками пена. В процессе протекания реакции смесь нагревается до 70 °С и происходит выделение 30 объемных частей пены из 1 части смеси.

- Стабильная пена позволяет увеличить охват кислотной обработки;
- Кислотная обработка особенно эффективна в условиях низкотемпературных пластов, так как происходит экзотермическая реакция с разогревом пласта;
- В условиях терригенных коллекторов эффективные результаты демонстрирует термопенокислотная обработка глинокислотой.



Вид двухкомпонентного термокислотного состава до реакции



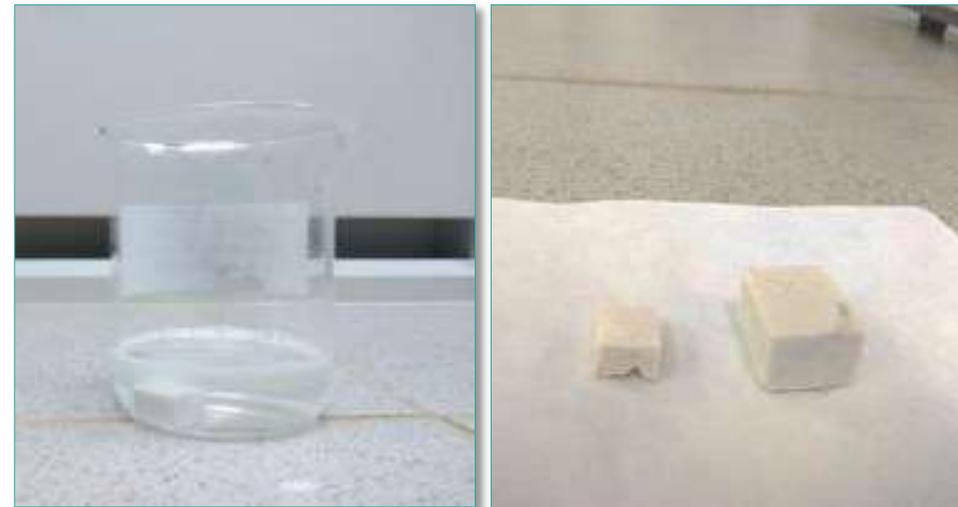
Пена с 30 кратным увеличением в объёме

Органический кислотный состав «ОРИКС»

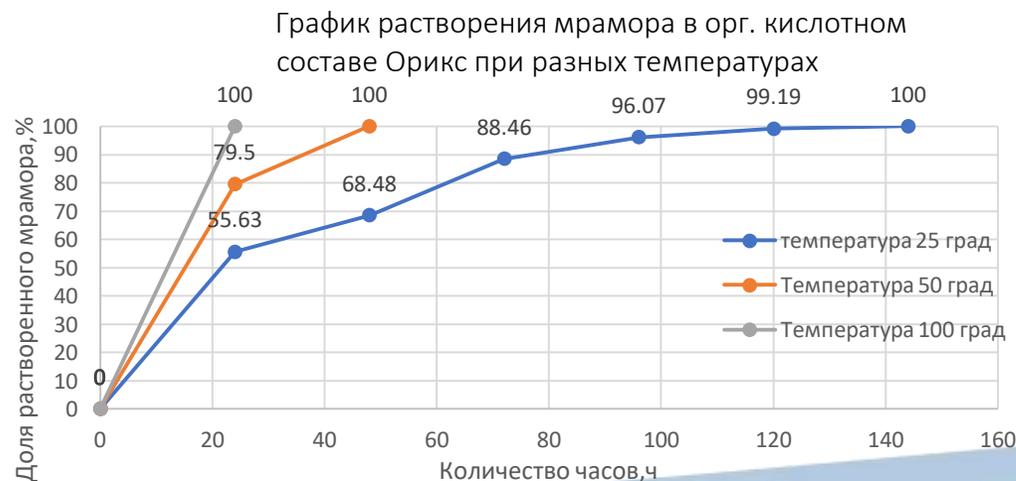


Достоинства технологии:

- Высокие температуры применения;
- Низкая скорость коррозии;
- Стойкость к воздействию сероводорода;
- Способствует обработке коллектора на большую глубину вследствие замедления реакции с породой;
- Реагирование начинается только при достижении порогового значения температуры(в пласте), что предотвращает коррозию запорной и фонтанной арматуры;
- Для применения в зимнее время поставляется в виде концентрированного низкотемпературного состава, рабочая форма готовится разбавлением водой.
- Возможность применения состава для кислотных ванн;



Образец мрамора после 4 суток растворения в органическом кислотном составе «Орикс» для кислотных ванн



Кислотный состав «Орикс» в настоящее время успешно применяется на Астраханском НГКМ, разрабатываемым ООО «Газпром добыча Астрахань»

Самоотклоняющиеся кислотные составы «СТРИМ-С» и «СТРИМ-G»



Составы «СТРИМ-С» и «СТРИМ-G» предназначены для эффективной обработки скважин эксплуатирующих пласты с неоднородным коллекторами и температурами от 20 до 130 С° и большими интервалами обработки.

Данные кислотные составы многократно увеличивает вязкость в ходе реакции с карбонатной и терригенной породой пласта, тем самым отклоняя кислотный раствор в сторону низкопроницаемого коллектора.

Раствор СКС проникает в зоны с высокой проницаемостью (рис.1).

По мере нейтрализации кислоты происходит резкое загущение системы и образуется вязкостный барьер (рис.2).

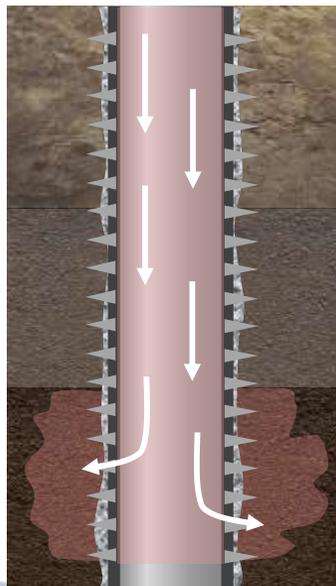


Рис.1

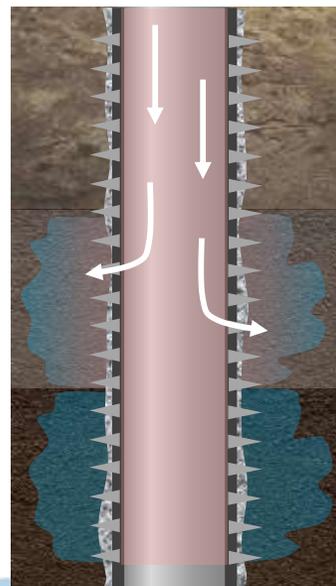


Рис.2

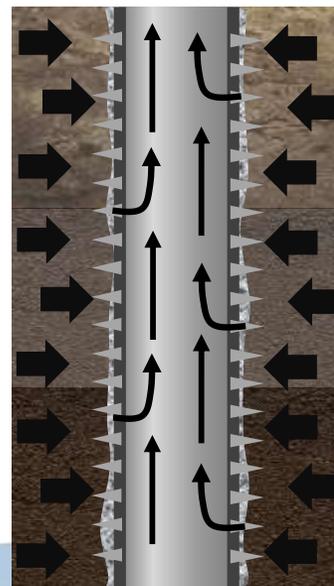


Рис.3

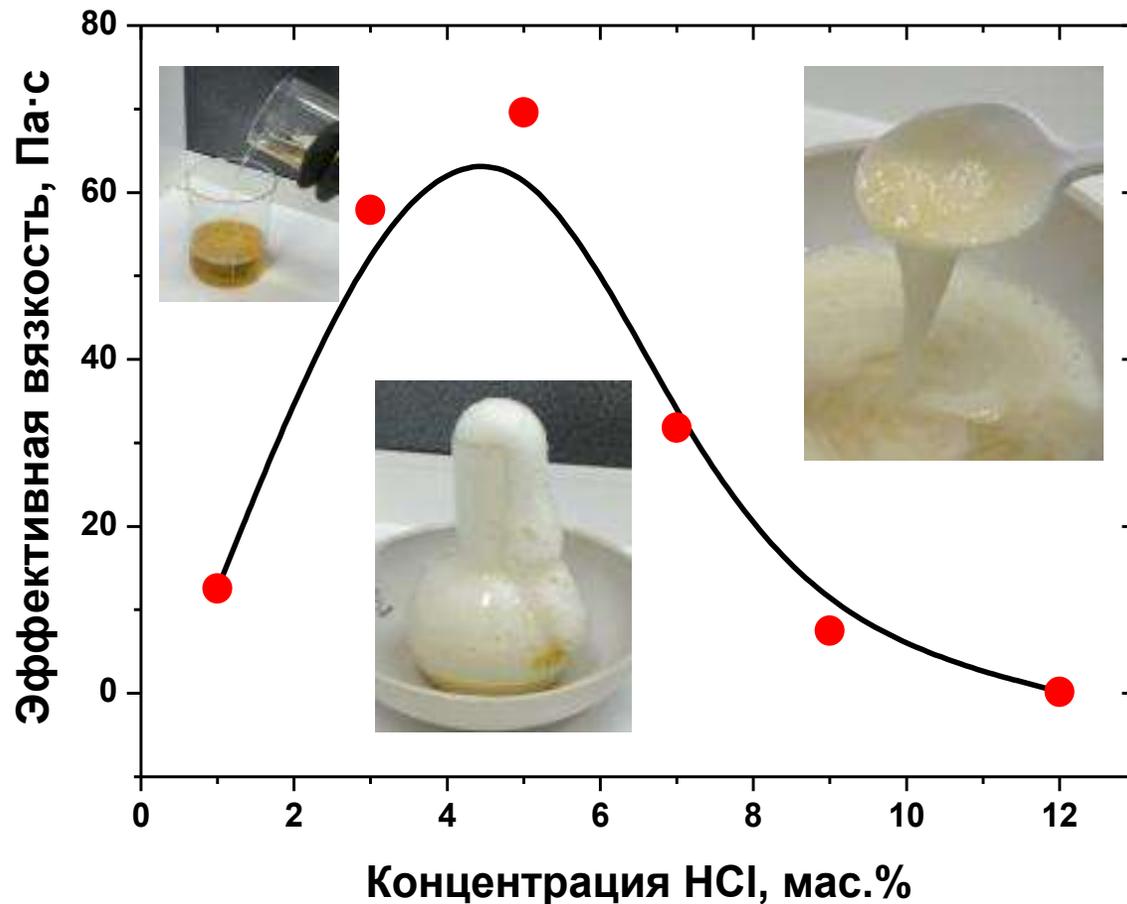
Образовавшийся вязкостный барьер является временным. Вязкость геля снижается по при нейтрализации кислоты, а также при контакте с углеводородами (рис.3).



Самоотклоняющиеся кислотные составы «СТРИМ-С» и «СТРИМ-G»



После полной нейтрализации кислоты и снижения её активности устойчивость и вязкость геля резко снижаются.



По истечении первых суток после закачки, состав теряет вязкость до первоначального в течении вторых суток. Тем самым происходит освобождение пласта от вязкого продукта уже на вторых сутках после обработки.

Кислотные композиции «ДИСКОР 10», «ДИСКОР 20»

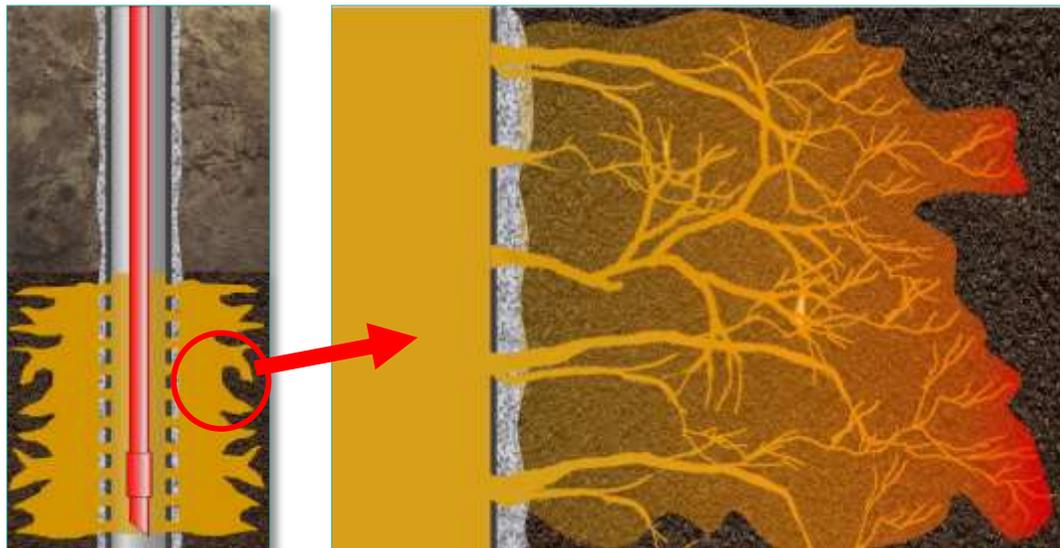


Назначение:

- освоение скважин после бурения (растворение колюматизирующих корок и пр.);
- обработка карбонатных и низкопроницаемых глинистых терригенных коллекторов с целью снижения скин-фактора и интенсификации добычи нефти или газа;
- проведение кислотных разрывов пласта (КГРП) на карбонатных коллекторах.

Преимущества:

- высокая растворяющая способность, диспергация глин и прочих колюматантов;
- низкая скорость реакции с карбонатной породой, глубокое проникновение в пласт;
- применение при температурах пласта от 20 до 100°C;
- низкая коррозионная активность;
- полная совместимость с пластовыми флюидами, отсутствие вторичного осадкообразования.



Равномерная стимуляция коллектора

Кислотная композиция «Дискор» успешно применяется при интенсификации притока на месторождениях, разрабатываемых ООО «Газпром добыча Оренбург» и «АО РИТЭК», а также месторождениях обслуживаемых ООО «АКРОС»



Лабораторный подбор кислотного пакета под требования заказчика:

Цель – подобрать кислотный состав, который удовлетворяет требованиям заказчика:

- совместимость с пластовыми флюидами;
- стабильность при пластовых условиях;
- низкая скорость коррозии при заданной температуре;
- низкая температура застывания.



Отсутствие эмульсии после смешения с нефтью



Отсутствие осадка после смешения с нефтью



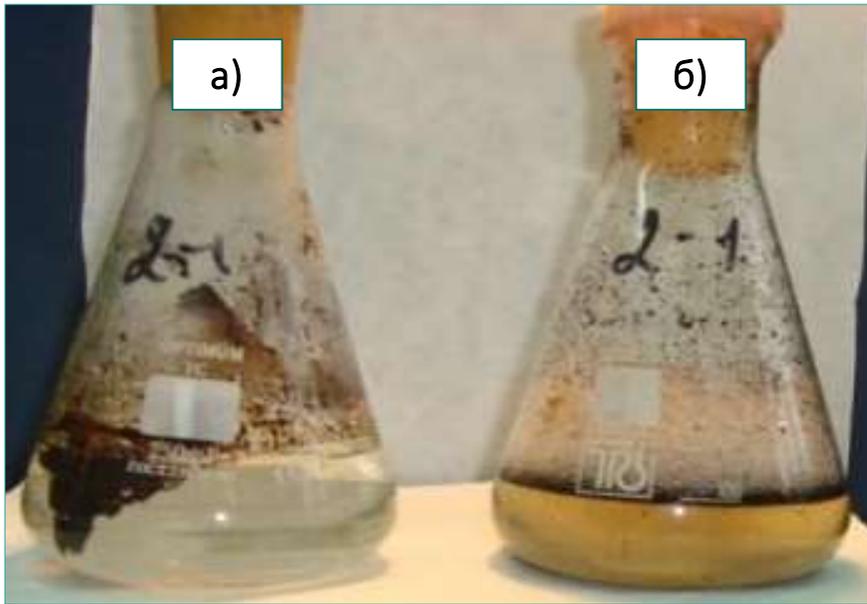
Минимальная скорость коррозии кислотного состава: от 0,05 г/м²*ч

Моющие составы серии «Биксол» и «Неоминол»



Комплексный ПАВ «Биксол»

Используется в процессах интенсификации нефтегазодобычи для обработки призабойных зон нагнетательных и добывающих скважин, в промывочных жидкостях, кислотных составах и жидкостях глушения.



а) вид АСПО без добавления «Биксол»

б) диспергирование АСПО при смешивании с водным раствором «Биксол»

Моющий состав «Неоминол»

- Высокая поверхностная активность.
- Высокая растворимость и устойчивость к высаливанию в растворах минеральных солей и кислот.

Представляет собой:

- систему специально подобранных катионных и неионогенных синтетических ПАВ;
- один из компонентов - сильный гидрофобизатор, который сорбируется на породе и облегчает движение нефти, одновременно препятствуя фильтрации водной фазы;
- облегчает процесс мицеллообразования благодаря совместному действию специально подобранных ПАВ;
- состав, устойчивый к высаливанию в высокоминерализованных растворах и кислотах.

Ингибитор коррозии «САТИС» марок В и Г



ИК «САТИС» – современные высокоэффективные реагенты плёнообразующего типа для надёжной защиты при низких дозировках.

Предназначены для коррозионной защиты систем нефтесбора и ППД в углекислотных и сероводородсодержащих средах

Показатель	САТИС марка В	САТИС марка Г
Защита, %, в углекислотной среде	90-95	90
Защита, %, в сероводородсодержащей среде	90	92-94

Реагенты успешно применялись на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь».

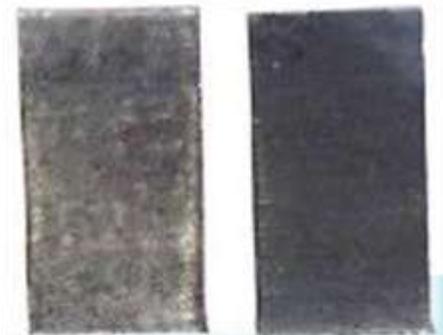
Комплексный ингибитор коррозии-солеотложений «САТИС» марка Д

ИК – CO₂ и H₂S

ИСО – карбонаты, сульфаты.

Защита, %, в углекислотной среде	90-95
Защита от отложений солей, %	90-98

Реагент применяется на месторождениях ООО «Диалл Альянс»



Вид металлических пластинок после гравиметрических испытаний на скорость коррозии

Растворитель АСПО «СИНТАСОЛ»



Назначение:

Применяется для очистки труб и ГНО от отложений органического типа, может применяться как в чистом виде, так и в виде добавки в нефть при промывках.

Представляет собой сбалансированную композицию на основе ароматических и предельных и непредельных алифатических углеводородов с добавлением ПАВ-диспергаторов АСПО.

Преимущества:

- Быстрая скорость реакции
- Высокая растворяющая способность

Растворитель АСПО «Синтасол» применяется на месторождениях ТПП «ТатРИТЭКнефть»



Ингибиторы солеотложения «Истрин»



Предназначен для предотвращения образования отложений карбонатов и сульфатов кальция в оборудовании и трубопроводах при добыче и транспортировке нефти. Эффективность предотвращения карбонатных и гипсовых отложений составляет 95÷99%.

Преимущества:

- Эффективное ингибирование в широком спектре отложений;
- Морозостойкость и термостабильность. От -50 до 150°C.
- Не вызывает коррозию;
- Возможность использования различных технологий подачи реагента

Отложения	Защита, %
Карбонаты	95-99
Сульфаты	95-99

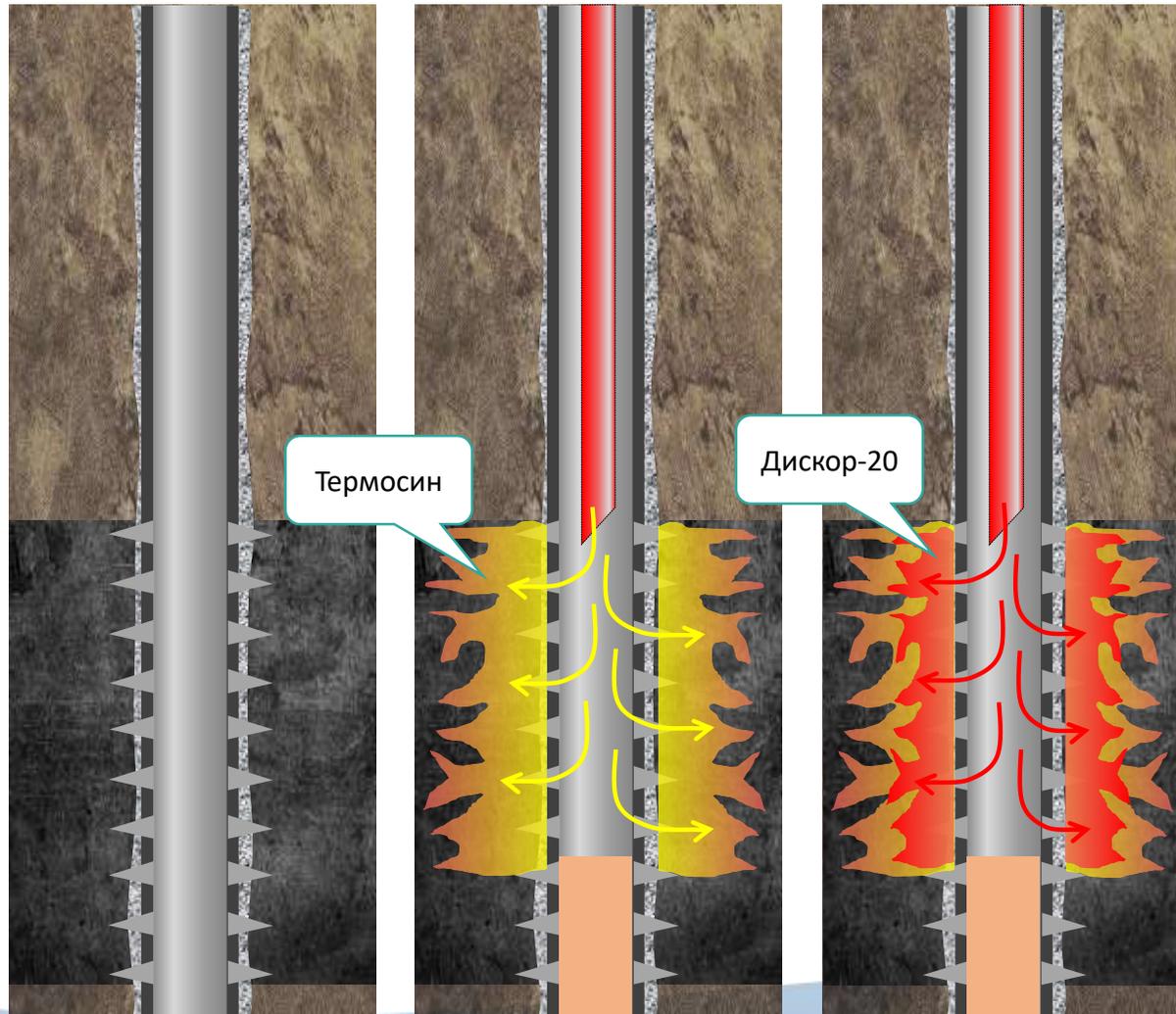
Стабилизатор железа «Стаб-Фри»



Стабилизатор железа восстановительного действия. Восстанавливает ионы железа (III) до степени окисления (II), тем самым предотвращая выпадение осадков и образование вязких эмульсий кислоты с нефтью в присутствии трехвалентного железа.

- Снижает концентрацию ионов трехвалентного железа до минимального значения
- Совместим с другими компонентами кислотного состава
- Не оказывает негативного воздействия на процессы добычи и переработки нефти

Пример интенсификации притока на скважине № 15057 Оренбургского НГКМ



Мощность продуктивного пласта 50 м.
Коллектор сложен трещиноватыми карбонатами.

Рпл	8,59МПа
Пробуренный забой	1865м
Эксплуатационная колонна	1677м D-177,8мм. 1863м D-139,7мм.
Интервал перфорации	1697-1747 1700-1728
НКТ	D - 60мм. Спущены до глубины 1699 м

Интенсификация была произведена в четыре этапа:

1. Закачка термопенокислотного состава «Термосин» объемом 2м³.
2. Закачка кислотного раствора «Дискор-20» объемом 5м³.
3. Продавка раствора из НКТ буфером (газовый конденсат) и рассолом с 1% ПАВ.
4. Выдержка на реакции 12 ч.

Итог: получен промышленный приток нефти, продолжено дальнейшее освоение.

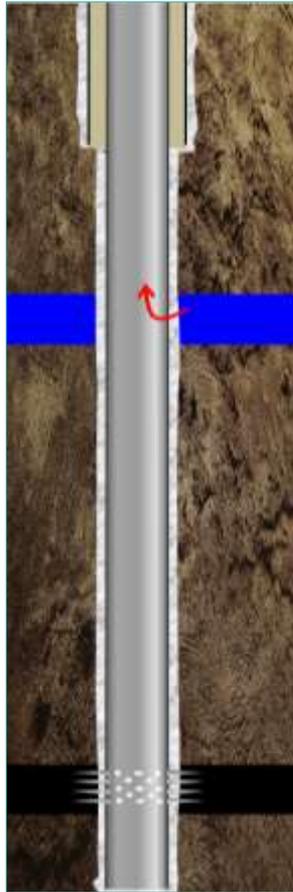
Технологии для ремонтно-изоляционных работ



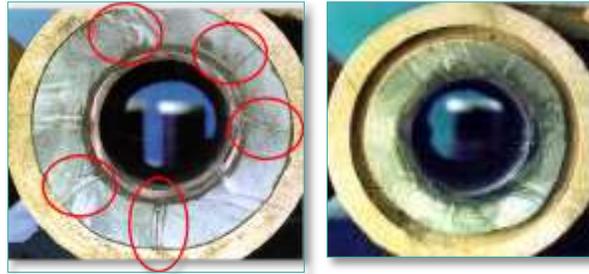
- Микроцемент «СОЛДСТОУН»
- Кремнийорганический тампонажный состав «ПЛАСТ-СТ».
- Органосиликатный состав «ПОЛИСОМ».
- Тампонажный состав «ТАСКОН».
- Изоляционный состав «Силон Велл».
- Блокирующий состав «Полисом-Поли».
- Вязкоупругий состав «Максан».
- Селективный блокирующий состав «Блоксин».



Пути поступления воды в скважину

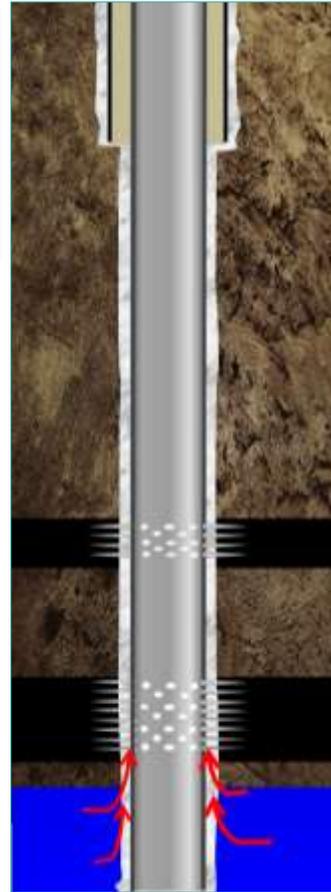


Через локальное нарушение в эксплуатационной колонне

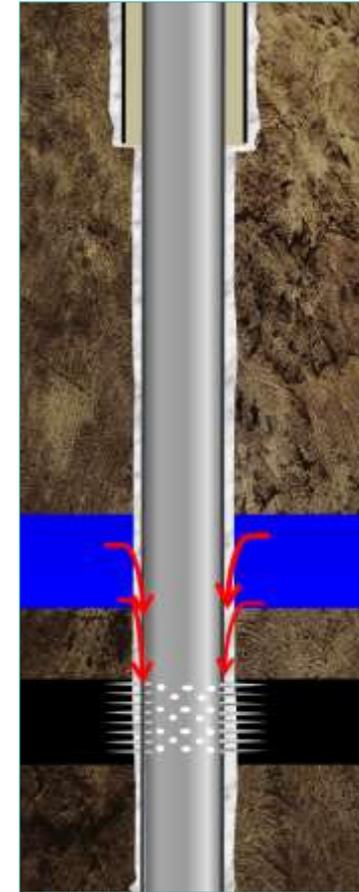


Причины заколонного перетока:

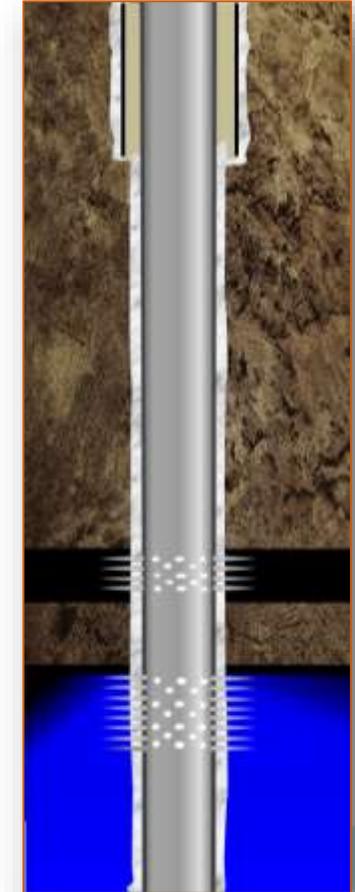
1. Прорыв воды по каналу размытой глинистой корки.
2. Разрушение цементного кольца, нарушение сцепления по границам крепи цемент-порода, цемент-колонна под воздействием высоких знакопеременных гидродинамических нагрузок в процессе эксплуатации скважины.
3. Сочетание обоих факторов.



Заколонный переток с нижележащего водоносного пласта

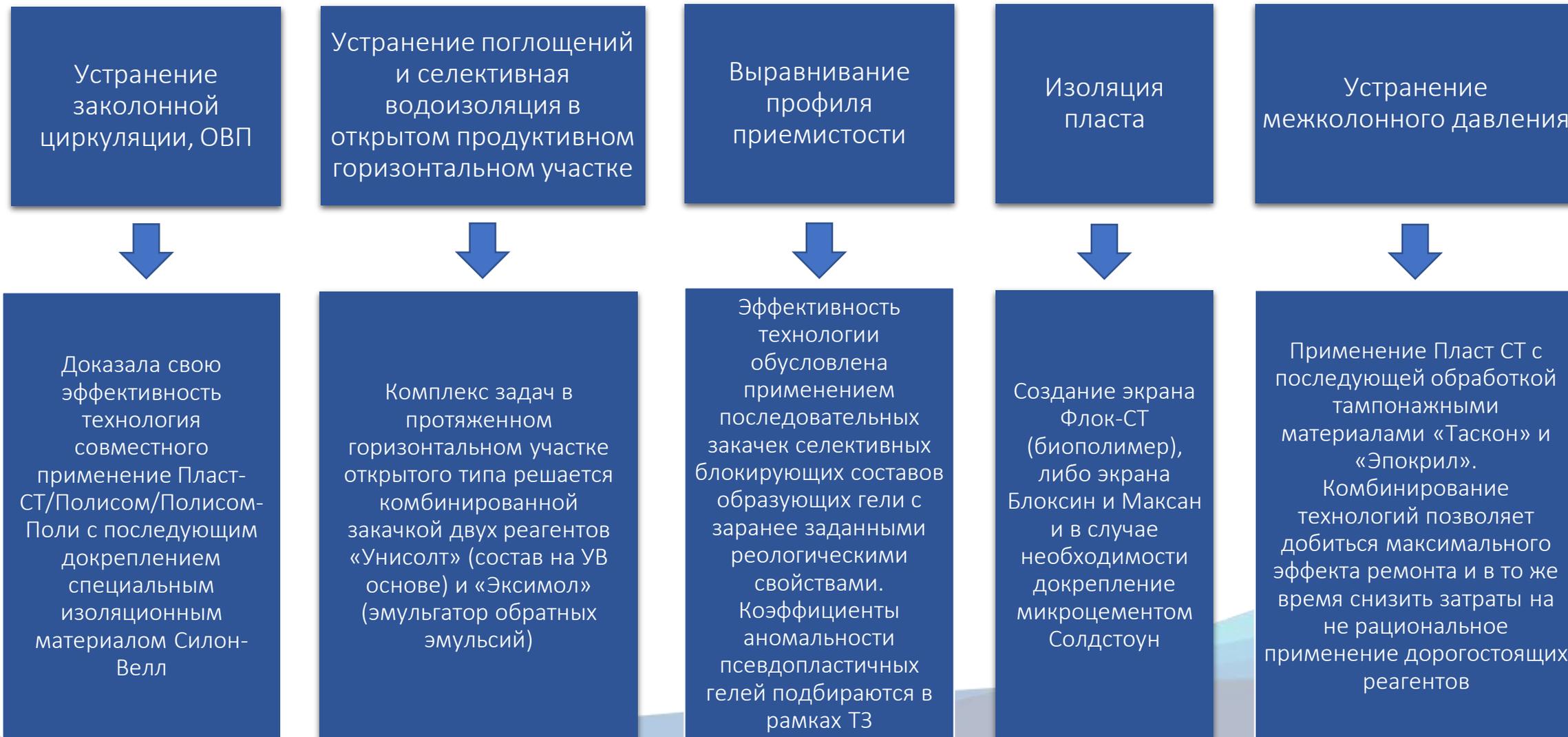


Заколонный переток с вышележащего водоносного пласта



Обводнение продуктивного пласта, прорыв воды (конус обводнённости)

Задачи ОВП и РИР



Кремнийорганический состав «ПЛАСТ-СТ»



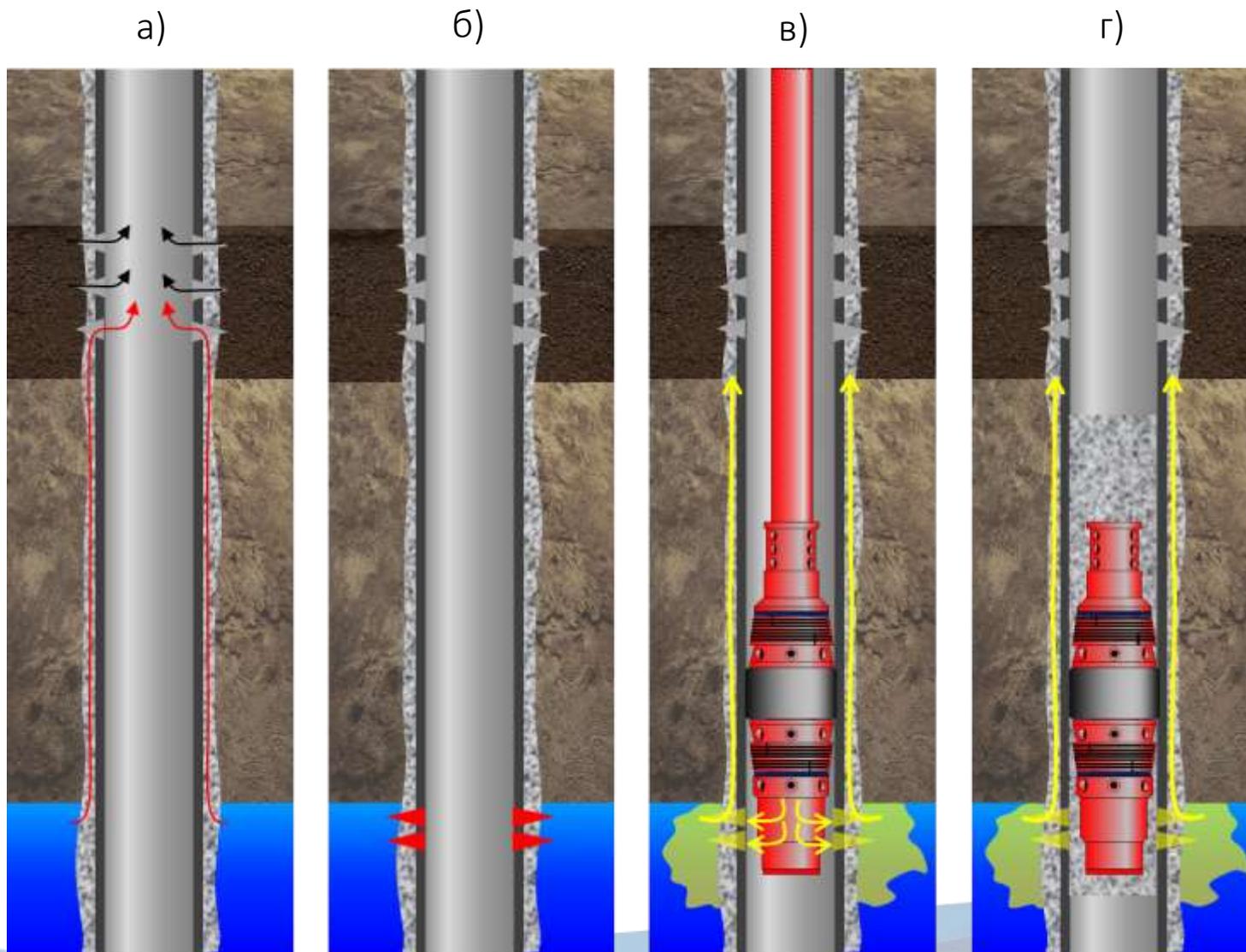
- Полнообъёмное отверждение, отсутствие усадки.
- Отверждённый продукт устойчив к сероводородной агрессии и к солевым растворам.
- Простота технологического процесса, температура застывания товарной формы ниже минус 50°C.
- Отверждение под действием жидкости любого типа и любой величины минерализации.
- Устойчивость к температурам до 200°C.

Устойчивость к депрессиям в пласте, МПа	До 50
Вязкость рабочих растворов, сПз	1-3
Возможность химического разрушения	Растворяется растворами щелочей
Коэффициент восстановления проницаемости, %	>90
Температура применения, °С	До 200



Внешний вид геля

Кремнийорганический состав «ПЛАСТ-СТ»



Пример реализации технологии:

- а) Заколонный переток с нижележащего водоносного пласта.
- б) прострел и стимуляция спец. отверстий.
- в) закачка Пласт-СТ через разбуриваемый пакер-ретенер.
- г) закрепление изоляционного состава цементным раствором.

Специальный изоляционный материал «СИЛОН-ВЕЛЛ»



Достоинства технологии:

- Температурный диапазон применения реагента от 15 до 150 °С.
- Время отверждения регулируется в широких пределах при разной концентрации отвердителя (от 30 минут до 2 суток).
- Размер частиц варьируется в диапазоне 20-40 нм, что делает возможным его использование в качестве базового компонента гелеобразующих составов для блокирования каналов поступления воды в низкопроницаемых коллекторах.
- Нетоксичен, обладает высокой прочностью и стабильностью при высоких температурах.
- Стойкость к воздействию сероводорода.



Размер частиц, нм	40
Внешний вид	Опалесцирующая жидкость
Плотность при 20° С, г/л	1190-1210
рН (5% водная суспензия)	9,0-10,5

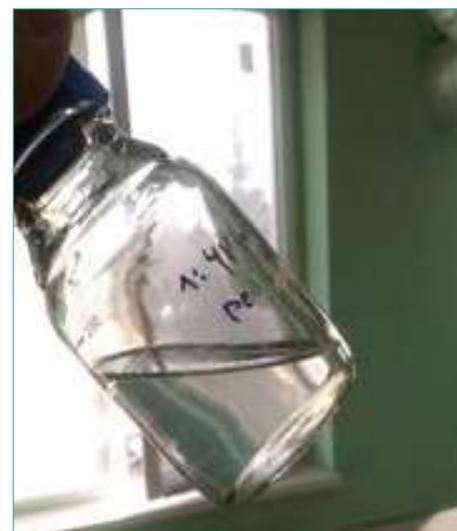
Органосиликатный состав «ПОЛИСОМ»



Назначение:

Гелеобразующие системы на основе органополисиликатов натрия с регулируемым временем гелеобразования позволяют создавать экраны любой толщины на заданном расстоянии от забойной зоны с образованием в высокопроницаемой зоне пласта гелей с необходимой прочностью, стойкостью к размыву и депрессии, что позволяет применить их как для нагнетательных, так и для добывающих скважин.

Показатель	«ПОЛИСОМ»
Время отверждения, час (в пределах)	1 ÷ 12
Тип коллектора	любой
Температурная устойчивость, °С	до 250
Динамическая вязкость рабочей формы состава, сПз, при 20 °С	1 ÷ 3
Возможность химического разрушения	Растворяется в растворах щелочей





Блокирующий состав «Полисом-Поли» марка Б

«Полисом-Поли» марка Б – двухкомпонентный порошковый блокирующий состав для ликвидации поглощений, в том числе и катастрофических.

Технология применения заключается в одновременной закачке через «тройник» двух компонентов, при смешении происходит химическая реакция с выделением углекислого газа и увеличения объема смеси.

В результате образуется пластичный тампон, по мере движения в трубах набирающий прочность.



Образующаяся структура после реакции

Композиция «Максан» марка А



Композиция «Максан» марки А, представляет собой систему на основе полимера и добавок к нему.

Состав обладает регулируемым временем гелеобразования, высокой прочностью, адгезией и изолирующим действием.

В зависимости от геологических условий скважин производится подбор армирующего наполнителя по фракциям.

Свойства армированного тампонажного материала:

- Регулируемое время гелеобразования в пределах 2÷12 ч.
- Диапазон рабочих (пластовых) температур до 80 °С.
- Устойчивость отвержденной структуры к пресной и минерализованной воде.



Композиция «Максан» марка В



Композиция «Максан» марка В представляет собой систему из полимера и сшивателя.

Система может готовиться как на пресной, так и минерализованной воде.

Область применения – снижение поглощений при проведении РИР.

Основные свойства:

- Обладает высокой прочностью и адгезией.
- Обладает высоким изолирующим/блокирующим действием.

В зависимости от геологических условий скважин дополнительно может быть предусмотрено введение твёрдого или волокнистого коьматанта.

Оба компонента выпускаются в форме сухих порошков, что облегчает транспортировку и хранение, улучшает технологичность в зимнее время.



Водонабухающий блокирующий полимерный состав «Максан-ВН»



ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ:

- Высокое водопоглощение состава (до 10 частей воды на одну часть раствора «Максан-ВН»).
- Выдерживает репрессию 18,0 МПа, не допуская фильтрации в пласт.
- Устойчивость не менее 30 дней при температуре 125 °С с момента установки блокирующего экрана.
- Блокирующий состав может быть удалён путём ввода деструктора.
- Углеводородная суспензия реагента «Максан-ВН» легко прокачиваемая стандартными насосными агрегатами типа ЦА-320, СИН-35.
- Простота приготовления (добавление расчётного количества реагента в углеводородный носитель нефть, дизельное топливо и т.д.).
- Стабилизирующие добавки в составе «Максан-ВН» позволяют получить стабильную суспензию, что существенно снижает риски при незапланированной остановке процесса закачки.
- Все материалы используемые при производстве реагента выпускаются или доступны к приобретению на территории РФ.
- Стойкость к воздействию сероводорода.

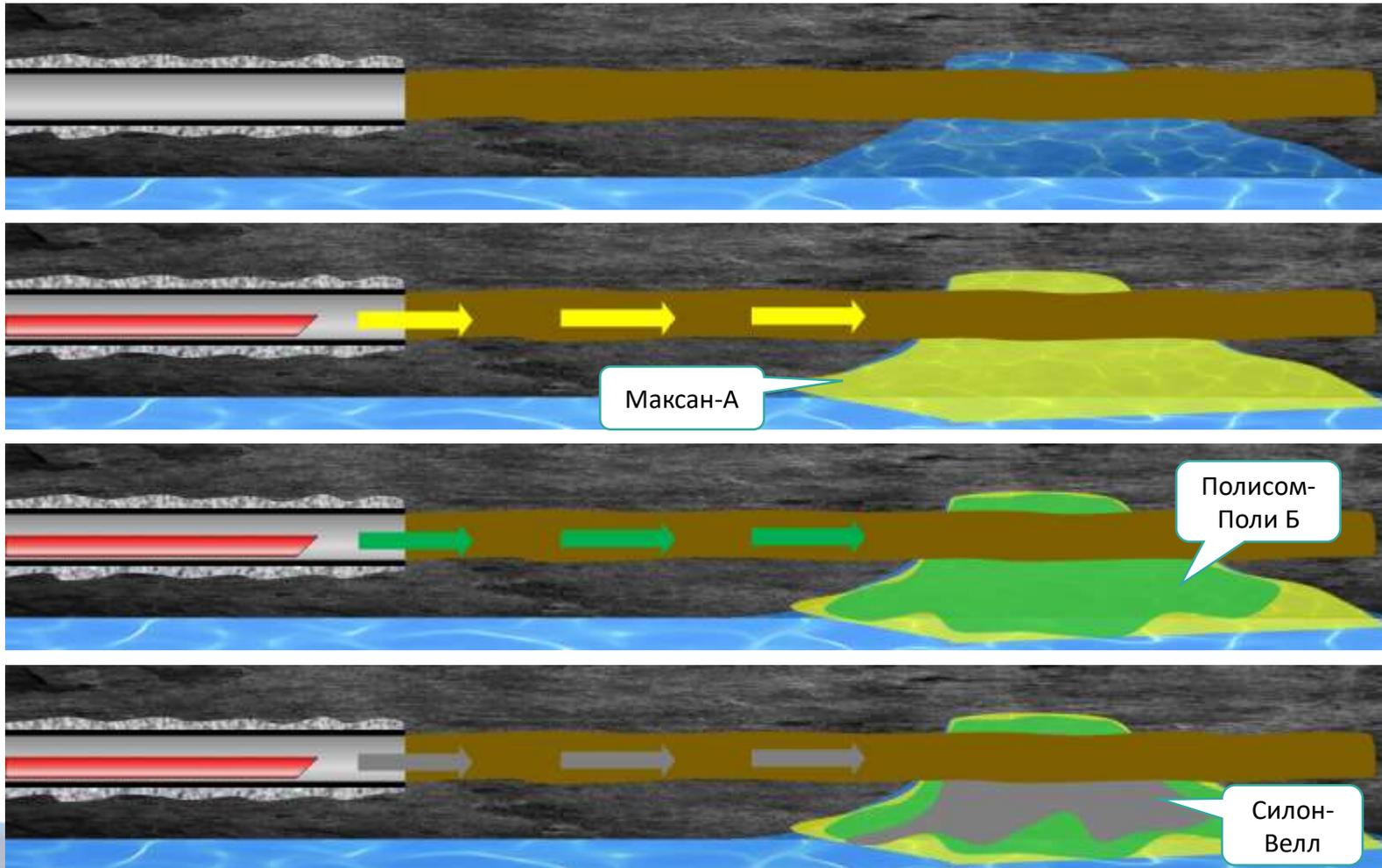


Пример селективной изоляции притока на скважине №589НГ Оренбургского НГКМ



Открытый ствол 640 м, скважина горизонтальная.

Задача: провести водоизоляционные работы с применением селективных составов.



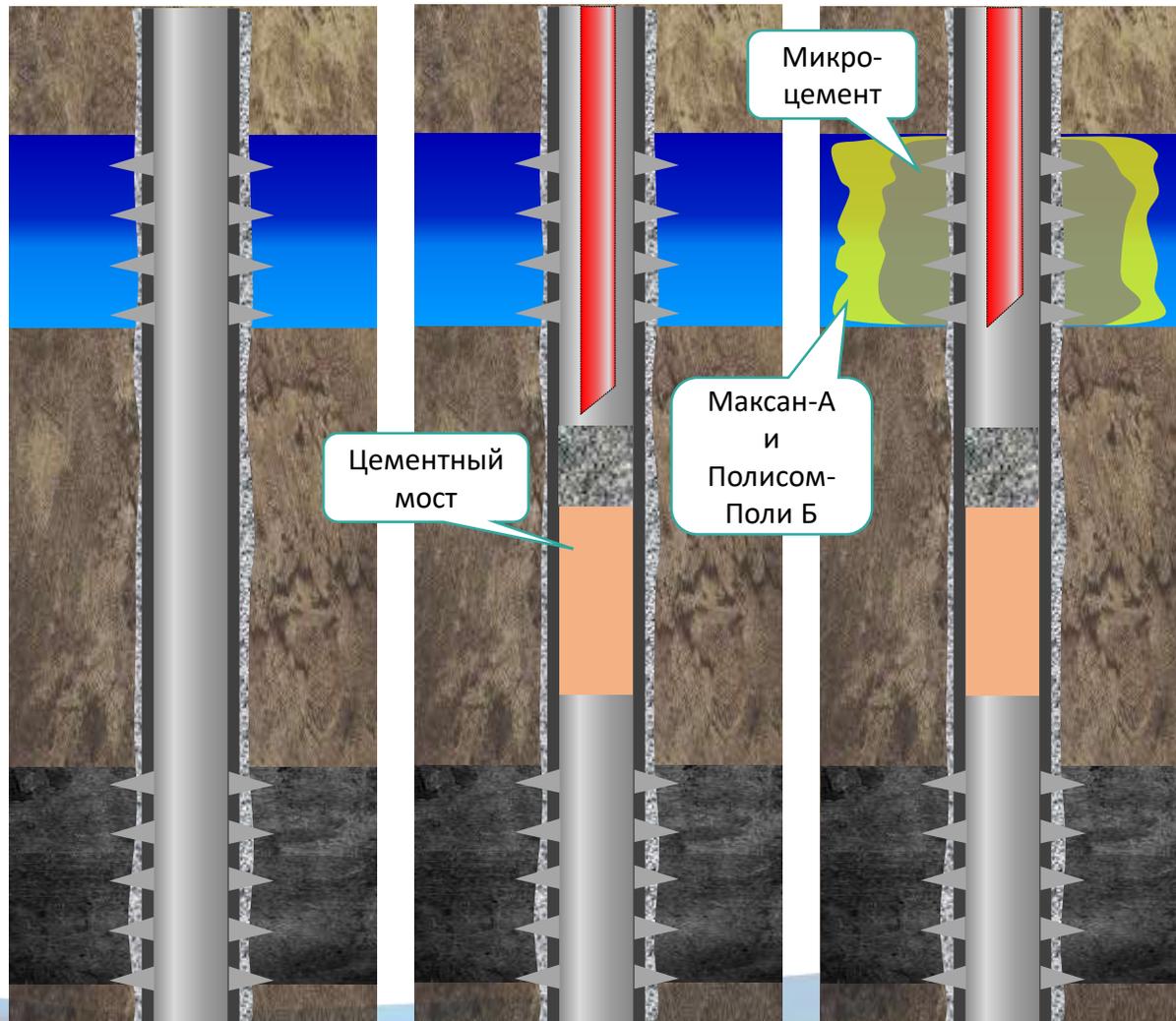
Рпл	18,86 МПа
Текущий забой	1950м
Пробуренный забой	2529м
Эксплуатационная колонна	1920м D-177,8мм.
Максимальная кривизна	89,5°С

Последовательность работ:

1. Закачка раствора «Максан-А» для снижения приемистости.
2. Закачка блокирующего состава «Полисом-Поли Б» для изоляции обводненного интервала.
3. Последовательная закачка изолирующего состава «Силон Велл» и раствора CaCl_2 для докрепления «Полисом-Поли Б».

Итог: обводнённый интервал изолирован, снижена общая обводненность добываемой продукции.

Пример ремонтно-изоляционных работ на скважине №2026 Оренбургского НГКМ



Скважина вертикальная, числилась в бездействующем фонде по причине обводнения. Необходимо проведение ремонтно-изоляционных работ с установкой цементного моста.

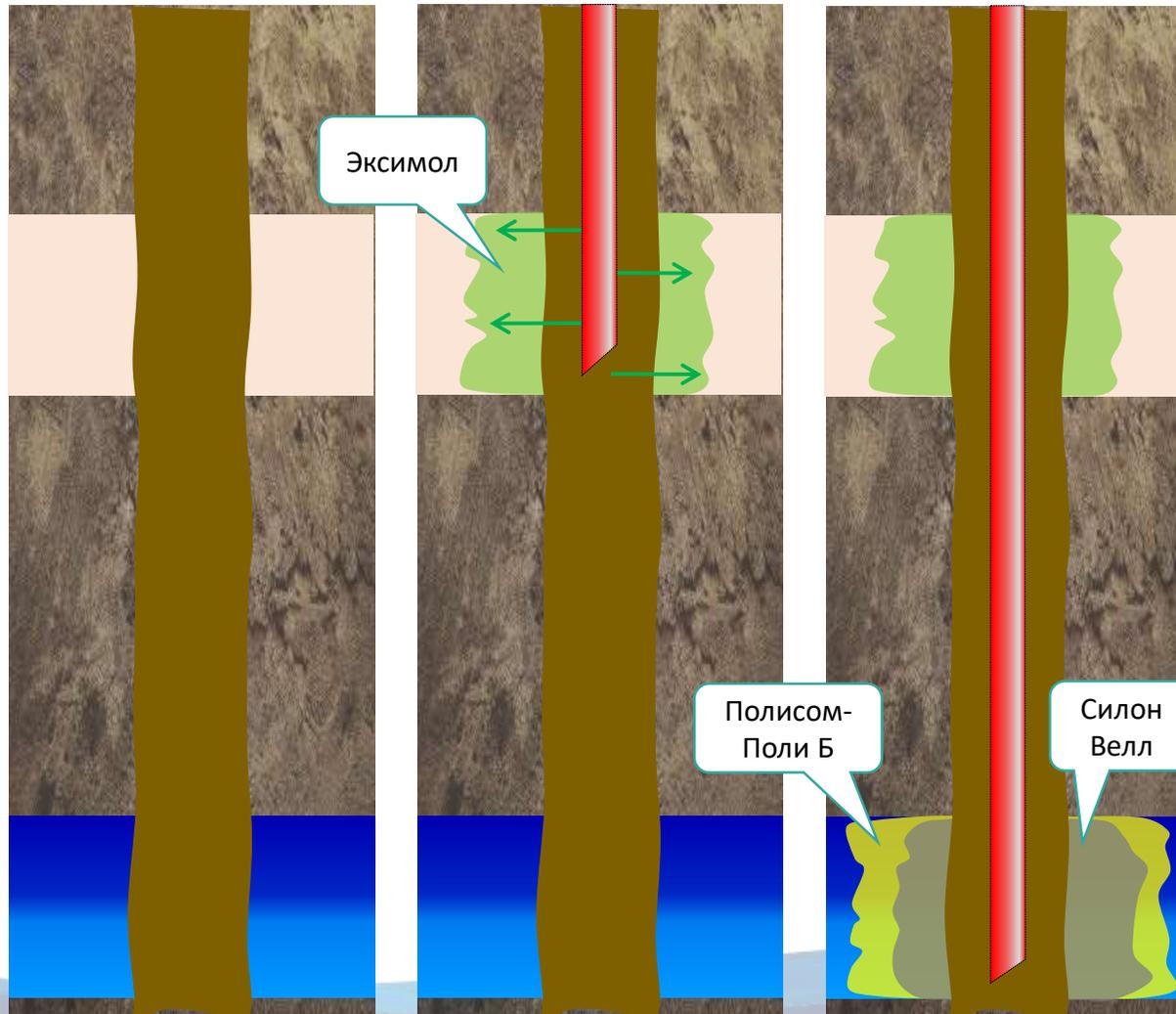
Рпл	6,62 МПа
Пробуренный забой	1865м
Эксплуатационная колонна	1706м D-177,8мм.
	1862м D-139,7мм
Интервал перфорации	1561-1632
	1653-1688
	1718-1787

Ремонтно-изоляционные работы были проведены в следующей последовательности:

1. Закачка блокирующего состава Полисом-Поли Б для снижения приемистости.
2. Установка моста на основе микроцемента «Солдстоун».
3. После ОЗЦ была определена кровля моста на глубине ниже планируемой, потребовалось наращивание моста.
4. По дополнительному плану работ произвели отсыпку забоя мраморной крошкой.
5. Закачка состава «Максан-А» и «Полисом-Поли Б» для снижения приемистости.
6. Наращивание цементного моста на основе микроцемента «Солдстоун».

Итог: ремонтно-изоляционные составы проведены успешно, после разбуривания скважина введена в эксплуатацию.

Пример водоизоляционных работ с применением селективных водоизолирующих составов и установки «Койлтюбинг» на скважине №12003 Оренбургского НГКМ



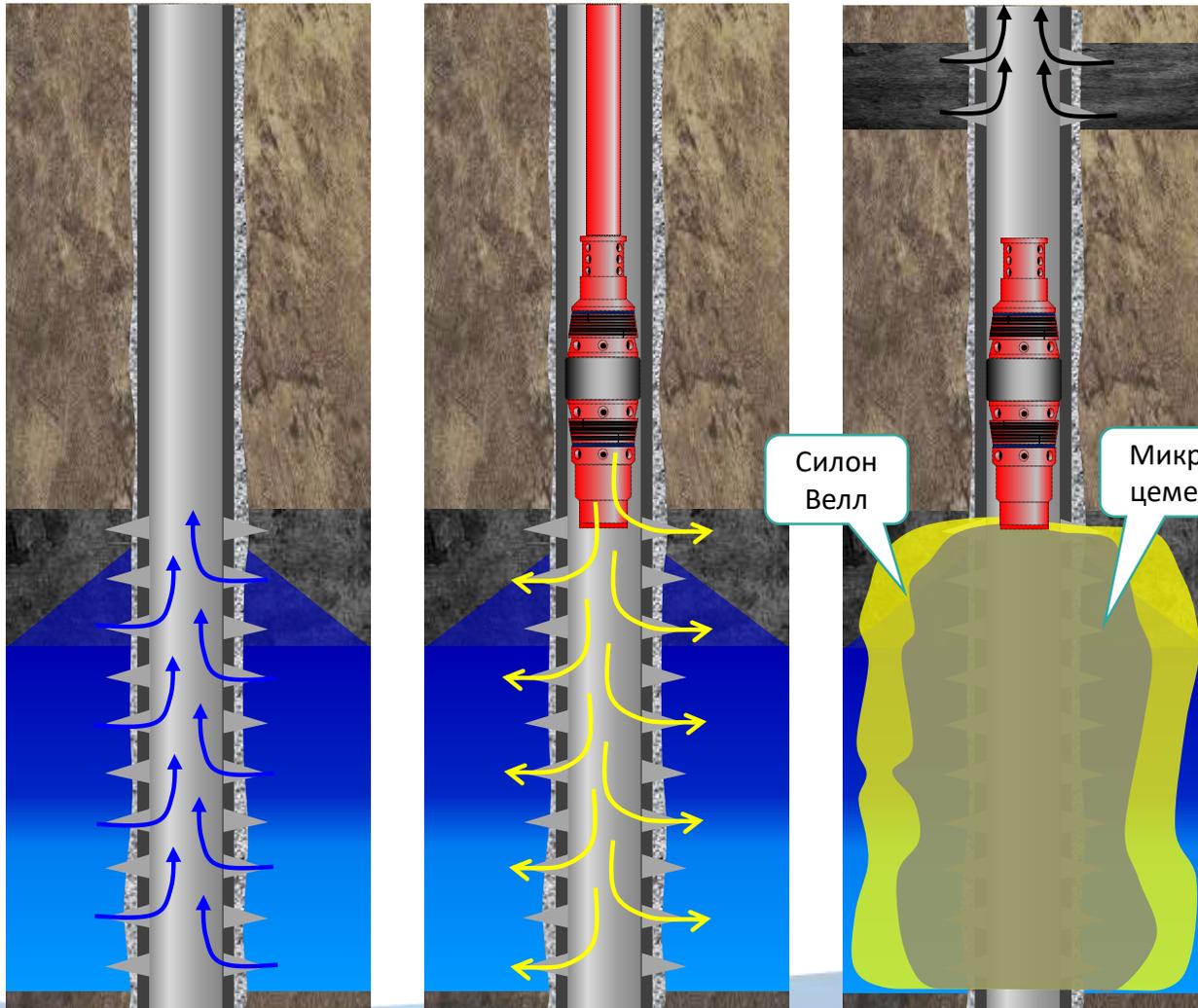
Открытый ствол 300 м.
Необходимо провести изоляцию водонасыщенного интервала, предварительно заблокировав газонасыщенный пласт.

Водо-изоляционные работы были проведены в следующей последовательности:

1. Закачка эмульсии на основе эмульгатора «Эксимол» для блокирования газонасыщенного пласта.
2. Изоляция водонасыщенного интервала составом «Полисом-Поли Б».
3. Докрепление изоляционным составом «Силон Велл».

Итог: водонасыщенный пласт изолирован, снижена общая обводненность продукции.

Пример водоизоляционных работ на скважине №15 Прибрежного НГКМ



Скважина высокотемпературная – температура свыше 100°C.
Коллектор терригенный.

Рпл	30,8 МПа
Искусственный забой	3060м
Пробуренный забой	3056м
Эксплуатационная колонна	3215м D-139,7мм.
Интервал перфорации	3052-3057 м

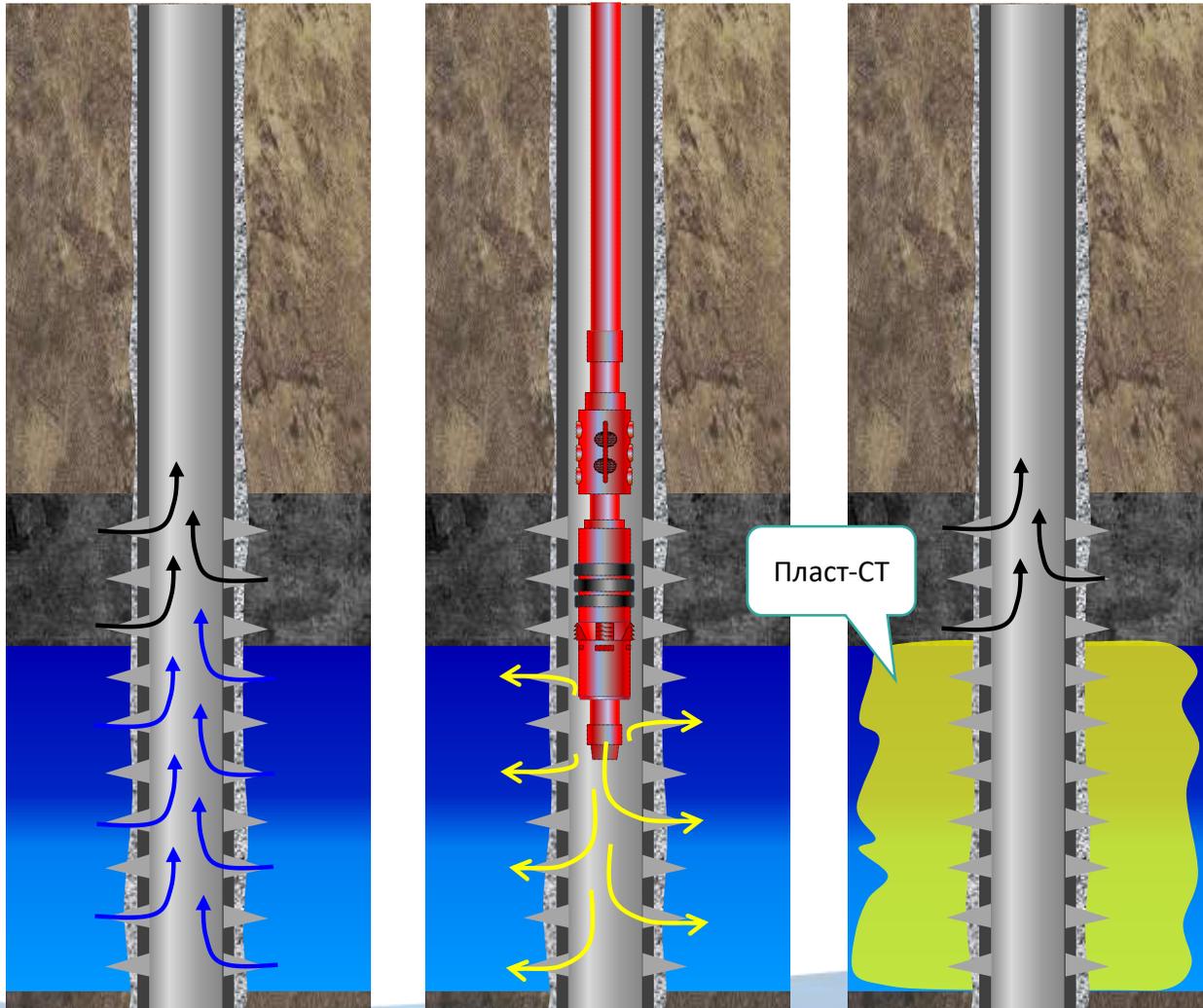
Водо-изоляционные работы были проведены в следующей последовательности:

1. Установка пакера РПК-106Т на гл.3010м для изоляции продуктивного пласта.
2. Изоляция водонасыщенного интервала составом «Силон Велл» в объеме 6м³.
3. Докрепление микроцементом на основе «Солдстоун».

Итог: водонасыщенный пласт изолирован, снижена общая обводненность продукции.



Пример работ по изоляции водопритока на скважине №16273 Уренгойского НГКМ



Рпл	7,54 МПа
Искусственный забой	1378м
Текущий забой	1378м
Эксплуатационная колонна	1378м D-168мм.
Интервал перфорации	1323,26-1377,7м

Водо-изоляционные работы были проведены в следующей последовательности:

1. Закачка раствора Пласт-СТ в объёме 10м³.
2. Производство пакера в транспортное положение.
3. Контрольный подъём компоновки.
4. Закрытие скважины на реакцию.

Итог: водоприток изолирован, снижена общая обводнённость продукции.



Опыт работы у Заказчиков



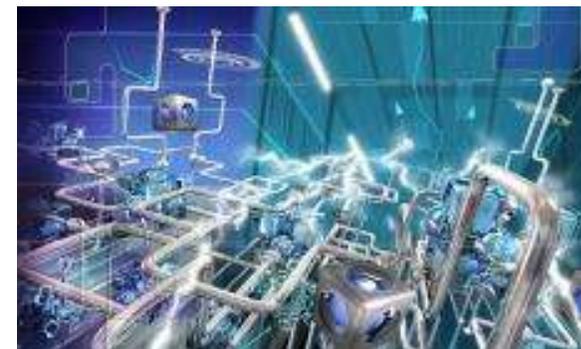
В период с 2018 по 2019 год специалистами ООО «Синергия Технологий» успешно были проведены работы ВИР и РИР с использованием изоляционных составов на месторождениях:

- Газпром добыча Краснодар - 6 скважино-операций, успешность более 90%.
- Газпром добыча Оренбург – 20 скважино-операций, успешность более 90%.
- Газпром добыча Уренгой - 4 скважино-операций, успешность более 92%.
- Газпром добыча Надым - 5 скважино-операций, успешность более 92%.

Предложения к сотрудничеству



- Разработка новых уникальных технологий и составов для нефтедобычи и капитального ремонта скважин
- Адаптация технологий к существующим условиям применения месторождения с учетом требуемых параметров
- Работа по замене импортных технологий и реагентов, подбор эффективных отечественных аналогов для промышленности
- Выполнение научно-исследовательской работы, составление рекомендаций к применению
- Разработка программного комплекса для подбора технологий к существующим условиям и адаптации технологии



Отзывы Заказчиков





Благодарим за внимание!

Контактная информация:

ООО «Синергия Технологий»

420095, г. Казань, ул. Восстания, 100

Тел.: 8 (843) 267-37-03

Тел./факс: 8 (843) 212-56-21

e-mail: sin_tech@mail.ru

URL: www.synergytechnology.ru

