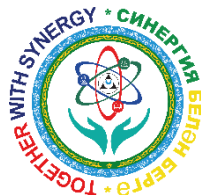




Резидент индустриального парка
На территории технополиса
«Химград»

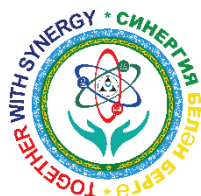


IV Международная научно-практическая конференция «Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья»,

Разработка, создание и адаптация технологий, реагентов для капитального ремонта скважин в условиях осложненного фонда эксплуатации газовых скважин ПАО Газпром

Докладчик: Управляющий, Ефимов О.Д.

Санкт Петербург, 20-22 мая 2025г.



ООО «СИНЕРГИЯ ТЕХНОЛОГИЙ»



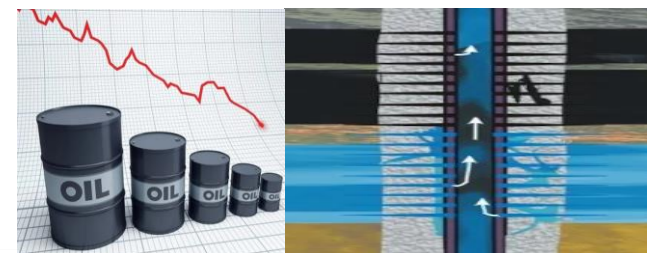
- Резидент Технополиса «ХИМГРАД» с 2011 года.
- Участник машиностроительного кластера Республики Татарстан.
- Собственная научная лаборатория разрабатывает химические композиции, полностью адаптированные к условиям применения Заказчика.
- Эффективная система производства позволяет качественно изготавливать 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.
- С 2011 года:
 - обработано более 150 скважин.
 - Среднее повышение дебита нефти и газа более 60 %.
 - Более 70 клиентов из России и Стран СНГ.





Основные проблемы разработки нефтяных и газовых месторождений при реализации ГТМ на фоне скважин

- Изменение структуры запасов (сокращение активных запасов)
- Снижение дебита скважины
- Рост обводненности в добываемой продукции
- Снижение пластового давления
- Снижение продуктивности скважин
- Временная изоляция продуктивных интервалов на время проведения РИР
- Глушение скважин с аномально низким пластовым давлением (в том числе и пенными системами), ликвидация зон поглощения при проведении КРС
- Устранение негерметичности эксплуатационных колонн и ликвидация межколонных давлений
- Технологии интенсификации скважин





Комплексные технологии решения задач по ВИР для Губкинского месторождения скважина №1331
Работы по ремонту скважины проведены в январе 2021 г.

Физико-химические характеристики		Вязкость	Время реагирования	Температура применения до 110°С		
Техническое задание скважин				Совместимость С пластowymi флюидами	Тип коллектора (карбонатный/терригенный)	
Пластовое давление – 4,76 MPa		При 20 °С не более 20 мм²/с	Не менее 5 часов	20-25 °С	Совместим	Карбонатный
Дебит газа – 147 тыс. м³/сут				20-25 °С	Совместим	Карбонатный
Пористость – 36%			Не менее 5 часов	20-25 °С	Совместим	Карбонатный
Проницаемость – 11*10 ⁻¹⁵ м²						
Тип коллектора – терригенный						
Пластовая температура – 20°С						
СилонВелл		Эксимол		Полисом		

Комплексные технологии решения задач по ВИР для Оренбургского месторождения скважина №15056
Работы по ремонту скважины проведены в марте 2022 г.

Физико-химические характеристики		Вязкость	Время реагирования	Температура применения до 110°С	Совместимость С пластowymi флюидами	Тип коллектора (карбонатный/терригенный)
Техническое задание скважин						
Пластовое давление – 5,93 МПа		При 20 °С не более 20 мм²/с	Не менее 6 часов	15-25 °С	Совместим	Карбонатный
Дебит газа – 65 тыс. м³/сут			Не менее 8 часов	15-25 °С	Совместим	Карбонатный
Пористость – 12%				15-25 °С	Совместим	
Проницаемость – 10*10 ⁻¹⁵ м²						
Тип коллектора – карбонатный			Не менее 5 часов	15-25 °С	Совместим	
Пластовая температура – 15°С		При 20 °С не более 20 мм²/с				
СилонВелл		Пласт-СТ		Полисом		

Комплексные технологии решения задач по ВИР для Вуктыльского месторождения скважина №53
Работы по ремонту скважины проведены в марте 2021 г.

Физико-химические характеристики Техническое задание скважин	Вязкость	Время реагирования	Температура применения до 110°С	Совместимость С пластowymi флюидами	Тип коллектора (карбонатный, терриженный)
Пластовое давление – 25 МПа	При 20 °С не более 20 мм²/с	Не менее 6 часов	55-60 °С	Совместим	Карбонатный
Дебит газа – 0 тыс. м³/сут			55-60 °С	Совместим	
Пористость – 26%					
Проницаемость – 9*10 ⁻¹⁵ м²					
Тип коллектора – карбонатный	При 20 °С не более 20 мм²/с	Не менее 5 часов	55-60 °С	Совместим	Карбонатный
Пластовая температура – 56,7°С					
Силонвелл			Пласт-СТ		

Задачи в области ОВП, РИР, ОПЗ, Глушение



Устранение
заколонной
циркуляции, ОВП

Устранение поглощений
и селективная
водоизоляция в
открытом
продуктивном
горизонтальном
участке

Выравнивание
профиля
приемистости

Устранение
межколонного давления

ОПЗ

Глушение,
ликвидация
поглощений

Доказала свою
эффективность
технология
совместного
применения Пласт-
СТ/Полисом/Полисо
м-Поли с
последующим
докреплением
специальным
изоляционным
материалом Силон-
Велл

Комплекс задач в
протяженном
горизонтальном участке
открытого типа решается
комбинированной
закачкой двух реагентов
«Унисолт» (состав на УВ
основе) и «Эксимол»
(эмульгатор обратных
эмульсий)

Эффективность
технологии
обусловлена
применением
последовательных
закачек
селективных
блокирующих
составов
образующих гели с
заранее заданными
реологическими
свойствами.
Коэффициенты
аномальности
псевдопластичных
гелей подбираются
в рамках ТЗ

Применение СИМ
СилонВелл с
последующей
докреплением
тампонажными
материалами
«СолдСтоун»
Комбинирование
технологий позволяет
добиться
максимального эффекта
ремонта и в то же время
снизить затраты на не
рациональное
применение
дорогостоящих
реагентов

Применение
Орикс,
Термосин,
Стрим С, Стрим
G, Сурфасол,
Кап-1, Биксол,
Неоминол,
Синтасол Б,
Синтасол БС-10,
Дискор 10,
Дискор 20,
Дискор 30, в
терригенных и
карбонатных
коллекторах

Эффективность
технологии с
применением
составов:
Унисолт,
Унисолт ВТ,
Эксимол,
Эксимол ВТ,
Флок СТ м.А.,
Флок СТ БС,
Максан ВН,
Полифрос,
Синбари, Титан,
Гидросил.
Применяется в
скважинах с
АНПД и АВПД

Пример изоляции водопритока с использованием ГНКТ на скважине №5 (номер усл.) Оренбургского НГКМ (Приволжский регион)

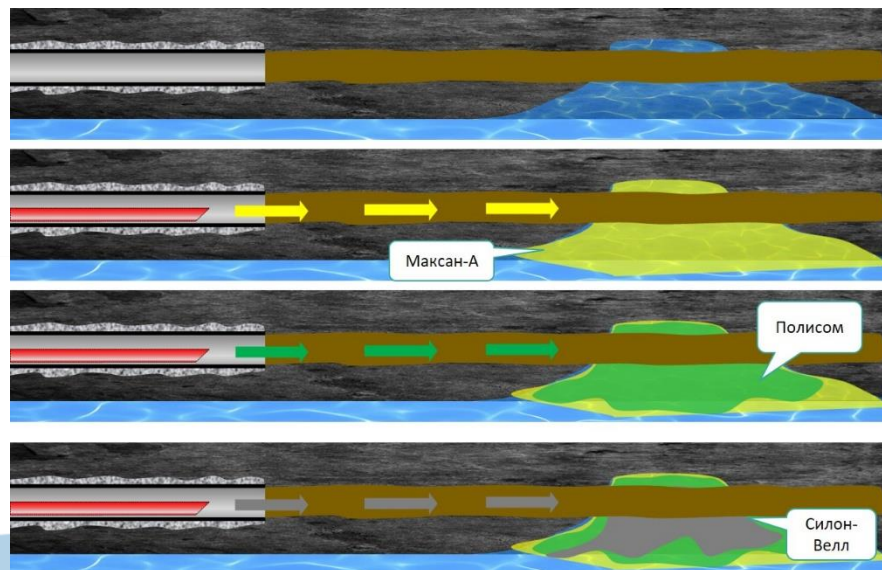


Коллекторы – карбонатного типа
Коэффициент пористости – до 15%
Рнач – до 20,4 МПа
Ртек – до 5,0 МПа
Тпл – до 32°C
Профиль скважин – вертикальный/горизонтальный
Глубина скважин – до 1800м/ с горизонтальным участком до 2300м

Последовательность работ:

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

Открытый ствол 640 м, скважина горизонтальная.
Рпл = 18,86 МПа; Тпл = 25°C
Коллектор карбонатный

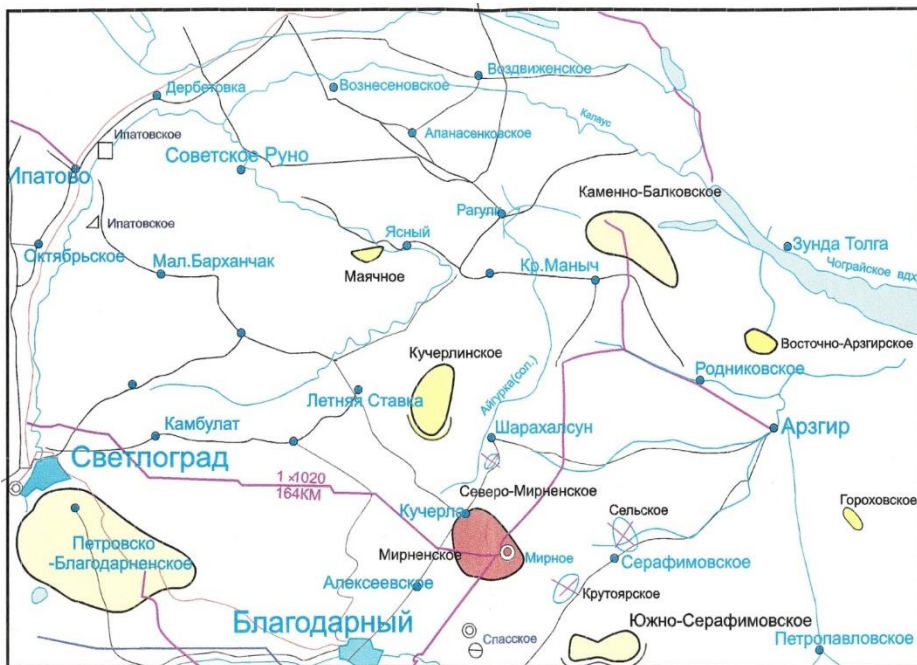


Параметры до проведения РИР	Параметры после проведения РИР
Дебит газа – 15-20 тыс.м3/сут	Дебит газа – 40-45 тыс.м3/сут
Дебит воды – 55м3/сут	Дебит воды – 4-5м3/сут

Южный регион

(ООО «Газпром добыча Краснодар»

Мирненское НГМ



Пласт-терригенный

Температура пласта- +146град.

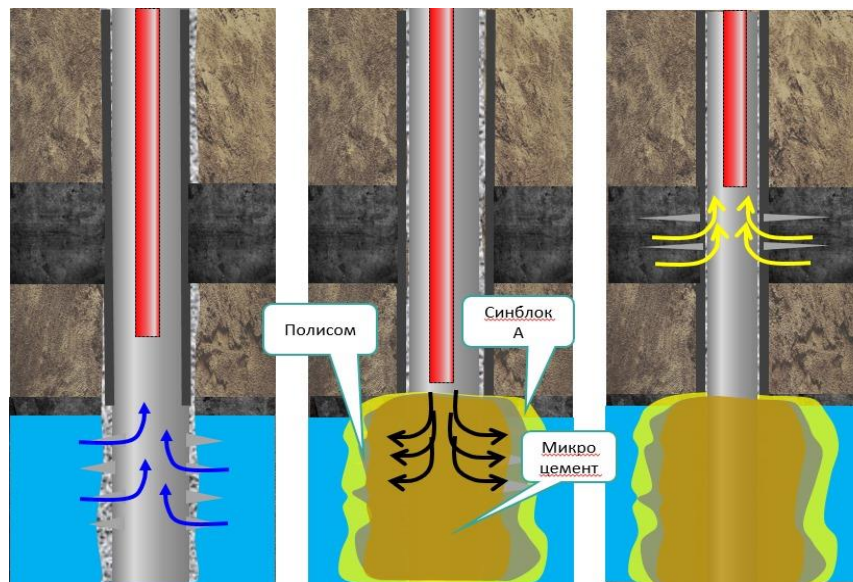
Пластовое давление 13мПа

Пористость- 23%

Проницаемость – 0,02-1,2мкм2

Глубина скважин – 2690м

**Актуальная проблема- высокая обводненность скважин
пластовой водой с высокой температурой пласта**



Последовательность работ:

1. Закачка вязкоупругой системы «Синблок -А» для снижения приемистости.
2. Закачка органосиликатного состава «Полисом» для изоляции обводненного интервала.
3. Закачка Микроцемента Sold Stoun для докрепления составов «Синблок А» и «Полисом».

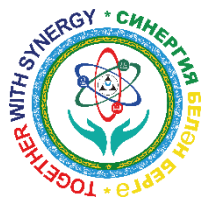
Итог: обводнённый интервал изолирован, переход на вышележащий пласт.

Рпл	18,86 МПа
Текущий забой	2662м
Пробуренный забой	2680м
Эксплуатационная колонна	2670м D-140мм.
Максимальная кривизна	6°С

Таблица применимости составов при РИР, ВИР.



Составы	Товарная форма	Область применения при РИР, ВИР								Характеристики		
		Большеобъемные заправки	Выравнивание профиля приемистости	Ликвидация скважин	Негерметичность э/к и обсадной колонны	Закалочные перетоки	Ликвидация поглощения	Ликвидация подошвенных вод	ЛМКД	Время реагирования в скважине	Деструктор	Температура применимости
Пласт СТ	Жидкая				+	+		+		6-8 часов	15-30% раствор щелочи	до 100 град
Пласт СТ	сухая				+	+		+		от 4 часов	15-30% раствор щелочи	до 100 град
Масан м. А	Сухая	+		+			+	+	+	от 4 часов	Деструктор КАП-1	до 100 град
Максан ВН	Сухая	+		+			+	+		1 час	12-15% раствор соляной кислоты	до 100 град
СолдСтоун	Сухая			+	+	+		+		ОЗЦ 60 часов	Механическая деблокация	до 120 град
Синтоксан	Сухая	+								от 1 часа	12-15% раствор соляной кислоты	до 100 град
Силон Велл	Жидкая	+		+	+	+		+	+	6-8 часов	15-30% раствор щелочи	до 140 град
Полисом	Жидкая	+	+	+	+	+		+	+	6-8 часов	15-30% раствор щелочи	до 120 град
Полисом Поли	Сухая	+	+	+	+	+		+	+	сразу при контакте с водой	12-15% раствор соляной кислоты	до 100 град
Синблок А	Сухая	+	+			+		+		4 часа	12-15% раствор соляной кислоты	до 100 град
Синпак	Сухая				+			+		от 12 часов	Деструктор КАП-1	до 100 град
Таскон	Жидкая				+	+			+	10- 24 часа	Механическая деблокация	до 80 град
Флок СТ м. Б	2-хкомпонентный состав		+				+			от 4 часов	Деструктор КАП-1	до 90 град
Флок СТ "БС"	Сухая						+	+		сразу при контакте с водой	Деструктор КАП-1	до 100 град



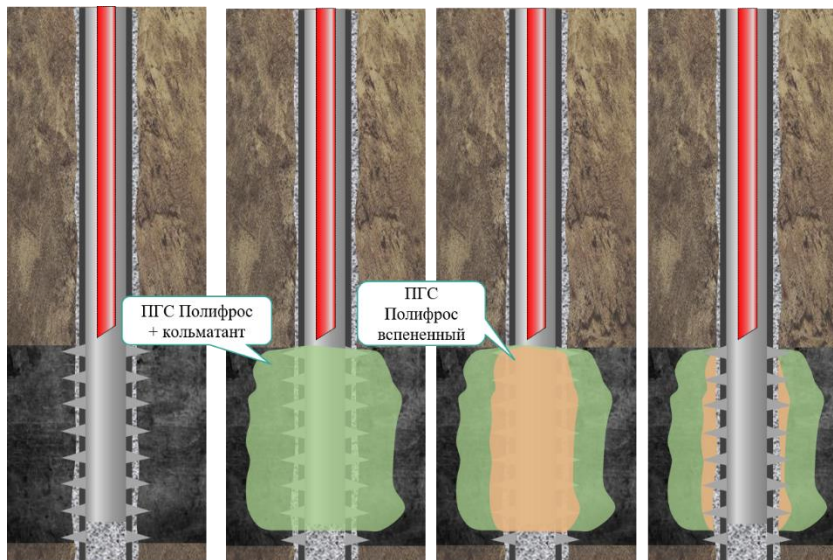
Глушение скважин, ликвидация зон поглощения, глушение пенными системами



- Блокирующий состав «УНИСОЛТ»
- Эмульсионный блокирующий состав «ЭКСИМОЛ»
- Солевой состав «ТИТАН»
- Полимерная блок-пачка «Флок-СТ»
- Состав для ликвидации поглощений «Флок-СТ БС»
- Пенно-гелевая система «Полифрос»
- Утяжеленный состав «Синбари»



Пример глушения на скважине Оренбургского НГКМ с применением ПГС «Полифрос»



Рпл	4,54 МПа
Искусственный забой	1821м
Пробуренный забой	1851м
Эксплуатационная колонна	0-1851м, D-177,8мм.
Интервал перфорации	1738-1766м
НКТ	D - 73мм. до глубины 1815м
Коэффициент аномальности	0,15

Порядок проведения работ:

1. Закачали в трубное пространство при закрытом затрубном 5 м³ ПГС «Полифрос» с добавлением карбонатного кольматанта
2. Закачали в трубное пространство при закрытом затрубном 20 м³ ПГС «Полифрос», со вспениванием всего объема при помощи Азотной установки.
3. Продавили ПГС «Полифрос» не вспенивая 5м3.
4. Загерметизировали скважину. После выдержки не менее 10 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 .

Коллекторы – карбонатного типа

Коэффициент пористости – до 15%

Рнач – до 20,4 МПа

Ртек – до 5,0 МПа

Тпл – до 32°С

Профиль скважин – вертикальный/горизонтальный

Глубина скважин – до 1800м/ с горизонтальным участком до 2300м



Таблица применимости составов при глушении.

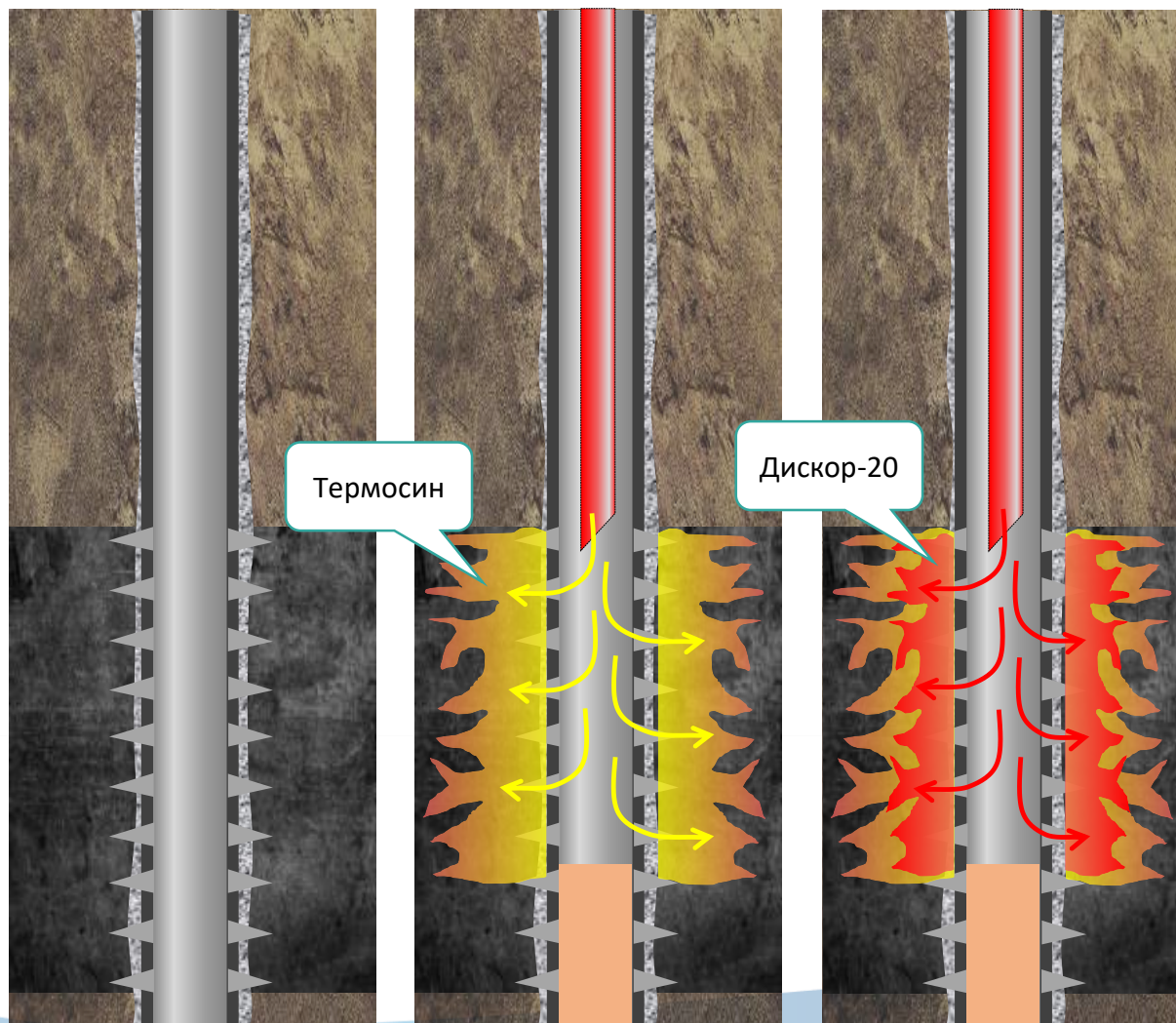
Составы	Товарная форма	Область применения при глушении					Характеристики		
		Глушени е	Щадяще е глушени е	Глушени е при АНПД	Глушени е при АВПД	Ликвида ция поглоще ния	Деструктор	Температура применимости	Применение кольматанта
Унисолт	жидкая	+	+				12-15% раствор соляной кислоты	до 80 град	+
Унисолт ВТ	сухая	+	+				12-15% раствор соляной кислоты	80-120 град	+
Эксимол	жидкая	+	+				УВ растворитель; спирт	до 80 град	
Эксимол ВТ	жидкая	+	+				УВ растворитель; спирт	80-120 град	
Флок-СТ м. А	сухая			+	+		12-15% раствор соляной кислоты	до 100 град	+
Флок-СТ м. Б	2-х комп. Состав					+	Деструктор КАП-1	до 90 град	
Флок-СТ "БС"	сухая					+	Деструктор КАП-1	до 100 град	
Максан-ВН	сухая					+	Деструктор КАП-1	до 80 град	
Полифрос	3-х комп. Состав	+	+				Деструктор КАП-1	до 110 град	
Синбари	сухая						УВ растворитель, далее мех. Деблокация	до 80 град	
Титан	сухая	+		+	+		разбавление водой	до 110 град	
Гидросил	жидкая	+					разбавление водой	до 110 град	

Реагенты для обработки призабойной части пласта и интенсификации притока

- **ПАВ для самоотклоняющегося кислотного состава «СТРИМ-С» и «СТРИМ-G».**
- **Моющие составы серии «Неоминол» и «Биксол».**
- **Кислотные составы:**
 - Замедленные кислотные составы «Дискор 10», «Дискор 20», «Дискор 30»;
 - Органический кислотный состав «Орикс»;
 - Растворитель АСПО «Синтасол»;
 - Термопенокислотный состав «Термосин».
- **Добавки к кислоте:**
 - Многофункциональный ПАВ «Сурфасол»;
 - Реагент «Сурфил»;
 - Стабилизатор железа «Стаб-Фри»;
 - Ингибитор коррозии «Сатис» марок А и Б.
 - Растворитель АСПО и гипсовых отложений «Синтасол»



Пример интенсификации притока на скважине Оренбургского НГКМ (ООО «Газпром добыча Оренбург»)



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.

Комплексные подходы для решения актуальных задач.



Задача	Решение
Глушение скважин с аномально низким пластовым давлением	1)Эксимол+Флок-СТ 2) Флок-СТ БС+Унисолт 3)Эксимол+Флок-СТ+карбонатный наполнитель 4) ПГС «Полифрос»
Щадящее глушение скважин с аномально высоким пластовым давлением	1)Унисолт+Титан 2)Флок-СТ+Синбари 3)Унисолт+Синбари
Ликвидация зон поглощений при КРС	1)Синблок+Флок-СТ БС+Максан Полимер 2)Синблок+Полисом+кольматант 3)Флок-СТ БС+Синблок+Максан Полимер+волокна
Водоизоляционные работы с использованием селективных водоизоляционных составов	1)Эксимол+Пласт-СТ+Блоксин 2)Эксимол+Полисом+Пласт-СТ 3)Максан ВН+Пласт-СТ+Силон Велл
Водоизоляционные работы в открытом стволе	1)Эксимол+Синпак+Полисом 2)Максан-ВН+Полисом+Синпак 3)Синблок+Синпак+Силон Велл
Ликвидация межколонных давлений	1)Таскон П+Силон Велл+Солдстоун 2)Силон Велл+Солдстоун+Таскон 3)Таскон П+Пласт-СТ+Солдстоун
Устранение негерметичности эксплуатационных колонн	1)Таскон+Силон Велл+Солдстоун 2)Пласт-СТ+Солдстоун+Таскон П 3)Таскон+Силон Велл+Пласт-СТ
Ликвидация заколонной циркуляции	1)Синблок+Силон Велл+Солдстоун 2)Эксимол+Пласт-СТ 3)Полисом+Солдстоун

Каждый состав адаптируется под индивидуальные скважинные условия



Опыт проведенных работ



Виды работ	Объекты	Кол-во скв./опер.	Период проведения работ
Глушение скважин блокирующими составами, в том числе на углеводородной основе	Оренбургское НГКМ	80	2013-2023 гг.
Глушение скважин с применением пенно-гелевой системы «Полифрос»	Оренбургское НГКМ	12	2024-2025 гг.
Водоизоляционные работы с применением микроцементов	Оренбургское НГКМ	83	2013-2025 гг.
Изоляция притока пластовых вод, в т.ч. в высокотемпературных скважинах закачкой изолирующих составов	Прибрежное, Гречаное, Гривневское, Песчаное, Рошовское, Азовское, Марковское месторождения	20	2016-2023 гг.
Комплексное глушение, снижение проницаемости, устранение зон поглощения.	Оренбургское НГКМ	23	2015-2024 гг.
Глушение скважин с использованием блокирующих составов. Глушение скважин с АНПД	Уренгойское НГКМ, Пырейное НГКМ, Береговое НГКМ	8	2015-2023 гг.
Ликвидация негерметичности в межколонном пространстве. Ликвидация негерметичности в Э/Колонне	Пеляткинское месторождение, Абрамовское месторождение, Ульяновское месторождение	17 1	2016-2022гг. 2024г
Изоляция притока пластовых вод	Вуктыльское НГКМ	6	2016-2022гг.
Обработка призабойной зоны пласта(ОПЗ)	Оренбургское НГКМ	7	2016-2022гг.
Ликвидация межколонного давления	Авиловское месторождение	2	2024 г.г
Водоизоляционные работы	Руслановское месторождение, Арланское месторождение Зюлеевское месторождение	1 5 2	2023г 2024г 2024-2025гг
Селективная водоизоляция с применением ГНКТ	Губкинское газовое месторождение	9	2020-2022гг.
Селективная водоизоляция	Оренбургское НГКМ Актанышское месторождение	9 3	2020-2022гг. 2023 г.г

Разработка новых реагентов

применяемых в комплексных технологиях ограничения водопритока, РИР, ЛЗКЦ и выравнивания профиля приемистости.



«Полисом Поли» марка А



Рабочая форма



С 3% раствором
кальция хлористого



С 10% раствором
кальция хлористого

«Полисом Поли» марка Б



Товарная форма



С технической
водой



Осадок геля

«Силон Велл»



Готовый состав



Готовый состав через 2
часа при +25C

«Пласт СТ» сухая форма



Сухая форма



Сразу после
приготовления



Загеленный состав
через 7 часов

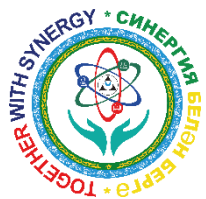


До взаимодействия с
минерализованной
водой



После взаимодействия
с минерализованной
водой

«Нафтенол»



Благодарим за внимание!

Контактная информация:

ООО «Синергия Технологий»

420095, Республика Татарстан, г.о. г.Казань,
город Казань, территория Химград, дом 126,
помещение 551 А

Тел./факс: 8 (843) 212-56-21

e-mail: sin_tech@mail.ru

URL: www.synergytechnology.ru

