НОВА технолоджиз

Методы повышения нефтеотдачи

О Компании

01 Наука

Проектная группа
- Подсчет запасов УВС
- Проектирование разработки
- Мониторинг разработки

02 ПО

Разработка и внедрение многофункционального ПО FlowZOOM

03 Скважина

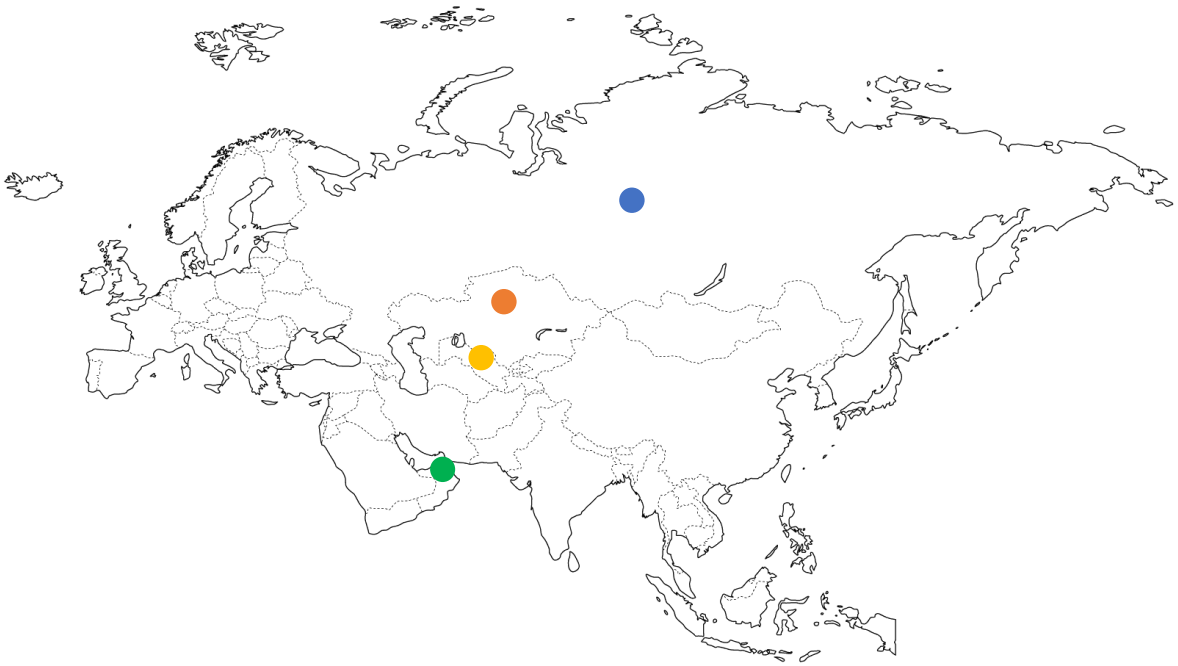
Разработка реагентов марки Компонекс-21 и технологий их применения на добывающих и нагнетательных скважинах

04 Консалт

Оказание консультационных услуг в сфере недропользования

География деятельности Компании

- Российская федерация
- Республика Казахстан
- Республика Узбекистан
- Султанат Оман



КОМПОНЕКС-21

01
Ограничение водопритока

02
Интенсификация притока УВС

03
Термобарическое воздействие

04
Вспомогательное применение

КОМПОНЕКС-21

- Разработка Российских специалистов по нефтедобычи
- Получено три патента как на сам состав так и на его применение
- Существенно снижены затраты на логистику из-за поставок в концентрированном виде
- Обладает низкой коррозийностью
- Получены все сертификаты и паспорта безопасности

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2506298

МОДИФИКАТОР ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Патентообладатель(ли): *Ашигян Дмитрий Григорьевич (RU), Батрак Алексей Николаевич (RU), Писарев Константин Александрович (RU), Сальников Сергей Александрович (RU)*

Автор(ы): *см. на обороте*

Заявка № 2012140773
Приоритет изобретения 25 сентября 2012 г.
Зарегистрировано в Государственном реестре изобретений Российской Федерации *10 февраля 2014 г.*
Срок действия патента истекает 25 сентября 2032 г.

Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности

Б.П. Симонов

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2618543

СПОСОБ СНИЖЕНИЯ ОБВОДНЕННОСТИ НЕФТЯНЫХ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

Патентообладатели: *Ашигян Дмитрий Григорьевич (RU), Батрак Алексей Николаевич (RU), Сальников Сергей Александрович (RU)*

Авторы: *Ашигян Дмитрий Григорьевич (RU), Батрак Алексей Николаевич (RU), Сальников Сергей Александрович (RU)*

Заявка № 2016107281
Приоритет изобретения 01 марта 2016 г.
Дата государственной регистрации в Государственном реестре изобретений Российской Федерации 04 мая 2017 г.
Срок действия исключительного права на изобретение истекает 01 марта 2036 г.

Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2616893

СПОСОБ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА В ДОБЫВАЮЩИХ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ

Патентообладатели: *Ашигян Дмитрий Григорьевич (RU), Батрак Алексей Николаевич (RU), Сальников Сергей Александрович (RU)*

Авторы: *Ашигян Дмитрий Григорьевич (RU), Батрак Алексей Николаевич (RU), Сальников Сергей Александрович (RU)*

Заявка № 2016121646
Приоритет изобретения 01 июня 2016 г.
Дата государственной регистрации в Государственном реестре изобретений Российской Федерации 18 апреля 2017 г.
Срок действия исключительного права на изобретение истекает 01 июня 2036 г.

Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев

КОМПОНЕКС-21 ОВП

Ограничение водопритока
в добывающих скважинах

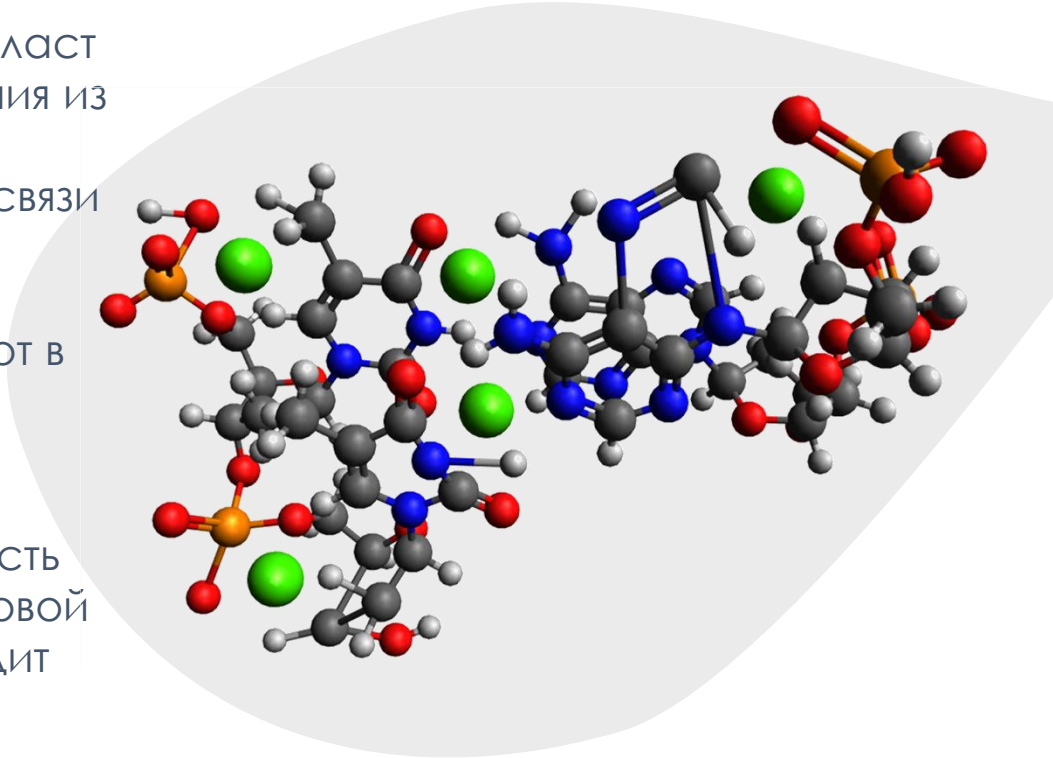
О реагенте

Органо-минеральный состав, поставляемый в сухом или жидком виде

- Предназначен для обработки призабойной зоны скважины с целью снижения водопритока из пласта;
- Состав обладает свойствами снижения межфазного натяжения, гидрофобизации поровой поверхности;
- Применяется в виде водного раствора.
- Состав позволяет обрабатывать вертикальные, горизонтальные скважины и скважины после ГРП;
- Возможны обработки как с бригадой КРС, так и без постановки бригады КРС по затрубному пространству;

Принцип действия

При закачке водного раствора реагента «КОМПОНЕКС-21ОВП» в пласт формируются хелатные соединения из макромолекул содержащих ковалентные и координационные связи одновалентных и двухвалентных щелочных и щелочноземельных металлов. Эти соединения создают в промытых водой порах пласта пространственную гидрофобную структуру – которая позволяет уменьшить фазовую проницаемость по воде. За счет уменьшения фазовой проницаемости по воде происходит перераспределение давления в призабойной зоне пласта и в разработку вовлекаются, неохваченные вытеснением, нефтяные пропластки.

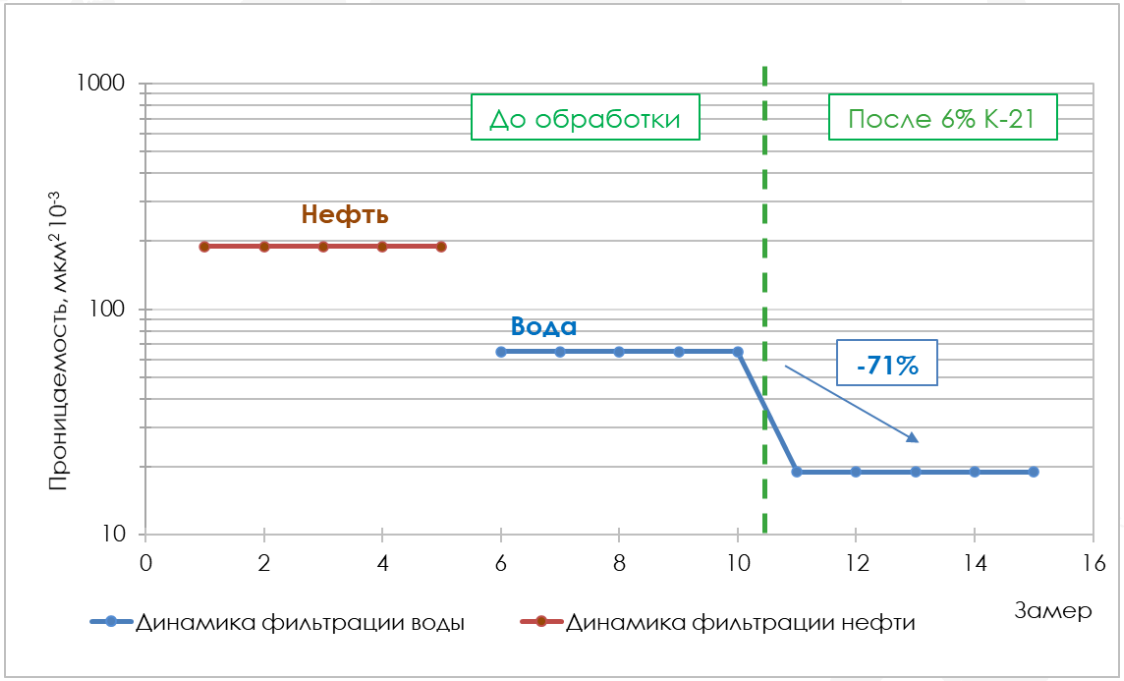


Исследования на керне

Результат - падение фазовой проницаемости по воде, эффект остается стабильным при многократных прокачках.

Выполнено более 80 экспериментов на карбонатных и терригенных кернах:

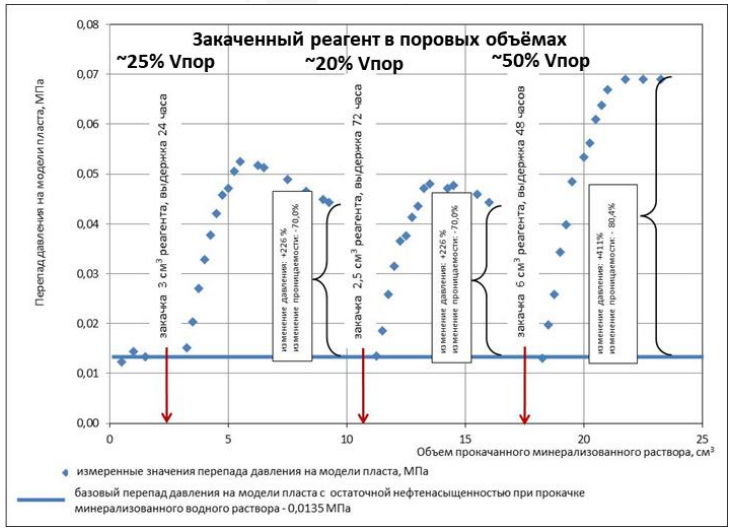
- Российская Федерация:
  - Удмуртия
  - Башкирия
  - Коми
  - Западная Сибирь
- Республики Казахстан
- Республики Узбекистан
- Султаната Оман.



Исследования на керне

Известняк органогенно-детритовый (раковино-известняковый песчаник)-основная горная порода-коллектор пластов верейского и башкирского возраста

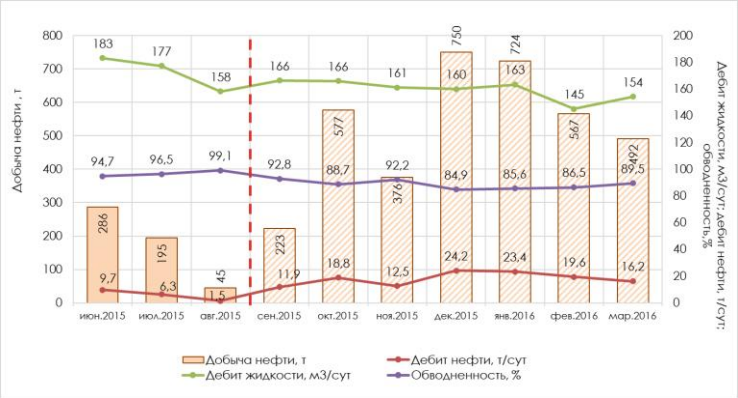
Литологическая характеристика модели пласта	Проницаемость по газу Кпр, мкм^2	Открытая пористость Кп, д.ед.	Остаточная водонасыщеннностьКов, д. ед.	Остаточная нефтенасыщеннностьКон, д. ед.	Коэффициент вытеснения нефти водой b, д. ед.	Проницаемость по воде в присутствии остаточной нефти Кпрв – базовый результат, мкм^2	Проницаемость по воде после первой обработки Кпрв1, мкм^2 (% от базового результата)	Проницаемость по воде после второйобработки Кпрв2, мкм^2 (% от базового результата)	Проницаемость по воде после третьей обработки Кпрв3, мкм^2(% от базового результата)
Известняк органогенно-детритовый	0,415	0,192	0,276	0,294	0,590	0,0536	0,0161 (30,0)	0,0161 (30,0)	0,0105 (19,6)



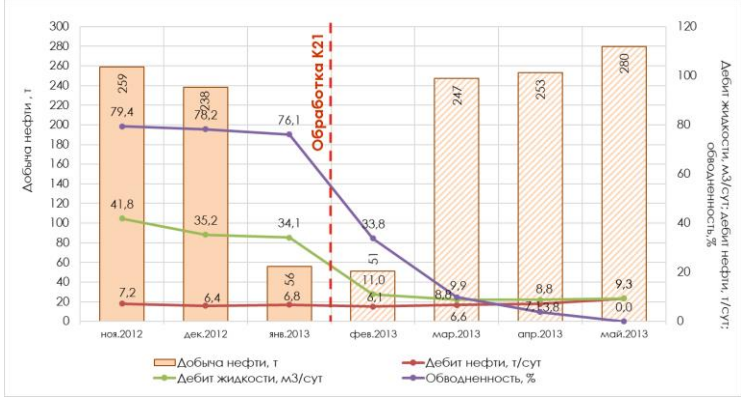
Моделировалась обработка пласта, промытого до остаточной нефтенасыщенности (прорыв воды)
Максимальное снижение проницаемости по воде 81%
Обработка выполнялась в три этапа, отличающихся объёмами закаченного реагента
Эффективность обработки прямо пропорциональна объёму (глубине проникновения) реагента
Оптимальное время реакции не менее 48 часов
Снижение проницаемости по воде ожидается не менее 50%
Эффект сохраняется при градиенте давления 7,5 атм/м, линейной скорости фильтрации 0,02 м/с.

Результаты на скважинах

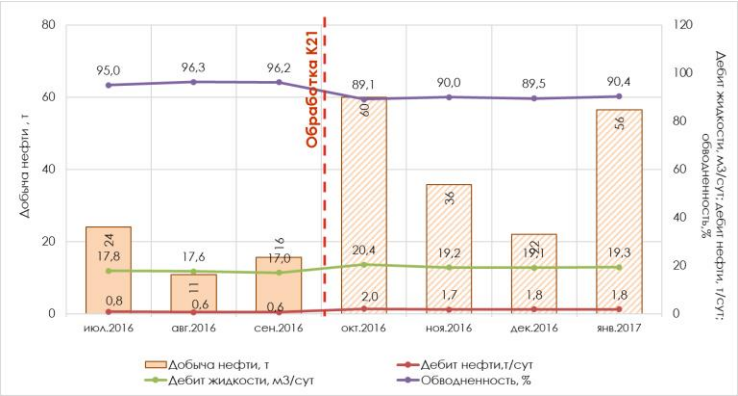
Скважина после ГРП



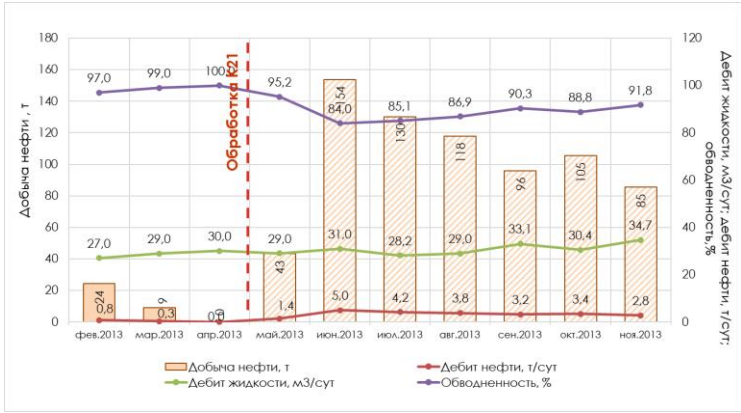
Одновременная эксп. 3-х объектов



Скважина в разработке с 60-х



Горизонтальная скв. без постановки КРС



Преимущества

- Работа с высокообводненным фондом
- Обработка пласта как с бригадой так и без через затрубное пространство
- Обработка скважин после ГРП
- Высокая экономическая рентабельность КПИ > 3

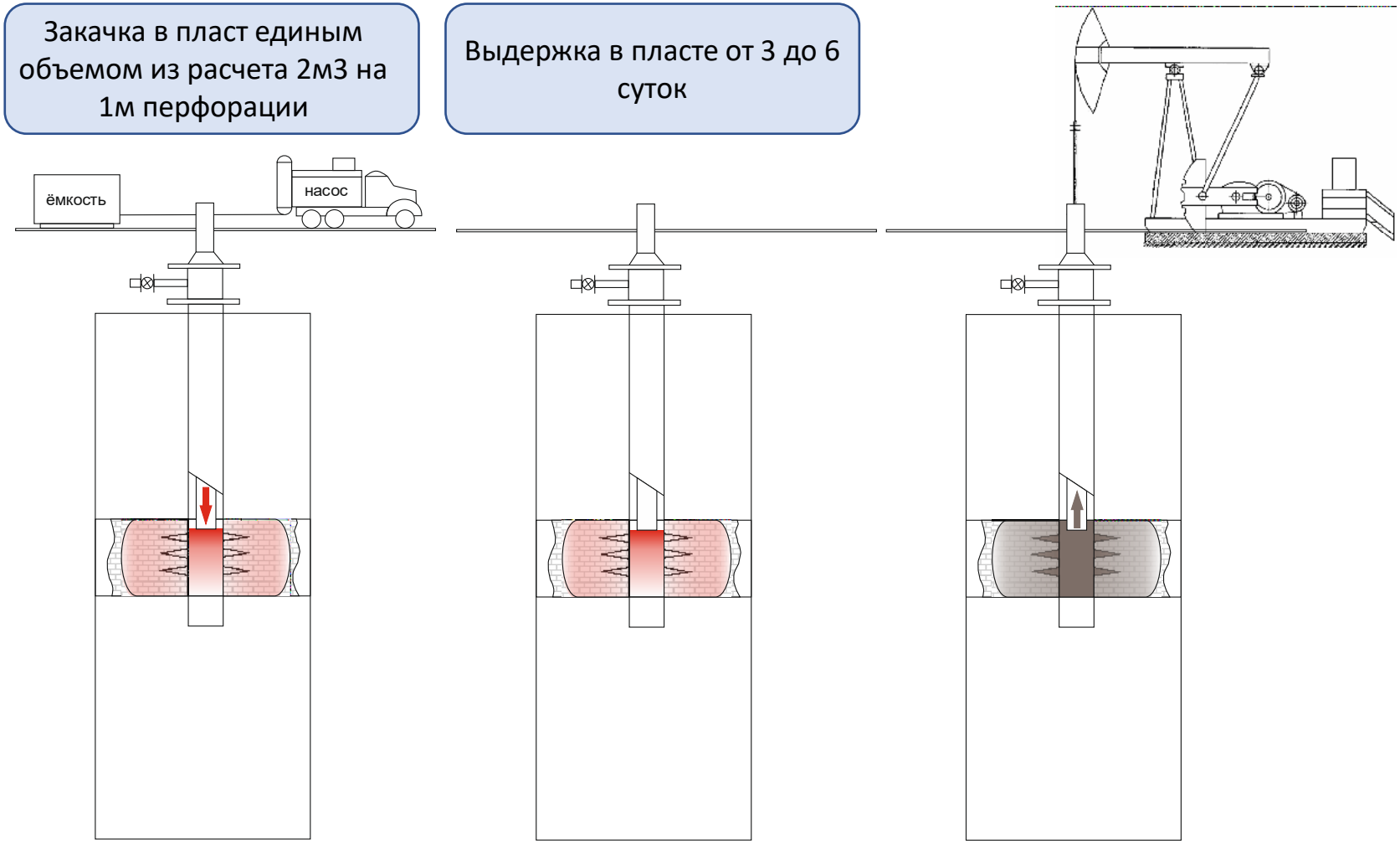
Критерии применимости

1. Отсутствие заколонной циркуляции
2. Обводненность скважинной продукции более 80%
3. Наличие остаточных запасов в ближней зоне скважины
4. Не просаженное пластовое давление
5. Пластовая вода плотностью не ниже 1,017 г/см3
6. Причина обводнения – прорыв воды по высокопроницаемым интервалам пласта

Технология обработки

Закачка в пласт единым объемом из расчета 2м3 на 1м перфорации

Выдержка в пласте от 3 до 6 суток



КОМПОНЕКС-21 v3

Интенсификация притока в карбонатных коллекторах

О реагенте

Смесь органических и неорганических кислот – молекулы которых взаимодействуя между собой создают синергетический эффект – приводящий к изменению кинетической закономерности взаимодействия кислот с породой.

Поставляется как концентрат в жидком виде в еврокубах. (1:6)

Не требует ни каких добавок, только в случае наличия сероводорода.

Принцип действия

С известняками:

Особенностью реакции с известняками является то, что Компонекс-21v3 – растворяет 2-3 раза больше породы, чем тот же самый объем 12% соляной кислоты, при замедленной скорости реакции 12-15ч.

С доломитами:

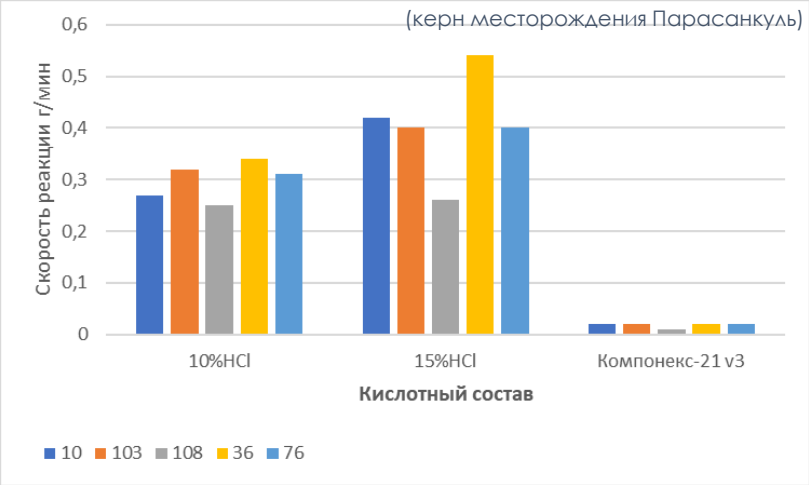
Особенностью реакции с доломитами является то, что Компонекс-21v3 требуется до 23 часов на нейтрализацию, что позволяет ему проникать глубоко в пласт.

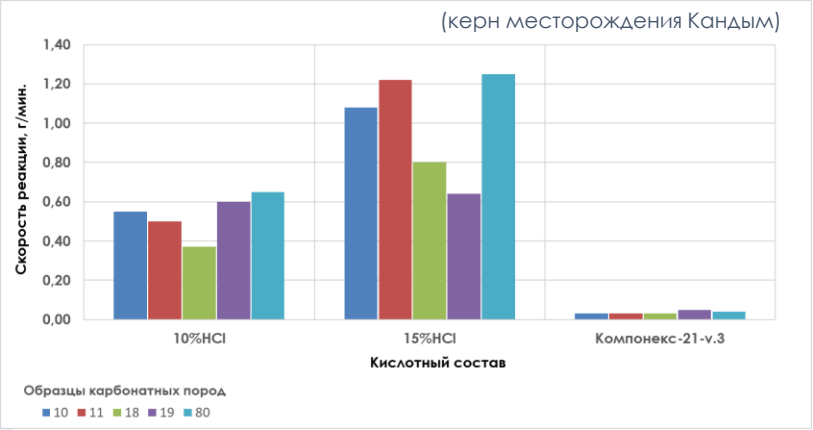
Смешанный тип пород:

В зависимости от преобладающего типа пород (доломиты или известняки) в реакции происходит смещение либо в объем растворения либо в длительность.

Исследования на керне

Лабораторные исследования проведены на различных типах карбонатных пород месторождений РУз.





Фильтрационно-емкостные свойства пород

№	№ обр	№ Скв / мест-е	Интервал отбора, м	k п,%	проницаемость, 10^{-3} мкм²	
					по газу	по воде
1	19	1043-Кандым	2170,30-2170,4	15,91	9,136	3,63
2	10	215-Кандым	2089,52-2089,64	11,21	3,031	0,55
3	80	215-Кандым	2140,57-2140,67	13,64	13,1	9,48
4	11	1090-Кандым	2113-2113,13	12,19	3,887	2,34
5	18	1090-Кандым	2116-2116,11	3,76	1,072	0

Фильтрационно-емкостные свойства пород

№	№ обр	№ Скв / мест-е	Интервал отбора, м	k п,%	проницаемость, 10^{-3} мкм²	
					по газу	по воде
1	10	8-Парасанкуль	2049,70-2049,83	17,4	7,9	2,46
2	103	8-Парасанкуль	2242,40-2242,51	13,0	0,55	0,26
3	108	8-Парасанкуль	2271,80-2271,92	5,7	0,12	3,02
4	36	10-Парасанкуль	2111,30-2111,43	17,6	12	5,53
5	76	10-Парасанкуль	2278,25-2278,37	14,6	10,72	17,4

Лабораторные исследования в экстремальных условиях

Скорость коррозии металла в зависимости от типа кислоты и температуры (мм/год)

Температура	20°C	82°C	98°C	99°C	150°C
30% - HCl					
Без ингибитора	261	-	-	-	-
ФЛОЕТ-ИБ	0,52	109	217	293	-
ВНПП-2	0,53	110	288	297	-
15% - HCl					
Без ингибитора	45	-	-	-	-
ФЛОЕТ-ИБ	-	-	105	-	-
ВНПП-2	-	-	103	-	-
Компонекс-21 v3					
Без ингибитора	-	-	-	-	17,9

Допустимое время воздействия кислоты на глубинное оборудование (часов)

Температура	20°C	82°C	98°C	99°C	150°C
30% - HCl					
Без ингибитора	1,04	-	-	-	-
ФЛОЕТ-ИБ	522,23	2,49	1,25	0,93	-
ВНПП-2	512,38	2,47	0,94	0,91	-
15% - HCl					
Без ингибитора	6,03	-	-	-	-
ФЛОЕТ-ИБ	-	-	2,59	-	-
ВНПП-2	-	-	2,64	-	-
Компонекс-21 v3					
Без ингибитора	-	-	-	-	15,17

Результаты фильтрационных работ

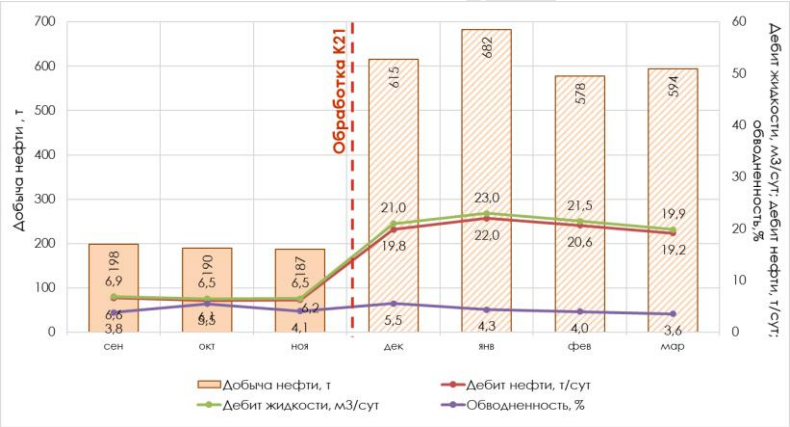
№ п/п	№ скв.	Лаб. номер	Интервал глубин, м	До обработки		Кислотный состав	После обработки	
				Пористость по гелию, %	Газопроницаемость, $\cdot 10^{-3}$ мкм^2		Газопроницаемость, $\cdot 10^{-3}$ мкм^2	Пористость по гелию, %
1	1	115890-1	5287,50 – 5294,30	8,28	72,71	12%HCl + 1%Ингибитор коррозии высокотемпературный	>10000	15,24
2	1	115890-2	5287,50 – 5294,30	5,25	33,04	ККС-В3	86,21[4]	9.03
3	1	115890-3	5287,50 – 5294,30	8,18	65,43	ККС-В3	148,33[5]	11,63

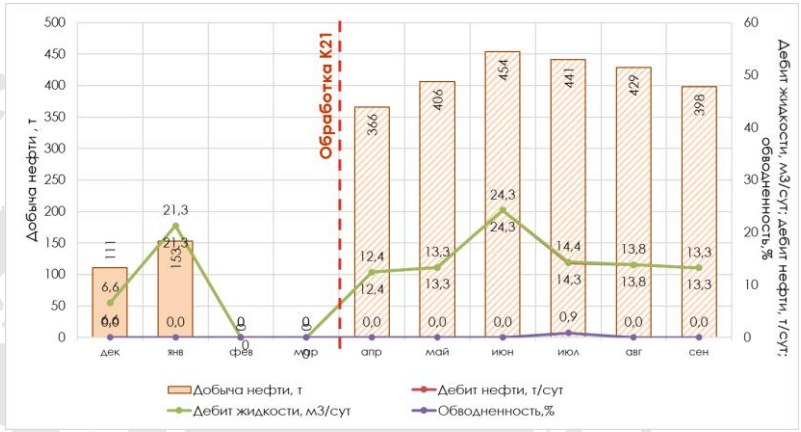
№ п/п	№ скв.	Лаб. номер	Интервал глубин, м	Тип кислотного состава	Репрессия, атм	Время прокачки, мин	Объем прокачки, см^3	Выдержка на реакцию, мин
1	1	115890-1	5287,50 – 5294,30	12%HCl + 1%Ингибитор коррозии высокотемпературный	100	90	5,8	0
2	1	115890-2	5287,50 – 5294,30	ККС-В3	80	20	5,9	0
3	1	115890-3	5287,50 – 5294,30	ККС-В3	250	5	3,6	210

[4] При измерении проницаемости от торца к торцу. Сквозная червоточина направлена от торца к боковой поверхности и имеет оценочную проницаемость более 10000 мД.
[5] При измерении проницаемости от торца к торцу. Сквозная червоточина направлена от торца к боковой поверхности и имеет оценочную проницаемость приблизительно 8000 мД.

Результаты на скважинах

Доломитизированные известняки. Проницаемость < 2мД





География обработок:

Российская федерация: Удмуртия, Калмыкия, Коми, Оренбург, Саратов, Чечня

Республика Узбекистан, Султанат Оман.

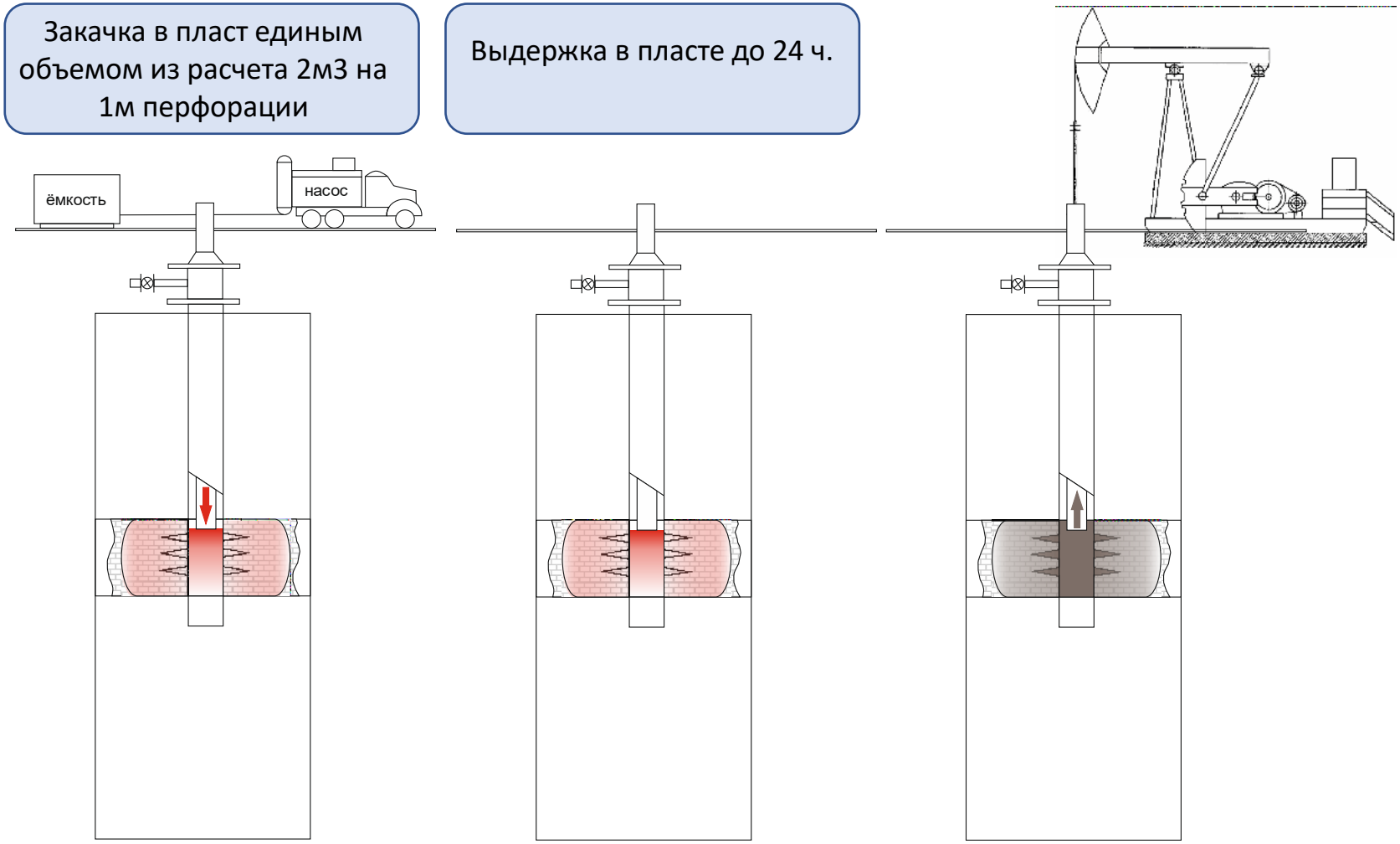
Преимущества

- Безопасен для людей и оборудования
- Обработка пласта как с бригадой так и без через затрубное пространство
- Обработка скважин сопоставима с ГРП
- Нейтрализация до 24 часов

Технология обработки

Закачка в пласт единым объемом из расчета 2м3 на 1м перфорации

Выдержка в пласте до 24 ч.



КОМПОНЕКС-21 ТВ

Термобарическая обработка скважин

О реагенте

Представляет собой бинарный состав, который в результате химической реакции реагента №1 с реагентом №2 - активатором, выделяет большое количества тепла и азотосодержащей пеногазовой смеси с растворителем воздействующие на призабойную зону пласта и внутрискважинную зону;

Очистка призабойной зоны пласта и оборудования от АСПО, парафинов и их высокотемпературных производных;

Вынос конденсата и пластовой воды из затрубного пространства скважины;

При использовании с пенообразующими агентами возможно использование вместо продавочной жидкости при кислотных обработках;

Разогрев пласта при длительной закачке – воздействие температурой и азотосодержащими газами на вязкую нефть;

Состав поставляется в сухом виде;

КОМПОНЕКС-21 ТВ

АКТИВАТОР

Принцип действия

Водный раствор Компонекс-21 ТВ

Активатор

Реакция нейтрализации с выделением тепла и газов

Реакция 1.

Водный раствор реагента «Компонекс-21-ТВ» **1 м³** (35% концентрации) + **7 м³** HCL (12% концентрации).

В результате реакции выделяется 110 м³ газа (N2 + CO2) и1 400 000 кДж тепла, достаточного для разогрева 4.3 м³ воды с 20°С до 100°С.

Реакция 2.

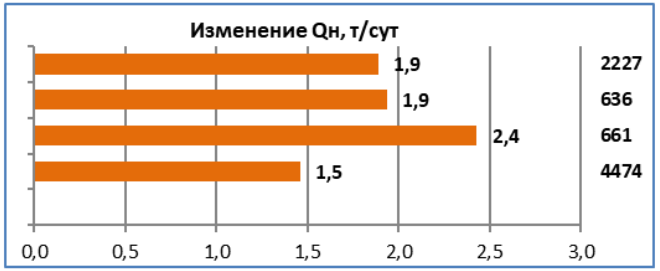
Водный раствор реагента «Компонекс-21-ТВ» **1 м³** (35% концентрации) + **2 м³** активатор на базе органических кислот (20% концентрации).

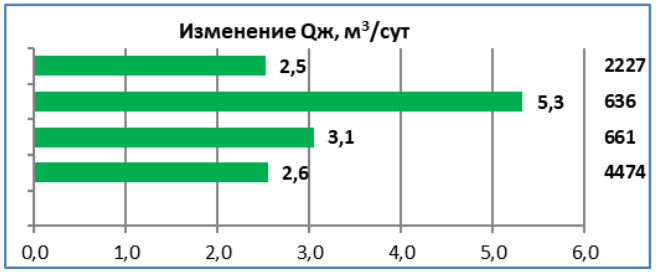
В результате реакции выделяется 120 м³ газа (N2 + CO2) и1 500 000 кДж тепла, достаточного для разогрева 5 м³ воды с 20°С до 100°С.

Результаты на скважинах

Западная Сибирь. Результаты применения реагента при очистке призабойной зоны пласта

№ п.п.	Месторождение	№ скважины	Пласт	Режим до ГТМ (по тех. режиму)						Дата ОПР	Режим после ГТМ 1 месяц (по тех. режиму)						Прирост нефти (после ОПР), т/сут	Режим после ГТМ 2 месяц (по тех. режиму)					Прирост нефти (2-й м-ц), т/сут	Режим после ГТМ 3 месяц (по тех. режиму)					Прирост нефти (3-й м-ц), т/сут	Тек. доп. добыча нефти, тонн	Период работы (эффекта), суток.
				Тип ГНО	Кпрод. м3/сут*атм	Qж т/сут.	обв. %	Qн т/сут.	Нд/Рз		Тип ГНО	Кпрод. м3/сут*атм	Qж т/сут.	обв. %	Qн т/сут.	Нд/Рз		Кпрод. м3/сут*атм	Qж т/сут.	обв. %	Qн т/сут.	Нд/Рз		Кпрод. м3/сут*атм	Qж т/сут.	обв. %	Qн т/сут.	Нд/Рз			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
1	Повховское	4474	$БВ_8$	Э-25-2200	0,060	6,2	27	4,5	2168/10	25.11.2018	Э-60-2350	0,130	11,9	45	6,6	2050/15	2,1	0,100	9,0	44	5,0	2085/16	0,5	0,100	8,8	32	6,0	2399/5	1,5	62,1	63
2	Выинтойское	661	$Ач_1^2$	Э-25-2300	0,260	11,5	12	10,2	2155/6	06.11.2018	Э-25-2400	0,310	14,3	12	12,5	2348/8	2,3	0,410	12,5	14	10,8	2358/8	0,6	0,330	14,6	13	12,6	2293/7	2,4	134,6	79
3	Выинтойское	636	$Ач_1^2$	Э-25-2200	0,093	8,7	16	7,3	1846/6	26.12.2018	Э-25-2300	0,260	14,0	32	9,6	1820/7	2,3	0,130	14,0	34	9,2	2065/7	1,9	-	-	-	-	-	-	62,8	32
4	Южно-Выинтойское	2227	$ЮВ_1^1$	Э-25-2300	0,283	16,1	10	14,6	2317/20	12.12.2018	Э-60-2400	0,140	18,6	11	16,5	2196/20	1,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,7	4
Итого:					0,165	12,3	18	10,1	2101/12			0,214	16,2	25	12,4	2077/13	2,3	0,200	13,3	32	9,2	2162/11	1,0	0,197	13,6	32	9,1	2300/9	1,9	279,2	182





УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель генерального директора
по разработке месторождений –
главный геолог
ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»

С.В. Арефьев

«05» 03 2019 г.

ПРОТОКОЛ

геолого-технического совещания
по рассмотрению результатов выполненных опытно-промышленных работ в области интенсификации добычи нефти с применением реагента Компонекс-21ТВ
в добывающих скважинах ТПП «Повхнефтегаз»
по технологии ООО «НОВА Технолоджиз»

26 февраля 2019 года г. Когалым

– частично цель ОПР достигнута в четырёх скважинах №№ 4474, 636, 661 и 2227. Технологическая успешность в первый месяц работы скважин составила 92,5 %;

– получили увеличение работающей толщины пласта от 3,1 до 5 м на четырёх скважинах, также перераспределение притока;

– дополнительная добыча нефти составила 279 т, удельная на одну скважинно-операцию – 56 т, удельный прирост нефти на скважину 1,9 т/сут;

– увеличение коэффициента продуктивности в среднем на 0,052 м3/сут*атм;

Преимущества

- Генерация газов без использования эжекторов, гибкой трубы и другой спец. техники
- Снижение вынужденного простоя бригад ТКРС при проведении ремонта скважин
- Снижение вынужденного простоя бригад ТКРС при проведении ремонта скважин
- Простота приготовления на скважине
- Возможность установки и подачи через БРХ

КОМПОНЕКС-21

Вспомогательное применение

Глушение скважин

- Препятствует глинонабуханию;
- Удаляет органические и неорганические отложения;
- Ингибирует солеотложение на подземном оборудовании;
- Ингибирует вторичные солеотложения в порах пласта;
- Рекомендуемый минимальный расход 1 кг на 1м^3 жидкости глушения;
- Снижает срок выхода скважин на режим до 30%;
- Заменяет собой все добавки к жидкостям глушения;
- Незначительное снижение обводненности;
- Поставляется в виде порошка, что позволяет заменить все остальные добавки поставляемые в жидком виде облегчает процесс приготовления жидкостей глушения;
- Неограниченное время нахождения в скважине;

СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ!

Остались вопросы? Свяжитесь с нами!

http://n-tlg.ru

+7 495 646 86 76

Россия, Москва
Дмитровское ш., 163А,
корп.2, оф.19.5

nova@n-tlg.ru

NOVA TECHNOLOGIES

COMPONEX®

Технологии увеличения добычи УВС