

Многопрофильная компания



Хим
Сервис
Инжиниринг

12 лет

инжиниринговых и сервисных
услуг

ГИДРОФОБНЫЙ ПОЛИМЕР-ГЕЛЬ НА ОСНОВЕ КРЕМНЕЗЕМА И ОРГАНОСИЛОКСАНОВ – SPA-WELL

Фахретдинов Риваль Нуретдинович
д.х.н., проф., действ. чл. РАЕН
Генеральный директор
ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг»

117420, Россия, г. Москва, ул. Наметкина, д. 14, к. 2, оф. 601

 +7 (495) 315-40-20

 info@cse-inc.ru

 www.cse-inc.ru



15 авторских технологий для оптимизации разработки месторождений



Направления: ВПП, ОВП, ОПЗ,
глушение скважин



Производство работ



Проведено
2225 скважино-обработок



Импортозамещение



Поставлено Заказчикам более
21 000 тонн химической
продукции



**Инициаторы и организаторы
внедрения инновационных
разработок**



**По результатам работ –
72 публикации
15 патентов**





Базовая стратегия ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг» – комплексные решения по применению отечественных реагентов для повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти как основы для рентабельной разработки месторождений и повышению дохода Компании-недропользователя

Технологии разработки ТРИЗ

**Реагенты АС-CSE-1313
марка А, Б и В**

Блокирование обводненных зон пласта и изменение направления фильтрационных потоков в нагнетательных скважинах

Технология ограничения добычи попутной воды

**Реагент АС-CSE-1313
марка А, Б**

Снижение добычи жидкости из высоко-обводненных скважин без потерь по добыче нефти

Технологии освоения и восстановления продуктивности скважин

Реагенты РБС-3, ДГК-2

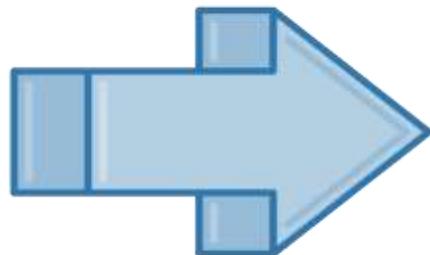
Очистка ПЗС от техногенных загрязнений (барит, глины, отложения солей) с пролонгированным действием на матрицу коллектора



Развитие технологий ВПП/ОВП на основе реагента АС-CSE-1313

Реагент

АС-CSE-1313 (ТУ 2458-013-66875473-2013 с изм. №1,2,3)



**АС-CSE-1313
марка А**

Технология: **ВПП/ОВП**
6% АС + 8% НСІ
(промышленное применение с 2016г.)

**АС-CSE-1313
марка В**

Технология: **ВПП, РИР с ОВП**
1,2-2,5% АС + Н₂О
(промышленное применение с 2020г.)

**АС-CSE-1313
марка Б**

Технология: **ОВП (Block Water)**
1,2-3,0% АС + Н₂О
(в стадии разработки)

Технология ВПП и ОВП «AC-CSE-1313 марка А»

(ТУ 2458-013-66875473-2013 с изм. №1,2,3; Патент РФ № 2592932 от 27.03.2015 г.)

Реагент AC-CSE-1313 марка А – **6%** масс., HCl – **8%** масс.

AC-CSE-1313
марка А



Соляная
кислота



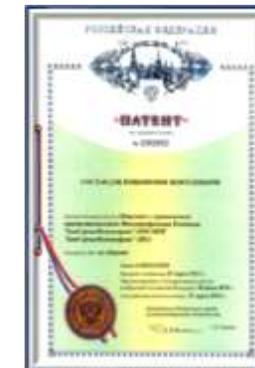
Армированный
гель



Фильтрационные исследования

С применением двухслойных разнопроницаемых керновых моделей

Сертификат
соответствия



Патент
№ 2592932 от
27.03.2015 г.

Модель	Коэф. вытеснения до реагента, д. ед.	Объемный расход до реагента, см ³ /мин	Коэф. вытеснения после реагента, д. ед.	Объемный расход после реагента, см ³ /мин	Абсолютное изменение коэф. вытеснения, д. ед.	Относительное изменение коэф. вытеснения, %
Низкопроницаемая	0,191	0,153	0,538	0,858	0,347	181,68
Высокопроницаемая	0,661	0,847	0,688	0,142	0,027	4,09
Общая	0,463	1,000	0,625	1,000	0,162	34,99



Прирост
коэффициента вытеснения
29,39 – 48,29%



Доля низкопроницаемой
модели от прироста $K_{\text{выт}}$
88 %



- ❑ Первая отечественная технология, которая является прямым конкурентом импортным технологиям в области ПНП (ВПП) разработана и внедрена в 2015 году.
- ❑ В последующие годы и по сей день технология постоянно модифицируется с целью повышения своей технологичности и снижения себестоимости.

Накопленные показатели

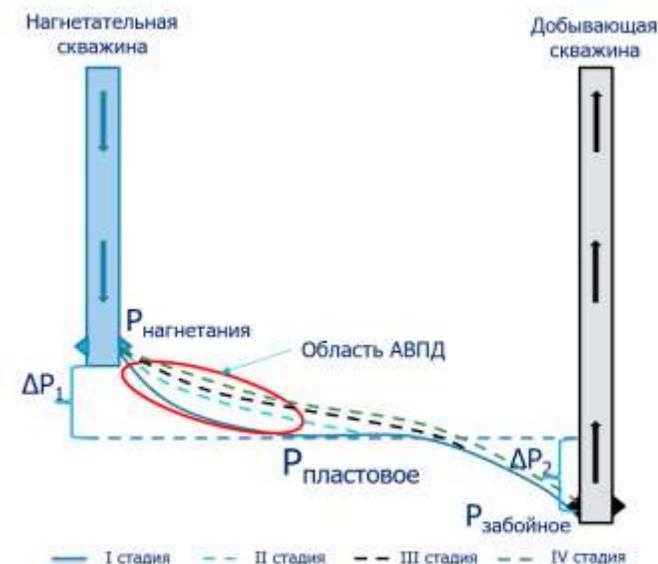


В период с 2015 по 2022 гг.:

Количество скважин
636

Дополнительная добыча нефти
534 тыс. т

Сокращение попутно добываемой воды
1 277 тыс. т



Цель применения химических МУН – регулирование охвата пластов заводнением, снижение текущей обводненности, повышение Кохв., увеличение КИН.

Начало применения химических МУН (ВПП, ОВП) – конец второй – начало третьей стадии разработки.

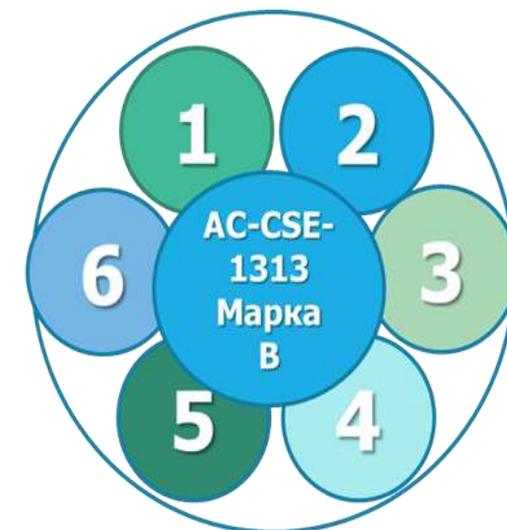
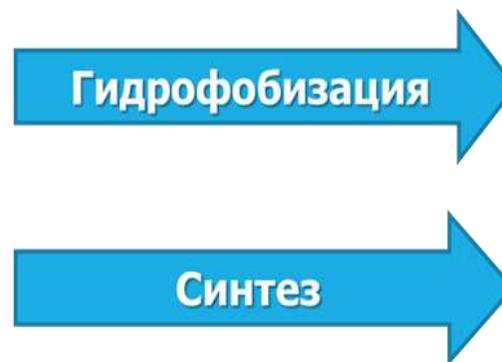
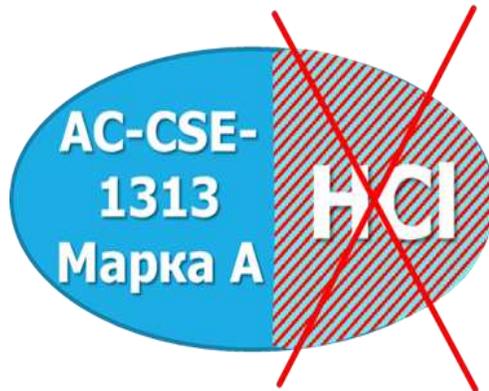
Композиции, традиционно используемые для ВПП (гелеобразующие, осадкообразующие), являются, как правило, **гидрофильными**. При создании и постоянном расширении зоны АВПД в районе нагнетательных скважин и соответствующим увеличением в ней скоростей фильтрации, композиции легко вымываются из пласта. Это, в свою очередь, приводит к:

- снижению длительности эффекта;
- высокому расходу реагента;
- увеличению количества обработок;
- появлению реагента в продукции добывающих скважин;
- дополнительным расходам как на проведение повторных обработок, так и на очистку добываемого флюида от закачанного реагента.



На базе AC-CSE-1313 марка А разработан однокомпонентный гелеобразующий состав **AC-CSE-1313 марка В**, исключающий применение жидкой кислоты в рабочих композициях, – **гидрофобный полимер-гель SPA-Well**.

Исключение из состава композиции гелеобразователя – жидкой соляной кислоты позволило **повысить технологичность** и безопасность применения данной технологии.

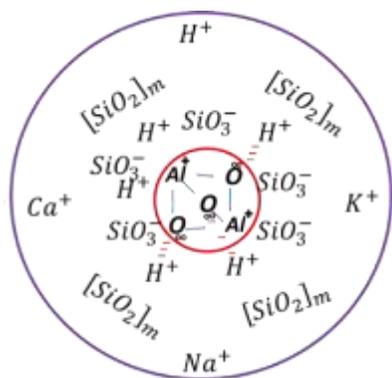


AC-CSE-1313 марка В (SPA-Well)

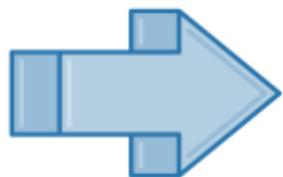


- ❑ Раствор реагента «**AC-CSE-1313 марка В**» в пластовых условиях при концентрации **0,8 – 1,2 % образует гидрофобный золь**, а при **1,3 – 2,5 % - прочный гелевый экран** в водопромываемых интервалах пласта.
- ❑ Образуемый гель обладает повышенными реологическим характеристикам и адгезией к породе, что позволяет ему закрепляться в наиболее проницаемых водонасыщенных интервалах пласта, надежно блокируя продвижение по ним закачиваемой воды.
- ❑ Электроотрицательность атома Si в кремнеорганических соединениях низкая, что способствует образованию донорно-акцентерных связей с использованием одной или двух d-орбиталей.

Реагент AC-CSE-1313 марка А

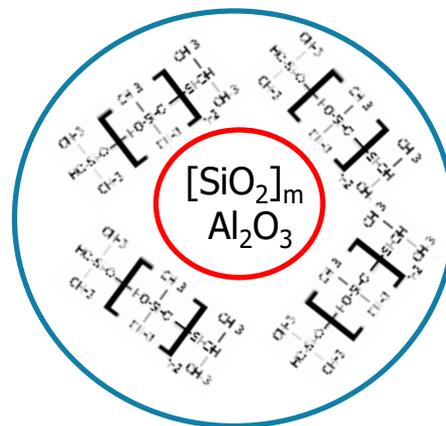


Si – атомный радиус – 0,133 н/м
C - 0,077 н/м



Гидрофобизация

Гидрофобный состав



**Золь при
концентрации
раствора –
0,8%**



**Гель при
концентрации
раствора –
2,0%**



Включена в матрицу технологий для промышленного применения в ПАО «Газпром нефть», ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» и классифицировано системой «Одного окна» ПАО НК «Роснефть» как готовое к внедрению инновационное решение.

Исследования выполнены в лаборатории новых реагентов нефтепромышленной химии **Института нефтехимии и катализа РАН** г. Уфы

Показатель		0,8 % AC-CSE-1313 марка В	1,5% AC-CSE-1313 марка В	1,8 % AC-CSE-1313 марка В	2,0% AC-CSE-1313 марка В
Внешний вид рабочего раствора (наличие осадка и расслоений)		раствор светло-серого цвета, без осадка и расслоения	раствор светло-серого цвета, без осадка и расслоения	раствор светло-серого цвета, без осадка и расслоения	раствор светло-серого цвета, без осадка и расслоения
рН, ед.	после перемешивания	3,8	3,75	3,7	3,67
	после выдержки	5,9	5,8	5,5	5,3
Внешний вид полученного геля (наличие осадка и расслоений)		золь (серого цвета), без осадка и расслоения	устойчивый гель (серого цвета), без осадка и расслоения	устойчивый гель (серого цвета), без осадка и расслоения	устойчивый гель (серого цвета), без осадка и расслоения
Время гелеобразования при 85°C, час		24	24	24	24
Термостабильность при 85°C (через 72 ч)		термостабилен	термостабилен	термостабилен	термостабилен
Значение вязкости на вибровискозиметре SV-10А, мПа*с	начальная вязкость растворов	золь	8,75	11,7	13,1
	после 24 ч выдержки при 85°C	золь	1340	4050	8540
Скорость коррозии при 85°C (за 24ч), мм/год (не более 5,0 мм/год)		0,5	0,6	0,8	0,8
Значение вязкости геля после деструкции (ч/з 24 ч при 85°C) (деструктор - 5% NaOH), мПа*с		65,4	69,2	75,3	79,2

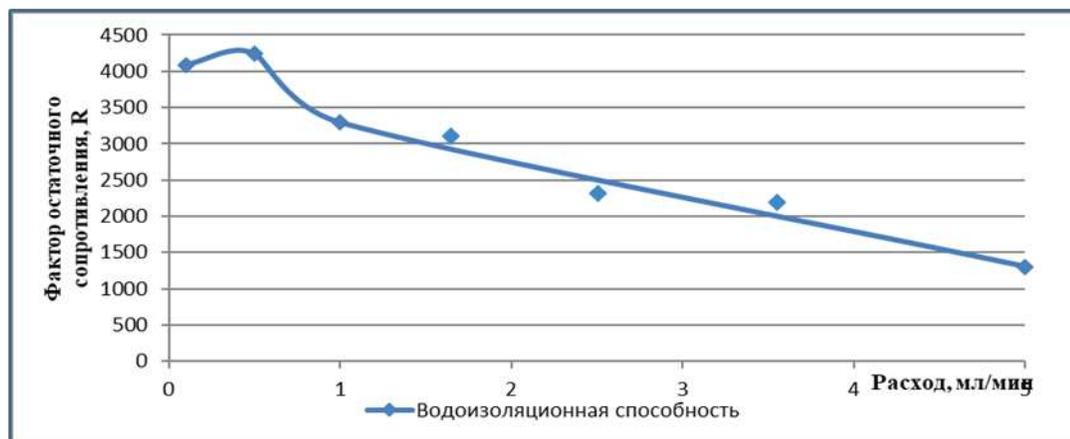
Исследования выполнены в лаборатории «РН-БашНИПИнефть» г. Уфа

Применялись следующие модели пористой среды:

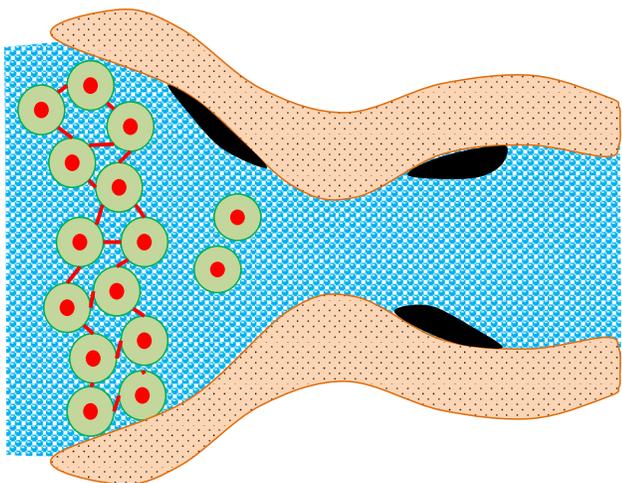
1. с остаточной нефтенасыщенностью и проницаемостью по воде 482,0 мД;
2. с остаточной нефтенасыщенностью и проницаемостью по газу 16,7 мД.

Тест	Норма	Результат тестирования
Оценка влияния на водоизолирующую способность		
Критический градиент давления, МПа/м	Фиксируется фактическое значение	80,0
Фактор остаточного сопротивления по воде, R	Не менее 5	До 4088
Оценка влияния на газоизолирующую способность		
Критический градиент давления, МПа/м	Фиксируется фактическое значение	0,4
Фактор остаточного сопротивления по газу, R	Не менее 5	До 39

По результатам лабораторного тестирования реагент AC-CSE-1313 марка В (SPA-Well) рекомендуется к реализации технологии в промышленных условиях.



Образование прочного
гелевого экрана



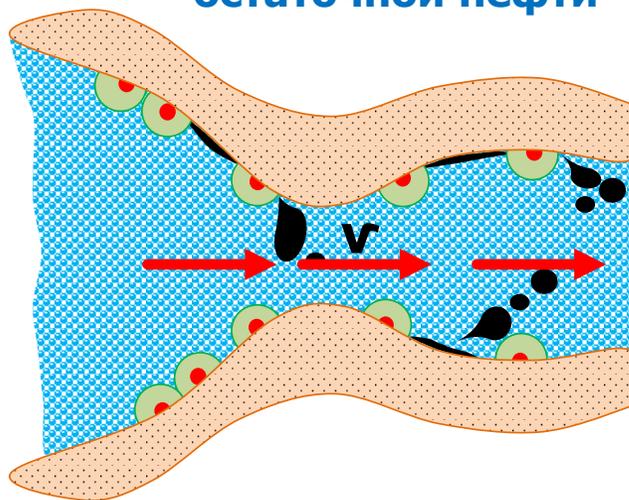
Кохв.

К выт.

->

КИН

Гидрофобизация поверхности -
довытеснение
остаточной нефти



После закачки реагента в пласт начинается процесс гелеобразования с повышением вязкости раствора, что приводит к перераспределению фильтрационных потоков и увеличению коэффициента охвата.

По мере продвижения фронта вытеснения часть адсорбированного на стенках пор реагента взаимодействует с породой, гидрофобизируя ее и тем самым увеличивая подвижность связанной воды в низкопроницаемых каналах, что способствует доотмыву остаточной нефти, что увеличивает коэффициент вытеснения.

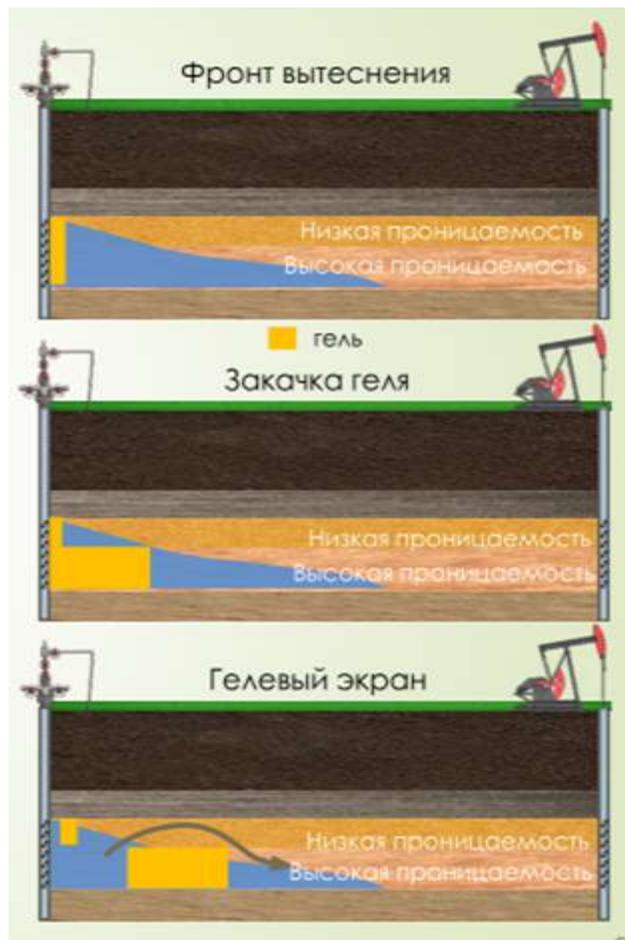
Двойное действие полимер-геля, содержащего ПАВ:

- ❖ увеличение Кохв. (выравнивание фронта вытеснения)
- ❖ увеличение Квыт. (улучшение смачиваемости породы водой)

Стандартное решение: закачка гелеобразующего состава

Блокирование высокопроницаемых интервалов для дренирования низкопроницаемых интервалов

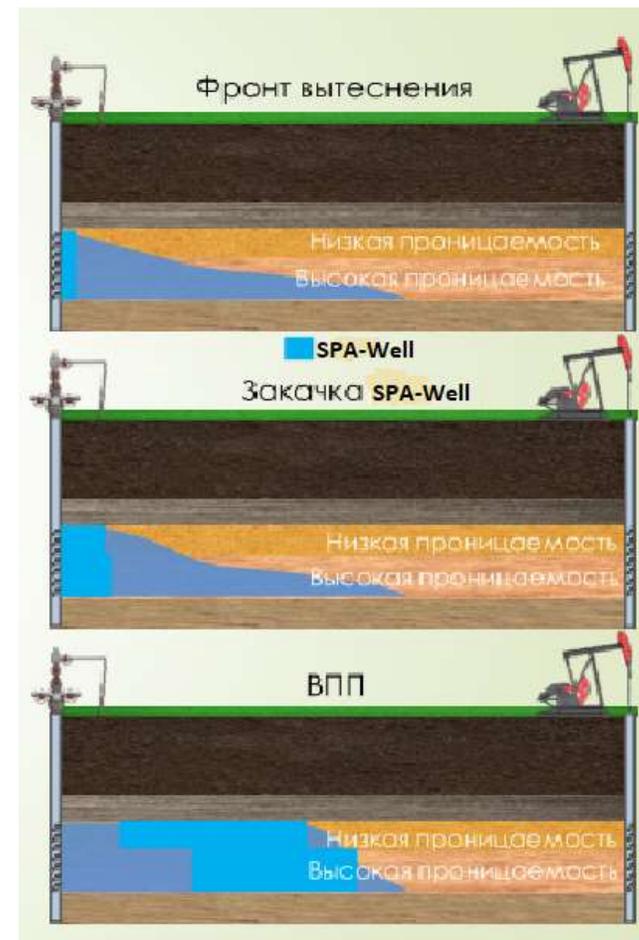
- Перераспределение фильтрационных потоков только в приквацинной зоне пласта
- Невозможность вовлечь в процесс нефтеизвлечения большей части низкопроницаемых пластов



Применение технологии SPA-Well

Повышение проницаемости по воде в низкопроницаемых пропластках при практически неизменной проницаемости высокопроницаемых интервалов.

- Вовлечение низкопроницаемых пропластков ранее не участвовавших в разработке
- Проникновение агента глубоко в пласт



ГИДРОФОБИЗАЦИЯ ПОВЕРХНОСТИ КРЕМНЕЗЁМА



Физическая адсорбция

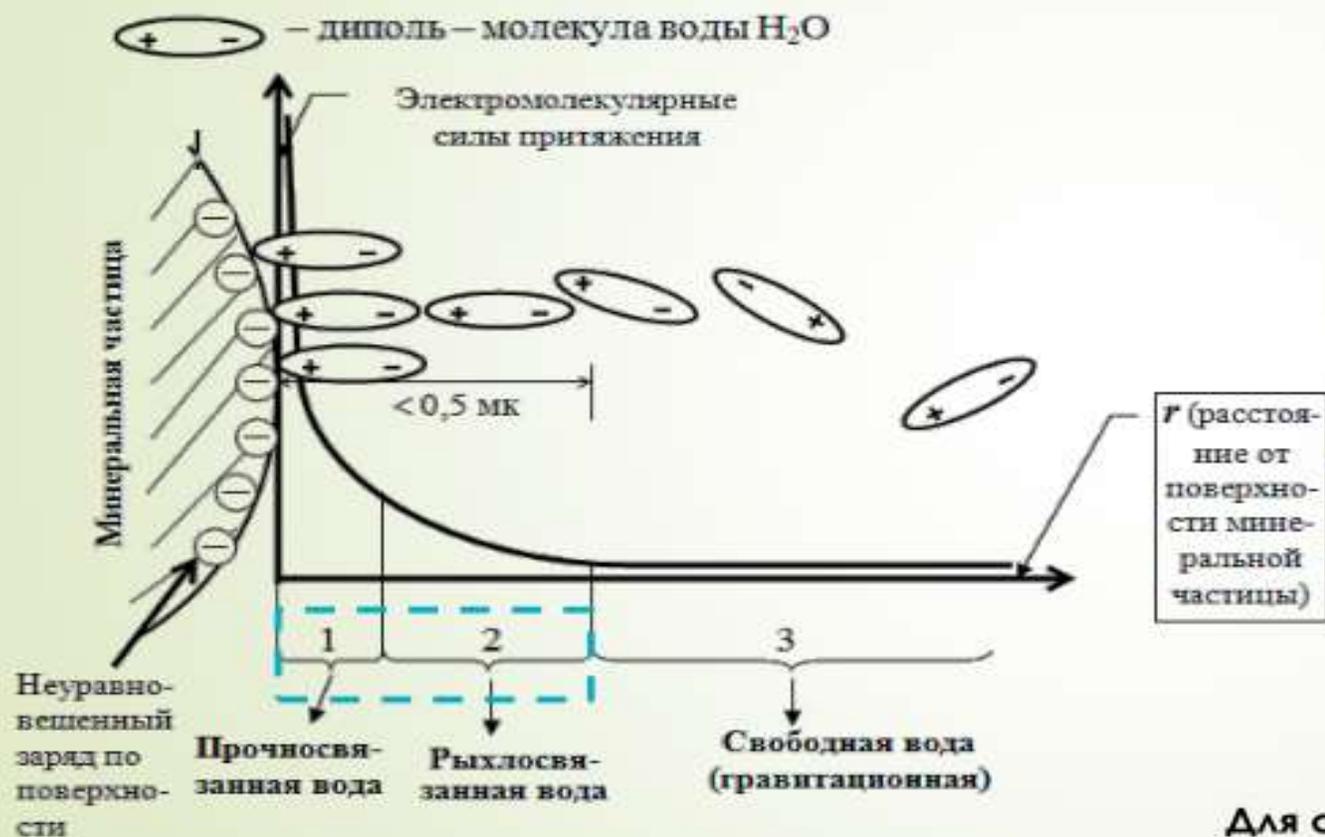
- 1) Теплота адсорбции $\sim 10 \div 30$ кДж/моль
- 2) Скорость адсорбции $W \sim a$ – число ударов о стенку
- 3) Температурная зависимость скорости $W \sim a \sim \sqrt{T}$
- 4) Адсорбция неспецифична и ряд по адсорбируемости сохраняется на любом адсорбенте.

Химическая адсорбция

- 1) $\sim 100 \div 300$ кДж/моль
- 2) $W = a \cdot \exp(-E/RT)$, где $E > 80 \div 120$ кДж/моль
- 3) $W \sim \exp(-E/RT)$ – скорость резко увеличивается с температурой
- 4) Адсорбция специфична. Вещество может с одним адсорбентом реагировать, а с другим – нет.

СВЯЗАННАЯ ВОДА

Типы воды на границе с твердым телом
(терригенный коллектор)



Свойства	Свободная вода	Связанная вода
1) Вязкость	1) η_0	1) $\eta = 1.1 + 1.6 \cdot \eta_0$
2) Диэлектрическая проницаемость	2) ϵ_0	2) $\epsilon = 0.04 + 0.025 \cdot \epsilon_0$
3) Плотность	3) ρ_0	3) $\rho = 0.02 \cdot \rho_0$
4) Теплоемкость	4) C_0	4) $C = 1.25 + 1.35 \cdot C_0$
5) Поверхностное натяжение	5) σ_0	5) $\sigma = K \cdot r$ (K – коэф. пропорциональности; r – радиус кривизны поверхности натяжения)

Формула Лапласа
(капиллярное давление)

$$\Delta p_c = \frac{2\sigma \cos\theta}{r_c}$$

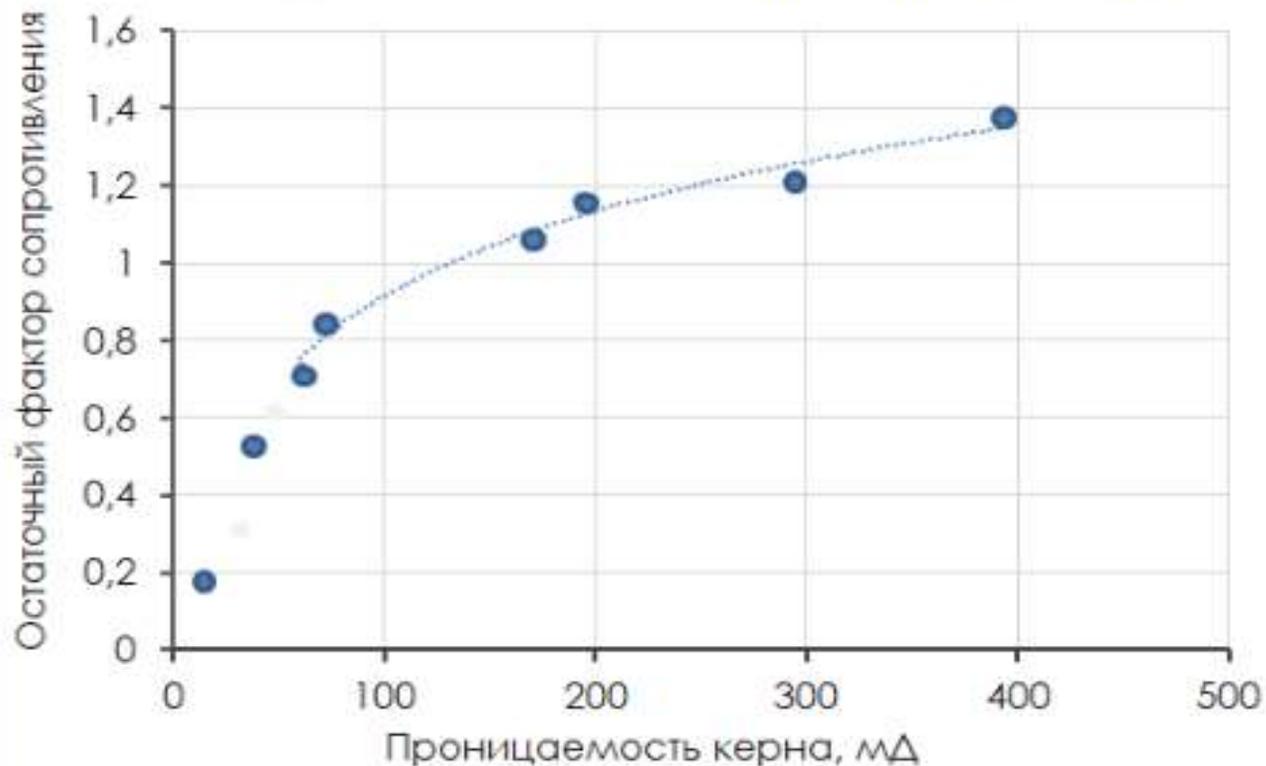
σ – поверхностное натяжение
 θ – краевой угол
 r_c – радиус капилляра



Для создания движения связанной воды в капилляре необходимо преодолеть капиллярное давление

ЧТО ПОКАЗАЛИ ЭКСПЕРИМЕНТЫ?

Изменение ОФС от проницаемости керна



Наибольшее влияние SFW - на изменение фазовой проницаемости в низкопроницаемых пластах (менее 100 мД).

Остаточный фактор сопротивления (ОФС) при этом составляет:

- 0,824 - для керна с проницаемостью 61 мД;
- 0,858 - для керна с проницаемостью 62 мД;
- 0,214 - для керна с проницаемостью 4 мД.

Выводы из экспериментов:

1. После закачки SFW наблюдается увеличение фазовой проницаемости для воды.
2. Фильтрационные свойства породы сохраняются после закачки SFW. Об этом свидетельствует степень увеличения фильтрационных сопротивлений при фильтрации воды после закачки реагента (ФН) близка или меньше единицы.

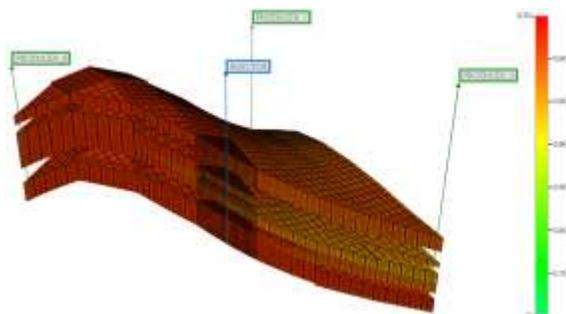
СЕКТОРНАЯ МОДЕЛЬ



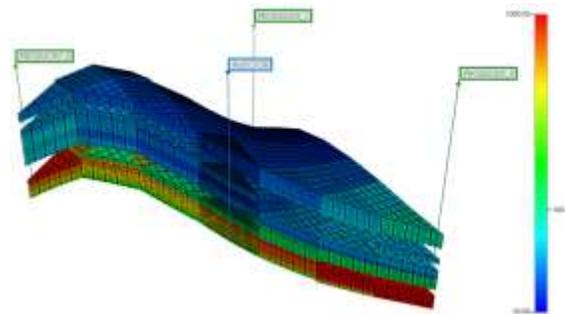
1 нагнетательная скважина



3 добывающих скважины



Распределение нефтенасыщенности в разрезе, д.ед.



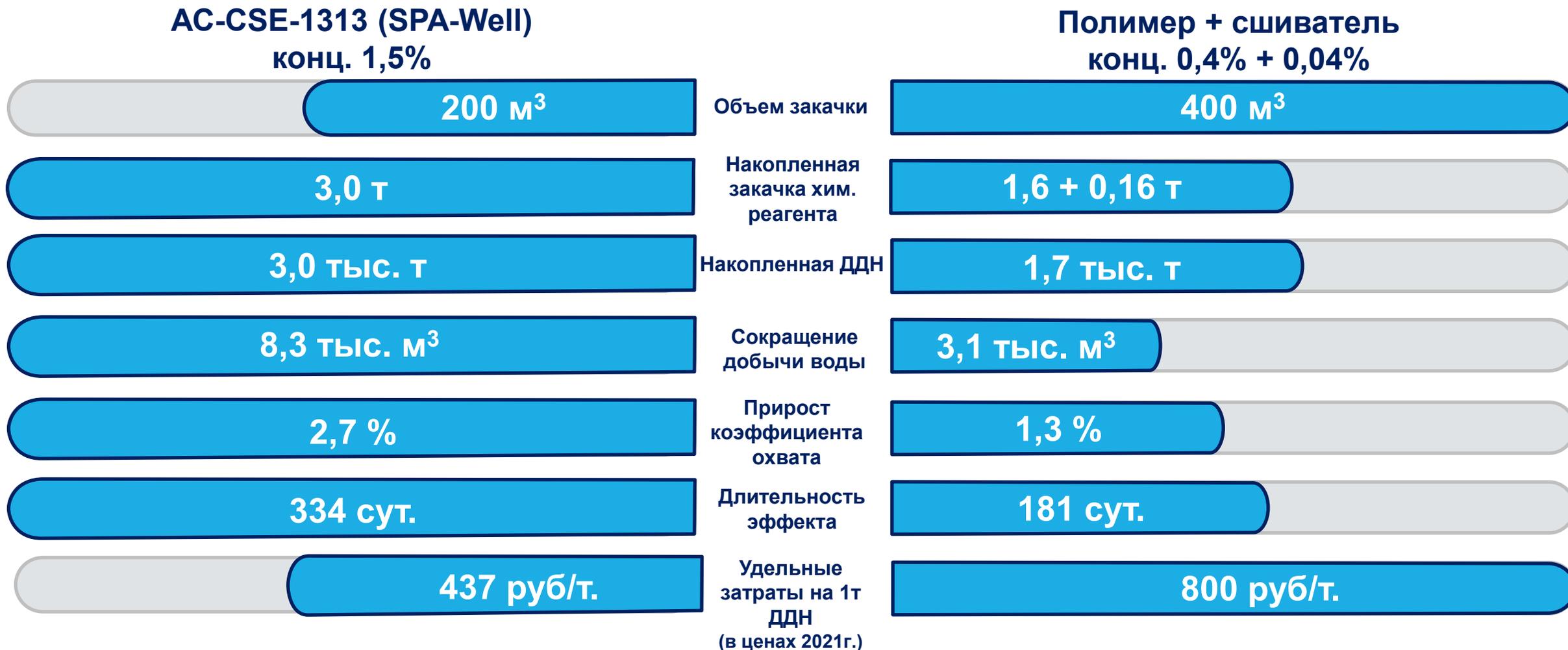
Распределение проницаемости в разрезе, мД

Параметры выбранного участка месторождения

Параметр	ЕИ	Значение
Глубина залегания	м	1950
Толщина пласта	м	18
АО ВНК	м	1975
Среднее значение пористости	д.ед.	0,23
Среднее значение проницаемости (пропластков)	мД	275
Начальное пластовое давление	МПа	20
Начальная пластовая температура	°С	70
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа·с	2,9
Начальная нефтенасыщенность	д.ед.	0,6
Сжимаемость породы	1/МПа	$8,76 \cdot 10^{-4}$
Сжимаемость воды	1/МПа	$4,5 \cdot 10^{-4}$
Сжимаемость нефти	1/МПа	$12,6 \cdot 10^{-4}$
Коэффициент вытеснения	д.ед.	0,55



Сравнительная эффективность технологий ВПП ПАА и АС-CSE-1313-В (гидрофобный полимер-гель SPA-Well) (расчёт на симуляторе CMG)



При большей концентрации реагента **АС-CSE-1313-В** в рабочем растворе по сравнению с ПАА, требуется **в 2 раза меньший объем** закачки рабочего раствора.

При этом **превышение** по объему **ДДН** составляет почти в **2 раза**, по объему **сокращения попутной воды** – почти в **3 раза**.

Промышленное применение технологии ПНП SPA-Well начато в 2021 году.
На текущий момент выполнено **175 скв-операций**,
в том числе в 2021 году – **120 скв.-операций**, в 2022 году – **55 скв.-операций**.



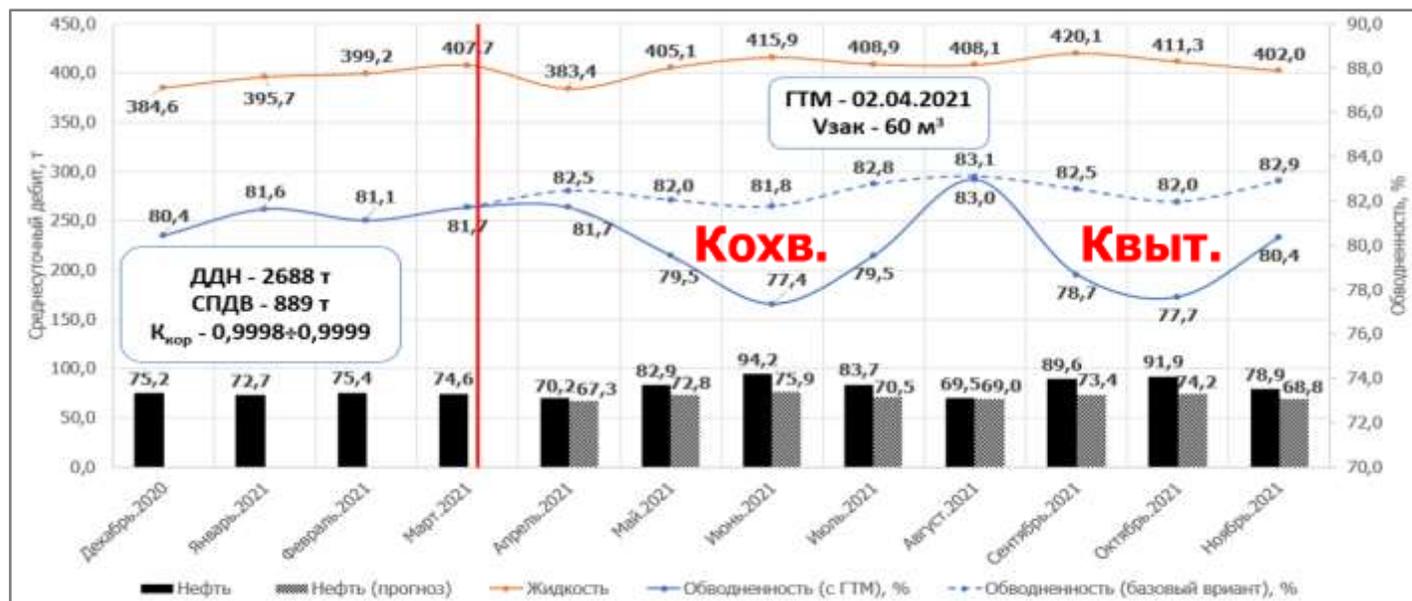


Результаты применения технологии ВПП AC-CSE-1313 марка В в условиях разработки Тайлаковского месторождения

Параметры	Значения
Пласт	Ю2-Ю3
Средняя глубина залегания, м	2628,9
Тип залежей	ПС ЛЭ ТЭ
Тип коллектора	Т П
Площадь нефте-/газоносности, тыс. м ²	748 377
Средняя общая толщина, м	28,9
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	9,4
Коэффициент пористости, д.ед.	0,16
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, д.ед.	0,54
Проницаемость, мД	25,40
Коэффициент песчаности, д.ед.	0,25
Расчлененность	9
Начальная пластовая температура, °С	86
Начальное пластовое давление, МПа	27,3

Общее количество обработок в ПАО «СН-МНГ» в 2021 году – **95** скв., в т.ч. на Тайлаковском м/р – **46** скв.

Пример результатов обработок на одном из участков



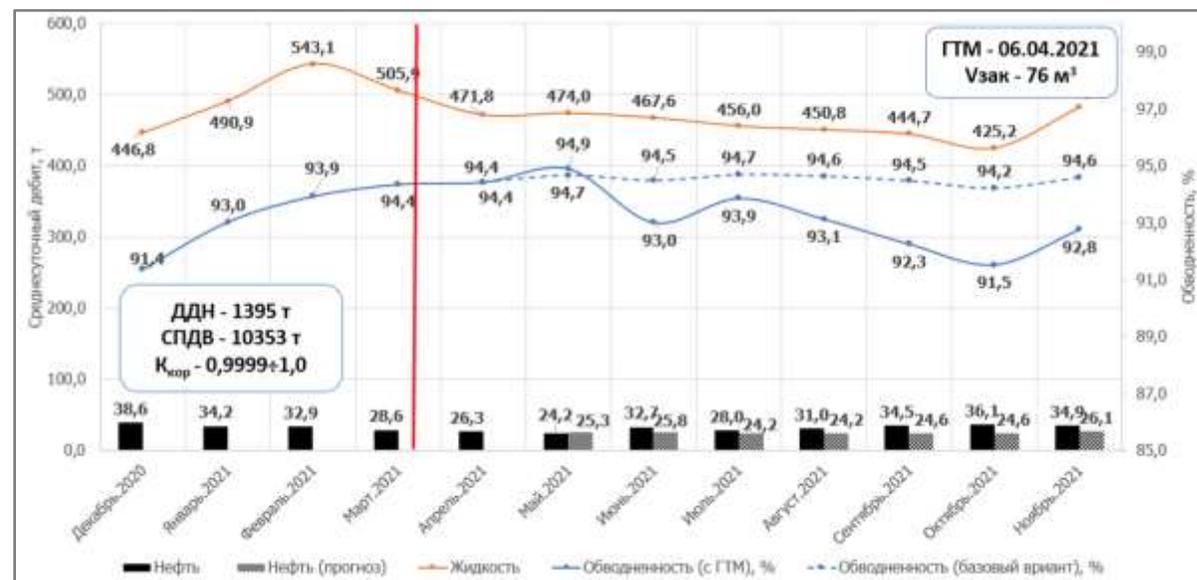
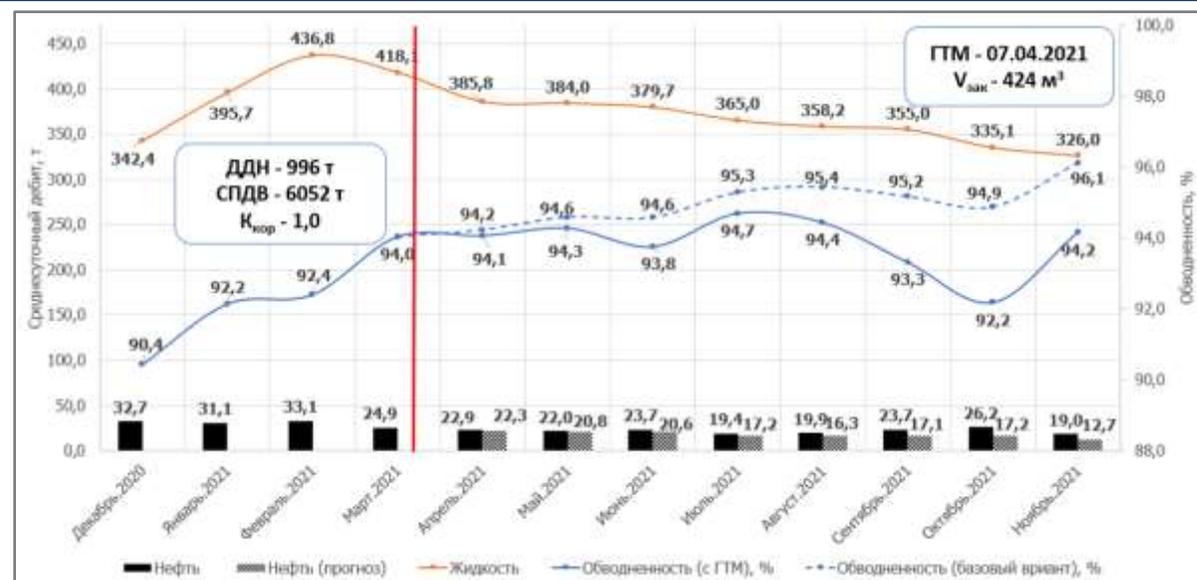
! Работы выполнены на участках со **средней проницаемостью** коллектора (25 мД), **высокими значениями расчлененности** пласта (9 ед.), выработкой не более 70% и ТИЗ более 45 000 т/скв.



Результаты применения технологии ВПП AC-CSE-1313 марка В в условиях разработки Тайлаковского месторождения

Технология SPA-Well обеспечивает высокую эффективность мероприятий за счет двойного действия реагента – увеличения коэффициента охвата и коэффициента вытеснения, о чем свидетельствует форма зависимости дебита нефти по участкам обработанных нагнетательных скважин.

В результате обработок отмечается перераспределение профиля приемистости скважин до 20% с подключением в работу ранее недренируемых интервалов пласта.



По итогам обработок **11** скважин (8 месяцев)



Дополнительная
добыча
нефти

600 т/скв.

Сокращение
попутно
добываемой воды

840 т/скв.

Параметры	Пласты	
	БВ ₈	БВ ₈₋₁
Средняя глубина залегания (по вертикали), м	2886	2980
Тип залежи	Литологическая	Структурно-литологическая
Тип коллектора	терригенно - поровый	
Площадь нефтегазоносности, тыс. м ²	740 364	114 789
Средняя нефте/газонасыщенная толщина, м	2,8	2,8
Пористость, %	20	19
Средняя нефте/газонасыщенность, д. ед.	0,68	0,62
Проницаемость, мД	12	11,7
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,66	0,66
Расчлененность, ед.	6	3,2
Начальная пластовая температура, °С	83	82
Начальное пластовое давление, МПа	28,0	27,0



Работы выполнены на участках с проницаемостью коллектора (11-12 мД) и значениями расчлененности пласта (3-6 ед.), выработкой более 70% и ТИЗ менее 45 000 т/скв.

Результаты обработок

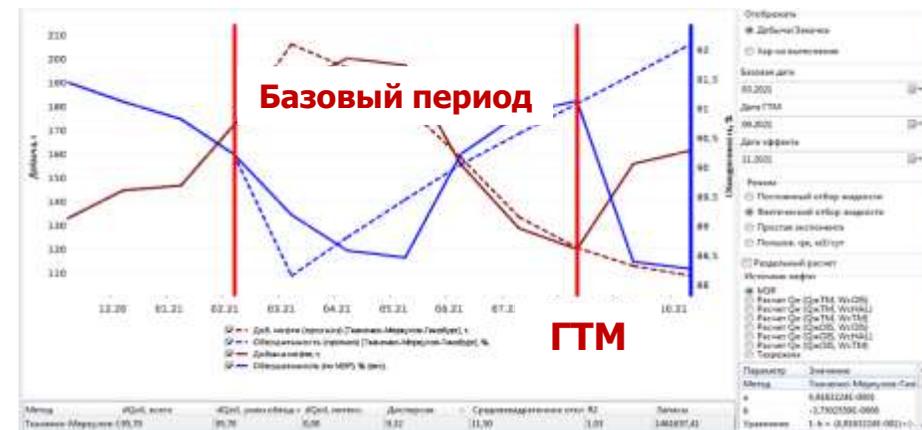
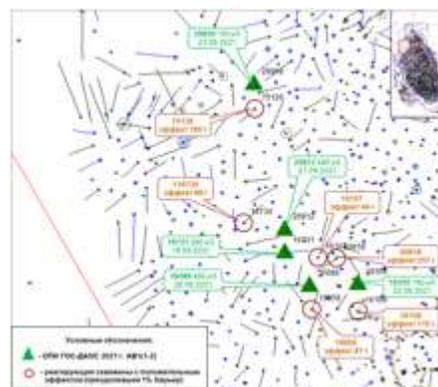
№ п/п	Скважина	Объём закачки, м3	Всего за 2021г., т	Доп. Добыча нефти на 01.12.2021 г, т	
				Октябрь	Ноябрь
1	XXX88	490	344	138	206
2	XXX31	260	49	11	38
3	XXX55	160	170	94	77
4	XXX12	490	96	43	53
5	XXX59	100	180	54	126
Всего			839	340	499
Накоп. Доп. добыча нефти, т				340	839
Эффект на одну обработку, т				68	168
Эффект на обработку, т/мес.				68	84
Суточные показатели, т/сут				11	17

Пример реагирующей добывающей скважины XXX18



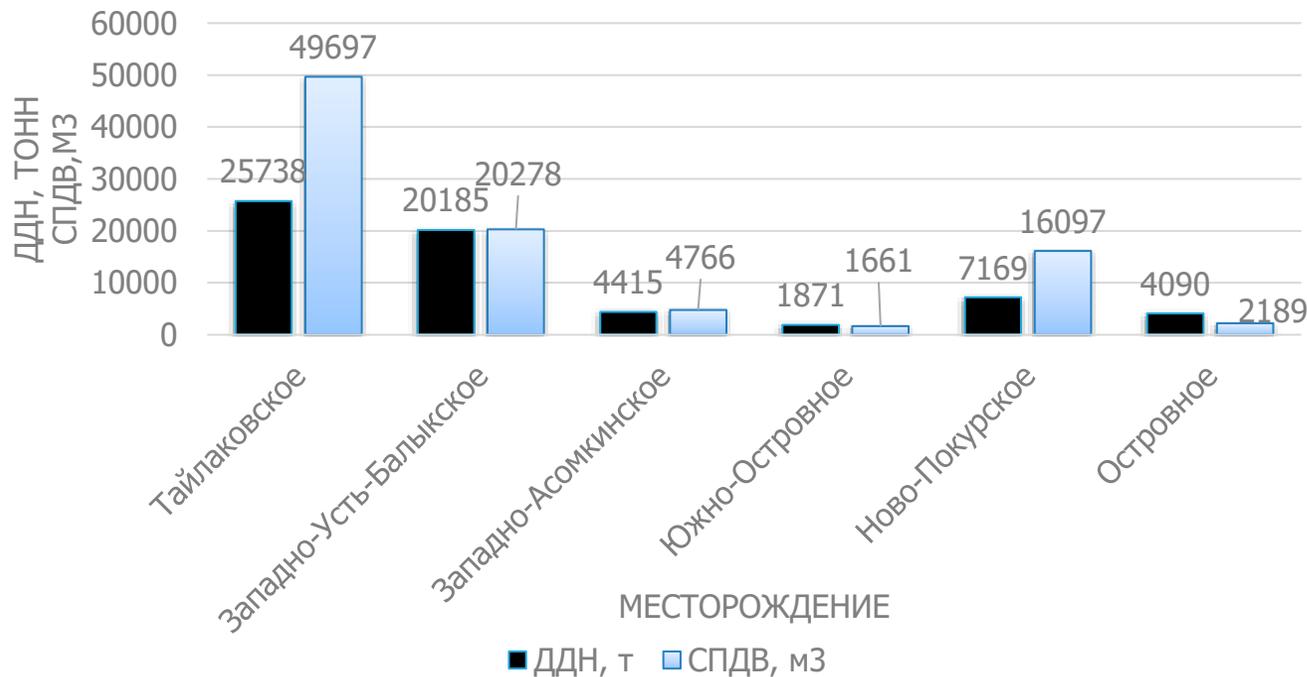
Дополнительная добыча нефти за 2 месяца
839 т

Пример реагирующей добывающей скважины XXX30

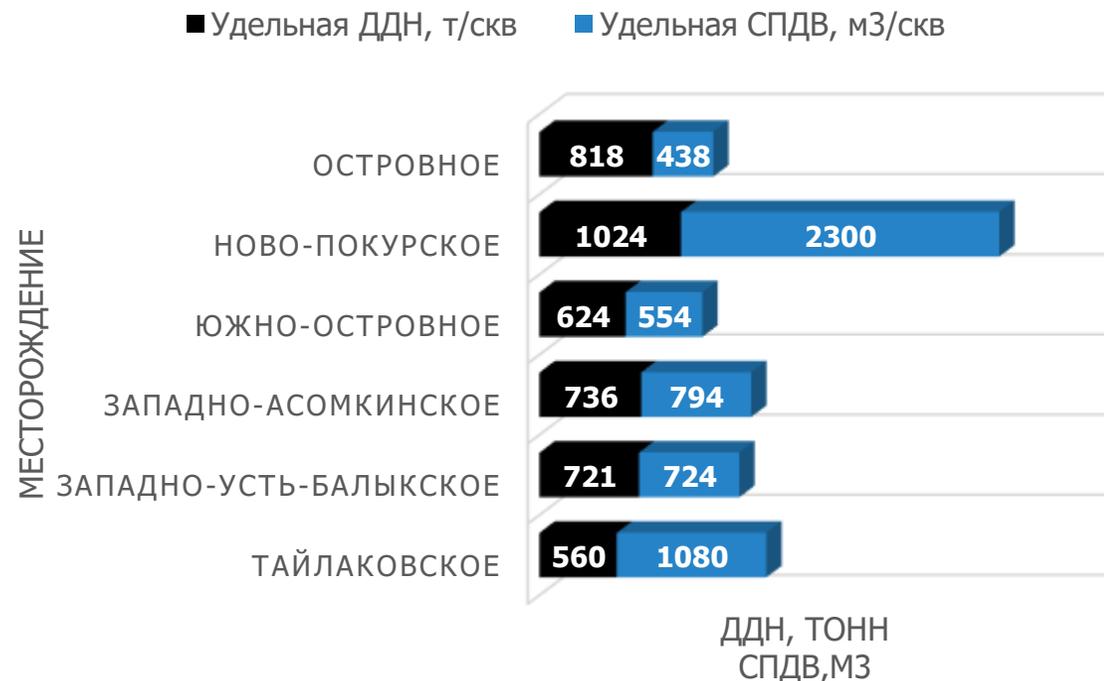


Объекты со **средней проницаемостью** коллектора, **высокими значениями расчлененности** и **пластовой температурой**.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ДДН И СПДВ ПО МЕСТОРОЖДЕНИЯМ



РАСПРЕДЕЛЕНИЕ УДЕЛЬНЫХ ДДН И СПДВ ПО МЕСТОРОЖДЕНИЯМ



За 2021 гг.:

Количество скважин



95

Дополнительная добыча нефти



64 ТЫС. Т

Сокращение попутно добываемой воды



95 ТЫС. Т

1. В рамках импортозамещения разработана запатентованная технология повышения нефтеотдачи пластов на основе использования реагента AC-CSE-1313 марка В (гидрофобный водорастворимый полимер-гель SPA-Well). Гидрофобный полимер-гель SPA-WELL - промышленно доступный российский продукт, является аналогом ПАА, имеет неоспоримые преимущества, может применяться в широком диапазоне геологических условий, включая объекты с высокими пластовыми температурами и минерализацией воды, на участках с низкопроницаемыми коллекторами.
2. Состав обладает двойным действием, реализуемым путем увеличения коэффициента охвата за счет образования гелевого экрана в высокопроницаемых интервалах и увеличения коэффициента вытеснения за счет гидрофобизации поверхности породы в низкопроницаемых интервалах, что способствует повышению подвижности связанной воды в низкопроницаемых каналах и доотмыву остаточной нефти. Механизм действия реагента AC-CSE-1313 марка В целиком укладывается в теорию применения технологии «Сверхтекучая вода» (Super Fluid Water – SFW), основанной на гидрофобизации породы и снижении фильтрационных сопротивлений для воды.
3. Технология ПНП SPA-Well, начиная с 2019 года, прошла стадию ОПР, включена в матрицу технологий для промышленного применения в ПАО «Газпром нефть» и ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», классифицирована системой «Одного окна» ПАО НК «Роснефть» как готовое к внедрению инновационное решение.
4. Промышленное применение технологии ПНП SPA-Well начато в 2021 году. К настоящему моменту выполнено 175 скв-операций на 9 месторождениях Западной Сибири и Республики Коми, в том числе в 2021 году – 120 скв.-операций, в 2022 году – 55 скв.-операций. Технология показала высокую технологическую эффективность. Так, в ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» в 2021 году выполнено 95 скважино-операций, дополнительная добыча нефти составила в среднем 668 т/скв. (от 560 до 1024 т/скв. по отдельным объектам, при максимальном значении более 1300 т/скв.), сокращение добычи попутной воды – 997 т/скв. (от 438 до 2300 т/скв. по отдельным объектам, при максимальном значении более 8000 т/скв.). Работы продолжаются.



ООО Многопрофильная Компания
«ХИМСЕРВИСИНЖИНИРИНГ»

ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ – КЛЮЧ К УСПЕХУ!

Адрес: 117420, Россия, город Москва, улица Наметкина, дом 14, корпус 2, офис 601
тел./факс: +7 (495) 315-40-20
e-mail: info@cse-inc.ru • www.cse-inc.ru