Главный принцип наших решений –
лучшие идеи для разработки месторождений

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ОСВОЕНИЮ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Начальник Управления
анализа и систематизации МУН и ИДН
Бобылев Олег Анатольевич

г. Тюмень, 2018 г.

Комплексный подход в освоении и интенсификации добычи УВС на залежах с карбонатными коллекторами

Технология ОПЗ РБС-3

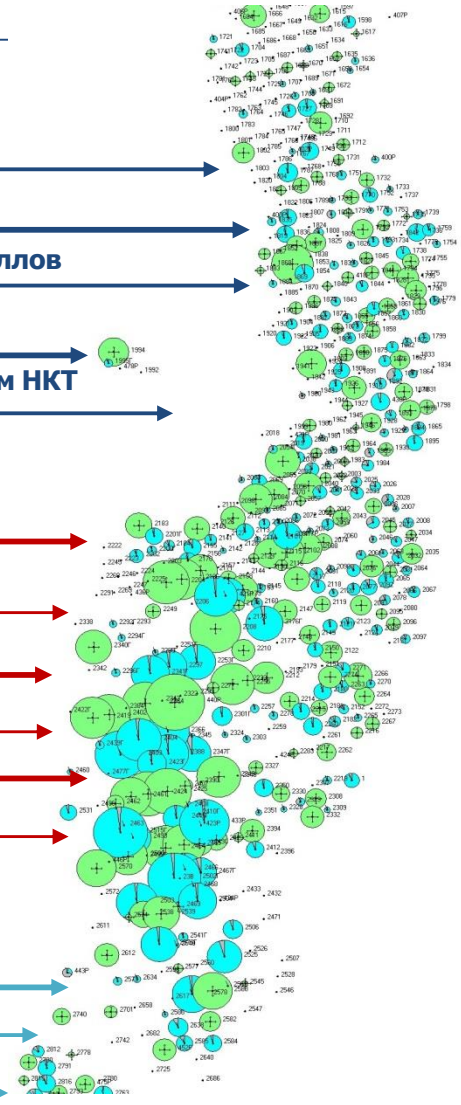
- Освоение скважин после бурения на баритовой основе
- Удаление глинистой буровой корки
- Очистка ПЗП от отложений нерастворимых солей тяжелых металлов
- Ингибирование набухания глинистого вещества коллектора
- Удаление нераствор.продуктов реакции HCLс породой и металлом НКТ

Технология ВПП АС-CSE-1313

- Получение значительных приростов добычи нефти
- Снижение темпов падения базовой добычи нефти
- Снижение ПДВ
- Снижение обводненности добываемой продукции
- Прирост ОИЗ
- Увеличение темпов выработки запасов

Технология ОВП АС-CSE-1313

- Снижение отборов жидкости
- Снижение обводненности
- Прирост дебитов нефти



Решение проблем

Разработаны новые высокоэффективные технологии и механизмы на основе применения запатентованных отечественных составов, которые при промышленном внедрении на месторождениях позволяют:

- ✓ **Выполнить успешное освоение скважин после бурения на баритовой основе; удалить глинистую буровую корку;**
- ✓ **Осуществить очистку ПЗП от отложений нерастворимых солей тяжелых металлов;**
- ✓ **Снизить скин-фактор в добывающих скважинах;**

РБС-3

- ✓ **Снизить темп падения базовой добычи углеводородов;**
- ✓ **Получить прирост остаточных извлекаемых запасов;**
- ✓ **Уменьшить обводненность добываемой продукции;**
- ✓ **Уменьшить объем ПДВ.**

АС-CSE-1313

Для решения указанных задач используется ПК EOR Effect+ при геолого-технологическом обосновании выбора скважин и участков воздействия, а также прогнозе результатов эффективности.

УНИКАЛЬНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ГЛУБОКОЙ ОЧИСТКИ ПЗП И ОСВОЕНИЯ ОСЛОЖНЕННЫХ СКВАЖИН

РБС-3

(ТУ 2458-018-66875473-2015)

(патент РФ от 10.03.2015г.)

VI и VII Всероссийская научно-практическая конференция, г.УФА, 2017;2018 гг.

Адрес: 117420, Россия, город Москва, улица Наметкина, дом 14, корпус 2, офис 601
тел.: +7 (495) 718-58-12, тел./факс: +7 (495) 332-00-85
e-mail: info@cse-inc.ru • www.cse-inc.ru

Новое развитие применения хелатных комплексов для очистки ПЗС

1. Освоение скважин после бурения

a. Удаление глинистой буровой корки

b. Диспергация полимер-глинистой буровой корки

c. Растворение и удаление барита

2. Эксплуатационные скважины

a. Очистка ПЗП от отложений нерастворимых солей тяжелых металлов, глинистых частиц, оксидов и гидроксидов железа

b. Очистка ПЗП от гелей ВПП на основе ПАА

d. Удаление нерастворимых продуктов реакции соляной кислоты с породой

3. ОПЗ скважин без подъема ГНО

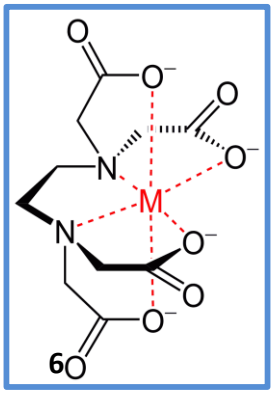
Химические принципы обработки ПЗП составом на основе хелатов

$$[\text{Хелат}\ \underset{\text{Ln}}{\overset{\text{Ln}}{\rightleftharpoons}}\ \text{Me}][\text{NaOH}]\text{m} + \underset{\text{(барит)}}{\text{BaSO}_4} \rightarrow [\text{Хелат}\ \underset{\text{Ln}}{\overset{\text{Ln}}{\rightleftharpoons}}\ \text{Ba}][\text{NaOH}]\text{m} + \text{MeSO}_4$$

$$[\text{Хелат}\ \underset{\text{Ln}}{\overset{\text{Ln}}{\rightleftharpoons}}\ \text{Me}][\text{NaOH}]\text{m} + \underset{\text{(монтмориллонит)}}{(\text{Al}_{1,67}\text{Mg}_{0,33})(\text{Si}_{3,5}\text{Al}_{0,5})\text{O}_{10}(\text{OH})_2} \rightarrow [\text{Хелат}\ \underset{\text{Ln}}{\overset{\text{Ln}}{\rightleftharpoons}}\ \text{Mg}][\text{NaOH}]\text{m} + \underset{\text{(пирофиллит)}}{+\text{Al}_2\text{Si}_4\text{O}_{10}(\text{OH})_2}$$

$$[\text{Хелат}\ \underset{\text{Ln}}{\overset{\text{Ln}}{\rightleftharpoons}}\ \text{Me}][\text{NaOH}]\text{m} + \underset{\text{(карбонат)}}{\text{CaCO}_3} \rightarrow [\text{Хелат}\ \underset{\text{Ln}}{\overset{\text{Ln}}{\rightleftharpoons}}\ \text{Ca}][\text{NaOH}]\text{m} + \text{MeCO}_3$$

$$[\text{Хелат}\ \underset{\text{Ln}}{\overset{\text{Ln}}{\rightleftharpoons}}\ \text{Me}][\text{NaOH}]\text{m} + \text{Fe}^{+2} \rightarrow [\text{Хелат}\ \underset{\text{Ln}}{\overset{\text{Ln}}{\rightleftharpoons}}\ \text{Fe}][\text{NaOH}]\text{m} + \ldots$$



Состав реагента защищен патентом РФ

На реагент РБС-3 получены сертификаты на применение в нефтяной промышленности

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ
№ ТЭКСЕРТ RU.01-14.H05888

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ
ПАТЕНТ
НА ИЗОБРЕТЕНИЕ
№ 2581859
СОСТАВ ДЛЯ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА
Патентообладатель(ли): *Общество с ограниченной ответственностью Многопрофильная Компания "ХимСервисИнжиниринг" ООО МПК "ХимСервисИнжиниринг" (RU)*
Автор(ы): *см. на обороте*
Заявка № 2015107903
Приоритет изобретения 10 марта 2015 г.
Зарегистрировано в Государственном реестре изобретений Российской Федерации *29 марта 2016 г.*
Срок действия патента истекает 10 марта 2035 г.
Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности
Г.П. Ивлиев

Технология ОПЗ скв.№ 101 Южно-Юрьяхинского месторождения (ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»)

Пласт C_{1t2}

№	Кров-ля, м	Подошва, м	Нпр, м	Литология	УЭС ИК, Омм	Кп прин, %	Кгл, %	Кнг, %	Насыщение
	2848,0	2848,4	**0,4**	песчаник	10,18	12,89	**44,50**	81,36	нефть
	2848,4	2851,8	3,4	песчаник	41,61	18,19	9,69	94,24	нефть
	2852,4	2854,4	2,0	песчаник	43,79	21,39	7,41	95,67	нефть
	2855,6	2856,4	0,8	песчаник	27,22	21,19	7,76	94,08	нефть
	2856,4	2858,6	2,2	песчаник	47,31	22,36	6,67	96,01	нефть
Общие сведения по зоне:			8,8		39,23	19,99	9,83	94,41	нефть

Целевым объектом воздействия был глинизированный песчаный пропласток мощностью 0,4 м (5% от мощности разреза).

Дебит до ОПЗ (свабирование) – 35 м3/сут.

18.06.17 было проведено ОПЗ пласта по технологии РБС-3 в объеме 26,3 м3.

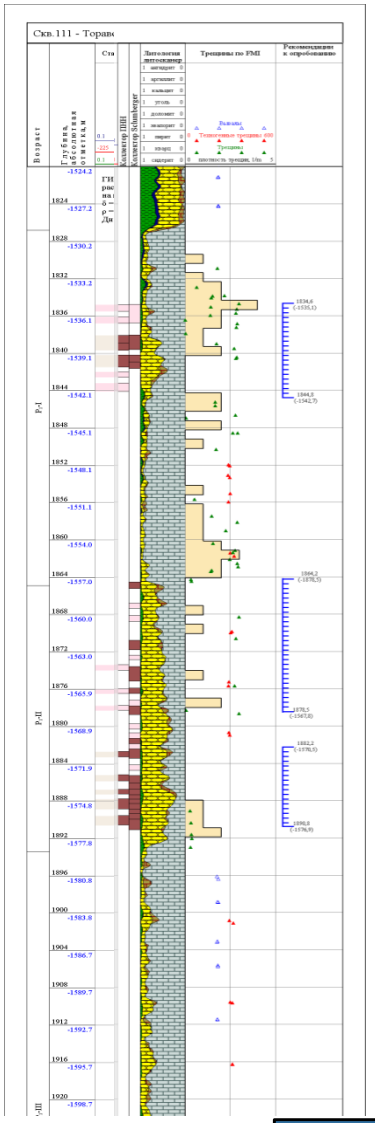
После ОПЗ дебит скважины составил 57,0 м3/сут по жидкости, 35,1 т/сут по нефти, обводненность 30,3%.

Текущий режим: 50,0 м3/сут по жидкости, 42,2 т/сут по нефти, обводненность 4,1%.

Вывод по скважине: прирост дебита +22,0 м3/сут, проведенная обработка показала высокую эффективность по очистке ПЗП.

Торавейское месторождение, артинский ярус (ЛУКОЙЛ-Коми)

Индекс пласта	Кров-ля, м	Подошва, м	Нпр, м	УЭС, Омм	Кп прин, %	Кнг, %	Насыщение
P_{1-I}	1838,1	1838,9	0,6	123	8,0	61,0	нефть
P_{1-I}	1838,9	1839,7	0,6	101	16,6	82,9	нефть
P_{1-I}	1840,2	1841,5	0,9	52	12,2	83,4	нефть
Общие сведения по зоне P_{1-I}:			**2,1**		**12,3**	**79,1**	
P_{1-II}	1882,7	1883,3	0,5	46	14,7	80,6	нефть
P_{1-II}	1885,2	1885,9	0,5	40	15,5	83,4	нефть
P_{1-II}	1886,8	1887,3	0,3	29	15,4	86,0	нефть
P_{1-II}	1887,8	1888,9	0,8	36	15,1	83,9	нефть
P_{1-II}	1889,6	1890,6	0,8	45	15,3	81,9	нефть
Общие сведения по зоне P_{1-II}:			**2,9**		**15,2**	**82,9**	



Дебит до ОПЗ – 3,0 м3/сут
ОПЗ по технологии РБС-3 (11.08.17) в объеме 20,7 м3 (15%).
Дебит после ОПЗ – 24,0 м3/сут

№	Показатель	19.08.17
1	Пластовое давление, атм	124,2
2	Гидропроводность пласта, Д см/сПз	4,27
3	Пьезопроводность, $см^2/с$	335,8
4	Проницаемость, мД	109,0
5	Скин-фактор, ед.	-1,83

Вывод по скважине: прирост дебита +21,0 м3/сут, достигнут отрицательный скин-фактор.

Результат 3-х обработок скважины №1 Барьерного месторождения, нефтекумская свита (РИТЭК)

АКТ

на проведение обработки по технологии: обработка призабойной зоны пласта по технологии РБС-3
на скважине № 1 Барьерной площади Цекертинского л.у. Республики Калмыкия
с "19" августа 2017 г. по "20" августа 2017 г.
Подрядчик: ООО МПК "ХСИ"
Заказчик: ЗАО "КалмТатнефть"

Характеристика скважины

Категория	поисково-оценочная	Диаметр эксплуатационной колонны	168,3 (0-3618 м) 139,7 (3618 - 5799 м) мм
Объект	T1nf (I+II объект)	Интервалы перфорации	5286-5293 м, 5299-5308,5м, 5316-5327м (27,5 м)
Текущий забой	5728 м	Глубинное оборудование	Воронка на НКТ-73мм, Lсп.=5308 м, Пакер, Lсп.=отсутствует м
Пластовое давление, $P_{пл}$	915 атм.	Дебит по жидкости до обработки	0 $м^3$/сут
Буферное давление, $P_{буф}$	-	Затрубное давление, $P_{зат}$	5,6 атм.
Давление водовода, $P_{бг}$	-		

Воздействие на пласт

Объём закачки, $V_з$	4,0 $м^3$	РБС-3	
при начальном давлении, $P_н$	0,0 атм	при конечном давлении, $P_к$	0,0 атм
Объём продавки, $V_{пр}$	14,0 $м^3$ тех. водой	Удельный вес	1,02 г/$см^3$
при начальном давлении, $P_{пр.н}$	0,0 атм	при конечном давлении, $P_{пр}$	70,0 атм
Объем дренирования, Vдр	4,5 $м^3$	при диапазоне давлений, Рдр	300-650 атм

Используемая техника, оборудование

Закачка производилась с использованием: ЦА-320 - 2 ед., СИН-1000 - 1 ед.

Израсходованные химические реагенты:

Наименование материала	Количество, кг	Собственник материала
РБС-3	1465,0	ЗАО "КалмТатнефть"

Время работы на скважине

Начало работ (с момента выезда)	19.08.2017г.	05 час.	00 мин.
Окончание работ	20.08.2017г.	01 час.	00 мин.
ПЗР	01 час.	00 мин.	
Дата приготовления композиции	с 19.08.2017г	Приготовление в емкости ЦА-320	
Время приготовления композиции	2 час. 30 мин.		
Время закачки	3 час. 15 мин.		
Время реагирования с дренированием	8 час. 45 мин.	Общее время	15 час. 30 мин.

Режим работы скважины

Дебит по жидкости до обработки	0 $м^3$/сут	при Ру =	9,8 атм
Дебит пожидкости после обработки	40 $м^3$/сут	при Ру =	53 (6,3 мм) атм

Примечание: Раствор РБС-3 - 4 $м^3$ (концентрация: РБС-3 по ОД-15,0%)

Представитель ООО МПК "ХСИ" /О.А. Бобылев/

Представитель ООО «НьюТек Сервисез» /А.А. Овчинников /

Представитель ЗАО "КалмТатнефть" /Д.В. Джамбышев/

До обработки дебит: 0 м3/сут

1 обработка – 20 августа 2017 г.

Получен приток: газа **20 тыс. м3/сут**
конденсата **40 м3/сут**

2 обработка – 29 августа 2017 г.

Получен приток: газа **130 тыс. м3/сут**
конденсата **100 м3/сут**

3 обработка – 15 сентября 2017 г.

Получен приток: газа**180-200тыс. м3/сут**
конденсата **150 м3/сут**

Технология освоения скв.№ 1 Западно-Сайгачного л.у. нефтекумская свита

Пласт T_{1nf}

№	Кров-ля, м	Подошва, м	Нпр, м	Литология	Кпо, %	Кпм, %	Кпк, %	Кпп, %	Насыщение
1	4404,6	4407,0	2,4	известняк	3,16	1,17	1,97	1,97	нефть
2	4407,6	4408,2	0,6	известняк	3,93	2,67	1,25	1,25	нефть
3	4409,0	4412,0	3,0	известняк	2,42	1,28	1,16	1,16	нефть
4	4412,4	4428,0	15,6	известняк	4,18	2,21	1,09	1,09	нефть
5	4429,2	4431,0	1,8	известняк	4,87	3,93	0,94	0,94	**вода**
Общие сведения по нефтяной зоне:			21,6		3,82	2,39	1,12	**1,12**	

Целевым объектом воздействия был низкопоровый пласт мощностью 21,6 м.

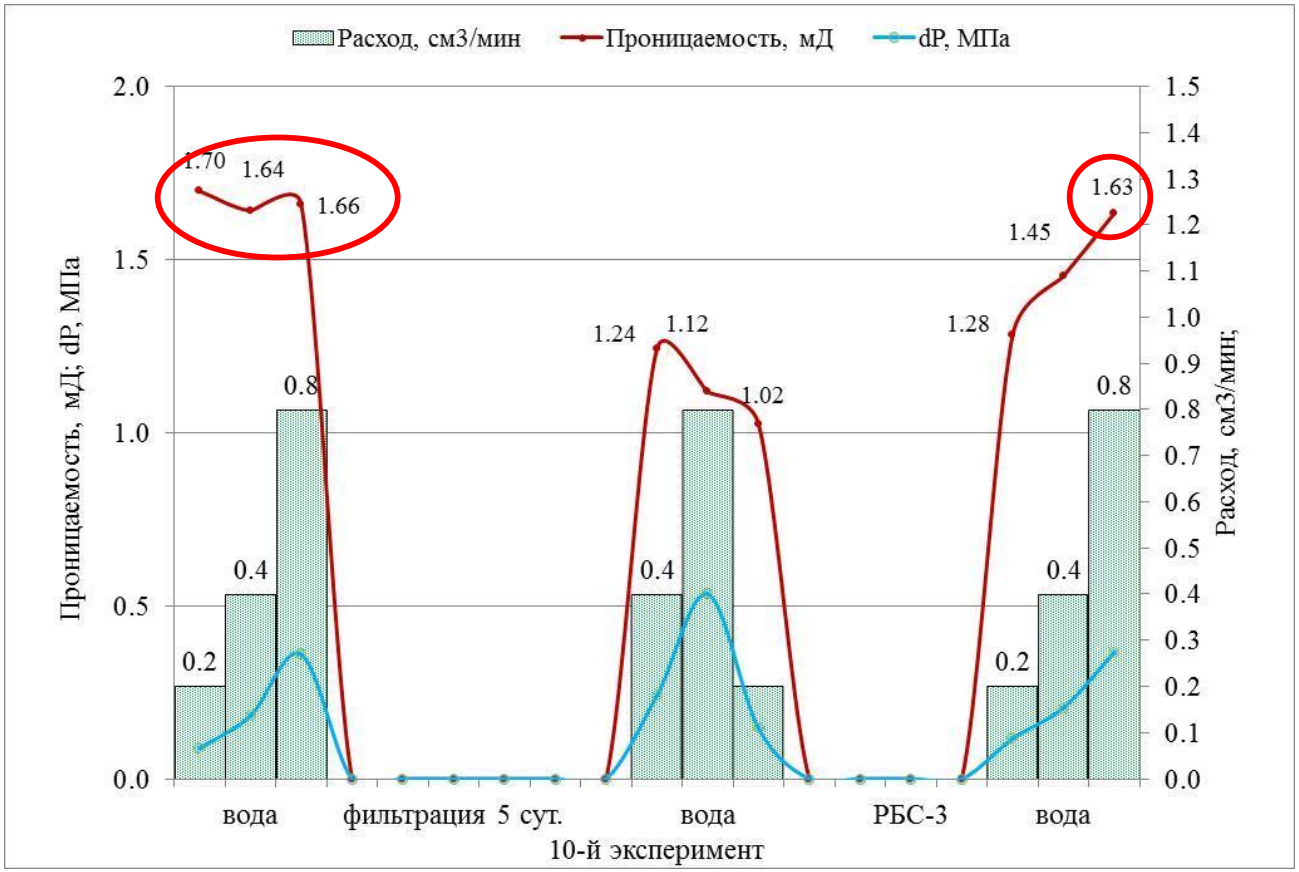
Бурение и вскрытие пласта производилось на утяжеленном баритом буровом растворе 1,57 гр/см3. Проведение многократных СКО привело к полету НКТ (обрыв 360 м труб) и выпадению $FeCl_3$+$FeCl_2$ на стенках обсадной колонны.
КВД до обработки – набор 70 атм за 72 часа.

По результатам работ на скважине вымыто из пласта более 10,5 тонн барита и 1,38 тонн осадка соединений железа с забоя скважины

Результат по скважине: КВД - набор 150 атм за 12 часов.

Филиал «КогалымНИПИнефть» ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» февраль 2017 г.
Заключение №1-2017

Проверка возможности проведения ОПЗ на нагнетательных скважинах с глинизированным коллектором (Сыморьяхское месторождение, пласт T_1)

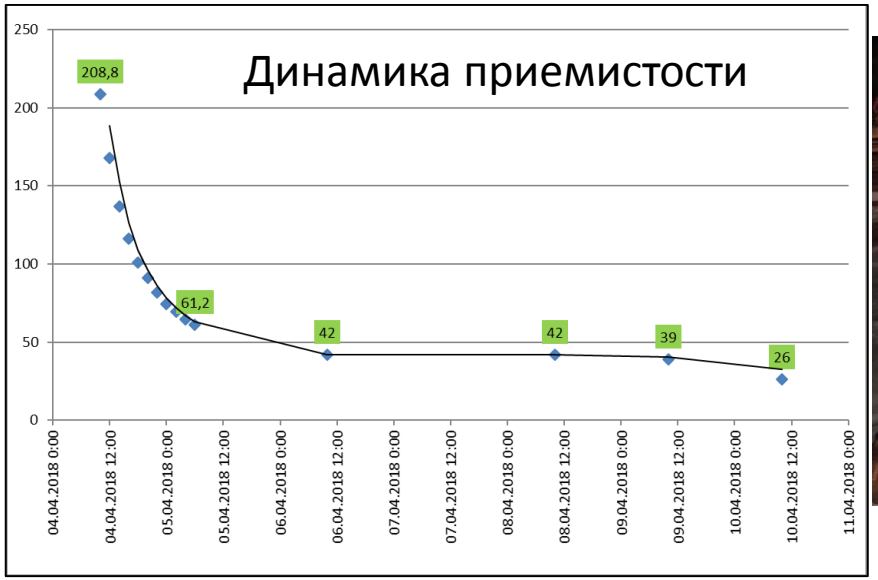


После определения фазовой проницаемости по воде было закачано 90,8 поровых объемов подтоварной воды (5 суток).

Снижение проницаемости составило 32%.
После закачки РБС-3 и выдержки 10 часов возобновили закачку воды.

К концу эксперимента проницаемость образца **восстановилась до первоначальной**.

Динамика работы нагнетательной скважины после ОПЗ составом РБС-3 на Приобском месторождении (ЮЛТ)



Q до ОПЗ = **10 м3/сут**

Q после ОПЗ = **26 м3/сут**

При отработке скважины получен приток мутной жидкости с мелкодисперсным осадком, следы углеводородов. Отобраны пробы и переданы для анализа.

Увеличение приемистости по скважинам – в разы .

Результаты лабораторного исследования пластовой воды до и после ОПЗ (ООО «ГПН-Хантос»)

ОПР по 5скважинам со средней приемистостью 15 м3/сут , при проницаемости < 1 мД ,прирост приемистости составил 84%.

Отобраны пробы подтоварной воды и жидкости дренирования для анализа

Содержание металлов,%	Скважина 1			Скважина 2		
	До	После	Прирост, раз	До	После	Прирост, раз
Кальций	0,002	0,044	22	0,0015	0,094	62,6
Ванадий	0	0,0018		0	0,0034	
Хром	0	0,0019		0	0,0039	
Марганец	0	0,0029		0	0,0029	
Железо	0,0002	0,27	1 350	0,0002	0,358	1790
Кобальт	0,000012	0,023	191,6	0,000012	0,028	2333,3
Никель	0	0,0015		0	0,005	
Медь	0	0,0027		0	0,015	
Цинк	0,00002	0,0021	105	0	0,02	
Натрий	0,043	0,12	2,8	0,06	0,038	0,63
Магний	0,008	0,027	3,4	0,011	0,012	0,1
Алюминий	0,007	0,07	10	0,009	0,025	2,7
Свинец	0,000012	0,0002	16,6	0,000012	0,0003	25
Молибден	0,000012	0		0,000024	0	
Кадмий	0,000012	0		0,00005	0	
Олово	0	0,02		0	0,021	
Барий	0	0,04		0	0,074	
Титан	0,00024	-		0,0004	-	
Кремний	0,003	0,16	53,3	0,0034	0,099	29,11

1. ПРОДУКТЫ РЕАКЦИИ СОЛЯНОЙ КИСЛОТЫ СО СТЕНКОЙ НКТ

2. РАСТВОРЕНИЕ СОЛЕЙ КАЛЬЦИЯ

3. НИЗКИЙ РОСТ СОДЕРЖАНИЯ НАТРИЯ ПОСЛЕ, ГОВОРИТ О ЕГО ПОГЛОЩЕНИИ ГЛИНАМИ

4. ДИСПЕРГАЦИЯ ГЛИНИСТОГО ВЕЩЕСТВА В ПЛАСТЕ

5. ДИСПЕРГАЦИЯ БАРИТОВОГО СОДЕРЖАНИЯ В ПЛАСТЕ

Результаты интерпретации ГДИС

	Параметры	До ОПЗ 12.08.2017	После ОПЗ 20.06.2018
Скважина №1 Дата ОПЗ 10.04.2018	Проницаемость, мД	0,15	0,55
	Приемистость, м3/сут	15,0	32,0
	Работающая толщина,м	20	20
	Параметры	**До ОПЗ 12.08.2017**	**После ОПЗ 22.06.2018**
Скважина № 2 Дата ОПЗ 04.04.2018	Проницаемость, мД	0,15	0,3
	Приемистость, м3/сут	10,0	26,0
	Работающая толщина, м	8,4	8,4
	Параметры	**До ОПЗ 12.08.2017**	**После ОПЗ 25.06.2018**
Скважина № 3 Дата ОПЗ 30.03.2018	Проницаемость, мД	0,15	0,27
	Приемистость, м3/сут	5,0	11,0
	Скин-фактор	-3,0	-5,3
	Полудлина трещины, м	0	41,6
	Работающая толщина, м	22,8	22,8

В двух скважинах увеличение проницаемости составило более чем в 3 раза, в третьей скважине большая часть реагента потратилась на очистку трещины с увеличением приемистости скважины в 2 раза.

Сравнение характеристик кислотных составов и РБС-3

Показатели	Известные химические брейкеры	РБС-3
Пластовая температура	до 90 °С	от 20 до +300 °С
Растворение породы	+	+
Растворение солеотложений	карбонатные, сульфатные, сульфид железа (плохо)	карбонатные, сульфатные, сульфид железа, бариты
Растворение и диспергирование глин	+/-	+
Растворение и диспергирование соединений бария (барит)	-	+
Растворение и диспергирование гелей на основе гуара	+	+
Растворение и диспергирование сшитых полимерных систем на основе ПАА	-	+
Растворение компонентов буровых растворов, нерастворимых в соляной кислоте	-	17-20 %
Вторичное осадкообразование	+	-
Взаимодействие с нефтью	+ / -	-
Скорость растворения породы и химических соединений	высокая	низкая
Глубина проникновения	низкая	высокая
Скорость коррозии	высокая	ниже нормы
Необходимый темп освоения скважины для извлечения продуктов реакции	высокий	без ограничения
Опасность для металлических и резиновых частей наземного оборудования	опасны: вызывают коррозию и разрушение резиновых частей	безопасен
Бактерицидное действие	-	+
Растворение солеотложений без подъема ГНО	-	+

ТЕХНОЛОГИЯ ПОВЫШЕНИЯ КИН

AC-CSE-1313

(ТУ 2458-013-66875473-2013)

(патент РФ от 27.03.2015г.)

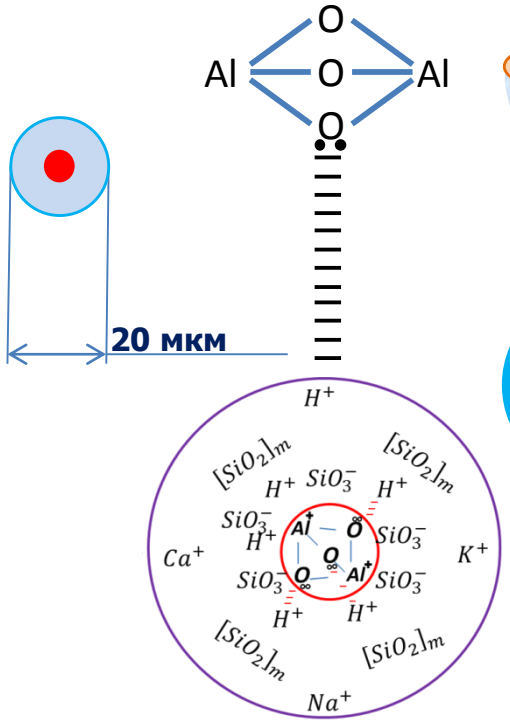
Технологическая эффективность применения новой гелеобразующей технологии на основе реагента AC-CSE-1313 в нефтегазовой отрасли. Нефтяное хозяйство, №10,2016. С.90-94.

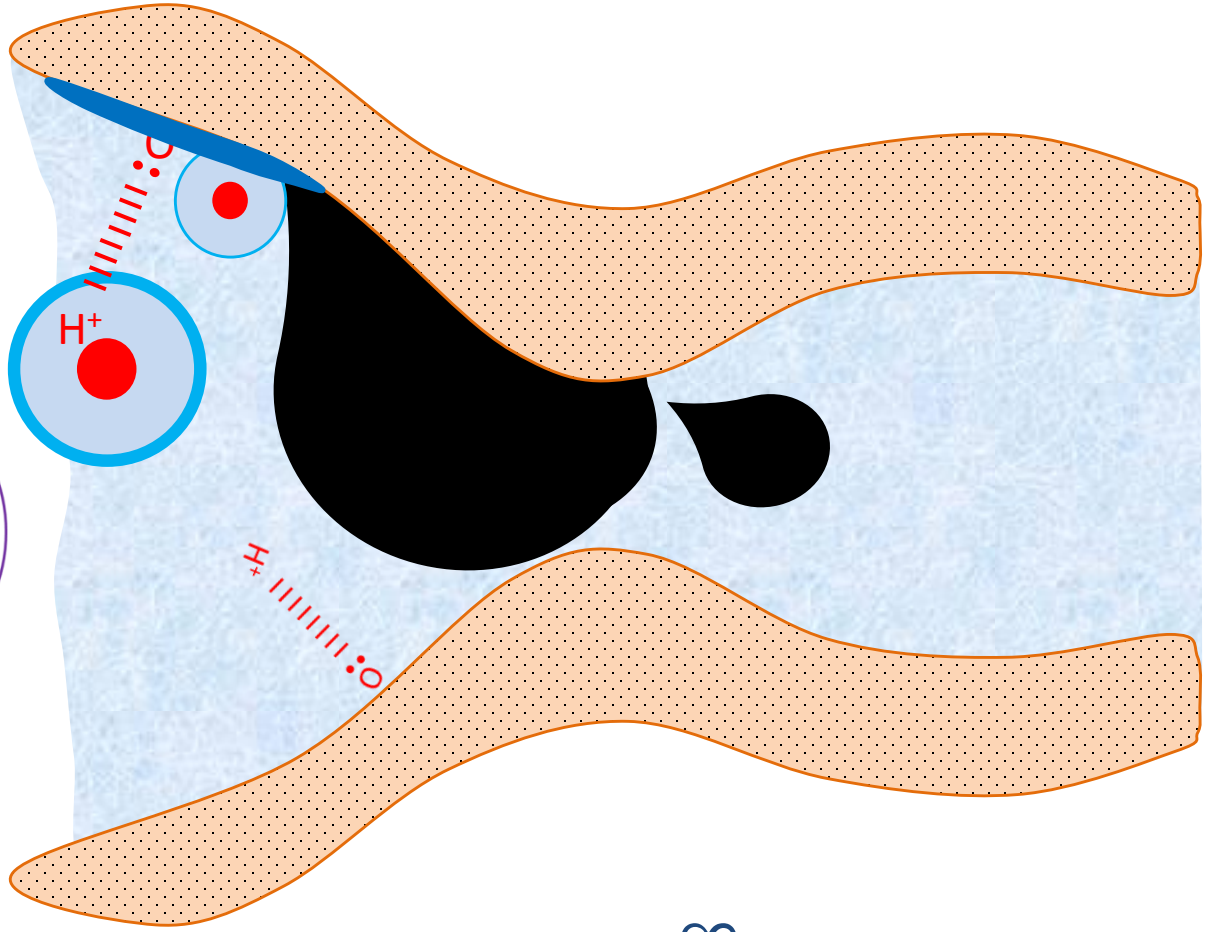
Адрес: 117420, Россия, город Москва, улица Наметкина, дом 14, корпус 2, офис 601
тел.: +7 (495) 718-58-12, тел./факс: +7 (495) 332-00-85
e-mail: info@cse-inc.ru • www.cse-inc.ru

Первые обработки нагнетательных скважин(Красноярское мест.)
Б2+В1 (проницаемость -0,023-0,581 мкм2; Т=34-35 гр.С, расчлененность -1,4-2,8д.ед.)

Нагнетательная скважина №224 (144 м3/сут)	Нагнетательная скважина №171 (250м3/сут)
Дата ОПР: август 1992г.	Дата ОПР: март 1993г.
Объем рабочего раствора: 50 м3 Время на гелеобразование : 3 сут.	Объем рабочего раствора: 60 м3 Время на гелеобразование : 3 сут.
Обводненность: от 88 до 48,3%	Обводненность: от 98,3 до 92,2%
Дебит по нефти: от 5,9 до 20,0 т/сут. Дебит по жидкости: от 45 до 48 т/сут.	Дебит по нефти: от 1,7 до 7,8 т/сут. Дебит по жидкости: от 100 до 105т/сут.
6 реагирующих добывающих скважин ДДН за период 1992-1995 гг. составила 11 910 т в том числе: за 1992 г. – 440т; 1993г. – 4850 т; 1994г. – 5450т; 7 мес.1995 г. – 1170т.	6 реагирующих добывающих скважин ДДН за период 1993-1995 гг. составила 4040 т.

Новый механизм технологии прироста извлекаемых запасов





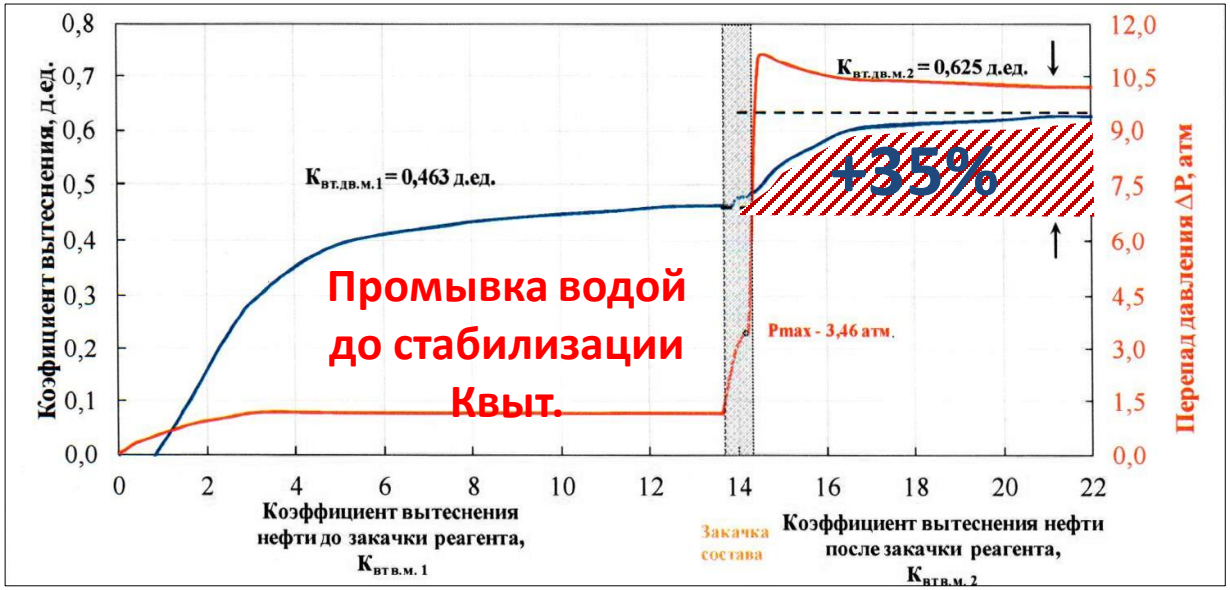
Выделяются капиллярные и субкапиллярные поры. К первым относятся поры размером больше 0,001 мм (>1 мкм), а ко вторым – поры диаметром меньше 0,001 мм (мкм)

$6 \cdot 10^{23}$ раз

Экспертные расчеты: При средних расходах на 1 скв.-обр. до 6 т реагента АС-CSE-1313-А площадь поверхности, занятая реагентом, составляет 1 950 000 м2.
В условиях пласта при расстоянии между скважинами 250 м, пористости – 18%, 6 т реагента охватывает до 5,8 % пустотного пространства

Фильтрационные исследования состава АС-CSE-1313

6% АС-CSE-1313 марка А, 6% Кислотный состав (HCL) использование составных двухслойных разнопроницаемых моделей



№ двухслойной модели		$K_{прн}$ по нефти, мД	$K_{вт.1}$, д.ед.	$K_{пр.1}$ по воде до реагента, мД	Объемный расход до реагента, см³/мин	Скорость закачки реагента, см³/мин	Объем прокачки реагента, см³ ($V_{пор}$)	Макс. давление при прокачке реагента, атм.	$K_{вт.2}$, д.ед.	$K_{пр.2}$ по воде после реагента, мД	$DK_{вт.}$, (абс.) д.ед.	$DK_{вт.}$, (отн.) %	Объемный расход после реагента, см³/мин	RRF_w, д.ед.
75 °С														
1	низкопрониц. модель	15,84	0,191		0,153	1,00	8,42 (1,00)	3,46	0,538		0,347	181,68	0,858	8,96
	высокопрониц. модель	120,65	0,661		0,847				0,688		0,027	4,09	0,142	
	общая модель	76,67	0,463	7,44	1,000				0,625	0,83	0,162	34,99	1,000	

Увеличение смачиваемости

Прирост коэффициента вытеснения для двухслойных моделей от 24 до 47%
Увеличение расхода через низкопроницаемые модели на 70-72%

Критерии применения состава АС-CSE-1313

- Тип коллектора - терригенный/ карбонатный
- Проницаемость (от 1 мД)
- Пластовая температура (20…300 гр.С) и минерализация воды (до 250 г/л) – не ограничивается
- Наличие остаточных запасов (не менее 60 тыс.т)
- Приемистость – от 100 м3/сут.

ПРЕИМУЩЕСТВА:

- Воздействие на Кохв и на Квыт.
- Низкая вязкость рабочего раствора (2,5 мПа*с), нет роста давления при закачке, высокая проникающая способность
- В пластовых условиях образуется армированный вязко-пластичный гель с высокими реологическими свойствами
- Отсутствие механической и химической деструкции
- Импортозамещение

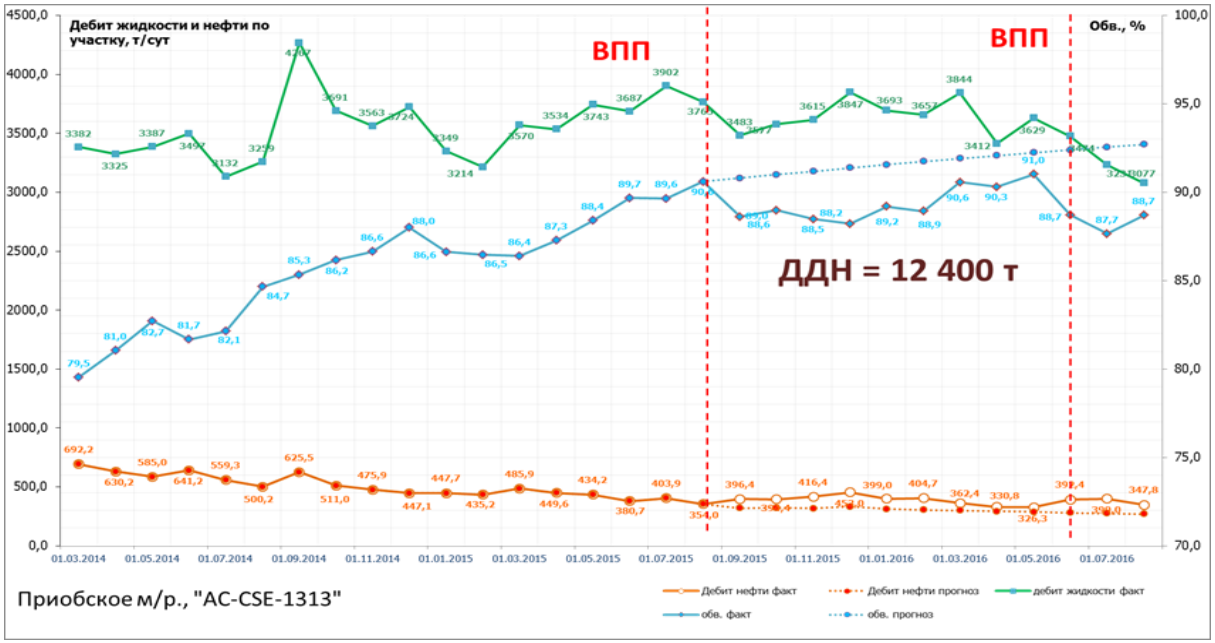
Объекты промышленного применения технологии АС-CSE-1313

Месторождения	Кол-во, скв.-обр.
Зап-Усть-Балыкское, Ачимовское, Тайлаковское	50
Приобское	175
Харьягинское, Ошское, Шушминское, П-Картопьинское, Лазаревское, Сыморьяхское	21
Вынгапуровское	108
Сугмутское, Суторминское, Крайнее, Романовское, Вынгаяхинское	104
ИТОГО	**458**

Месторождение	К, мД	m, %	Тпл, гр.С	Красчл, д.ед.	Нэфф^{нефт}, м
Приобское	2,4…8,6	18	90…92	6,5…7,5	5,1…9,8
Сугмутское	18,4	17	87	2,0	7,0
Ачимовское	10,5…19,1	17…18	96…98	1,5…3,1	1,8…4,5
Вынгапуровское	1,1…49,1	14…20	83…86	1…6	1,4…6,0
Суторминское	10…47	18…19,6	77…84	1,1…3,1	2,4…7,3
Тайлаковское	17,2…67,2	16…17	83…86	7,2…12	5,8
Вынгаяхинское	14…28	17…20	76…87	2,6…4,5	2,4…8,0
Крайнее	4,8…21,1	14…16	86	2,2…8,7	2,8
Романовское	1,6…20,0	17…20	86	4,2	4,1
Муравленковское	11,7	17	82	1,3…2,4	1,8…2,2
Потанай-Картопьинское	42…114	17…18	91…94	2,3…3,5	2,6
Шушминское	6,2…13,9	18…19	71	3,2…3,9	2,3…3,3
Сыморьяхское	12,8…36,8	16…18	82…84	3…4,8	2,5…3,4

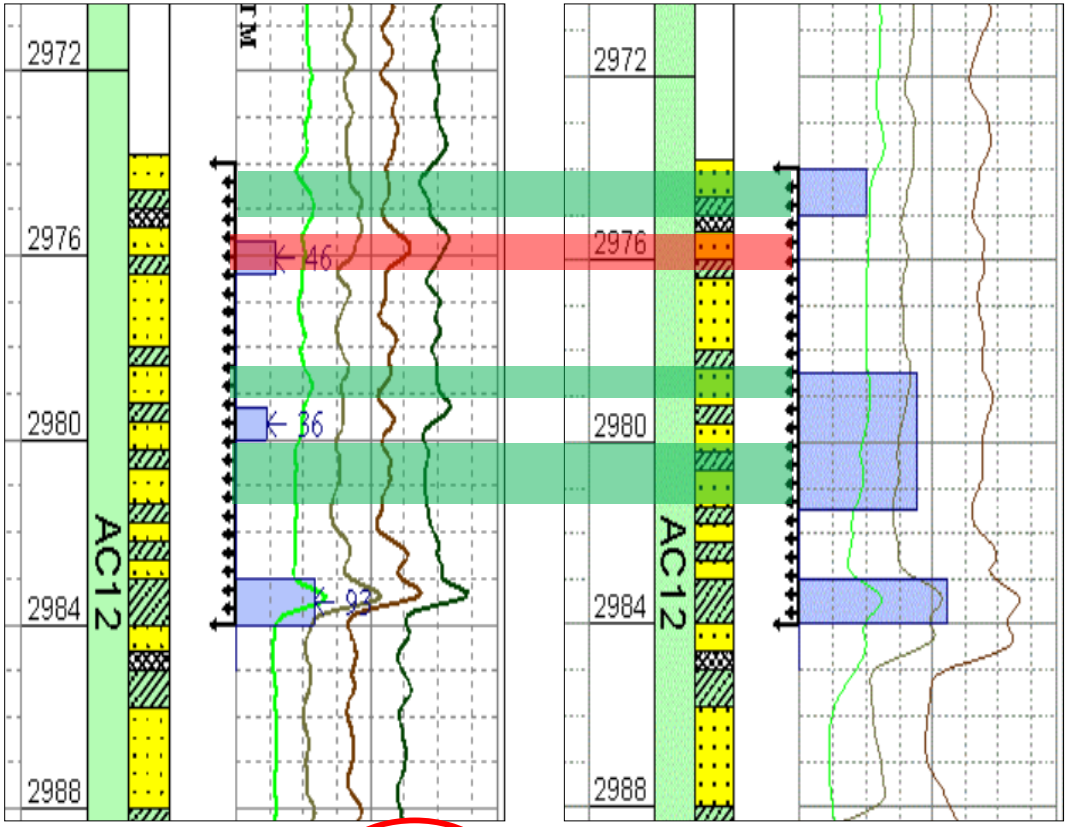
Удельная эффективность - 1500 т/скв на Приобском м/р, 1800 т/скв на Ачимовском м/р, 600 т/скв на Сугмутском м/р, что коррелируется с выработанностью запасов.

Оценка прироста извлекаемых запасов и КИН от применения технологии АС-CSE-1313 в ООО «Газпромнефть – Хантос»



Геологические запасы нефти участка – 16 395 тыс.т.
Прирост ОИЗ составил 194 тыс.т , что составляет 15,4% от ОИЗ или 4,9% от НИЗ.
Достигаемый КИН без применения технологии – 0,244 д.ед.,
максимально достигаемый КИН – 0,284 д.ед. Прирост НИЗ – 656 тыс.т.
Прирост Кохв – 0,023 д.ед., Кохв после ВПП – 0,500 д.ед.

Результаты применения технологии АС-CSE-1313 в ООО «Газпромнефть – Хантос»



Начальные извлекаемые запасы **до применения технологии** – **34,9 тыс. т**

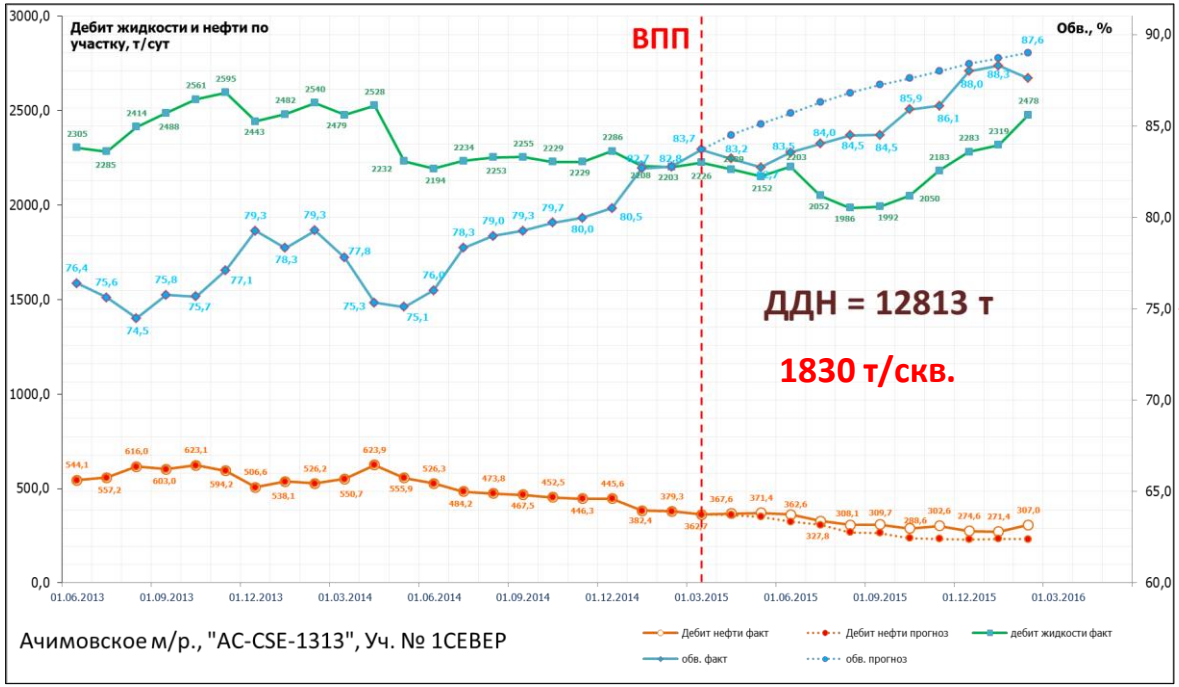
Начальные извлекаемые запасы **после применения технологии** – **72,8 тыс. т**

Фактический прирост НИЗ составляет 37,8 тыс. т

Пласт	Интервал перфорации, м	Работающие интервалы фильтра, м	Работающая толщина фильтра, м	Расход, %	Расход, м³/сут
АС12	2974 - 2984	2975.7 – 2976.4	0.7	26.3	46
		2979.3 – 2980.0	0.7	20.6	36
		2983.0 – 2984.0	1.0	53.1	93
Суммарная приемистость:			2.4	100	175

Пласт	Интервал перфорации, м	Работающие интервалы фильтра, м	Работающая толщина фильтра, м	Расход, %	Расход, м³/сут
АС12	2974 - 2984	2974.0 – 2975.0	1.0	20.0	30
		2978.5 – 2981.5	3.0	35.0	53
		2983.0 – 2984.0	1.0	45	67
Суммарная приемистость:			5.0	100	150

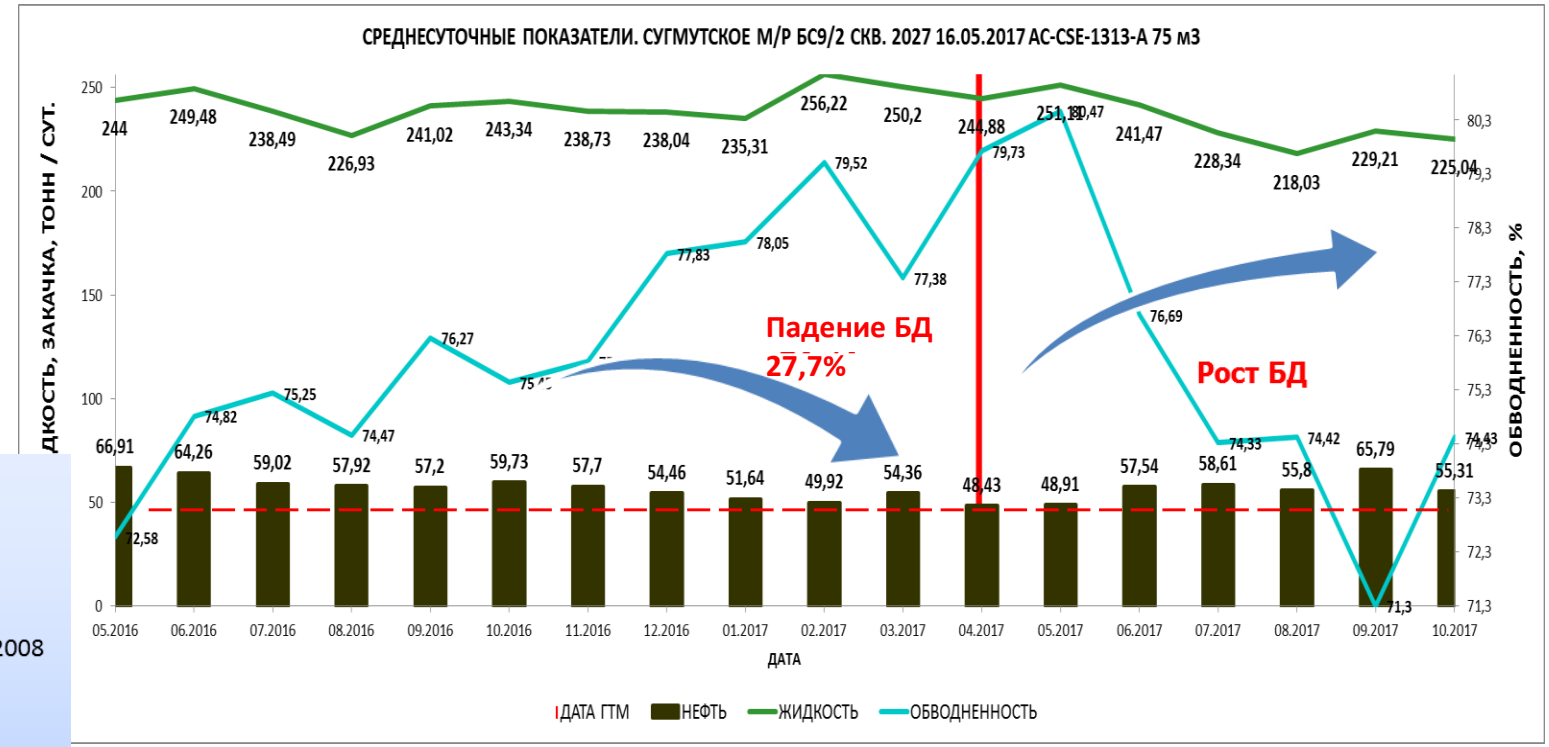
Результаты применения технологии АС-CSE-1313 в ОАО «СН-МНГ»

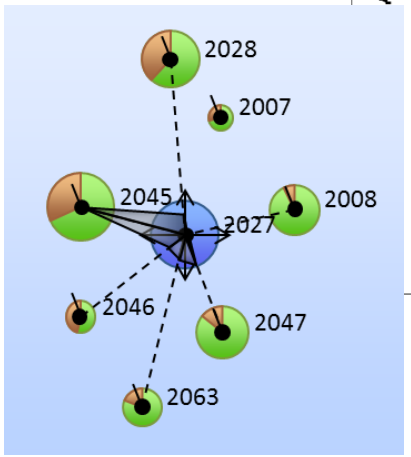


Расчет ДДН выполнен АО «ВНИИнефть»

Геологические запасы нефти участка – 8 277,9 тыс.т
Прирост ОИЗ составил 69 тыс.т, что составляет 4,9% от ОИЗ или 2,0% от НИЗ.
Достигаемый КИН без обработки – 0,400 д.ед., с учетом прироста от технологии – 0,408 д.ед.
Прирост Кохв – 0,015 д.ед., Кохв после обработки 0,750 д.ед.
Проектный КИН может быть достигнут с учетом 3-4 обработок. Прирост НИЗ -280 тыс.т

Результаты применения технологии АС-CSE-1313 в филиале «Газпромнефть – Муравленко»





Остаточные извлекаемые запасы **до обработки** – **453 772 т**
Остаточные извлекаемые запасы **после обработки** – **498 469 т**
Фактический прирост ОИЗ составляет 44 697 (9,85 %)

ТЕХНОЛОГИЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА В ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ С ЦЕЛЬЮ СНИЖЕНИЯ ОТБОРОВ ЖИДКОСТИ, ОБВОДНЕННОСТИ И ПРИРОСТА ДЕБИТОВ НЕФТИ

АС-CSE-1313

(ТУ 2458-013-66875473-2013)

Технология ограничения притока воды в добывающие скважины. Нефтяное хоз-во, №7, 2017. С.58-60.

Применение гелеобразующих реагентов для ограничения водопритока в добывающие скважины. Инженерная практика, №1,2018г. С.14-16.

Адрес: 117420, Россия, город Москва, улица Наметкина, дом 14, корпус 2, офис 601
тел.: +7 (495) 718-58-12, тел./факс: +7 (495) 332-00-85
e-mail: info@cse-inc.ru • www.cse-inc.ru

Первые обработки добывающих скважин (Ново-Кудринское мест.) пласт В1 турнейского яруса

Добывающая скважина №374
Дата ОПР: июль 1994 г.
Объем рабочего раствора: 60 м3 Время на гелеобразование : 3 сут.
Обводненность: от 93,8 до 68%
Дебит по нефти: от 5,0 до 8,0 т/сут. Дебит по жидкости: от 80 до 52 т/сут.
ДДН составила 1480 т

Критерии применения технологии ОВП

-Добывающие скважины с высокой обводненностью (> 95%)

-Тип коллектора – терригенный/карбонатный

- Высокорасчлененный разрез скважины > 2 д.ед.

- Возможно применение в коллекторах с проницаемостью < 5мД

- Температура и минерализация воды – не лимитируется

ПРЕИМУЩЕСТВА

- **Селективность** воздействия (блокирует фильтрацию воды, но не связывает нефть и не создает трудностей при ее вытеснении)
- В пластовых условиях армированный гель выдерживает **градиент давления** 65 атм/м
- Не требуется закрепления цементом
- **Отсутствие деструкции** при последующих ОПЗ
- Низкие **удельные затраты** на 1т ДДН (~0,87 руб/т)
- **Нет аналогов в отрасли**

Результаты выполненных работ по технологии ОВП (Аригольское, Тайлаковское, Северо-Покурское м/р, ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»)

№ скв.	Режим до ОВП			Режим после ОВП			+/- до ГТМ		
	Qж	Qн	%	Qж	Qн	%	Qж	Qн	%
1	364	6,1	98	211	9,5	94,6	-153	3,4	-3,4
2	384	16	95	229	16,1	91,6	-155	0,1	-3,4
3	215	7,6	96,0	203	16,0	91,0	-12	8,4	-5,0
4	250	4,4	98,0	12	3,7	69,0	-238	-0,7	-29,0
5	352	3,1	99	107	1,9	98	-245	-1,2	-1
6	800	6,9	99	299	7,8	97	-501	0,9	-2
7	283	2,5	99	159	8,3	94	-124	5,8	-5
8	265	5,0	98	212	5,5	97	-53	0,5	-1
ИТОГО	2913	51,6		1432	68,8		-1481	17,2	

Снижение Qж - в среднем на 50%, снижение обводненности – в среднем на 6,3%; прирост дебитов нефти – до 8,4 т/сут.

Нефтяное хозяйство, №7, 2017г.

Выводы

Для освоения и интенсификации добычи УВС предлагается комплексный подход с использованием запатентованных импортозамещающих химических составов (РБС-3, АС-CSE-1313), позволяющий :

1. **Вовлечение в активную разработку трудноизвлекаемых запасов низкопроницаемых коллекторов;**
2. **Снижение текущей обводненности на 5…27% на разрабатываемых месторождениях;**
3. **Снижение темпов падения базовой добычи нефти с приростом КИН ~0,04 д.ед.**
4. **Снижение отборов жидкости до 15…20% с увеличением добычи нефти по участкам комплексного воздействия.**

ООО Многопрофильная Компания
«ХИМСЕРВИСИНЖИНИРИНГ»

СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ

По всем интересующим Вас вопросам обращайтесь по адресу:

Адрес: 117420, Россия, город Москва, улица Наметкина, дом 14, корпус 2, офис 601
тел.: +7 (495) 718-58-12, тел./факс: +7 (495) 332-00-85
e-mail: info@cse-inc.ru • www.cse-inc.ru