



ООО Многопрофильная Компания  
«ХИМСЕРВИСИНЖИНИРИНГ»

*Когда на нас надвигается новая технология,  
тот, кто не стал частью парового катка,  
становится частью мостовой.*

*Стюарт Бранд*

# Авторское интегрированное решение в технологиях ВПП, ОВП и РИР

Генеральный директор,  
д.х.н., проф.  
Фахретдинов Риваль Нуретдинович

г. Нижневартовск, 20.11.2019 г.

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](mailto:info@cse-inc.ru) • [www.cse-inc.ru](http://www.cse-inc.ru)

**Повышение нефтеотдачи пластов**

**Прирост остаточных извлекаемых запасов углеводородного сырья**



**Технологический арсенал: 15 технологий по направлениям ВПП, ОВП, ОПЗ, глушения скважин**

**Поставлено Заказчикам более 12 000 тонн химической продукции**



**Проведено более 1800 скважино-обработок**





## **Интегрированный проект разработки нефтяного месторождения с искусственным интеллектом**

**Интегрированный проект разработки нефтяного месторождения состоит из технологий, снижающих затраты на добычу нефти при сохранении или даже небольшом увеличении добычи нефти.**

**Снижение затрат обеспечивается, в первую очередь, снижением объемов поднимаемой воды, и затратами на ее подъем, прокачку по нефтепромыслу, отделения ее от нефти, закачки в пласт.**

**Выбор скважин для реализации интегрированного проекта осуществляется с использованием искусственного интеллекта на основе компьютерных программ анализа разработки месторождения и состояния скважин.**

## Составление программы мероприятий

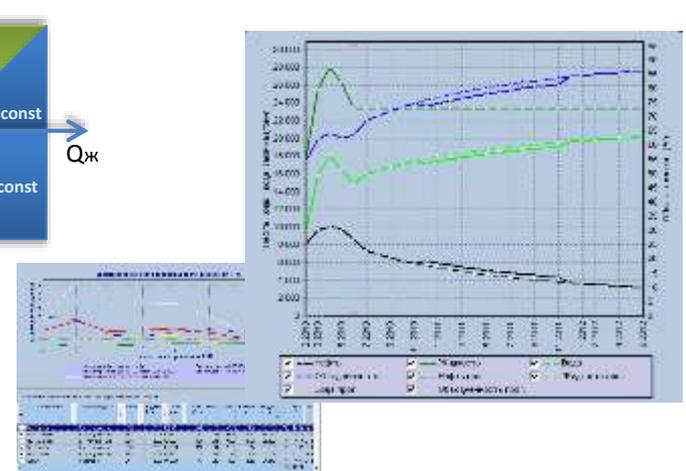
Расчет целевой приемистости для ячеек заводнения

Прогнозирование ДДН

Резюме (ячейка)																		
Сек.	№ ячейки	Расставл. на	Изм.	ИД	Классиф. участка	Коеф.эфф.	Опр. м3/сут	Осн. м3/сут	Пол. т/сут	%	Проис. учетом Рас.	Изменит. запас в ячейке, %	Опр. м3/сут	Осн. м3/сут	Пол. т/сут	%	Проис. учетом Рас.	Изменит. запас в ячейке, %
3	790	141	604	5.22	4.18	0.00	0	32	1	34%	120	0	20	1	20%	0	0	0
8	143					1.00	130	95	1		130	371	290	1				
9	680	669	431	2.43	3.18	1.00	0	0	0	0%	0	0	0	0	0%	0	0	0
0	1024	603	563	2.43	3.7	3.00	0	0	0	0%	0	0	0	0	0%	0	0	0
7	1318	463	477	2.43	5.04	3.00	0	26	1	91%	40	0	20	1	91%	0	0	0
5	482					1.00	142	20	1		142	441	40	1				
9	914	650	452	1.54	2.6	1.00	0	21	1	37%	0	0	24	1	50%	0	0	0
10	1413	668	689	1.54	5.04	1.00	0	24	1	30%	0	0	10	1	57%	0	0	0
10	510					1.00	0	34	1		0	0	100	1		0	0	0

Отклонение добычи по скважинам в ячейке												Расчет целевой приемистости			
По % воды, т/сут	По жид-ти, %	По % воды, %	Всего, т/сут	Общий темп откл. нефти за период, %	Темп пад. жид-ти, %	Темп пад. закачки, %	Δ Закачки, м3/сут	Qж1 в ПУ, м3/сут	Qж1 в ПУ, м3/сут	Расчет необходимой закачки, м3/сут	ΔQпр, м3/сут				
-0,9	13%	49%	-1,1	62%	34%	-55%	160	37	27	147	-143				
-0,9	13%	49%	-1,1	62%	34%	-55%	160	37	27	147	-143				



Программа мероприятий

Подбор технологий в соответствии с критериями

История скважин	Объем добычи	Qж	критерий 1			критерий 2			критерий 3			Критерий 4
			Qж, т/сут	Qж, т/сут	Qж, т/сут	Qж, т/сут	Qж, т/сут	Qж, т/сут	Qж, т/сут	Qж, т/сут	Qж, т/сут	
Скважина 1	500	1	10.0%	10.0%	1.0	10.0%	10.0%	1.0	10.0%	10.0%	1.0	10.0%
Скважина 2	600	2	10.0%	10.0%	1.0	10.0%	10.0%	1.0	10.0%	10.0%	1.0	10.0%
Скважина 3	700	3	10.0%	10.0%	1.0	10.0%	10.0%	1.0	10.0%	10.0%	1.0	10.0%
Скважина 4	800	4	10.0%	10.0%	1.0	10.0%	10.0%	1.0	10.0%	10.0%	1.0	10.0%
Скважина 5	900	5	10.0%	10.0%	1.0	10.0%	10.0%	1.0	10.0%	10.0%	1.0	10.0%
Скважина 6	1000	6	10.0%	10.0%	1.0	10.0%	10.0%	1.0	10.0%	10.0%	1.0	10.0%
Скважина 7	1100	7	10.0%	10.0%	1.0	10.0%	10.0%	1.0	10.0%	10.0%	1.0	10.0%
Скважина 8	1200	8	10.0%	10.0%	1.0	10.0%	10.0%	1.0	10.0%	10.0%	1.0	10.0%
Скважина 9	1300	9	10.0%	10.0%	1.0	10.0%	10.0%	1.0	10.0%	10.0%	1.0	10.0%
Скважина 10	1400	10	10.0%	10.0%	1.0	10.0%	10.0%	1.0	10.0%	10.0%	1.0	10.0%

История скважин	Добыча (т/сут)	Вместимость (т/сут)	Остаток (т/сут)	Объем (т/сут)	Остаток (т/сут)	Потребность (т/сут)	Qж	Qпр
130	113	6	2520	0	2520	2520	100	2520
140	140	8	2070	0	2070	2070	100	2070
143	200	7	2070	0	2070	2070	100	2070
150	194	6	2164	0	2164	2164	100	2164
151	194	6	2164	0	2164	2164	100	2164
152	194	6	2164	0	2164	2164	100	2164
153	194	6	2164	0	2164	2164	100	2164
154	194	6	2164	0	2164	2164	100	2164
155	194	6	2164	0	2164	2164	100	2164
156	194	6	2164	0	2164	2164	100	2164
157	194	6	2164	0	2164	2164	100	2164
158	194	6	2164	0	2164	2164	100	2164
159	194	6	2164	0	2164	2164	100	2164
160	194	6	2164	0	2164	2164	100	2164

Составление рейтинга блоков, ячеек, скважин

**Промышленное применение авторских технологий –  
ключ к рентабельной разработке месторождений**

## **Технология ВПП AC-CSE-1313**

**Блокирование  
обводненных зон  
пласта и  
изменение  
направления  
фильтрационных  
поток в  
нагнетательных  
скважинах**

## **Технология ОВП AC-CSE-1313**

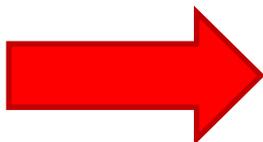
**Интенсификация  
добычи нефти из  
обводненных  
скважин**

## **Технология ОПЗ «РБС-3», «ДГК-2»**

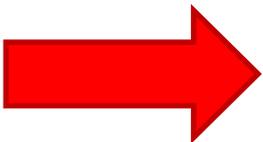
**Очистка ПЗС  
составами  
продолгован  
ного действия на  
матрицу  
коллектора**

## **ТЕХНОЛОГИИ ВПП и ОВП**

**Лучшие идеи снижения эксплуатационных затрат за счет ограничения объемов попутно добываемой воды**



**Регулирование охвата пластов заводнением и коэффициента вытеснения – технология ВПП АС-CSE-1313 (ТУ 2458-013-66875473-2013), патент РФ от 27.03.2015г.**



**Технология мирового уровня по селективности ограничения водопритоков добывающих скважин - АС-CSE-1313 (ТУ 2458-013-66875473-2013), заявка на изобретение №2019120610/20**



## Обоснование применения авторских технологий на Самотлорском месторождении

### Основная геолого-физическая характеристика Самотлорского месторождения

Показатели	Пласты					
	AB1 1	AB1 3	AB2-3	AB4-5	BB8	BB10
Стратиграфия	Алымская свита аптского яруса		Вартовская свита готерив-барремского яруса нижнего мела		Мегионская свита валанжинского яруса	
Глубина залегания	1670	1680	1700	1750	2100	2200
Площадь нефтеносности, км <sup>2</sup>	1142	1068,5	1058,75	430,25	771,5	542,75
Тип залежи	Пластовосводный					Пластовосводный с литологическим экраном
Коллектор	Терригенный					
Нефтенасыщенная толщина пласта, м	4,3-8,5	1,9-4,9	9,3	18,3	17,3	7,9
Пористость, %	23,7	23,1 – 27,7	26,7	27,2	22,9	21,4
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,196	0,077 – 0,409	0,169 – 0,429	0,509 – 1,421	0,309 – 0,384	0,034 – 0,103
Нефтенасыщенность, доли ед.	0,52	0,5 – 0,66	0,64	0,71	0,7	0,56
Коэффициент продуктивности, 10 <sup>-1</sup> м3 (сут.Мпа)	-	8,92	12,47	3,19	21,56	3,03
Начальное пластовое давление, Мпа	16,8	16,8-17,6	16,8-17,6	17-17,6	20,47-20,1	21,42-21,7
Пластовая температура, град.С	8	58,6	57,2	58,4	71,3	74,6

Наибольшая обводненность (>90 %) отмечена на объектах **AB<sub>1</sub><sup>3</sup>**, **AB<sub>2-3</sub>**, **AB<sub>4-5</sub>**, **BB<sub>8</sub>**.

По состоянию на 01.01.2016 г.:

- в добывающем фонде - **5706** скважин
- в нагнетательном фонде - **2245** скважин

## СЦЕНАРНЫЕ УСЛОВИЯ ОВП (по фактическим результатам ОПР)

Снижение  
отборов  
жидкости на  
30%

Дебит нефти не  
изменяется

Удельные  
энергозатраты  
приняты по  
анalogии с  
другими  
месторождения  
ми отрасли  
(при цене 5  
руб/квт\*ч)

Учитываются  
затраты на КРС  
по цене 1,2 млн.  
рублей на  
скважину.



# Интегрированное решение повышения технологической и экономической эффективности разработки Самотлорского месторождения

Параметры	Значение
Добыча жидкости на скважину, м <sup>3</sup> /сут	200
Объем поднимаемой жидкости, м <sup>3</sup> /сут	200
Объем поднимаемой жидкости за год, тыс.м <sup>3</sup>	60
Объем поднимаемой воды за год, тыс. м <sup>3</sup>	58,8
Обводненность продукции, %	98,0
Объем добываемой нефти за год, тыс. т	1,2
Удельные энергозатраты на подъем жидкости, квт·ч/м <sup>3</sup>	21,6
Удельные энергозатраты на прокачку жидкости до УПСВ, квт·ч/м <sup>3</sup>	8,9
Удельные энергозатраты на закачку жидкости, квт·ч/м <sup>3</sup>	8,5
Удельные энергозатраты на прокачку жидкости до ЦПСД, квт·ч/м <sup>3</sup>	5,9
Удельные энергозатраты на прокачку жидкости до узла сдачи, квт·ч/м <sup>3</sup>	4,1
Затраты на прокачку воды по промыслу, млн. руб.	11,5
Затраты на подъем и прокачку нефти по промыслу, млн. руб.	0,1
Снижение объема поднимаемой жидкости, %	40,0
Рост дебитов по нефти, %	<b>0,0</b>
Уменьшение добычи жидкости после ОВП за год, тыс. м <sup>3</sup>	24,0
Количество добываемой жидкости после ОВП, тыс. м <sup>3</sup>	36,0
Обводненность продукции после ОВП, %	96,1
Уменьшение затрат на добычу жидкости, млн. руб	4,4
Уменьшение затрат на добычу жидкости после ОВП, млн. руб	4,4
Доход от продажи 1 т нефти, тыс. руб/т	6,2
Затраты на обработку 1 скважины, млн. руб.	1,2
Возвращаемая в компанию стоимость от ОВП за 1 скважину, млн. руб.	<b>3,2</b>
Рентабельность за год, %	343,5

## Результаты расчетов по технологии **ОВП АС-CSE-1313**:

- 1. Объем работ – 350 скв.-операций.**
- 2. Ожидаемый технологический эффект - снижение добычи жидкости на 30% с сохранением объема добычи нефти.**
- 3. Экономия затрат электроэнергии (при цене 5 руб/квт·ч) – более 4,4 млн.руб./скв. или чистый доход Компании – более 3,2 млн.руб./скв.**
- 4. Общий чистый доход Компании за счет экономии электроэнергии после проведения технологии – 1,1 млрд.руб.**

## Результаты расчетов по технологии ВПП AC-CSE-1313:

1. Объем работ – **320 скв.-операций**, средний объем закачки реагента – 300 м<sup>3</sup>/скв. при стоимости 1 скв.-опер. 1,0 млн. руб. без НДС или 1,2 млн. руб. с НДС.
2. Ожидаемый технологический эффект – дополнительная добыча нефти 900 т/скв.
3. Общий чистый доход Компании – **1,4 млрд.руб.** или более 4,4 млн. руб./скв.

Параметры	Значение
Количество нагнетательных скважин	1
Объем закачанного раствора AC-CSE-1313, т	300
Стоимость закачки AC-CSE-1313, млн. руб/скв.	1,2
Дополнительная добыча нефти от ВПП, т	900
Нетбэк с 1 т (1\$=65руб, 1 баррель=70\$, налоги 80%), тыс. руб	6,2
Нетбэк от ВПП, млн. руб/скв.	5,6
Удельные энергозатраты на подъем жидкости, квт·ч/м <sup>3</sup>	21,6
Удельные энергозатраты на прокачку жидкости до УПСВ, квт·ч/м <sup>3</sup>	8,9
Удельные энергозатраты на прокачку жидкости до узла сдачи, квт·ч/м <sup>3</sup>	4,1
Затраты на подъем и прокачку нефти, млн. руб.	0,1
Чистый доход от ВПП при закачке AC-CSE-1313, млн. руб.	<b>4,4</b>
Индекс доходности за год	3,6

## Результаты расчетов по технологии ОПЗ РБС-3:

1. Объем работ – **220 скв.-операций**, средний расход реагента – 1,3 т/скв.
2. Ожидаемый технологический эффект – по скважинам со средним дебитом 3,8 т/сут при увеличении дебитов на 30% дополнительная добыча нефти составит 1300 т/скв.
3. Общий чистый доход Компании – **4,1 млрд.руб. или 18,5 млн.руб/скв.**

Параметры	Значение
Текущая добыча нефти, т/сут	3,8
Количество добывающих скважин	1
Объем закачанного раствора РБС-3, т	1,3
Стоимость 1 обработки, млн. руб.	1,1
Увеличение дебитов скважин, разы	1,3
Дополнительная добыча нефти от ОПЗ за год, тыс.т	1,3
Нетбэк с 1 т (1\$=65руб, 1 баррель=70\$, налоги 80%), тыс. руб	6,2
Нетбэк от РБС-3 за год, млн. руб	20,3
Затраты на проведение работ с РБС-3, млн. руб	1,1
Удельные энергозатраты на подъем жидкости, квт·ч/м <sup>3</sup>	21,6
Удельные энергозатраты на прокачку жидкости до УПСВ, квт·ч/м <sup>3</sup>	8,9
Удельные энергозатраты на прокачку жидкости до узла сдачи, квт·ч/м <sup>3</sup>	4,1
Затраты на подъем и прокачку нефти, млн. руб.	0,7
Чистый доход от закачки РБС-3, млн. руб.	<b>18,5</b>
Индекс доходности за год	16,8



# Интегрированный проект Самотлорского месторождения

• При проведении **ОВП** на **350** добывающих скважинах, **ВПП** на **320** нагнетательных скважинах, **ОПЗ** на **220** добывающих скважинах, общая длительность реализации Программы – **6** месяцев;

• технологический эффект от реализации программы – в течение 1 года после проведения соответствующих обработок, поступления средств от продажи нефти реализуются через 2 месяца после добычи нефти, итоговые поступления средств за счет реализации Программы – на 20-й месяц.

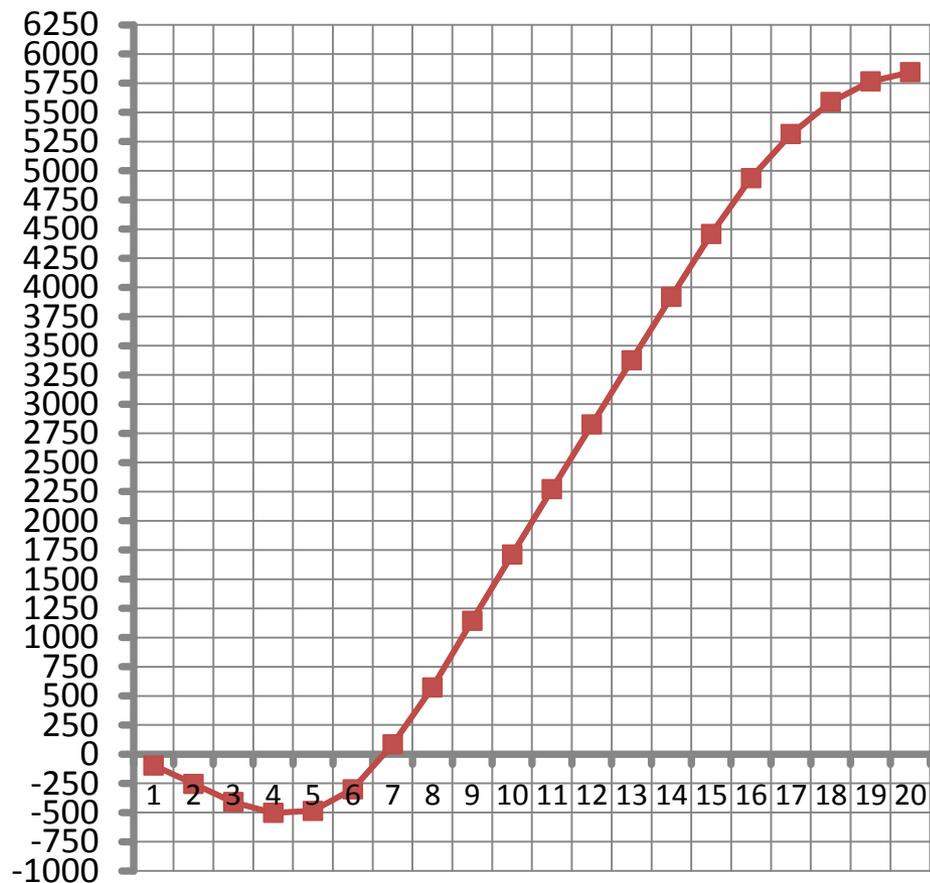
• Затраты на реализацию Программы составят **900 млн. рублей** (с НДС) за 6 месяцев (фактические затраты составят только **500 млн. руб.** за счет компенсации средств первыми обработанными скважинами).

• Окупаемость Программы **7** месяцев.

• Чистый дисконтированный доход Заказчика за 20 месяцев при этом составит **5,8 млрд. рублей.**

• Индекс доходности – **6,4.**

NPV, млн. руб.



# Технологии ВПП и ОВП на основе реагента **АС-CSE-1313** марка А

**(ТУ 2458-013-66875473-2013)**

**(патент РФ от 27.03.2015г.)**

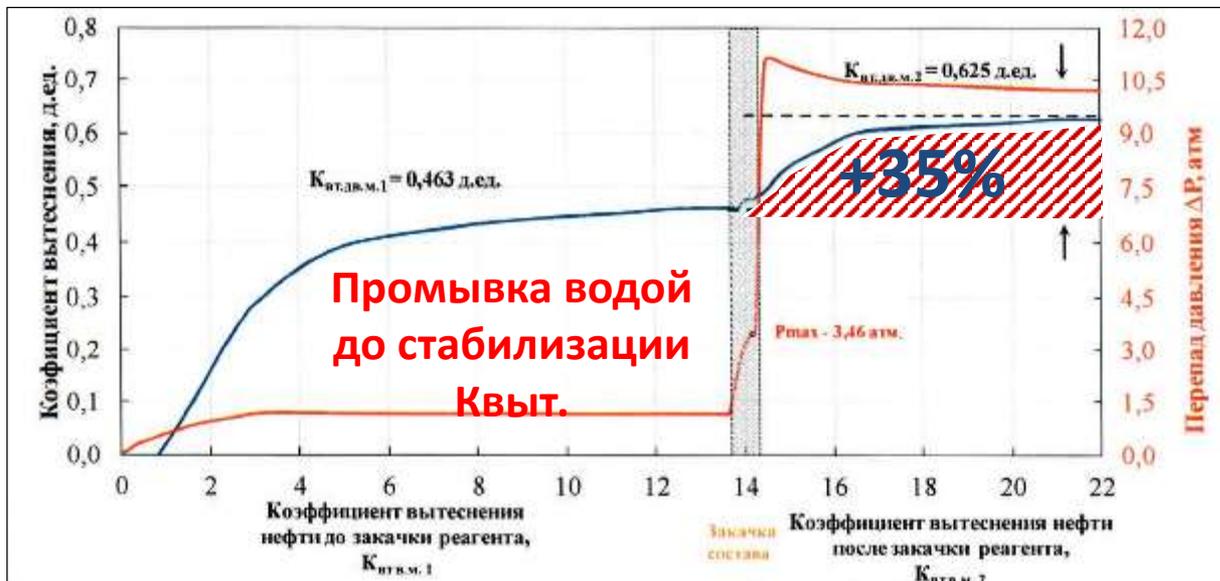
Коммерческий  
продукт  
AC-CSE-1313  
Марка А  
6% масс.

- ООО «РН-Уфанипинефть» (2014 г.): рекомендован реагент для технологии ограничения водопритока;
- ООО «РН-Уфанипинефть» (2015 г.): для применения в технологиях ВПП;
- Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» КогалымНИПинефть, (2015г.): для применения в технологиях ВПП;
- Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПечорНИПинефть»: для применения в технологиях ВПП;
- ОАО «ВНИИнефть» : для применения в технологиях ВПП, ОВП, РИР;
- ИНИК РАН, г. Уфа (2015г.): для применения в технологиях ВПП, ОВП, РИР.
- ПАО «Белкамнефть» (2016 г.): для технологии ВПП.



## Фильтрационные исследования состава AC-CSE-1313

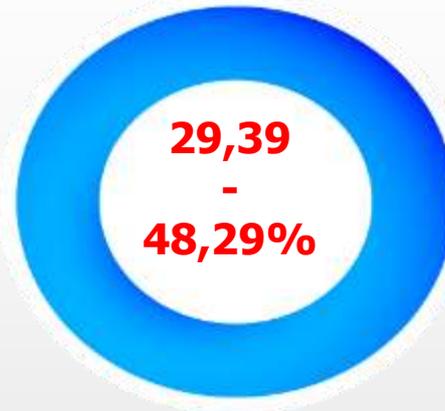
6% AC-CSE-1313 марка А,  
 6% Кислотный состав (HCL)  
 использование составных  
 двухслойных  
 разнопроницаемых моделей



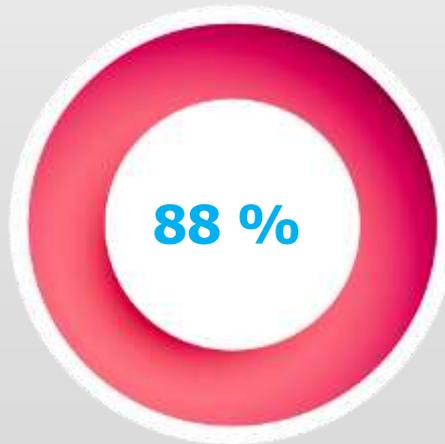
№ двухслойной модели	К <sub>пр.п</sub> по нефти, мД	К <sub>вт.1г</sub> д.ед.	К <sub>пр.1</sub> по воде до реагента, мД	Объемный расход до реагента, см <sup>3</sup> /мин	Скорость закачки реагента, см <sup>3</sup> /мин	Объем прокачки реагента, см <sup>3</sup> (V <sub>пор</sub> )	Макс. давление при прокачке реагента, атм.	К <sub>вт.2г</sub> д.ед.	К <sub>пр.2</sub> по воде после реагента, мД	DK <sub>вт.г</sub> (абс.) д.ед.	DK <sub>вт.г</sub> (отн.) %	Объемный расход после реагента, см <sup>3</sup> /мин	RRF <sub>вр</sub> д.ед.
75 °C													
1	низкопрониц. модель	15,84	0,191		0,153			0,538		0,347	181,68	0,858	8,96
	высокопрониц. модель	120,65	0,661		0,847	1,00	8,42 (1,00)	3,46	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	

Увеличение  
смачиваемости

**Фильтрационные  
исследования**  
с применением  
двухслойных  
разнопроницаемых  
кernовых моделей



Прирост  
коэффициента  
вытеснения



Доля  
низкопроницаемой  
модели от прироста  
 $K_{\text{ВЫТ}}$



**Сугмутское**  
м/р  
БС9  
К=14-60мД

600 т/скв.  
Расчет Филиал  
«ГПН-Муравленко»

**Приобское**  
м/р  
АС10;АС12  
К=2,4-8,6мД

1443 т/скв.  
Расчет  
ООО «ГПН НТЦ»

**Ачимовское**  
м/р  
Ю1-2  
К=22 мД

1800 т/скв.  
Расчет АО  
«ВНИИнефть»

2015 г.

ОПР

39 скв.-обр.

Ачимовское, Сугмутское,  
Вынгапуровское, Приобское м/р

2016 г.

Промышленное внедрение

132 скв.-обр.

Ачимовское, Тайлаковское, Приобское, Крайнее  
Суторминское, Сугмутское, Вынгапуровское м/р

2017 г.

153 скв.-обр.

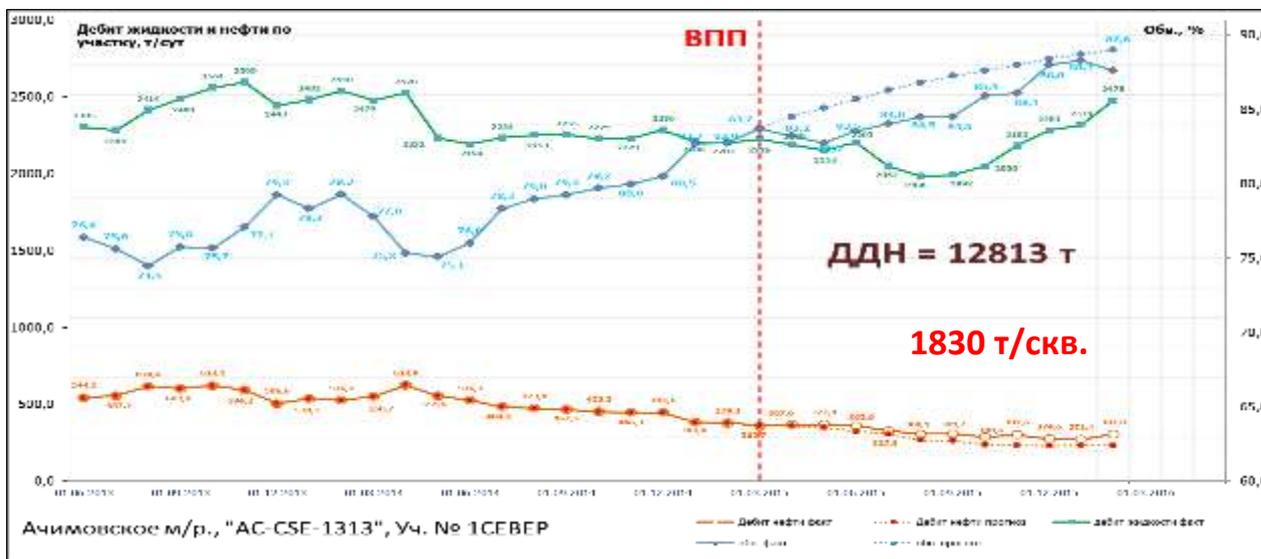
Тайлаковское, Приобское, Суторминское, Крайнее,  
Сугмутское, Вынгапуровское м/р

2018 г.

200 скв.-обр.

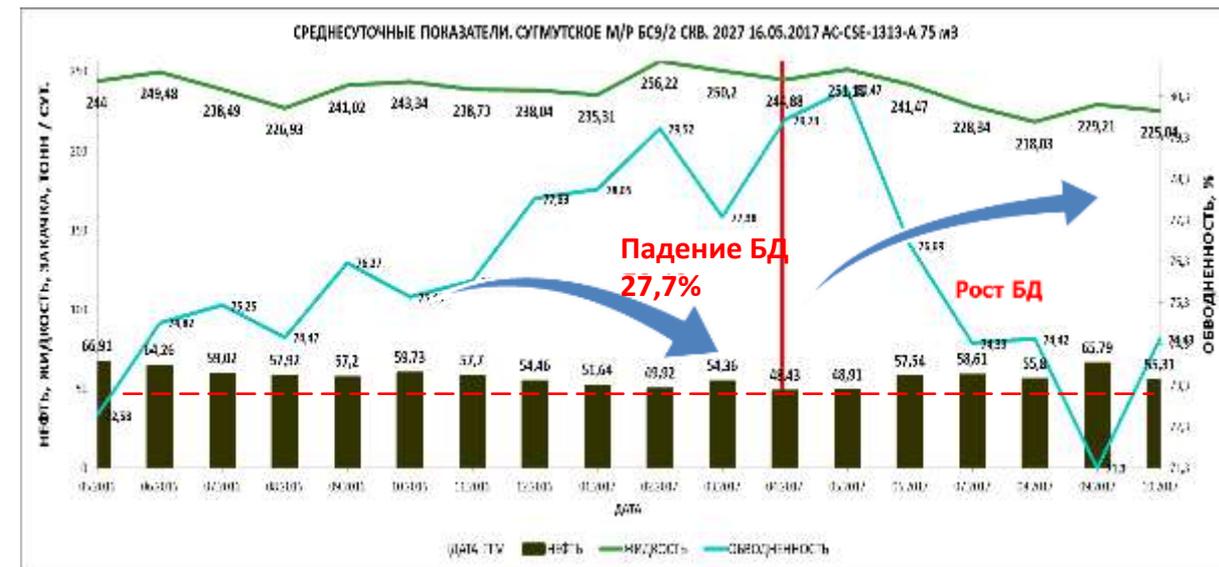
Тайлаковское, Приобское, Сугмутское, Суторминское,  
Крайнее, Вынгапуровское м/р

Месторождение	Пласт	Нзалегания (а.о.), м	К, мД	т, %	Тпл, гр.С	Красчл, д.ед.	Нэфф <sup>нефт</sup> , м	Наличие трещин	Средняя приемистость, м <sup>3</sup> /сут
Приобское	АС10	2394	8,6	18,5	90	6,5	5,1	ГРП	216
	АС12	2596	2,4	18	92	7,5	9,8		
Сугмутское	2БС9	2704	14-60	17	87	14,2	10,5	ГРП	275
Ачимовское	Ю1-2	2846	22	18,2	96	3,1	4,5		400
Вынгапуровское	БВ8-1	2618	43	20	83	6,0	10,0		400
Суторминское	БС10-1	2631	39	19,6	81	2,2	3,7	ГРП	350
Тайлаковское	Ю2+3	2600	22	17	86	7,9	5,8	ГРП	287
Арланское	КПО	900	30	18,0	21	7,5	4,2	да	200
Нагорное	тульский	1065	900	24	25	1,6	3,7		50
Северное	турней	1397	44	13,0	25	4,8	6,0	ГРП	Дебит жид 27м3/сут
Каракудук	I объект	2640	42	17,0	103	6,9	12,9		300



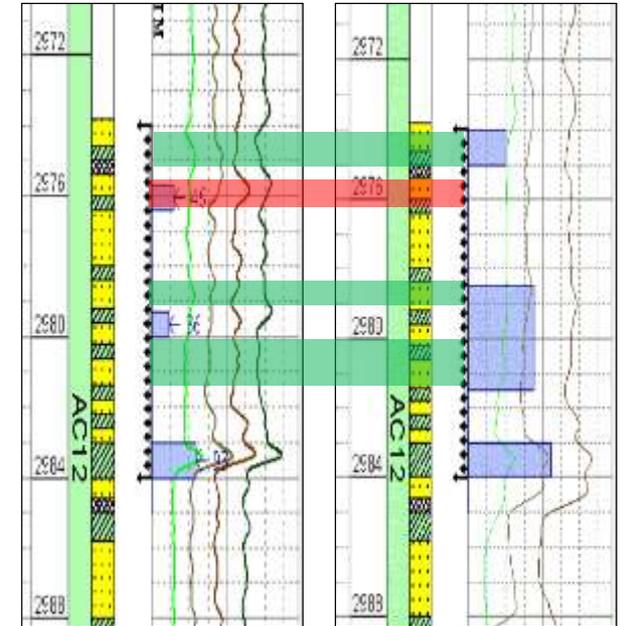
ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

**Расчет ДДН выполнен АО «ВНИИнефть»**  
**Прирост ОИЗ составил 69 тыс. тонн**



АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»

**По участку фактический прирост ОИЗ по ХВ составляет 44 697 т**



**Фактический прирост НИЗ составляет 37,8 тыс. т**

Пласт	Интервал перфорации, м	Работающие интервалы фильтра, м	Работающая толщина фильтра, м	Расход, %	Расход, м <sup>3</sup> /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, м <sup>3</sup> /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 **ОВП** АС-CSE-1313-А в ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

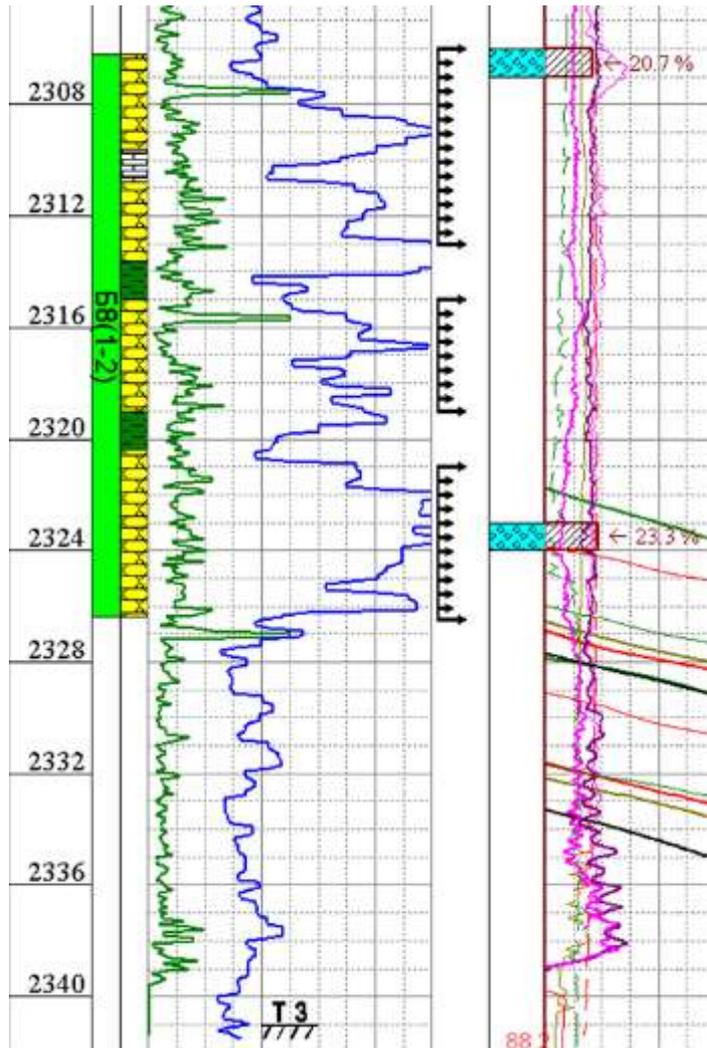
№ скв.	Режим до ОВП			Режим после ОВП			+/- до ГТМ		
	Qж	Qн	%	Qж	Qн	%	Qж	Qн	%
1	364	6,1	98	211	9,5	94,6	-153	3,4	-3,4
2	384	16	95	229	16,1	91,6	-155	0,1	-3,4
3	215	7,6	96,0	203	16,0	91,0	-12	8,4	-5,0
4	250	4,4	98,0	12	3,7	69,0	-238	-0,7	-29,0
5	352	3,1	99	107	1,9	98	-245	-1,2	-1
6	800	6,9	99	299	7,8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

Выполнено **35 скважино-обработок** – успешность **100%**

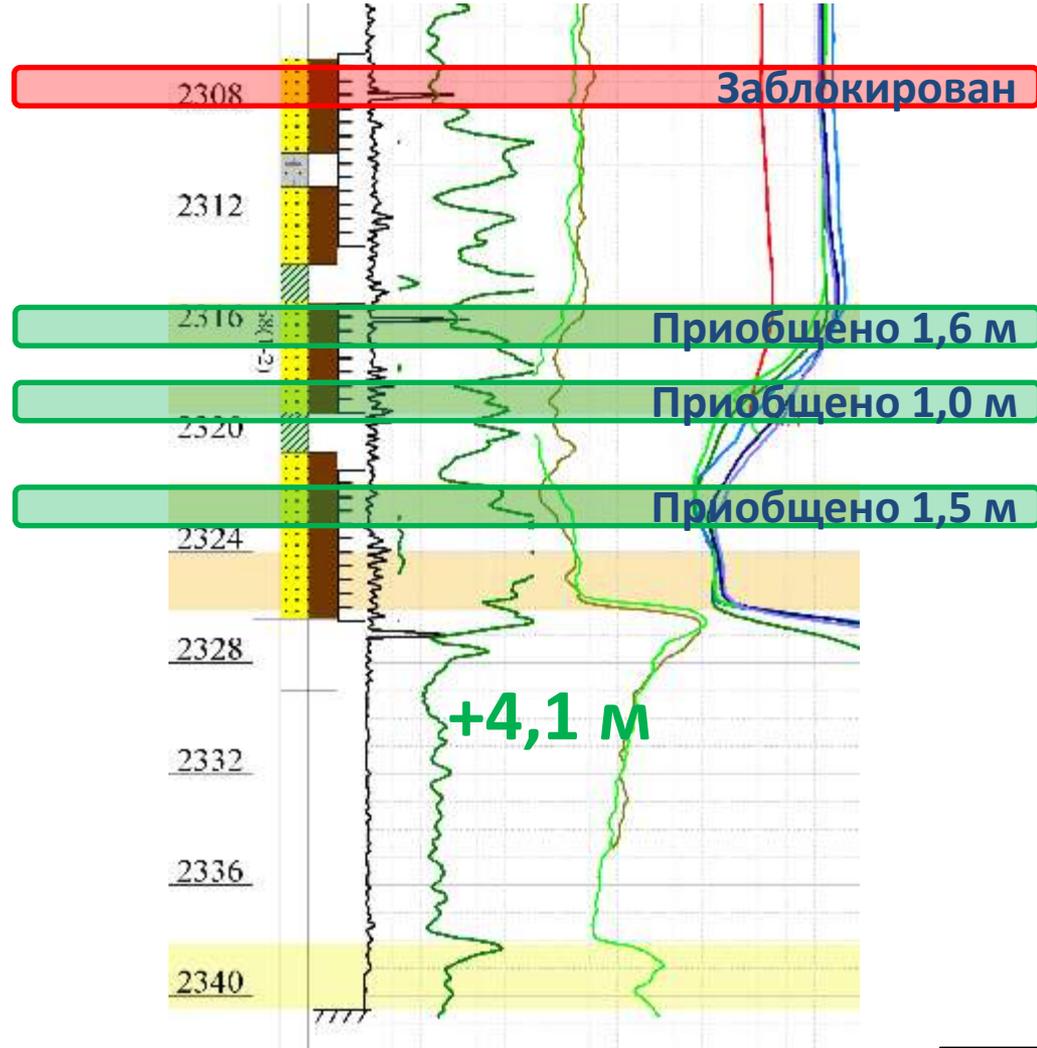
Снижение Qж - в среднем на **50%**, снижение обводненности – в среднем на **6,3%**; прирост дебитов нефти – на **3-7%**.

Разработанная **технология ОВП АС-CSE-1313** в 2015-2017 гг. **успешно прошла стадию ОПР** и **рекомендована для промышленного применения на объектах ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»**

22.07.2018 до ОВП



23.07.2018 после ОВП





Технология ВПП, ОВП принята к **промышленному внедрению**

Производственные мощности: 400 т/мес на 68 скв-обр.

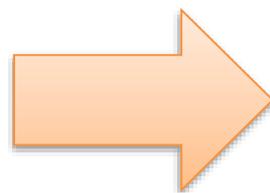


Производственные мощности: 300т/мес на 200 скв.-обр.

**Развитие**



Однокомпонентный  
порошкообразный состав  
**-AC-CSE-1313 марка В (SPA-Well)**  
(ТУ2458-013-66875473-2013)



Подтоварная вода **Вынгапуровского месторождения**,  $\rho = 1,009 \text{ г/см}^3$

Реагент АС-CSE-1313 марка В (SPA-Well)

Температура испытаний – **85°C**

Время выдержки – 24 часа

Показатель	Вязкость, мПа·с								
	Сразу после перемешивания	1 ч	2 ч	3 ч	4 ч	5 ч	6 ч	7 ч	24 ч
Время термостатирования полученного геля при 85°C, часы									
1,1%-ый раствор «АС-CSE-1313 марка В»	8	212	267	320	363	398	422	467	878
1,5%-ый раствор «АС-CSE-1313 марка В»	16	515	2248	2976	3124	3242	3458	3606	3770
2,3%-ый раствор «АС-CSE-1313 марка В»	37	6830	8250	9953	10118	10177	10298	>10000	>10000



№ п/п	Марка реагента	Производитель	Технические характеристики				Реолог. характеристика	
			Содержание основн. вещ-ва, %	Молекулярная масса, млн	Степень гидролиза, %	Время растворения в воде (20г/л), ч	Вязкость, мПа*с	
							Вибровискоз.	Ротационный, 150 с <sup>-1</sup>
	AC-CSE-1313 марка В (SPA-Well)	ООО МПК "ХимСервисИнжиниринг"	концентрация - 1,1% масс.				467	59
			концентрация - 1,3% масс.				1340	80
			концентрация - 1,6% масс.				4050	106
			концентрация - 2,2% масс.				9780	381
1	DMP-310	Санию Кемикал (Япония)	92,0	12,0	5,0	1,0	400	
2	PDA 1041	Нитто кемикал (Япония)	90,0	13,0	6,2	3,0	200	
3	Seurvey R1	химическая группа "Основа"	85,0	12,7	2,8	1,5	180	
4	Seurvey R6	химическая группа "Основа"	85,0	14,0	5,0	2,0	100	
5	Seurvey R2	химическая группа "Основа"	85,0	10,6	3,6	1,7	210	
6	PDA 1004	Dia-Nitrix Co (Япония)	92,6	9,8	4,9	2,0	100	
7	Accotrol S622	Сантек компани лимитед (Япон.)	90,0	13,7	13,0	2,0	220	
8	FP-107	SNF FLOERGER (Франция)	90,0	10,8	-	1,5	100	
9	Accotrol S622	Mitsui Chemicals AguaPolymer	89,4	12,9	13,0	1,5	150	
10	Seurvey R1	Химическая группа "Основа"	88,1	13,0	16,0	2,0	180	
11	Seurvey R1	Химическая группа "Основа"	86,3	13,6	14,0	3,5	20	
12	AH 132	SNF S.A. FLOERGER	90,8	6,6	8,1	2,0	170	
13	Seurvey R1	Химическая группа "Основа"	90,0	12,0	14,0	3,0	110	
14	TR-НИМЕКО-1516	Химеко-ГАНГ (Москва)	90,0	10,0	14,0	2,0	110	
15	DP-9-81-77	Ciba	89,3	5,0	3,4	0,9	100	
16	POLY-T-101	«Kemira»	93,1	9,1	15,0	2,5	46	
17	Seurvey R1	Химическая группа "Основа"	81,0	12,8	15,0	3,0	49	
18	Seurvey R1	Химическая группа "Основа"	88,6	12,0	13,5	2,0	29	
19	POLY-T-101	«Kemira»	93,3	8,2	6,0	2,0	100	
20	Accotrol S622	Mitsui Chemicals AguaPolymer	90,0	12,0	13,0	2,0	120	
21	FP-307	SNF FLOERGER (Франция)	89,0	9,6	-	1,6	80	
22	AK 642 АП 9339	ГУП Саратовский НИИ полимеров	90,0	5,5	5,2	2,7	44	
23	ACRYLOR 1509N	HEBEI HAIHUA ENERGY DEV. GR.	89,0	3,7	6,4	1,5	33	

## SPA-Well

Механическая,  
химическая,  
термическая  
деструкция  
отсутствует

Однокомпонентный  
рабочий раствор

Промышленный  
отечественный  
продукт  
2,3\$/кг

Т пл – не  
ограничена  
проницаемость – от  
3 мД  
Минерализация  
-0-400 г/л

## ПАА

Подвержен  
механической,  
химической,  
термической  
деструкции

Двухкомпонентный  
рабочий  
раствор

Зарубежные  
поставки  
4 \$/кг

Тпл до 75гр.  
Проницаемость  
более 10 мД  
Минерализация до  
30г/л



## Объекты проведения ОПИ по технологии ВПП AC-CSE-1313 марка В (SPA-Well)

№ п/п	Месторождение	Пласт	Скважина	Куст	Дата проведения работ	Общий объем закачки, м <sup>3</sup>	Расчет ГТЦ - ДДН, т						
							Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Итого
1	Вынгапуровское	БВ 8/1	5121	349	Апрель, 2019	70	74	178	204	156	120	56	788
2			5116	349	Апрель, 2019	93	85	166	146	111	85	129	722
3			531	29	Май, 2019	100			70	85	65	75	295
4	Тайлаковское	ЮСЗ	1973	95	Июль, 2019	550				89	157	112	358



## Выводы по технологии AC-CSE-1313

1. Инновационная технология мирового уровня **AC-CSE-1313** повышения КИН, снижения затрат на 1 т ДДН за счет ОВП и ВПП успешно применяется в промышленных масштабах на российских месторождениях. Годовой объем работ:
  - ВПП – 200-300 скв.-опер., удельная эффективность – 600-2400 т/скв.-опер.
  - ОВП – 20-40 скв.-опер., снижение добычи воды – 30-40% с приростом добычи нефти – на 3-7%.
2. Расчет стоимости химреагентов для проведения 1 скв.-обр.:
  - **Технология SPA-Well**  
Расход на 1 скв.-опер. – 1,5 т при стоимости 120 тыс.руб./т без НДС  
Затраты на реагент AC-CSE-1313 марка В (SPA-Well) – **180 тыс.руб.**
  - **Технология на основе ПАА**  
Расход на 1 скв.-опер. – 1,5 т при стоимости 150-240 тыс.руб.  
Затраты на реагент ПАА– **225-360 тыс.руб.**

# Результаты глубокой очистки ПЗП реагентами

**РБС-3 и ДГК-2**

ТУ 2458-018-66875473-2015

ТУ 20.59.42-021-66875473-2018

патент РФ от 10.03.2015г.; заявка на изобретение

№2019120612/20

## ХИМИЧЕСКИЕ БРЕЙКЕРЫ

**Высокая коррозионная активность**



Патент РФ № 2209957, 2003; Патент РФ №2209957. - М.: ФИПС, 2003  
 SPE 106227-PA, Fluid-Loss Control Improves Performance of Viscoelastic Surfactant Fluids, Huang, T. and Crews, J.B. 2009. SPE Prod. & Oper. 24 (1): 60-65.  
 SPE 68968, Laboratory Device for Testing of Delayed-Breaker Solutions on Horizontal Wellbore Filter Cakes, Brad Todd, Rob Murphy, Halliburton Energy Services, Inc.  
 SPE 105758-MS, A Step Change in Open Hole Gravel Packing Methodology: Drilling Fluid Design and Filter Cake Removal Method, Matthew Law, George W. Chao, Hafeez Ab Alim, and Elsamma Samuel, Schlumberger Well Services, and Aziz Ejan, Abdul Hameed Mohsen, and Mathew Samuel, Schlumberger Well Services MEA Client Support Laboratory. \



## 1. Эксплуатационное бурение

- а. Диспергация глинистой буровой корки
- б. Диспергация полимер-глинистой буровой корки
- с. Диспергация барита

## 2. Эксплуатационные скважины

- а. Очистка ПЗП от отложений нерастворимых солей тяжелых металлов, глинистых частиц, оксидов и гидроксидов железа
- б. Ингибирование набухания глинистого вещества коллектора
- с. Очистка ПЗП от гелей ВПП на основе ПАА
- д. Удаление нерастворимых продуктов реакции соляной кислоты с породой



# Результат обработок скважины №1 Барьерного месторождения (ЗАО «КалмТатнефть»)

АКТ			
на проведение обработки на территории: обработка призабойной зоны пласта по технологии РБС-1			
на скважине №	1	Барьерной площадки Центрального з.у. Республики Калмыкия	
с "19"	августа 2017 г.	по "20"	августа 2017 г.
Подрядчик:	ООО МНК "ХСН"		
Заказчик:	ЗАО "КалмТатнефть"		
Характеристика скважины			
Категория:	поисково-оценочная	Диаметр эксплуатационной колонны:	158,3 (9-5618 м) мм
Объем:	Т1+П+И (объем)	Историческая перфорация:	5286-5293 м, 5799-5308,5 м, 5316-5327 м (27,5 м)
Текущий забой:	5728 м	Глубинное оборудование:	Веронка на ПК1-75 мм, L=17508 м, Паралл. L=17508 м
Пластовое давление, P <sub>пл</sub> :	915 атм.	Дебит по жидкости до обработки:	0 м <sup>3</sup> /сут
Буферное давление, P <sub>бу</sub> :	-	Запрудное давление, P <sub>зап</sub> :	3,6 атм.
Давление анновода, P <sub>ан</sub> :	-		
Воздействие на пласт			
Объем пачки, V <sub>п</sub> :	4,0 м <sup>3</sup>	РБС-3	
при начальном давлении, P <sub>н</sub> :	0,0 атм	при конечном давлении, P <sub>к</sub> :	0,0 атм
Объем пролива, V <sub>пр</sub> :	14,0 м <sup>3</sup> тек. водой	Удельный расход:	1,02 л/м <sup>2</sup>
при начальном давлении, P <sub>н</sub> :	0,0 атм	при конечном давлении, P <sub>к</sub> :	70,0 атм
Объем дренажного, V <sub>др</sub> :	4,5 м <sup>3</sup>	при разном давлении, P <sub>д</sub> :	300-650 атм
Используемая техника, оборудование			
Заказка производится с использованием:	ЦА-320 - 2 ед., СИН-1000 - 1 ед.		
Исторические количественные результаты:			
Наименование материала	Количество, кг	Собственный материал	
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:	Ш 1 час.	00 мин.	
Для притока в скважину:	с 19.08.2017г.	Притоки в скважину ЦА-320	
Время притока в скважину:	2 час.	30 мин.	
Время вывоза:	3 час.	15 мин.	
Время разгрузки и дренирования:	0 час.	45 мин.	15 мин.
			30 мин.
Режим работы скважины			
Дебит по жидкости до обработки:	0 м <sup>3</sup> /сут	при P <sub>у</sub> =	9,8 атм
Дебит по жидкости после обработки:	40 м <sup>3</sup> /сут	при P <sub>у</sub> =	53 (6,3 атм)
Примечание:	Раствор РБС-3 - 4 м <sup>3</sup> (концентрация: РБС-3 по 0,1-1,0%)		
Представитель ООО МНК "ХСН":	<i>Тобасов</i>	/О.А. Бобылен/	
Представитель ООО «НьюТек Сервисес»:	<i>Андрей</i>	/А.А. Овчинников/	
Представитель ЗАО "КалмТатнефть":	<i>Рисов</i>	/Д.В. Джамбышев/	

До обработки дебит: **0 м<sup>3</sup>/сут**  
1 обработка – 20 августа 2017 г.

Получен приток: газа **20 тыс. м<sup>3</sup>/сут**  
конденсата **40 м<sup>3</sup>/сут**

2 обработка – 29 августа 2017 г.

Получен приток: газа **130 тыс. м<sup>3</sup>/сут**  
конденсата **100 м<sup>3</sup>/сут**



Бурение и вскрытие пласта в скважине №1 Западной-Сайгачной площади производилось на утяжеленном баритом буровом растворе 1,57 гр/см<sup>3</sup>.

**Проведение** многократных **СКО** привело к **полету НКТ** (обрыв 360 м труб) и выпадению  $\text{FeCl}_3 + \text{FeCl}_2$  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» июль 2016 г.

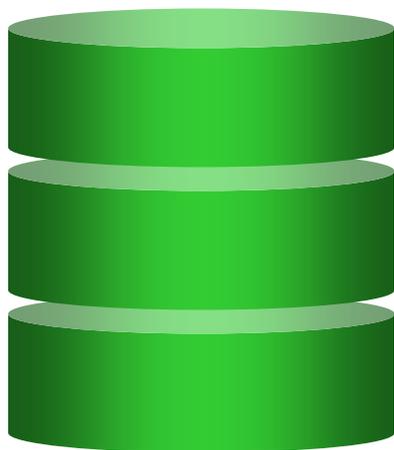
Объект исследования	Пласт Ю2-4	Пласт Т1-Т2	Пласт Т	Пласт П2	Кальцит
Место отбора, скважина/куст	Ловинское мест-е 10689р/130	Лазаревское мест-е, 10270р	Сыморьяхское мест-е, 6992/52	Даниловское мест-е, 10556р/213	ООО «Микрокальцит»
Литотип	Песчаник мелко-, среднезернистый, алевритовый	Алеврит, мелко-крупнозернистый, песчаник мелкозернистый	Песчаник мелкозернистый, алевритовый, глинистый, слабокарбонатный	Песчаник мелкозернистый, алевритовый с признаками н/н	Мраморный порошок высокой чистоты
Карбонатность по объекту, %	6,5	5,4	4,9	4,5	98
Температура, °С	78	80	76	75	80
Растворимость керна, %	1,04	0,96	0,80	0,76	18,0

Отмечается снижение массы микрокальцита при взаимодействии с реагентом РБС-3.

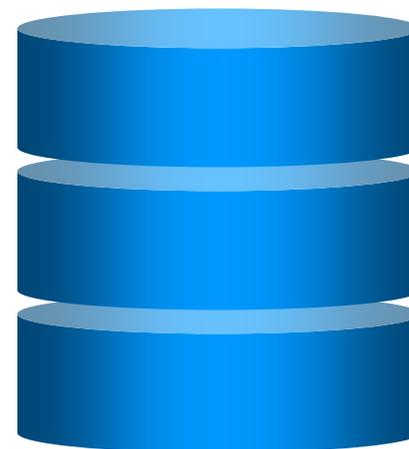
На базе РБС-3 разработана кислая форма с повышенной реакционной способностью по карбонату ДГК-2 (ТУ 20.59.42-021-66875473-2018).

# БЕЗКИСЛОТНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ДГК-2 ДЛЯ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ, СРАВНИМАЯ ПО ЭФФЕКТИВНОСТИ С ГРП

Загрязнение ПЗП  
отложениями солей



Набухание глин



Диспергация карбонатной  
составляющей

## Проверка растворяющей способности хелатов по карбонатам и на коррозионную активность

№	Состав раствора	Загрузка, гр	Масса микрокальцита, гр	Растворимость микрокальцита	Масса мет. до травления m1, г	Масса мет. после травления m2, г	Скорость корр. v, г/см <sup>2</sup>
1	Пресная вода	86,9	5	0,68 гр (13,6%) микрокальцита растворилось	24,7569	24,7554	0,000110
	РБС-3	13,1					
2	Пресная вода	95	5	1,29 гр (25,8%) микрокальцита растворилось	14,8823	14,847	0,003887
	ДГК-2	5					

- Выявлена двукратная убыль массы микрокальцита при взаимодействии с реагентом ДГК-2 по сравнению с РБС-3 (25,8% и 13,6% соответственно) при t=20 °С.
- При t=95 °С растворяющая способность ДГК-2 увеличивается до 29%.
- Скорость коррозии 5% раствора реагента ДГК-2, приготовленного на пластовой воде, при температуре 95 °С за 12 часов составляет 0,003887 г/см<sup>2</sup>, что в 6,2 раза ниже порогового значения 0,02412 г/см<sup>2</sup>.

Филиал «ПермНИПНефть» ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» 2018 г.

$C_1t_2$ -III<sub>п</sub> Южно-Юрьяхинского месторождения при 54 °С

Состав	Растворимость керна, %	К восст прониц., (водонасыщ.)	К восст прониц., ед. (нефтенасыщ.)	Упор для «прорыва» раствора	К восст прониц., (составная нефтенасыщ. модель)
5% ДГК-2	27,8-29,9	1,07-2,00	220,0-1925,93	2,14-2,41	2,83-6,51
9% ДГК-2	47,8-49,8	1,11-1,63	230,77-1742,42	3,97-5,0	
12% HCL	95-99				2,67-2,75

- Коэффициент восстановления проницаемости нефтенасыщенного керна на 2-3 порядка выше по сравнению с водонасыщенным керном (селективность действия реагента).
- Образование многоканальных структур растворения и увеличение проводимости естественных трещин нефтенасыщенного керна при обработке ДГК-2.
- На составной модели пласта из нефтенасыщенного керна 5% раствор ДГК-2 подвергает воздействию первые 2 образца (из 4), а 12% раствор HCl – только 1.

Каналы растворения

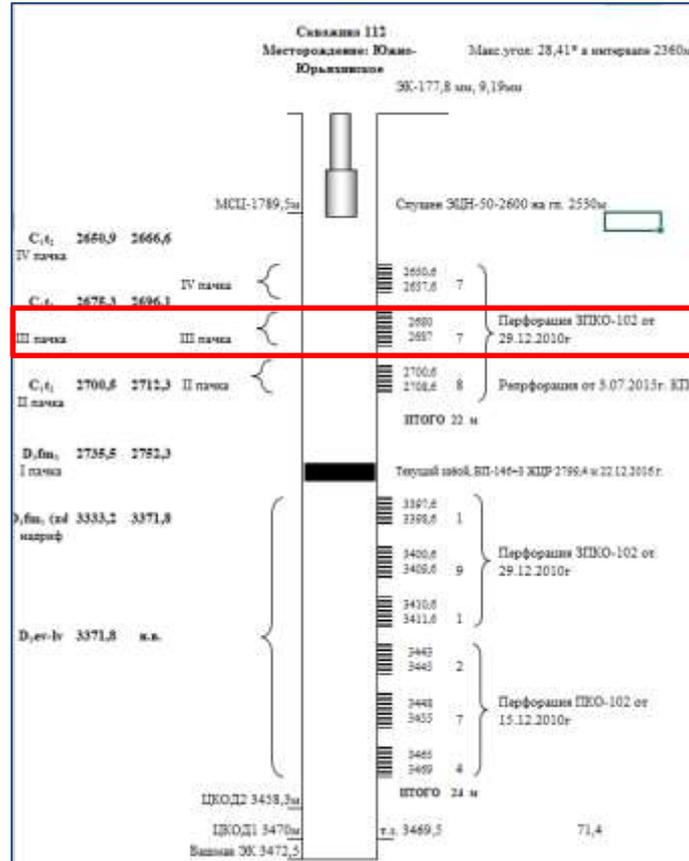
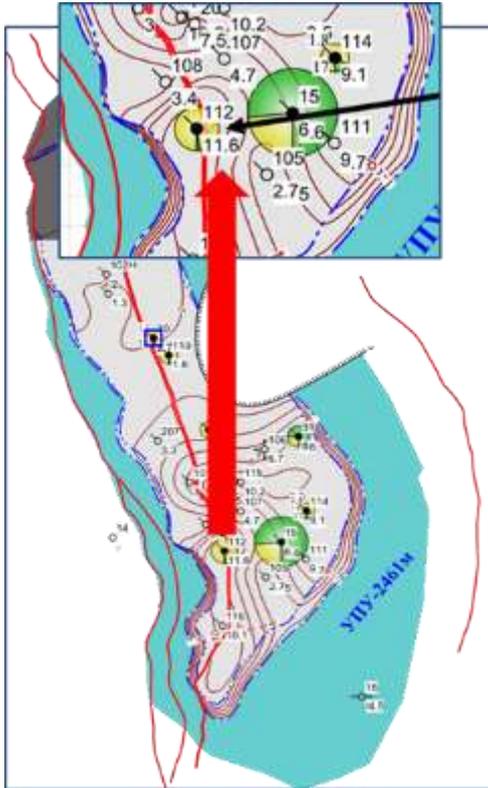


До обработки  
Кпр=0,27 мД



После обработки  
Кпр=520 мД

## Скв.30 Южно-Юрьянского месторождения, ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»



Категория скважины	Добывающая
Qж, м3/сут	11
<b>Qн, т/сут</b>	<b>9,4</b>
Рпл, атм	107
Обв.,%	3,6

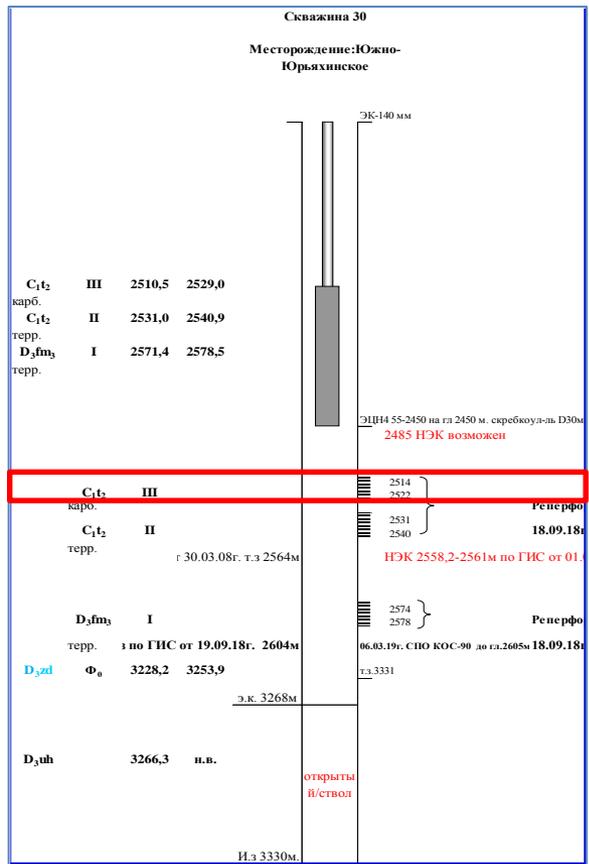
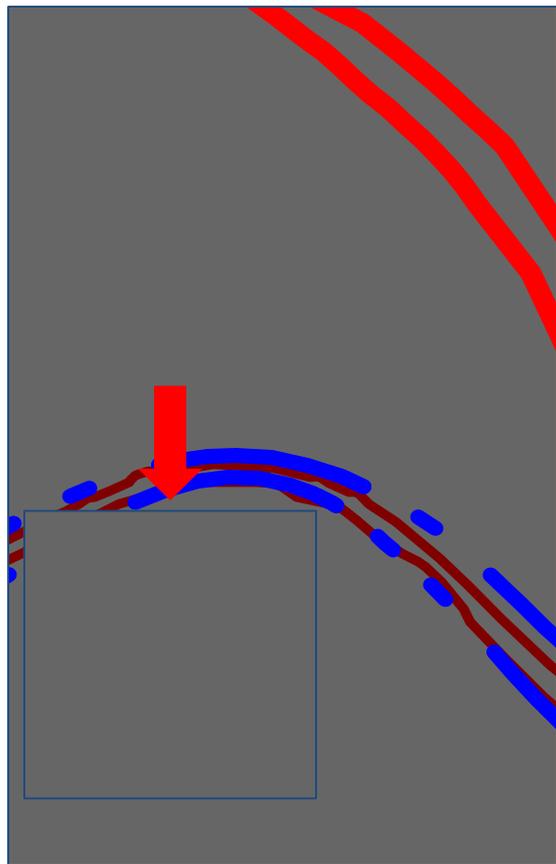
Интервалы перфорации, м		Пласт
2650,6	2657,6	C1t2 IV
<b>2680</b>	<b>2687</b>	<b>C1t2 III</b>
2700,6	2708,6	C1t2 II

<b>Объем закачки ДГК-2, м3</b>	<b>30</b>
--------------------------------	-----------

**После обработки**

<b>Qн, т/сут</b>	<b>27,2</b>
------------------	-------------

- Скв.112 находится на границе разлома
- Низкое текущее Рпл.тек. = 107 атм (начальное Рпл = 264 атм)
- Скважина находится на границе ВНК



Категория скважины	Добывающая
Q <sub>ж</sub> , м <sup>3</sup> /сут	6
Q <sub>н</sub> , т/сут	<b>5</b>
Рпл, атм	258
Обв.,%	3

Интервалы перфорации, м		Пласт
<b>2514</b>	<b>2522</b>	<b>C1t2 III</b>
2531	2540	C1t2 II
2574	2578	D3fm3

Объем закачки ДГК-2, м <sup>3</sup>	<b>30</b>
-------------------------------------	-----------

**После обработки**

Q <sub>н</sub> , т/сут	<b>11</b>
------------------------	-----------

- 1) Скважина №30 находится на границе разлома
- 2) Низкое текущее пластовое давление 107 атм (Начальное Рпл= 264 атм)
- 3) Скважина находится на границе ВНК
- 4) Для селективной обработки интервалов необходима пакеровка нижних интервалов

1. Предлагается технология мирового уровня на основе реагента **РБС-3** для диспергации глинистой буровой корки, барита, для очистки ПЗП от отложений нерастворимых солей тяжелых металлов, глинистых частиц, оксидов и гидроксидов железа, удаления нерастворимых продуктов реакции соляной кислоты с породой.
2. Технология **ДГК-2** рекомендуется для **увеличения производительности** добывающих и нагнетательных скважин в карбонатных коллекторах.
3. По результатам фильтрационных исследований на составных моделях **эффективность 5% раствора ДГК-2** в 2,4 раза выше, чем у **12% раствора HCl**, а коррозионная активность ниже более чем в 5 раз.
4. В результате выполненных работ ОПЗ по технологии **ДГК-2** отмечается **увеличение дебитов нефти в 2-3 раза**.



ООО Многопрофильная Компания  
«ХИМСЕРВИСИНЖИНИРИНГ»

*Каждая нефтяная компания, которая стремится быть лучшей, окружает себя лучшими специалистами.*

*Р.Н.Фахретдинов*

# МЫ ОТКРЫТЫ К СОТРУДНИЧЕСТВУ

**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](mailto:info@cse-inc.ru) • [www.cse-inc.ru](http://www.cse-inc.ru)