РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПНП

«AC-CSE-1313»

ТУ 2458-013-66875473-2013 с изм. №1

г. Москва, 2017 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 • www.cse-inc.ru

Новая высокоэффективная технология ПНП и ИДН, как альтернатива технологиям на основе ПАА

Комплексное воздействие на пласт

Снижение μн/μв

AC-CSE-1313

Очистка призабойной зоны пласта

Снижение межфазного натяжения

Использование технологий на основе ПАА и ПАВ имеют ряд недостатков:

1)Рабочие растворы на основе ПАА химически, термически, механически нестабильны;

2) Ухудшают фильтрационно-емкостные свойства пласта;

3) Снижение Остаточных извлекаемых запасов;

4) Рабочие растворы на основе ПАВ обладают высокой адсорбцией, деструкцией;

5) Высокая стоимость использования растворов на основе ПАА

Сравнительный анализ свойств реагента АС-CSE-1313 и ПАА

	Показатели	ПАА	АС-CSE-1313
Условия применения	Температура пласта, град.С	75-90	20-300
	Минерализация пл.воды, г/л	До 30	Пресная, минерализованная (0-400)
	Приемистость нагн.скважин м3/сут, проницаемость коллектора мДарси	>250-300 $м^3$/сут, >10 мД	≥70$м^3$/сут, >2 мД
Производство закачки	Подверженность механической деструкции при закачке	Подвержен химической, механической и термической деструкции	Деструкции не подвержен
	Рост давления при закачке	Рост давления. На малоприемистых скважинах часто приводит к прекращению закачки.	Давление при закачке снижается на 5-10 атм
	Механизм действия в призабойной зоне скважины	Гель занимает объем "промытой" зоны пласта. Экран подвижный, может быстро разрушаться от t и сдвиговых усилий.	Гель занимает объем "промытой" зоны пласта, трещины ГРП, происходит гидрофильное вытеснение нефти из низкопроницаемых зон. Экран жесткий, от t и сдвиговых усилий не разрушается.

Сравнительный анализ свойств реагента АС-CSE-1313 и ПАА

	Показатели	ПАА	АС-CSE-1313
Реологические показатели	Эффективная вязкость, мПа*с при t-25/90 C^0 и V=100 c^{-1}	* ПАА Alcoflood, C=0,6%. при 25 C^0 m = 800 мПа*с, при 90 C^0 m = 250 мПа*с	При 25 C^0 m = 1580 мПа*с, при 90 C^0 m = 1629 мПа*с
	Градиент давления сдвига, атм/метр	5-20 в зависимости от марки ПАА, концентрации, t пласта.	60-75
	Синерезис - самопроизвольное уменьшение объёма геля, сопр. отделением жидкости	1-7 суток в зависимости от марки ПАА, концентрации, t пласта.	Нет
	Селективность	Нет селективности	Фильтрация через низкопроницаемые модели увеличивается в 7 раз

Лабораторное тестирование технологии АС-CSE-1313

РН - УФАНИПИНЕФТЬ

Филиал общества с ограниченной ответственностью
"ЛУКОЙЛ-Инжиниринг"
"КогалымНИПИнефть" в городе Тюмени

БелкамНефть

ФИЛИАЛ ОБЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
"ЛУКОЙЛ-Инжиниринг"
"ПечорНИПИнефть" в городе Ухте

ИНК РАН

ВНИИ НЕФТЬ

Гелеобразующая способность (6% АС-CSE-1313 марки А, 8% HCl)

- **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 и ОВП.**

Лабораторное тестирование AC-CSE-1313 в ООО «РН-УфаНИПИнефть» (2014 г.)

Время гелеобразования растворов при 70 ^{0}С

№ п/п	Масса AC-CSE-1313, г	Масса гелеобразователя, г	Масса воды, г (минерализация, г/л)	Время гелеобразования, час	
				начало	конец
1	2	8	89 (пресная)	более 30	нет данных
2	2	8	89 (15)	более 30	нет данных
3	2	8	89 (30)	более 30	нет данных
4	3	8	89 (пресная)	16	18
5	3	8	89 (15)	2,5	4
6	3	8	89 (30)	2	3
7	4	8	89 (пресная)	нет данных	0,25
8	4	8	89 (15)	нет данных	0,25
9	4	8	89 (30)	нет данных	0,25

Рекомендован для проведения РИР

Акт лабораторного тестирования реагента AC-CSE-1313 в ООО «РН-УфаНИПИнефть

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «РН-УФАНИПИНЕФТЬ»
(ООО «РН-УфаНИПИнефть»)

УТВЕРЖДАЮ
Зам. генерального директора
по инжинирингу добычи
_____ А.Г. Телин
«26» августа 2014 г.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ
по результатам тестирования о возможности применения реагента AC-CSE-1313 (ТУ 2458-013-66875473-2013) производства ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг» (г. Москва) в технологиях ограничения водопритока для условий месторождений ООО «РН-Пурнефтегаз»

В лаборатории ремонтно-изоляционных работ ООО «РН-УфаНИПИнефть» проведено тестирование реагента AC-CSE-1313 (ТУ 2458-013-66875473-2013) производства ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг» (г. Москва).

Реагент AC-CSE-1313 предназначен для выравнивания профиля приемистости, ремонтно-изоляционных работ и ограничения водопритока в скважинах нефте- и газодобывающей промышленности. Реагент представляет собой порошкообразную смесь от белого до желтого цвета насыпной плотностью не менее 0,6 г/см^3 с массовой долей влаги не более 30%. Технология предусматривает порционное приготовление в емкостях перемешивания технологического раствора с послелующей закачкой получаемых партий в скважину.

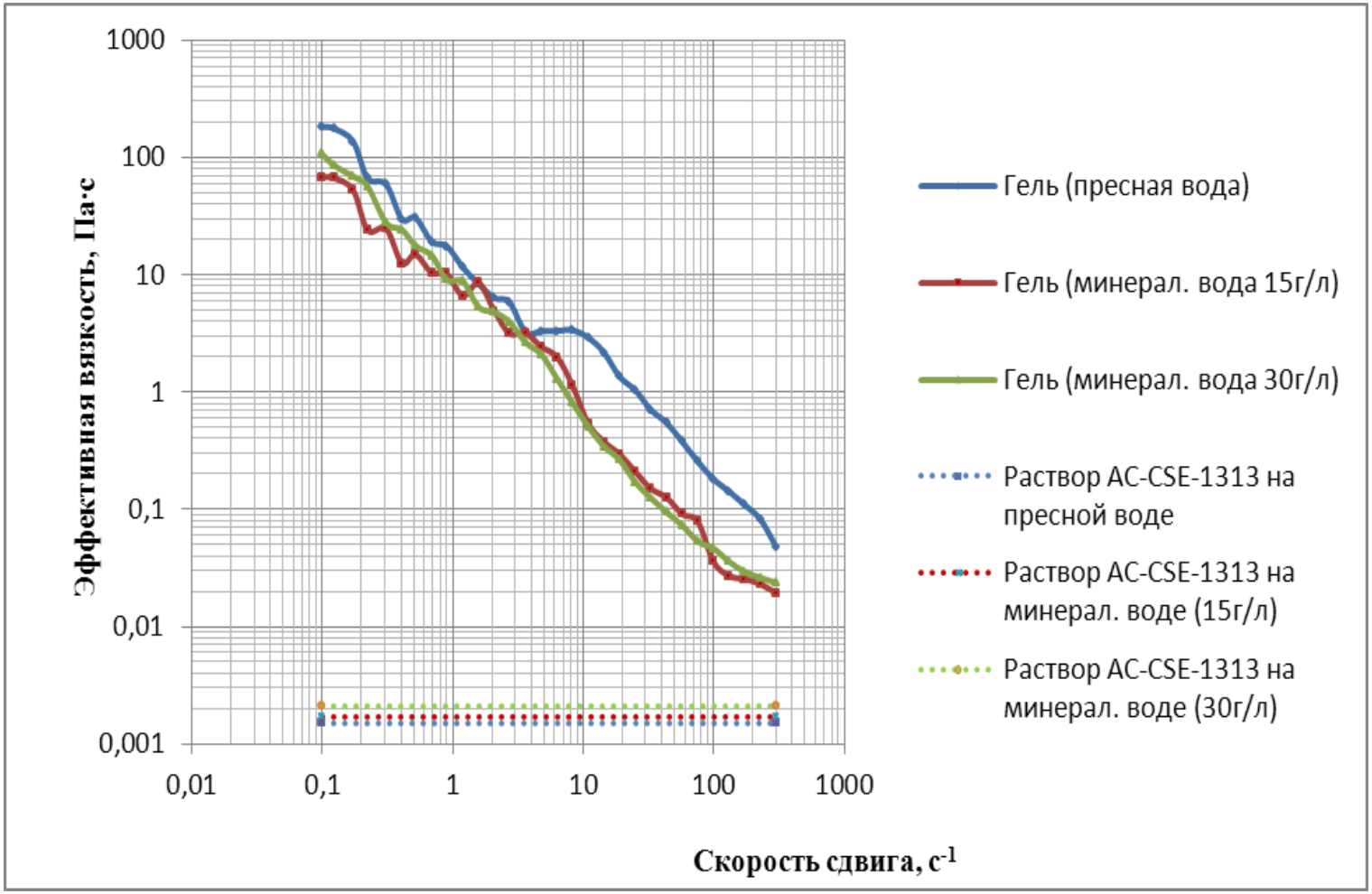
Согласно Инструкции на проведение работ по ограничению водопритока в добывающие скважины по технологии AC-CSE-1313, представленной ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг», приготовление композиции осуществляется в два этапа:

- залить в емкости перемешивания 80 кг/м^3 технической воды и добавить к ней 80 кг/м^3 товарной формы кислотного состава CSE-0713, далее произвести добавление 30 кг/м^3 реагента AC CSE-1313, интенсивно перемешать до полного растворения и получения гомогенной системы (15-30 мин);
- добавить к полученной системе техническую воду с доведением общего количества раствора до расчетного количества (добавляется 810 кг/м^3 технической воды).

Физико-химическое и фильтрационное тестирование реагента AC-CSE-1313 в качестве реагента для технологии ограничения водопритока проведено для условий месторождений ООО «РН-Пурнефтегаз».

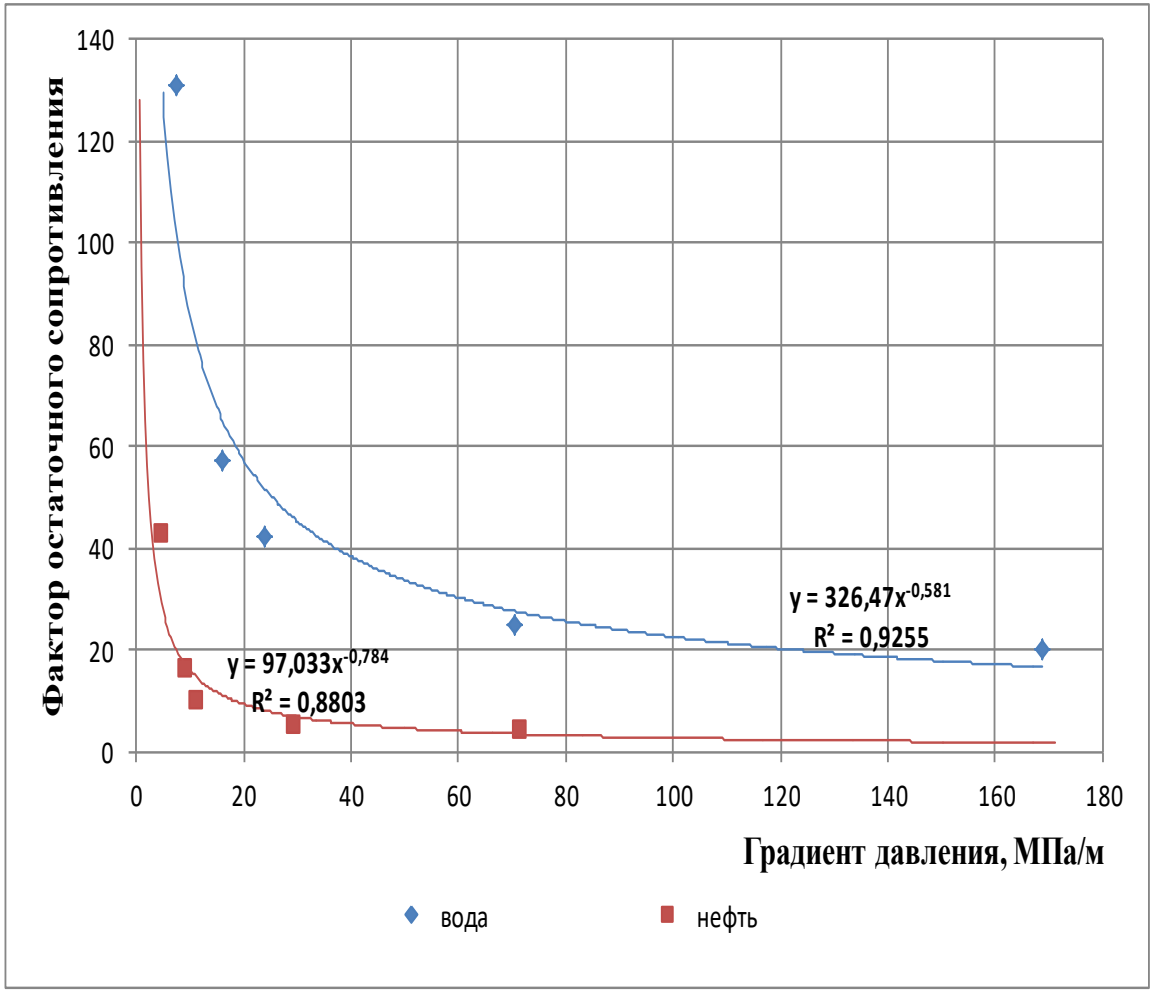
Определение растворимости порошкообразного реагента AC-CSE-1313 в пресной и минерализованной воде. В качестве пресной воды использовали

Лабораторное тестирование АС-CSE-1313 в ООО «РН-УфаНИПИнефть» (2014 г.)



Кривые вязкости технологических растворов реагента АС-CSE-1313 и полученных на их основе гелей

Лабораторное тестирование АС-CSE-1313 в ООО «РН-УфаНИПИнефть» (2014 г.)



Для состава АС-CSE-1313 факторы остаточного сопротивления по воде существенно выше, чем по нефти, т.е. состав снижает проницаемость породы в водонасыщенных интервалах пласта в большей степени, чем в нефтенасыщенных интервалах

Зависимость фактора остаточного сопротивления от градиента давления

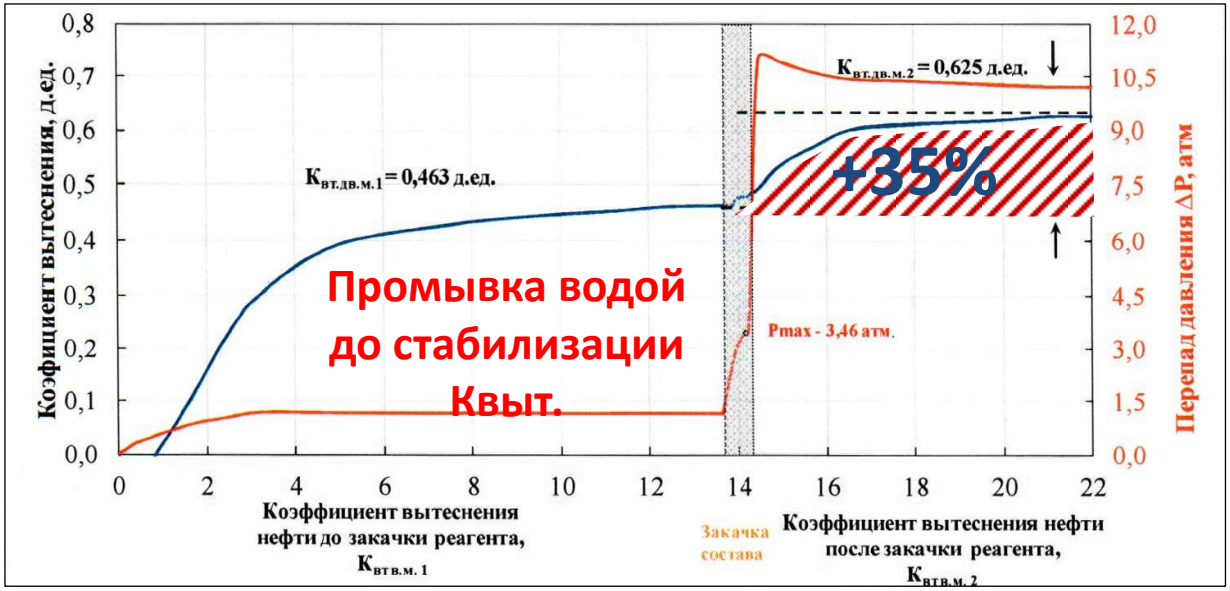
Новые свойства технологии (результаты фильтрационных исследований состава АС-CSE-1313 (Тевлинско-Русскинского м/р, БС10)

Закачиваемая жидкость	Скорость закачки, см³/мин	Перепад давления, МПа	Время закачки, мин	Проницаемость, мкм² 10^{-3}	Объем закачки, см³	Объем пор, $V/V_{пор}$
вода	0,10	0,072	738,6	2,3	73,9	4,37
вода	0,20	0,095	241,2	3,4	48,2	2,85
Ср. значение			**979,8**	**2,9**	**122,1**	7,22
Закачка реагента с выдержкой 24 часа	**Q_{max}, см³/мин**	**Q_{min}, см³/мин**	**Время закачки, мин**	**Перепад давления, МПа**	**Объем закачки, см³**	**Объем пор, $V/V_{пор}$**
	0,93	0,15	79,0	5,6	44,40	2,63
Закачиваемая жидкость	**Скорость закачки, см³/мин**	**Перепад давления, МПа**	**Время закачки, мин**	**Проницаемость, мкм² 10^{-3}**	**Объем закачки, см³**	**Объем пор, $V/V_{пор}$**
вода	0,10	1,18	437,9	0,14	43,79	2,59
вода	0,20	1,31	235,8	0,25	47,16	2,79
Ср. значение после закачки реагента			**673,7**	**0,20**	**47,2**	**2,79**

Закачиваемая жидкость	Скорость закачки, см³/мин	Перепад давления, МПа	Время закачки, мин	Проницаемость, мкм² 10^{-3}	Объем закачки, см³	Объем пор, $V/V_{пор}$
нефть	0,10	0,182	606,7	2,1	60,7	4,04
нефть	0,20	0,539	200,6	1,4	40,1	2,67
Ср. значение			**807,4**	**1,7**	**100,8**	6,71
Закачка реагента с выдержкой 24 часа	**Q_{max}, см³/мин**	**Q_{min}, см³/мин**	**Время закачки, мин**	**Перепад давления, МПа**	**Объем закачки, см³**	**Объем пор, $V/V_{пор}$**
	10,51	3,20	6,5	5,6	42,20	2,81
Закачиваемая жидкость	**Скорость закачки, см³/мин**	**Перепад давления, МПа**	**Время закачки, мин**	**Проницаемость, мкм² 10^{-3}**	**Объем закачки, см³**	**Объем пор, $V/V_{пор}$**
нефть	0,10	0,29	558,0	1,30	55,80	3,71
нефть	0,20	0,72	346,2	1,07	69,24	4,61
Ср. значение после закачки реагента			**904,2**	**1,18**	**69,2**	**4,61**

Фильтрационные исследования состава АС-CSE-1313

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



№ двухслойной модели		$К_{прн}$ по нефти, мД	$К_{вт.1}$, д.ед.	$К_{пр.1}$ по воде до реагента, мД	Объемный расход до реагента, $см^3$/мин	Скорость закачки реагента, $см^3$/мин	Объем прокачки реагента, $см^3$ ($V_{пор}$)	Макс. давление при прокачке реагента, атм.	$К_{вт.2}$, д.ед.	$К_{пр.2}$ по воде после реагента, мД	$ΔК_{вт.}$, (абс.) д.ед.	$ΔК_{вт.}$, (отн.) %	Объемный расход после реагента, $см^3$/мин	RRF_w, д.ед.
75 ^{0}C														
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	

Прирост коэффициента вытеснения для двухслойных моделей от 24 до 47%.

Результаты фильтрационных исследований состава AC-CSE-1313

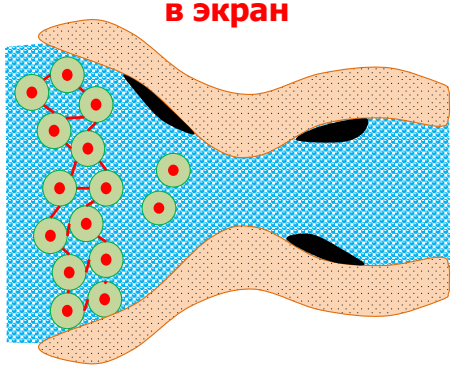
№ двухслойной модели		$К_{прн}$ по нефти, мД	$К_{вт.1}$, д.ед.	$К_{пр.1}$ по воде до реагента, мД	Объемный расход до реагента, $см^3$/мин	Скорость закачки реагента, $см^3$/мин	Объем прокачки реагента, $см^3$ ($V_{пор}$)	Макс. давление при прокачке реагента, атм.	$К_{вт.2}$, д.ед.	$К_{пр.2}$ по воде после реагента, мД	$\Delta К_{вт.}$, (абс.) д.ед.	$\Delta К_{вт.}$, (отн.) %	Объемный расход после реагента, $см^3$/мин	RRF_w, д.ед.
75 ^{0}C														
1	низкопрониц. модель	15,86	0,188		0,159	1,00	9,03 (1,00)	5,90	0,513		0,325	172,87	0,855	8,83
	высокопрониц. модель	126,22	0,673		0,841				0,695		0,022	3,27	0,145	
	общая модель	83,27	0,513	8,12	1,000				0,635	0,92	0,122	23,78	1,000	
90 ^{0}C														
1	низкопрониц. модель	9,40	0,043		0,102	1,00	6,69 (1,00)	7,13	0,433		0,390	906,98	0,716	7,53
	высокопрониц. модель	61,60	0,695		0,898				0,740		0,045	6,48	0,284	
	общая модель	35,20	0,414	4,37	1,000				0,608	0,58	0,194	46,86	1,000	
90 ^{0}C														
1	низкопрониц. модель	10,80	0,093		0,120	1,00	7,69 (1,00)	7,95	0,414		0,321	345,16	0,740	8,14
	высокопрониц. модель	58,02	0,703		0,880				0,736		0,033	4,69	0,260	
	общая модель	30,90	0,424	4,07	1,000				0,589	0,50	0,165	38,92	1,000	

Технология АС-CSE-1313

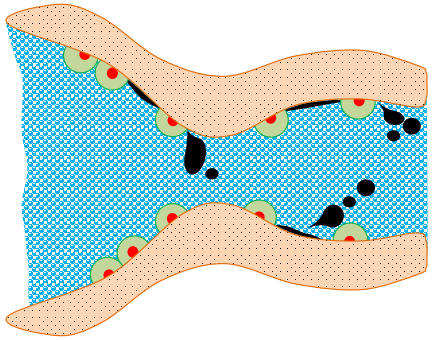
Гелеобразующая система получается путем смешения двух компонентов системы:

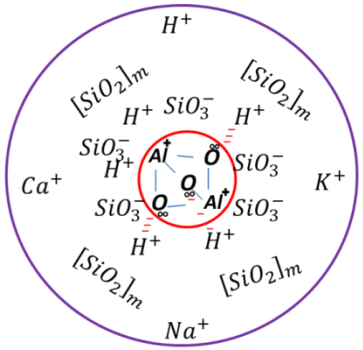
Реагент «АС-CSE-1313 марка А» (ТУ 2458-013-66875473-2013) + Кислотный состав (гелеобразователь). Гелеобразное состояние системы характеризуется образованием прочной пространственной сетки из частиц дисперсной фазы, в петлях которой находится дисперсионная среда, и практически полным отсутствием текучести.

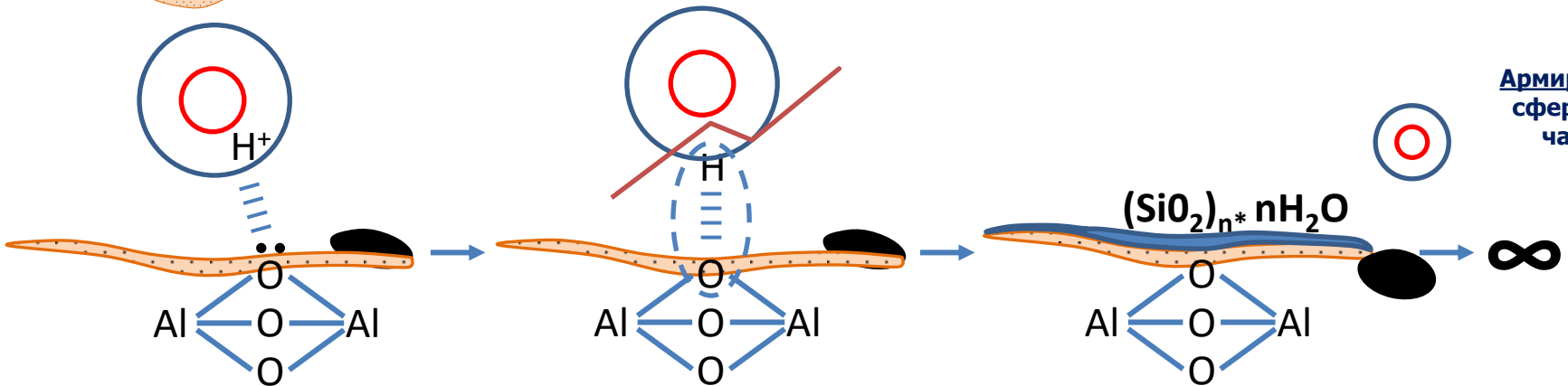
Агломерация частиц в экран



Довытеснение остаточной нефти

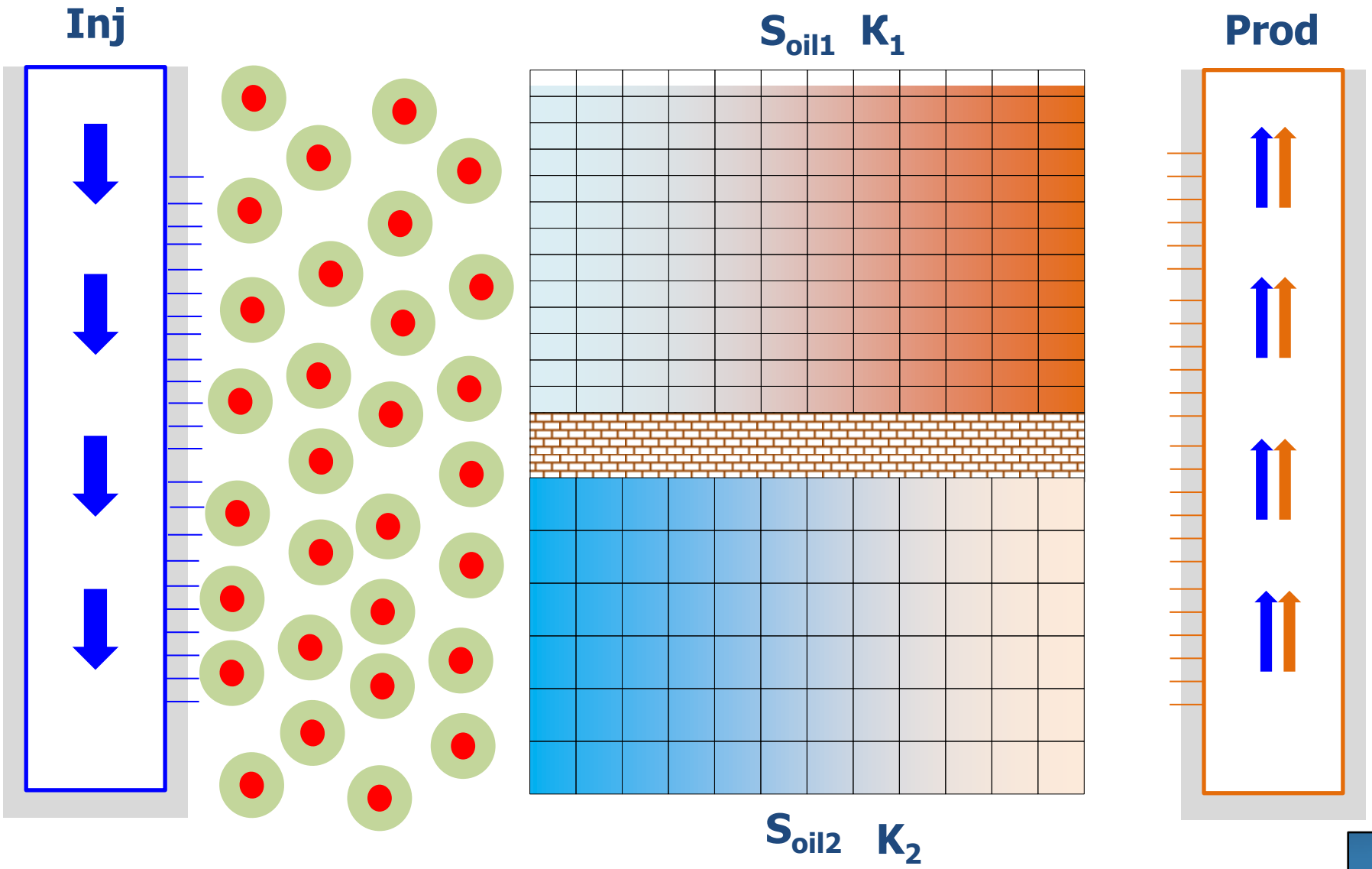




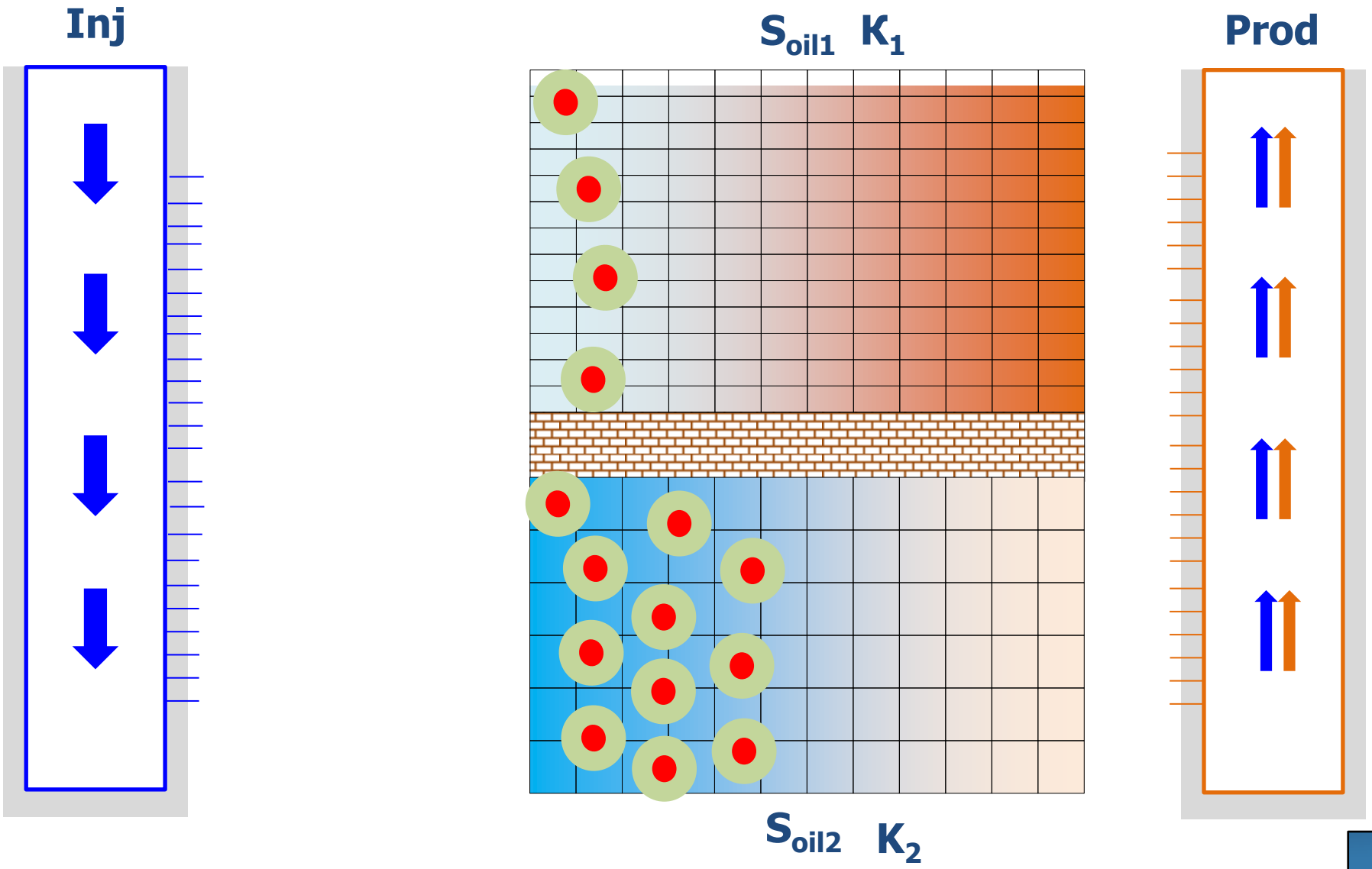


Армированные сферические частицы

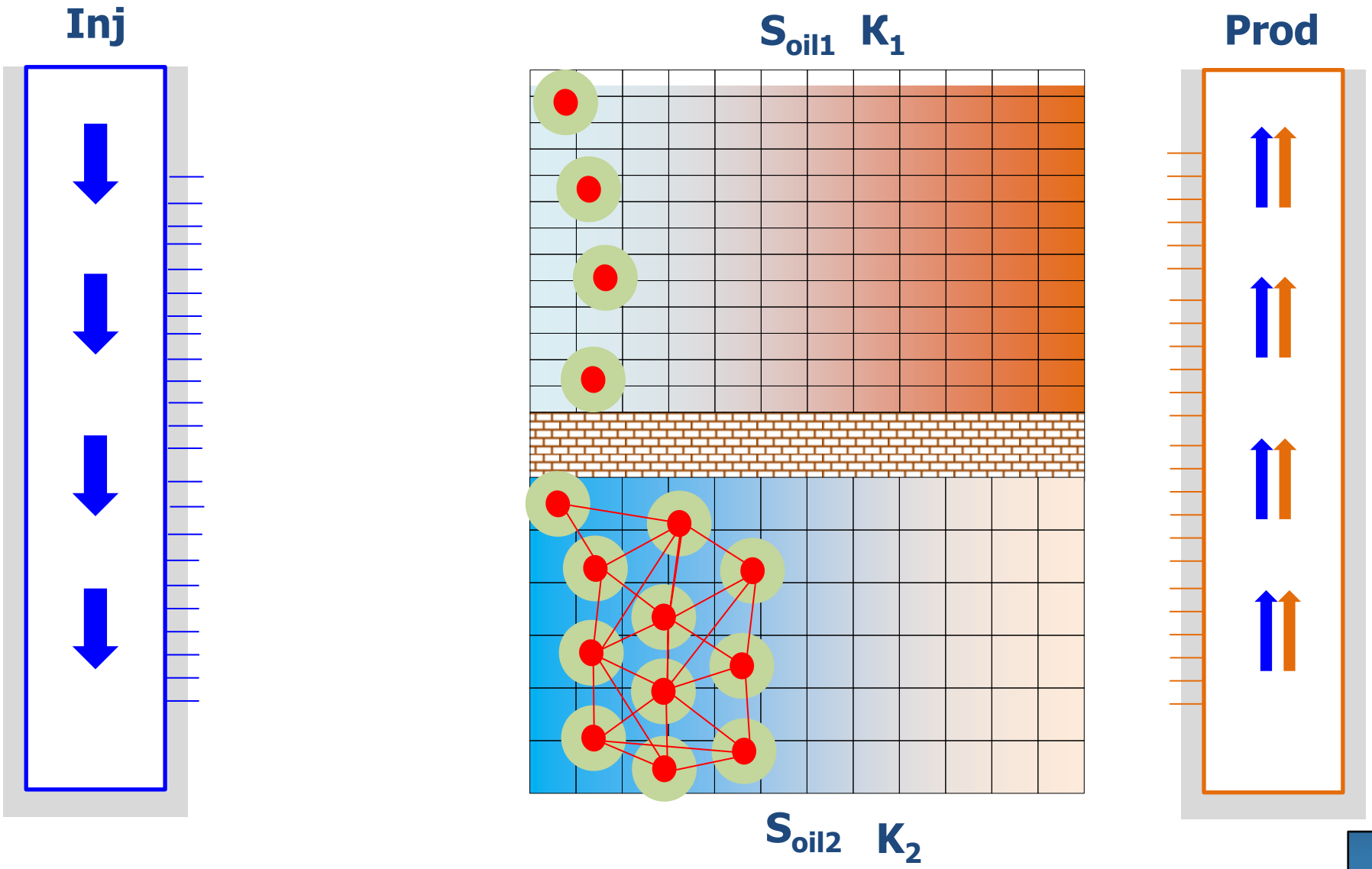
Технология AC-CSE-1313



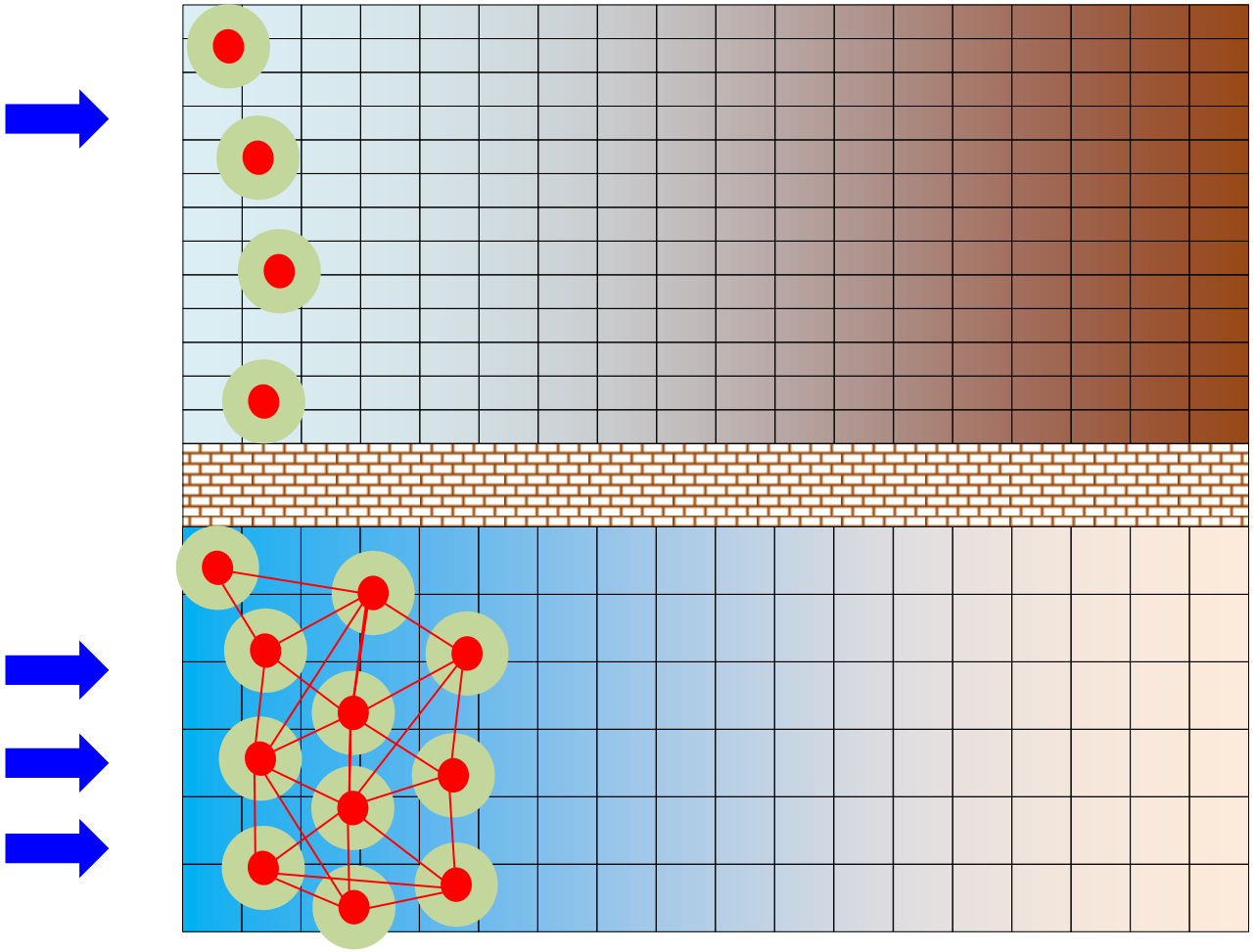
Технология АС-CSE-1313



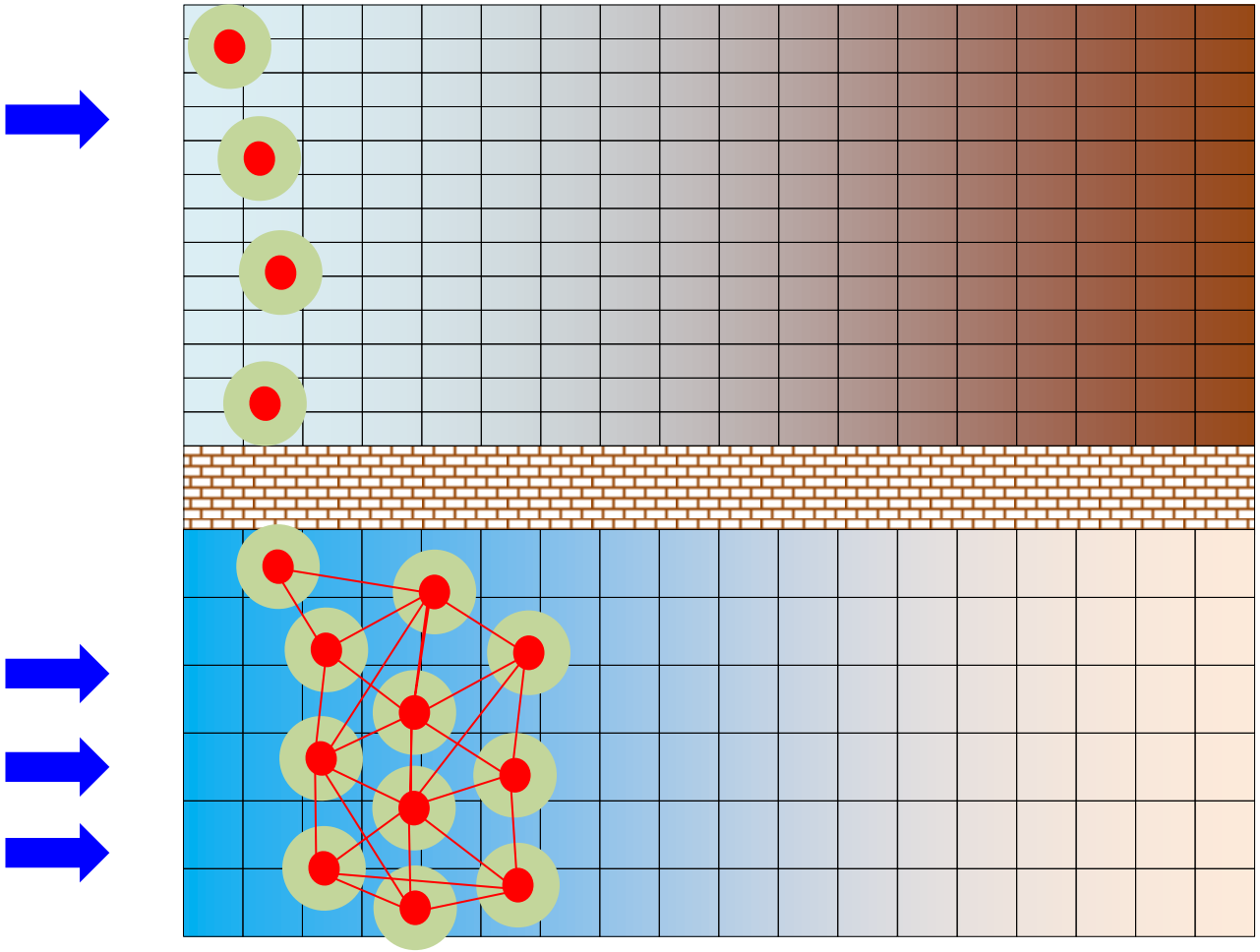
Технология АС-CSE-1313



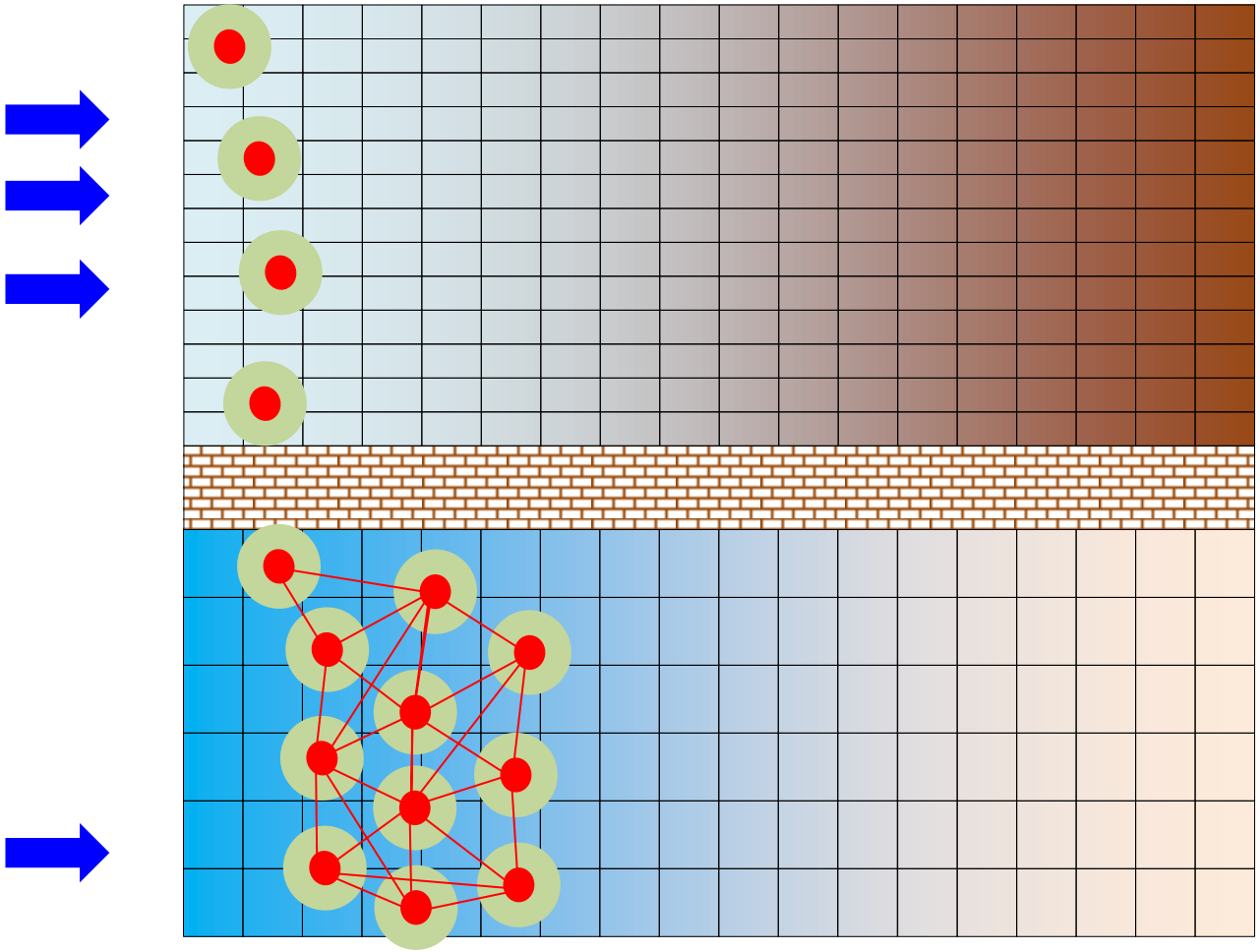
Механизм воздействия технологией АС-CSE-1313



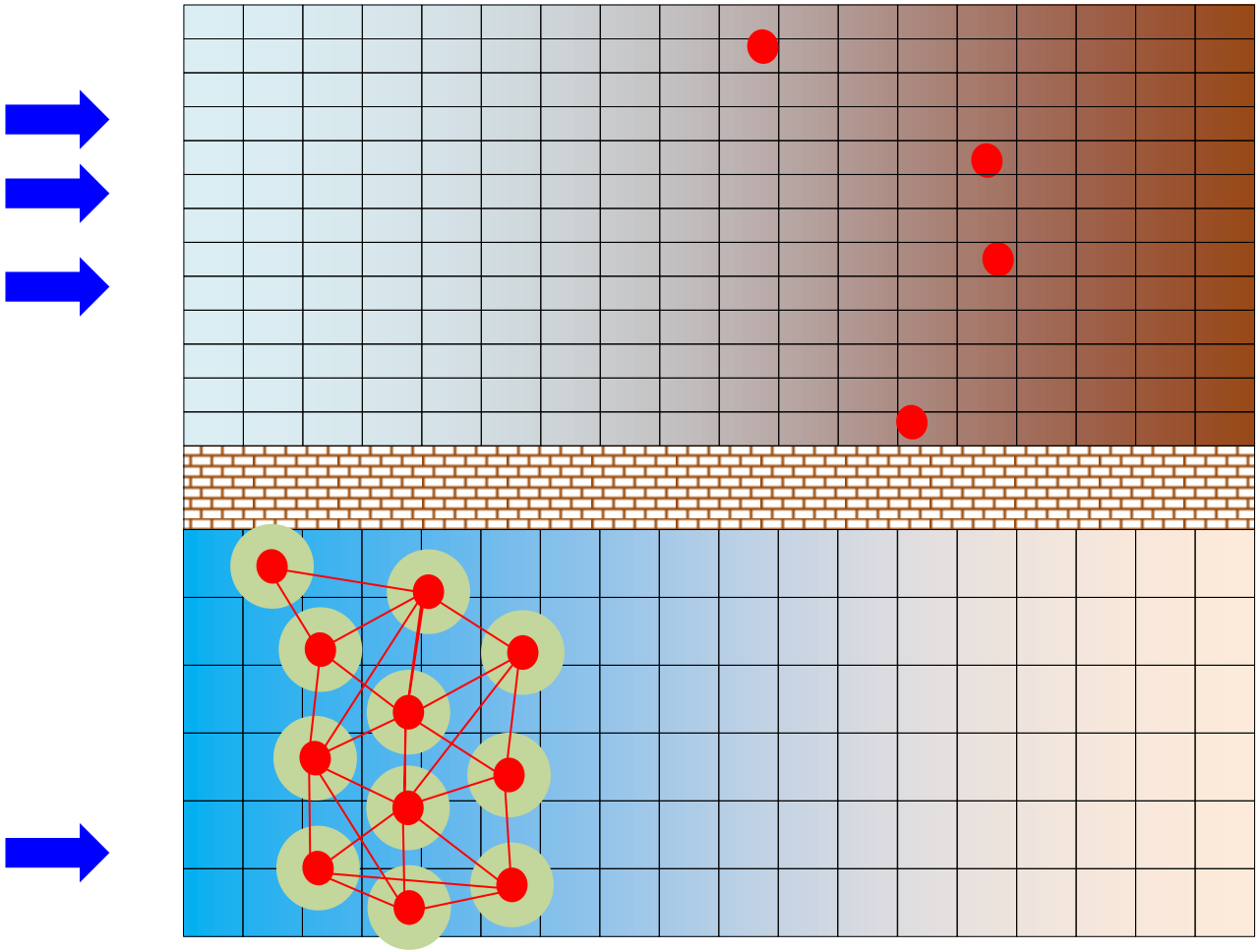
Механизм воздействия технологией АС-CSE-1313



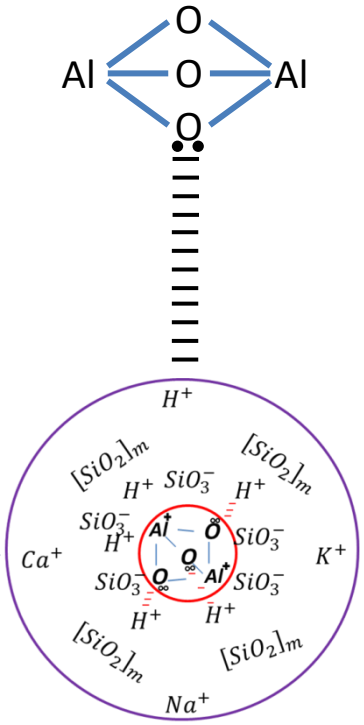
Механизм воздействия технологией АС-CSE-1313

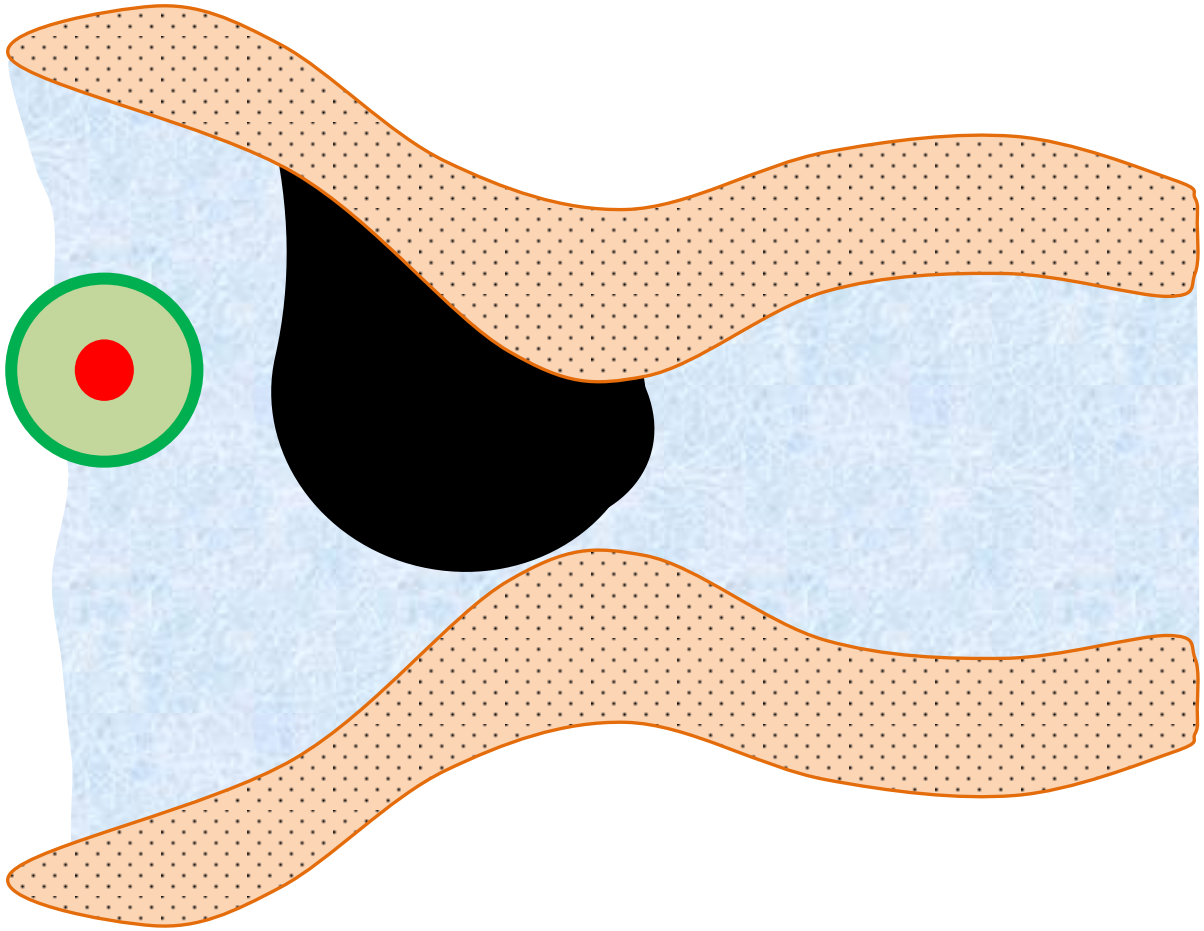


Механизм воздействия технологией АС-CSE-1313

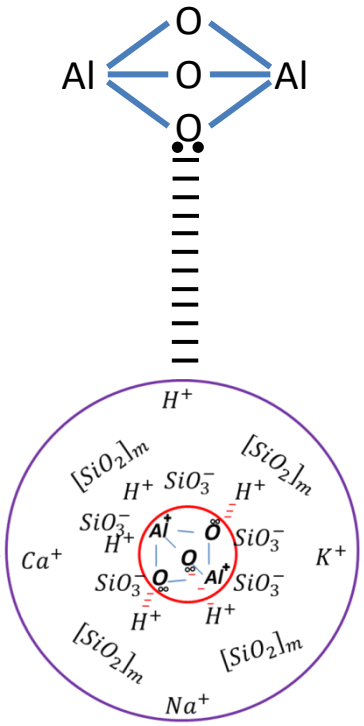


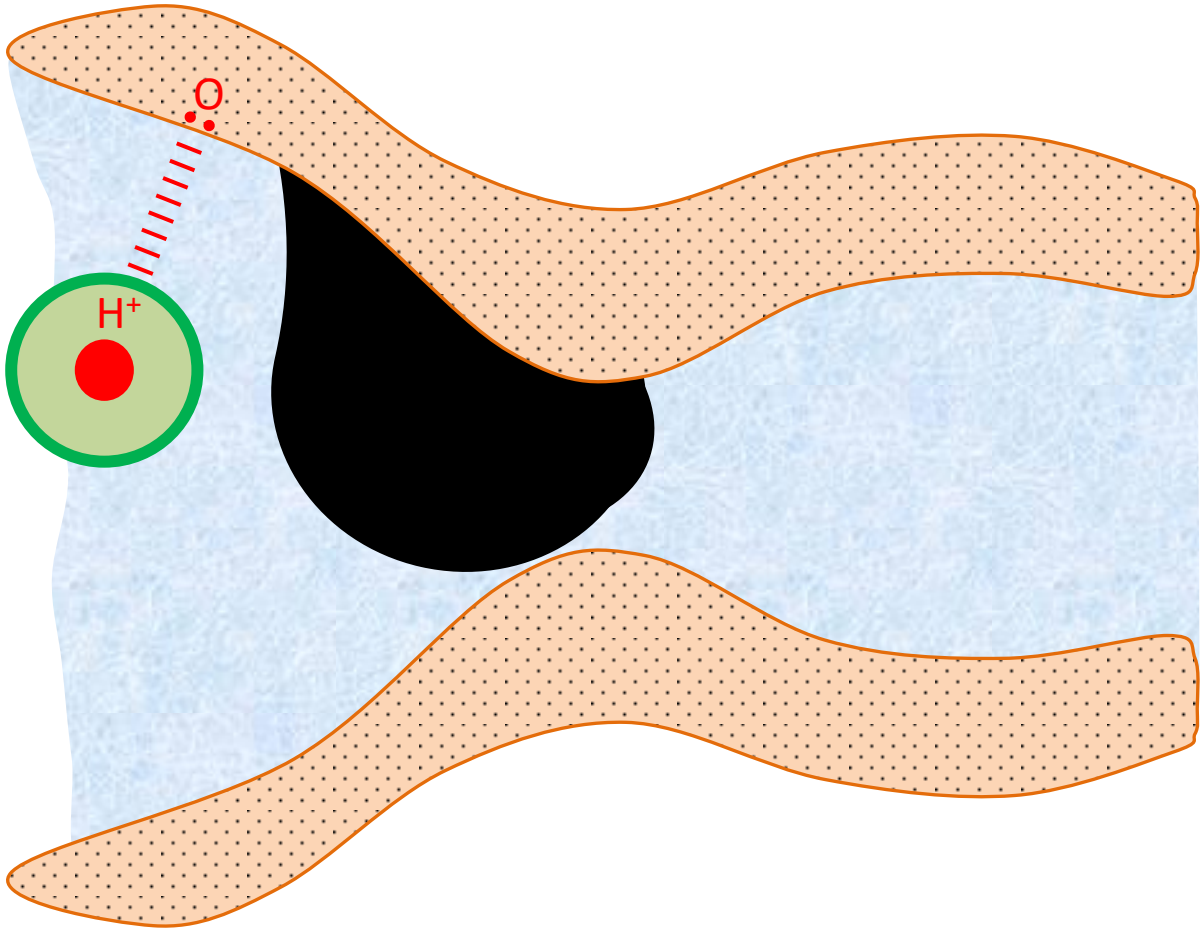
Механизм довытеснения остаточной нефти



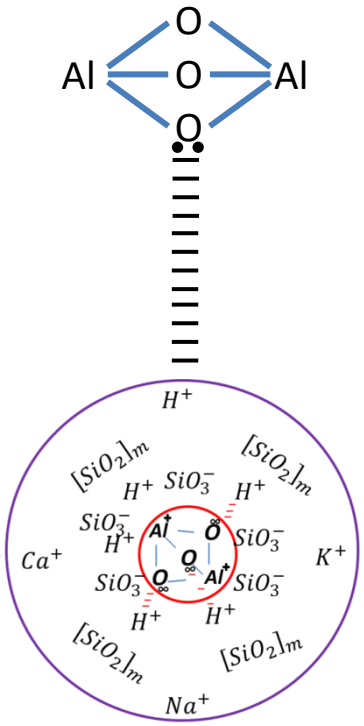


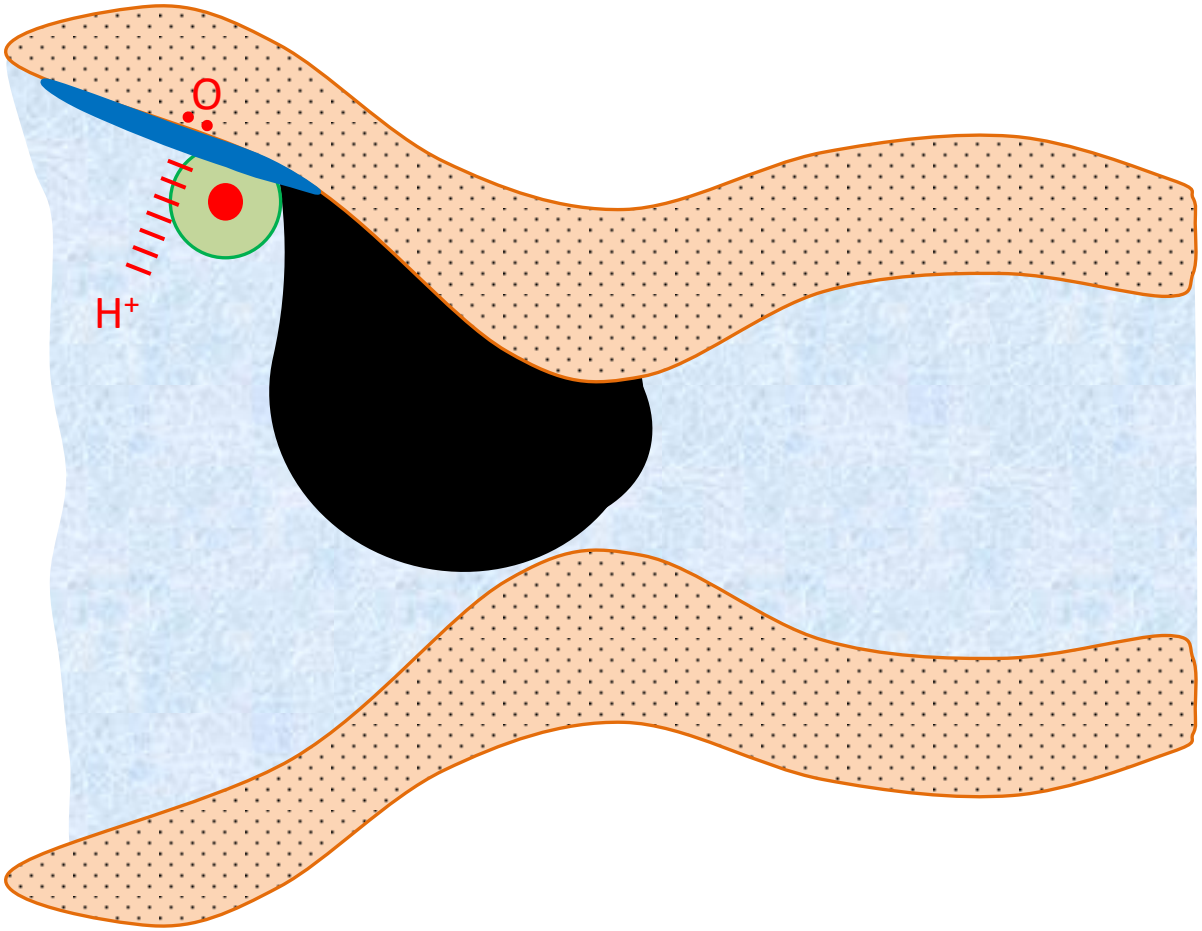
Механизм довытеснения остаточной нефти



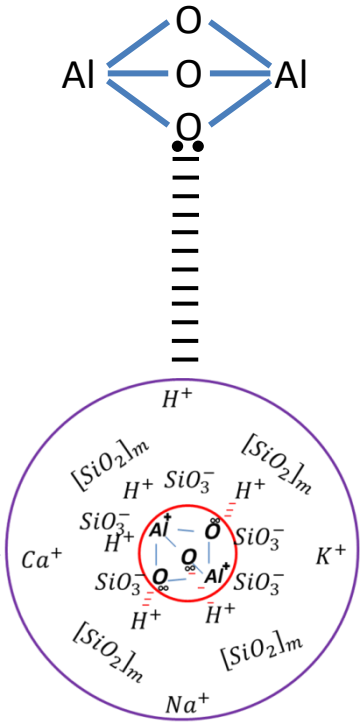


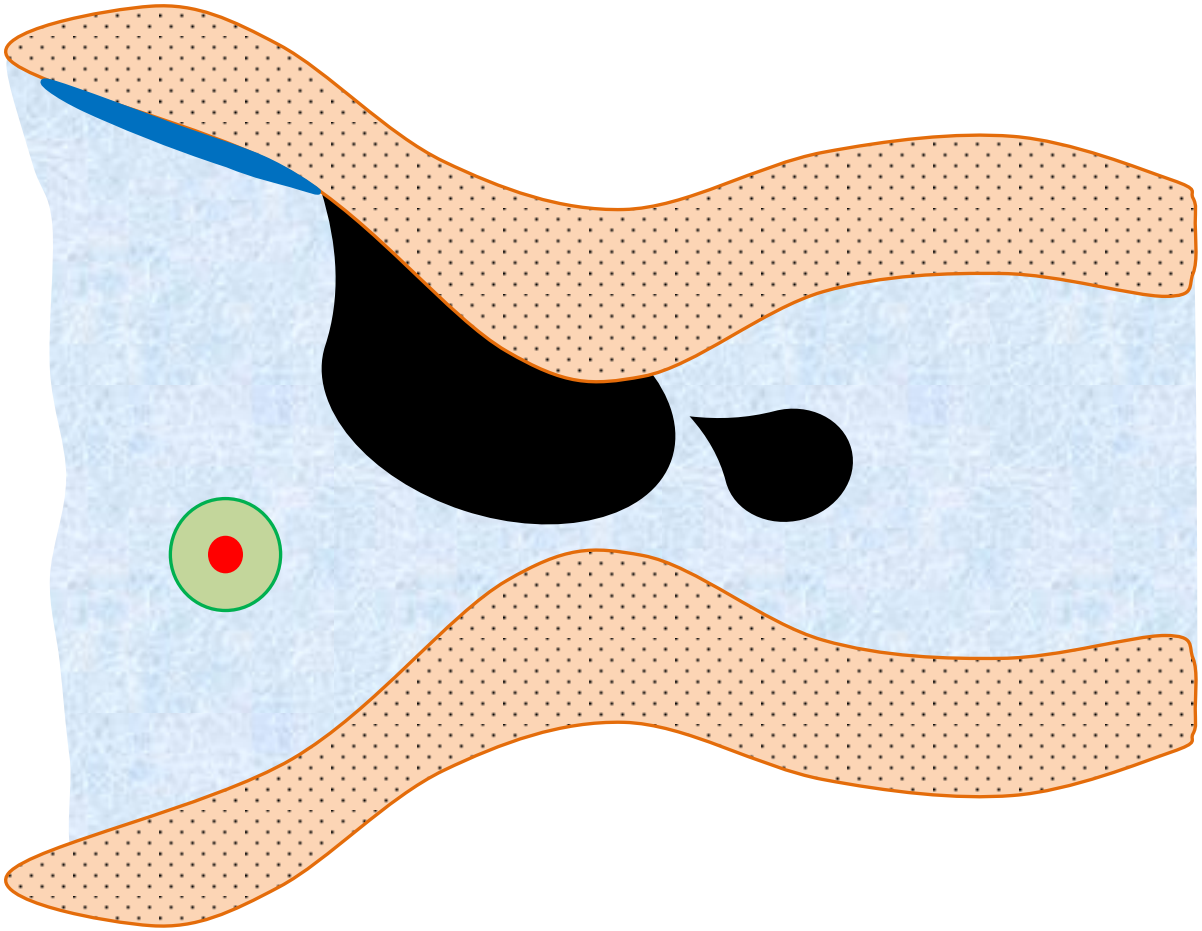
Механизм довытеснения остаточной нефти





Механизм довытеснения остаточной нефти





Расширение границ применимости технологии

2016 г.

AC-CSE-1313-A для t<40 ^{0}C	ОВП (РИР)	ПАВ+ДС AC-CSE-B
Арланское	Тайлаковское	Вынгапуровское
AC-CSE-1313-A	AC-CSE-1313-A	AC-CSE-1313-A

Промышленное внедрение на Ачимовском, Приобском и Сугмутском месторождениях

ВПП
Закачка в карбонатный коллектор
Повторный ОПР по ОВП

ВПП
по блочному варианту

2015 г.

AC-CSE-1313-A	AC-CSE-1313-A
Ачимовское месторождение	Приобское месторождение

ВПП
Закачка в ВНЗ и низкопроницаемый коллектор
Первый опыт ОВП

2014 г.

AC-CSE-1313

Сугмутское месторождение

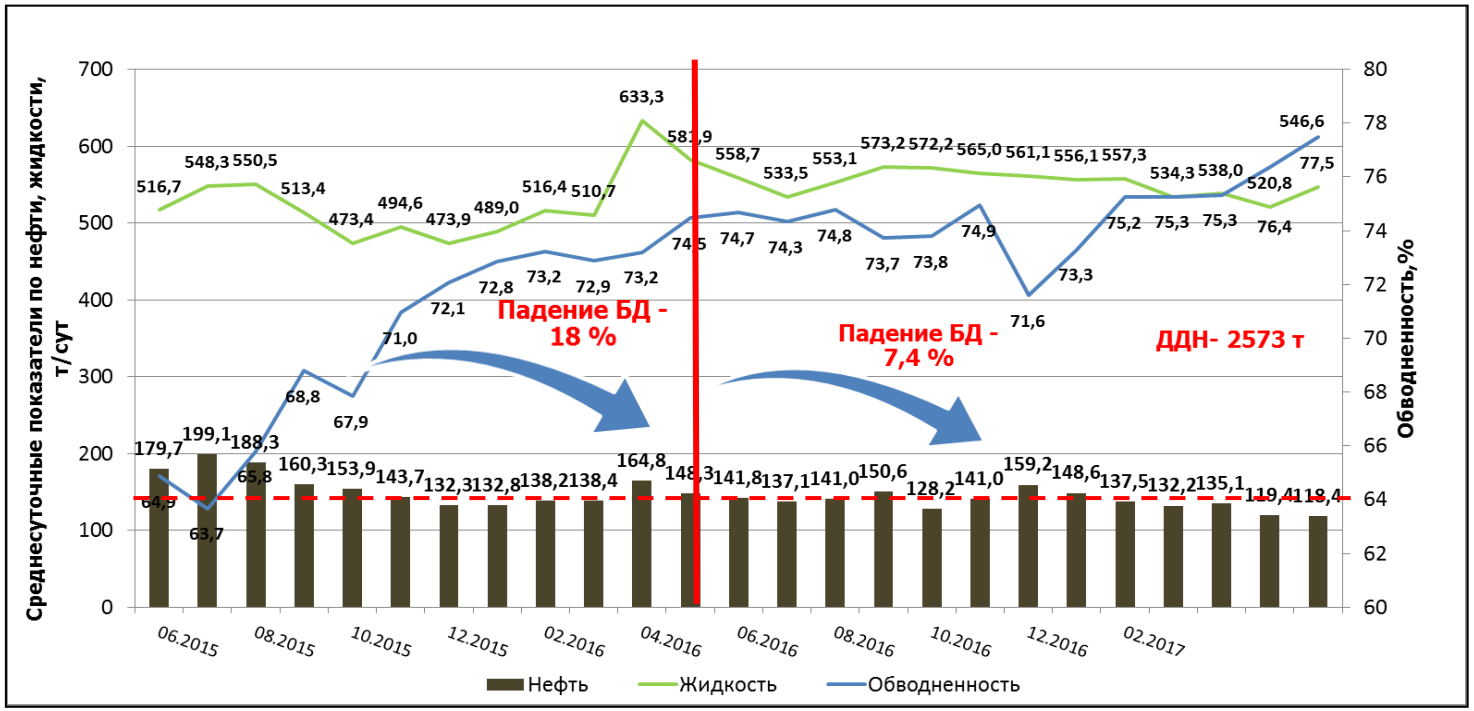
ВПП
Больше объемные закачки (250 м^3)

Выполнение работ по технологии АС-CSE-1313

Заказчик	2014-2016гг.	На 25.08.2017г.
ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»	33 скв.	17 скв.
ООО «ГПН-Хантос»	59 скв.	66 скв.
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»	-	15 скв.
АО «ГП-ННГ», Филиал «ГПН-Муравленко»	67 скв.	60 скв.
АО «Белкамнефть»	9 скв.	-
ИТОГО	**168 скв.**	**158 скв.**

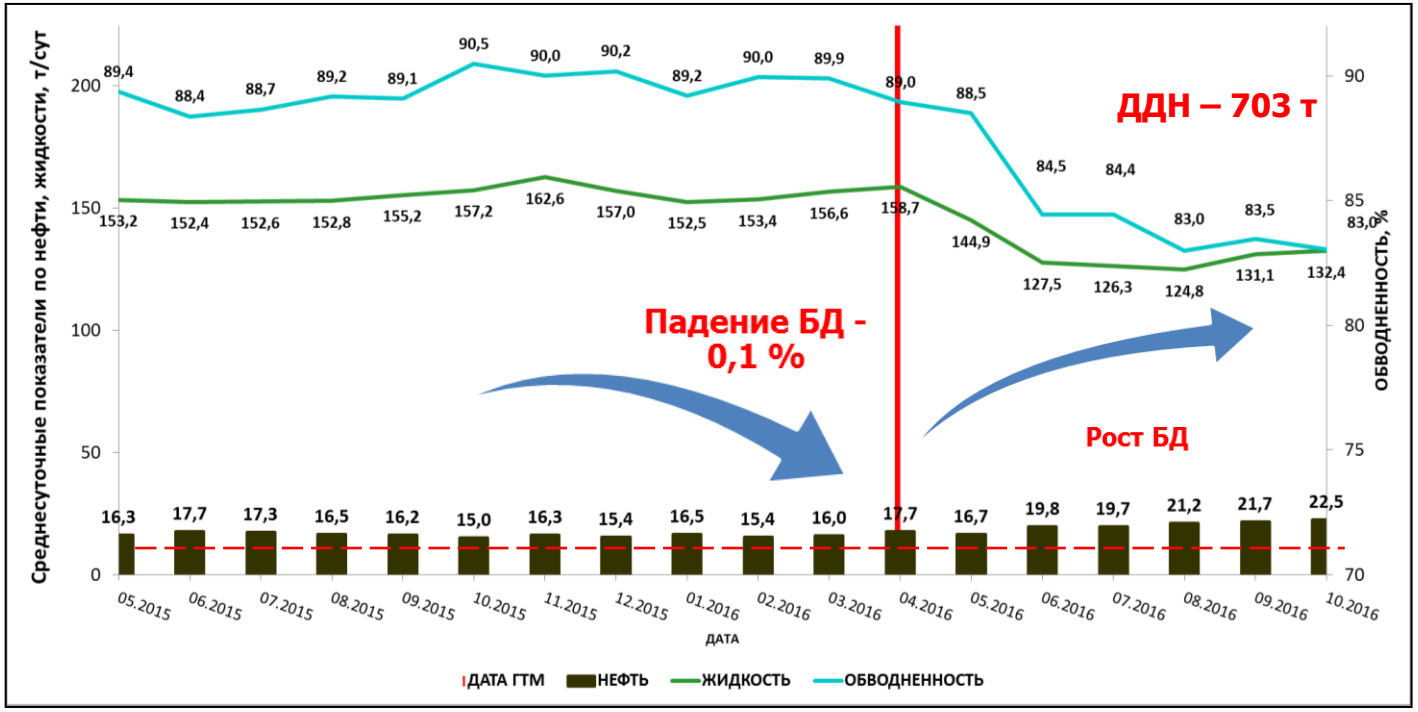
В рамках ОПР выполнено 39 скв.обр.,
ДДН составила 37 966 т или 973 т/скв
Удельная эффективность - 1500 т/скв на Приобском м/р, 1800 т/скв на Ачимовском м/р., 600 т/скв на Сугмутском м/р, что коррелируется с выработанностью объектов.
Всего на текущую дату выполнено всего 326 скв.обработок

Технологическая эффективность работ по ВПП в АО «Газпромнефть – ННГ» с применением технологии АС-CSE1313 в 2016-2017 гг.



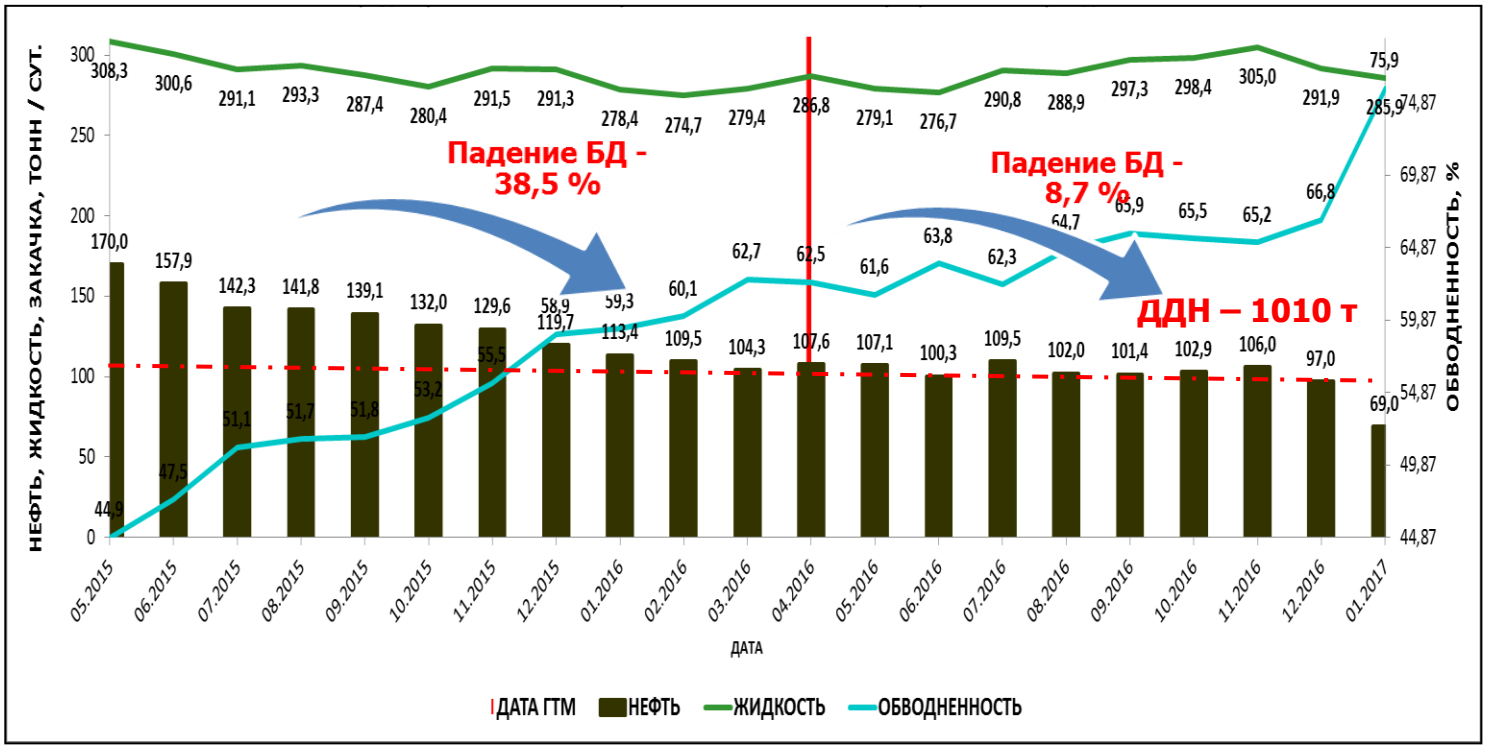
Остаточные извлекаемые запасы **до ВПП** – **439 793 т**
Остаточные извлекаемые запасы **после ВПП** – **491 995 т**
Фактический прирост ОИЗ составляет 52202 т (11,9%)

Технологическая эффективность работ по ВПП в «Газпромнефть – Муравленко» с применением технологии АС-CSE-1313 в 2016-2017 гг.



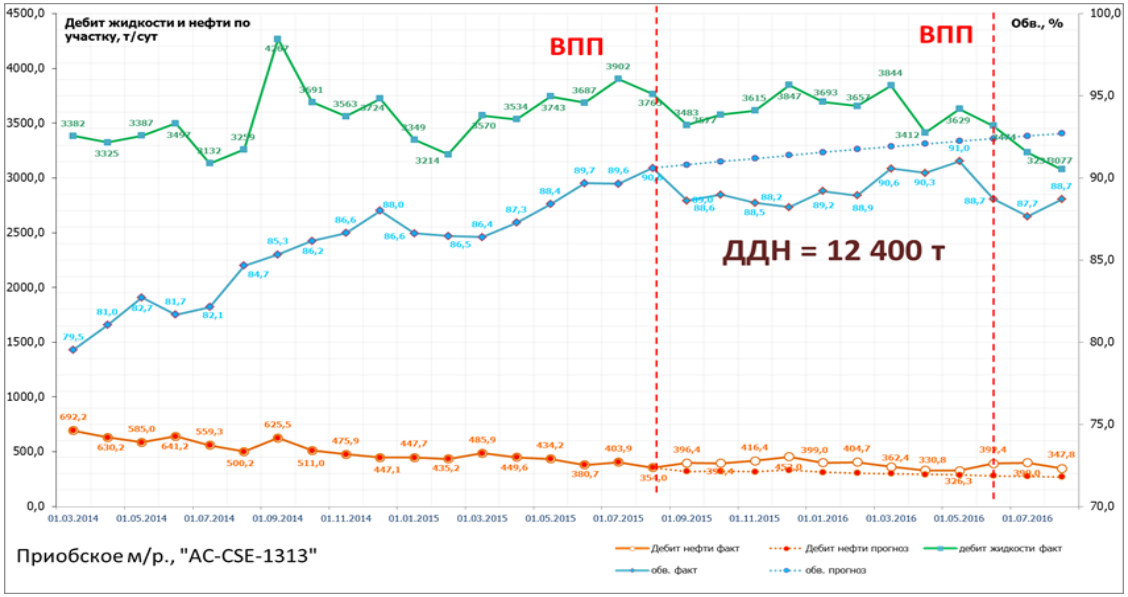
Остаточные извлекаемые запасы **до ВПП** – **37 318 т**
Остаточные извлекаемые запасы **после ВПП** – **46 633 т**
Фактический прирост ОИЗ составляет 9 315 т (24,9%)

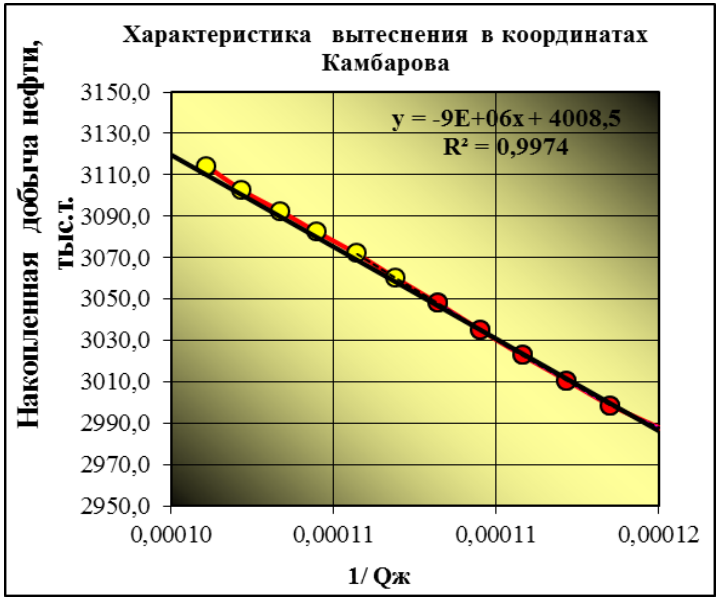
Технологическая эффективность работ по ВПП в «Газпромнефть – Муравленко» с применением технологии АС-CSE-1313 в 2016-2017 гг.



Остаточные извлекаемые запасы **до ВПП** – **88 856 т**
Остаточные извлекаемые запасы **после ВПП** – **108 259 т**
Фактический прирост ОИЗ составляет 19 403 т (21,8%)

Технологическая эффективность работ по ВПП в ООО «Газпромнефть – Хантос» с применением технологии АС-CSE-1313

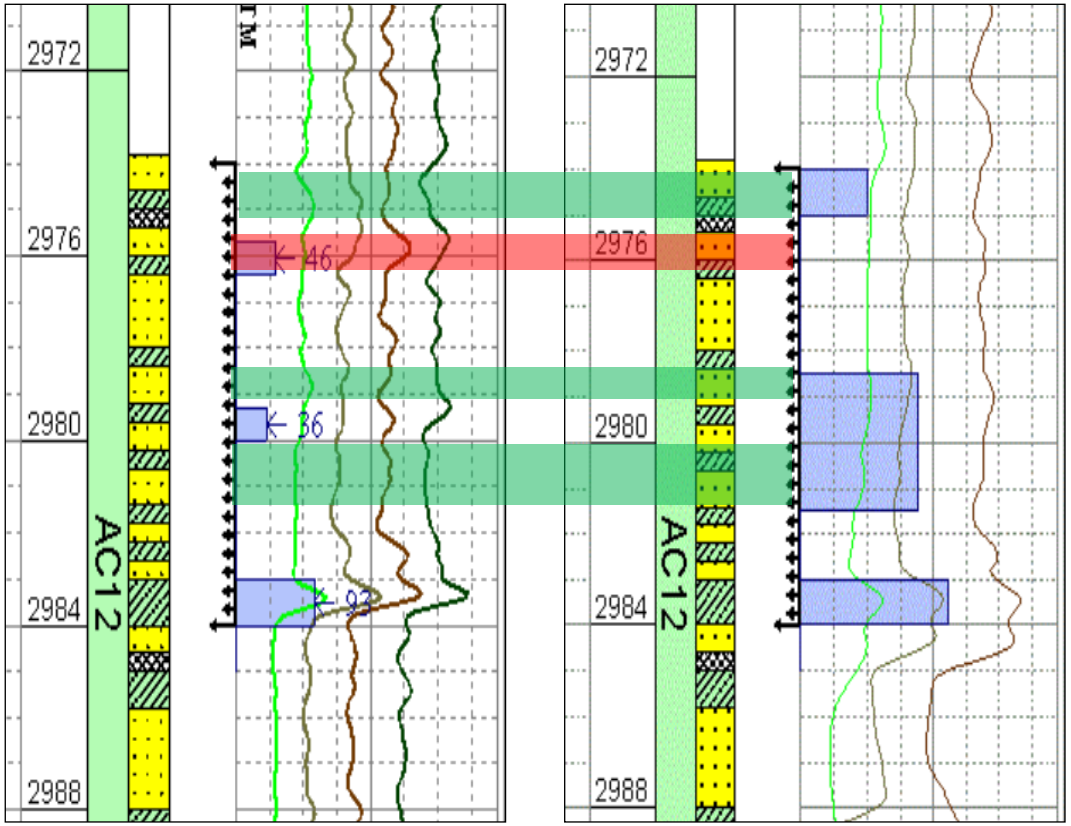




Характеристика	Камбаров	Пирвердян	Сазонов	Среднее
НИЗ до ВПП, тыс.т	3494	3978	4521	3998
НИЗ после ВПП, тыс.т	3645	4173	4579	4192

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 ВПП – 0,244 д.ед., с учетом прироста от ВПП (первая обработка) – 0,256 д.ед. Максимально достигаемый КИН – 0,284 д.ед. Прирост НИЗ – 656 тыс.т.
Кохв – 0,023 д.ед., Кохв после ВПП – 0,500 д.ед.

Расчет прироста извлекаемых запасов нефти по результату работ по ВПП в ООО «Газпромнефть – Хантос» с применением технологии АС-CSE-1313



В результате ВПП увеличилась работающая толщина пласта на 2,6 м

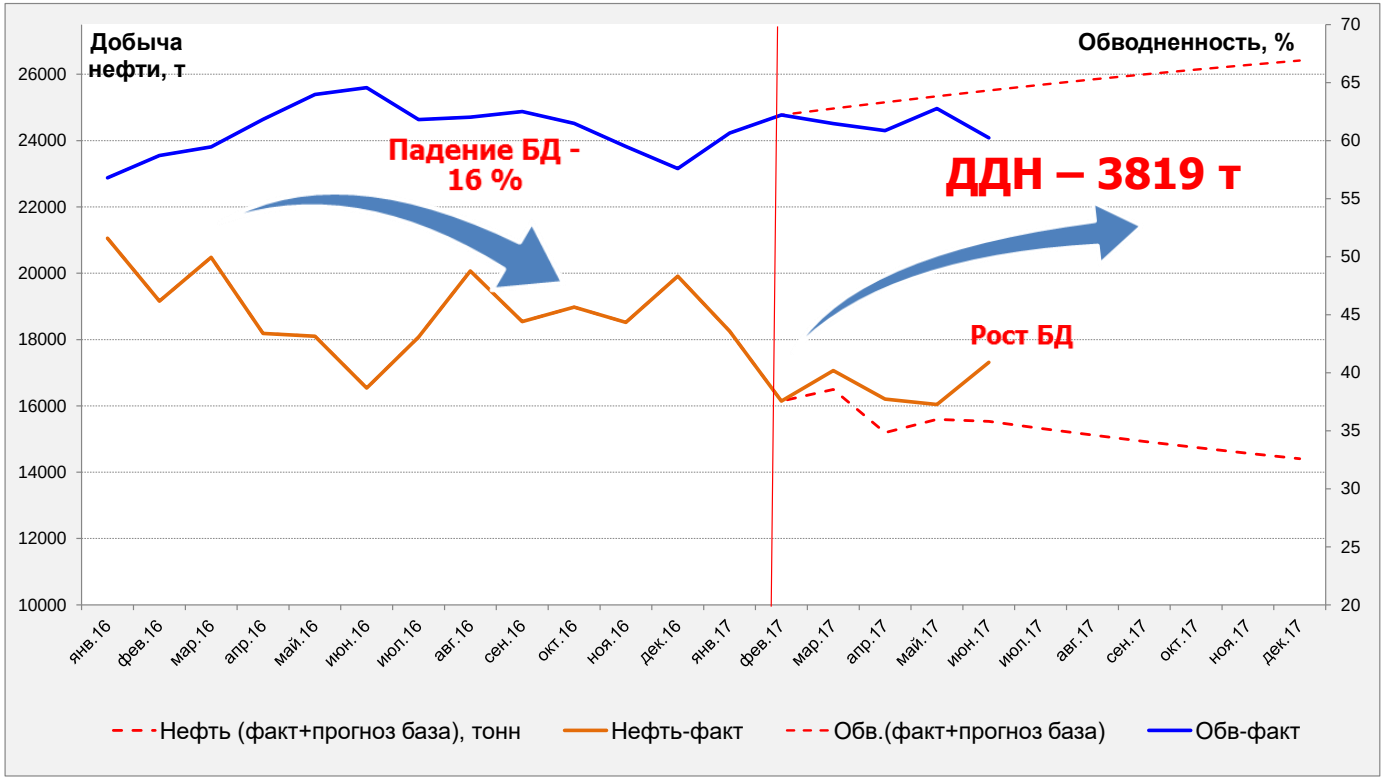
Начальные извлекаемые запасы **до ВПП – 34,9 тыс. т**
Начальные извлекаемые запасы **после ВПП – 72,8 тыс. т**

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 2979.3 – 2980.0 2983.0 – 2984.0	0.7 0.7 1.0	26.3 20.6 53.1	46 36 93
Суммарная приемистость:			2.4	100	175

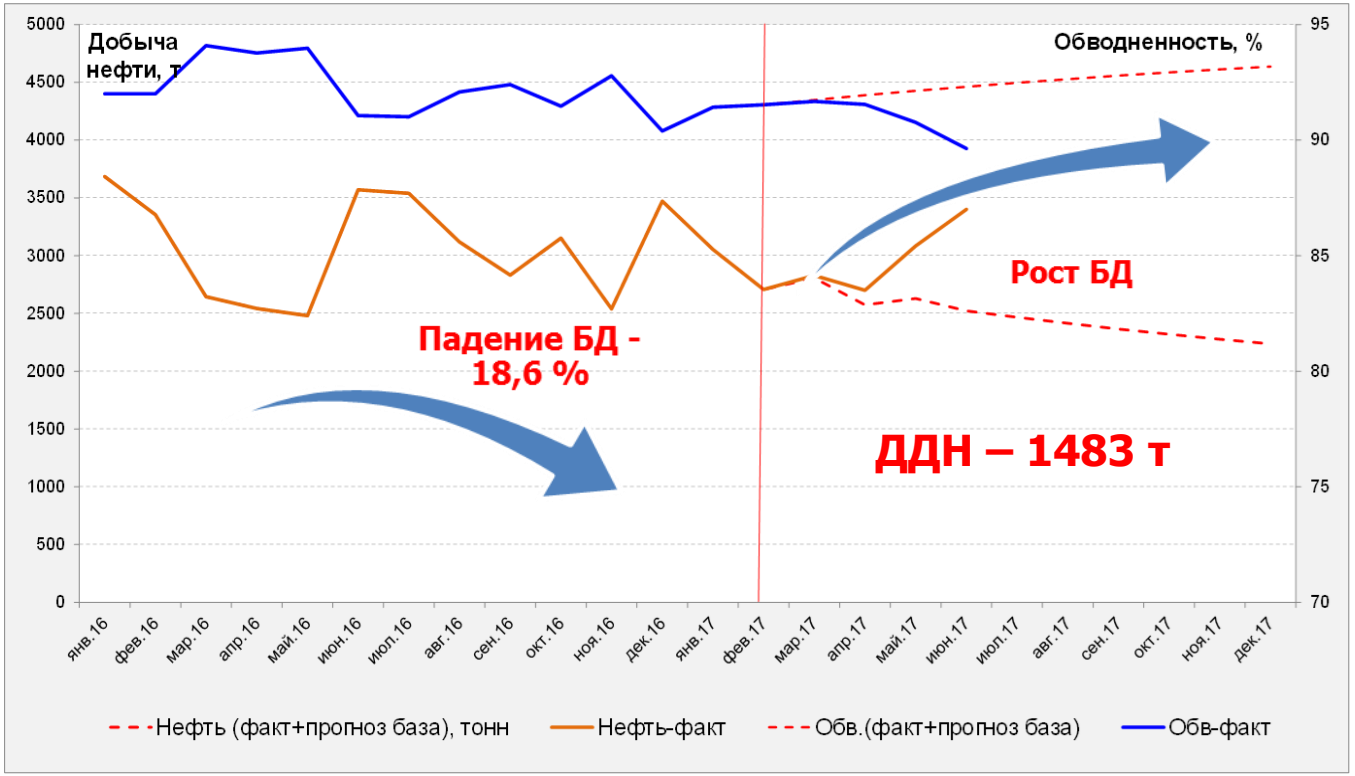
Пласт	Интервал перфорации, м	Работающие интервалы фильтра, м	Работающая толщина фильтра, м	Расход, %	Расход, м³/сут
АС12	2974 - 2984	2974.0 – 2975.0 2978.5 – 2981.5 2983.0 – 2984.0	1.0 3.0 1.0	20.0 35.0 45	30 53 67
Суммарная приемистость:			5.0	100	150

Технологическая эффективность работ по ВПП в ООО «Газпромнефть – Хантос» с применением технологии АС-CSE-1313



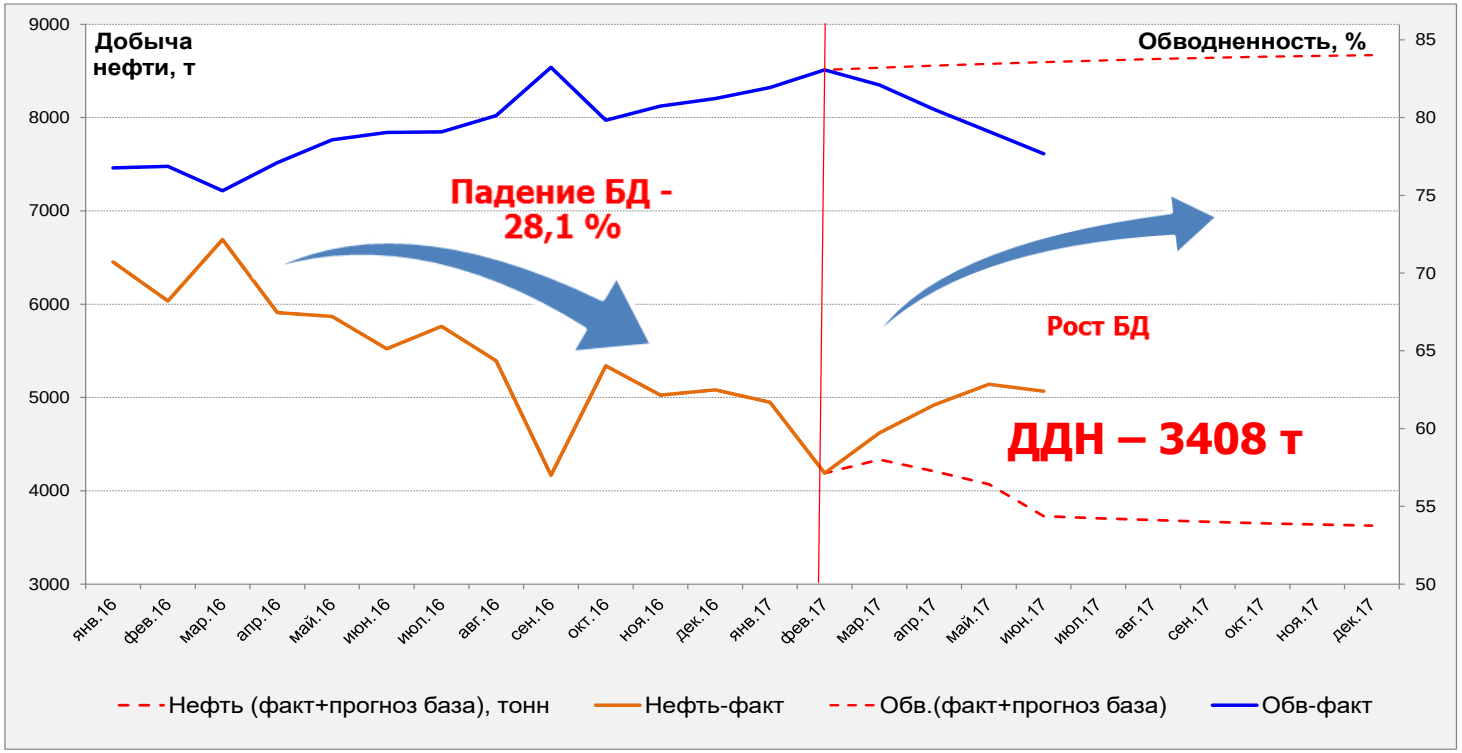
Остаточные извлекаемые запасы **до ВПП** – **4 527,8 тыс. т**
Остаточные извлекаемые запасы **после ВПП** – **4 586,1 тыс.т**
Фактический прирост ОИЗ составляет 58,3 тыс. т (1,28%)

Технологическая эффективность работ по ВПП в ООО «Газпромнефть – Хантос» с применением технологии АС-CSE-1313



Остаточные извлекаемые запасы **до ВПП** – **319,7 тыс. т**
Остаточные извлекаемые запасы **после ВПП** – **386,7 тыс. т**
Фактический прирост ОИЗ составляет 67 тыс. т (20,9%)

Технологическая эффективность работ по ВПП в ООО «Газпромнефть – Хантос» с применением технологии АС-CSE-1313



Остаточные извлекаемые запасы **до ВПП** – **667,8 тыс. т**
Остаточные извлекаемые запасы **после ВПП** – **724,8 тыс. т**
Фактический прирост ОИЗ составляет 57 тыс. т (8,5%)

Результаты выполненных работ по ОВП на скважинах Тайлаковского м/р (2016 г.)

Режим до ОВП				Режим за период янв-май				+/- до ГТМ		
Qж	Qн	%	Нд	Qж	Qн	%	Нд	Qж	Qн	%
215	7,6	96,0	1748	162	6,7	95,3	2465	-53	+0,9	-0,7
104	6,3	93,0	2531	25	5,6	74,1	2308	-79	-0,7	-18,9
250	4,4	98,0	1522	181	7,0	95,6	2748	-69	+2,6	-2,4
496	13,1	97,0	1672	338	19,9	93,3	2437	-158	+6,8	-3,7
1065	31,4			760	53,7			-358	9,6	

Технология ОВП АС-CSE-1313 выполнена на скважинах Тайлаковского месторождения в ноябре – декабре 2016 г. в соответствии с программой и технологическими планами работ без отклонений и нарушений со стороны супервайзинговой службы.

По всем выполненным скважино-обработкам отмечается снижение Qж в среднем на 34%, снижение обводненности – в среднем на 6,4%; прирост дебитов нефти – в среднем на 3,2 т/сут

Выводы

1. Реагент **AC-CSE-1313-A** – новый высокоэффективный реагент, соответствует требованиям для технологий ВПП и ОВП, обладает конкурентными преимуществами.
2. Механизм работы технологии заключается в разноформатном воздействии на нефтяной пласт: создание армированного экрана в высокопромытых интервалах и **кратное увеличение** фильтрации через низкопроницаемые интервалы.
3. Лабораторным тестированием состава **доказана** селективность воздействия и получены приросты Квыт от 24 до 47% на двухслойных разнопроницаемых моделях.
4. Приготовление рабочего раствора производится с применением минерализованной, подтоварной и пресной воды. Технология рекомендуется для пластовых температур – от 20 до 300°С.
5. Технология **AC-CSE-1313** рекомендуется для охвата воздействием всех скважин конкретного месторождения с целью увеличения КИН и снижения темпов падения базовой добычи, что приводит **к снижению стоимости добычи нефти по базовому фонду**. Работа в этом направлении начата, технология AC-CSE-1313 в таком варианте применения является альтернативой применяемым полимерным системам в отрасли.
6. Технология защищена **патентами РФ** (№№ **2592932; 2597383**), получен **международный приоритет от 27.03.2015г. на патентную заявку WO/2016/159826 от 06.10.2016.**

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