



ООО Многопрофильная Компания
«ХИМСЕРВИСИНЖИНИРИНГ»

Применение реагента «РБС-3» для повышения эффективности нефтеизвлечения из баженовской свиты

проф. Р. Н. Фахретдинов,
проф. А. Я. Хавкин

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

Вопросы истории исследования и освоения отложений баженовской свиты

Баженовская свита впервые выделена **Ф.Г. Гурами (1959)** как пачка в составе марьяновской свиты и отображена в региональной стратиграфической схеме 1960г. Свита получила название от села Баженово, расположенного на левом берегу Иртыша к северо-западу от Омска.

Промышленная нефтеносность отложений баженовской свиты была выявлена в конце 60-х годов при разведке Салымской площади.

В 70-е годы высокие дебиты отдельных скважин и широкое распространение продуктивного комплекса баженовской свиты на территории Западной Сибири послужили основанием для появления оптимистичных и завышенных оценок его ресурсов.

К середине 80-х годов промышленная нефтеносность отложений баженовской свиты была установлена более чем на 50-ти разведочных площадях Западной Сибири, но крупных открытий не последовало, хотя дебиты отдельных скважин достигали 1200 т/сут, и даже 6000 т/сут. Отдельные продуктивные скважины были пробурены в западной части Сургутского района, но наибольшее их количество оказалось сосредоточено на Салымском и Красноленинском месторождениях, опытно-промышленная эксплуатация скважин, на которых была начата в середине 70-х годов.

Вопросы истории исследования и освоения отложений баженовской свиты

Залежи нефти, содержащие крупные реальные запасы, выявлены не были, высокие начальные дебиты скважин-открывательниц, как правило, быстро снижались, затраты на опоскование и доразведку новых месторождений выходили за рамки рентабельности.

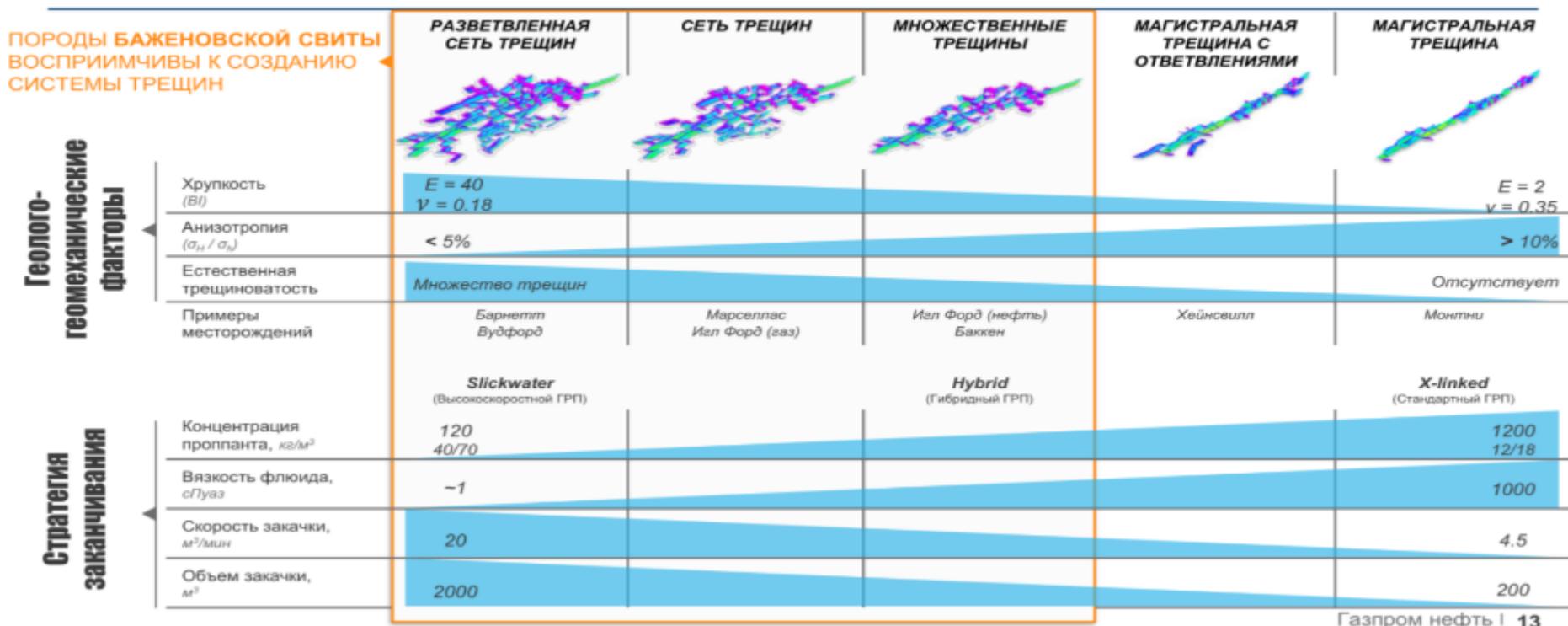
В середине 80-х годов ГРП были переориентированы на более глубокие горизонты юры и палеозоя, а баженовская свита, как объект, стала изучаться только попутно.

Отложения баженовской свиты стратиграфически приурочены к границе волжского яруса верхней юры и берриасского яруса нижнего мела. Они являются аналогом нефтеносных сланцев, но отличительной особенностью баженовской свиты является то, что процесс преобразования органического вещества в нефть еще не завершен. Поэтому в коллекторе, наряду с легкой, подвижной нефтью, содержатся связанные углеводороды, называемые керогеном, составляющие совместно с глинисто-силицитовыми породами каркас литотипа «баженит».

Проведение МГРП на баженовской свите

Технологический центр «Бажен» - основные вызовы.
 (Ноябрь 2017 г. ПАО «Газпром нефть»)

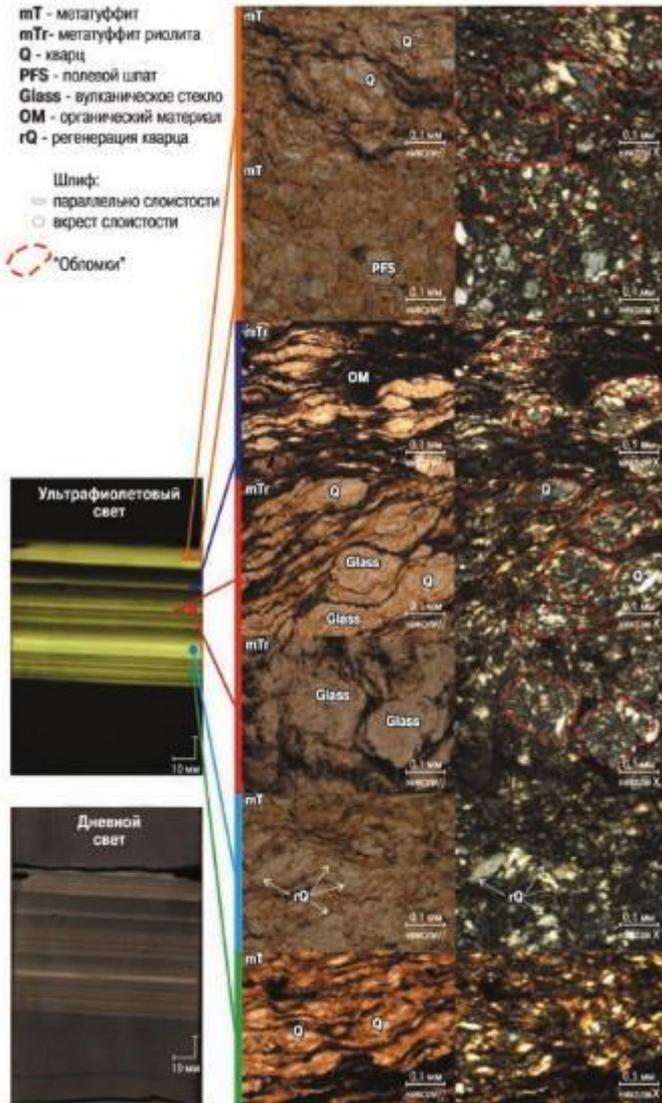
Стратегия заканчивания базируется на геологических предпосылках



Slick Water – дословно – «скользящая вода».

Жидкость ГРП состоит из обычной воды со специальной добавкой, которая способствует снижению потерь на трение проппанта о стенки скважины.

Минералогический состав пластов баженовской свиты



Породы anomalно люминесцирующих прослоев напоминают **вулканические образования** – метатUFFуриты (М.В. Шалдыбин и др. Петрография и минералогия глин anomalно люминесцирующих прослоев баженовской свиты Западно-Сибирского осадочного бассейна. Нефтяное хозяйство №2. 2018, с. 36-40).

Минерал	Аргиллит (1)	Аномально люминесцирующий прослой (2)
микро-тонкозернистый агрегат кремнистого состава	35-40%	10-15%
глинистый материал	30-35%	60-70%
терригенные обломочные примеси алевритовой размерности	10-15%	10-15%
Органическое вещество	10-20%	до 5%

Применение перспективных методов разработки на примере месторождений баженовской свиты

Наибольшей эффективности стимуляции можно достичь, если провести ствол горизонтальной скважины по интервалам с подвижными запасами, наиболее благоприятным с позиции охвата трещинами ГРП. Радиоларитовому прослою соответствует самое высокое содержание подвижных УВ и самая высокая хрупкость в разрезе.

1. Глинисто-кремнистые породы, обогащенные органическим веществом (ОВ), – слагают основную часть баженовской свиты (около 65%).*
2. Карбонатно-кремнистые породы, также обогащенные ОВ, – составляют около 15% баженовской свиты.
3. Радиолариты – составляют около 15% баженовской свиты. Породы, сложенные остатками радиоларий (до 90%), с незначительной примесью глин (до 5%).
4. Доломиты – составляют не более 5% баженовской свиты.

В результате выполненной типизации разреза по керновому материалу в баженовской свите по шести скважинам выявлено низкое содержание радиоларитов. Сумма прослоев радиоларитов составляет порядка 0,4 м.



Минералогический состав глин баженовской свиты

Тип глинистых прослоев	Содержание %						
	каолинит	ССМ	кварц	альбит	доломит	родохрозит	пирит
1	74,0	12,1	7,2	5,0	0,0	0,0	1,8
2	1,3	89,2	3,4	2,3	1,7	0,6	1,5

Основными глинистыми минералами являются **каолинит** и **ССМ** ряда иллит-тобелит-смектит (И/Т/С). Соотношение пакетов в ССМ ряда И/Т/С в изученных прослоях соответствует **10/60/30**.

1. Взаимодействие водных фаз с такими породами ведет к снижению их коллекторских свойств.
2. Во время вскрытия продуктивного пласта может происходить проникновение глинистых частиц из бурового раствора в проводящие каналы пласта.
3. Во время работы добывающих скважин происходит «залечивание» системы техногенных микротрещин глинистыми частичками коллектора баженовской свиты.
4. Существует много способов обработки скважин для устранения блокировки пласта набухшими и размокшими частицами глин, которые основаны на использовании растворов с двухвалентными катионами кальция и магния, с гидрофобными катионами, такими как аминосоединения, растворов ацетона, спиртов или нефтепродуктов с поверхностно-активными веществами или без них, а также растворов, полученных при растворении в пентане тяжелых фракций переработки нефти, богатых смолами и асфальтенами и т.д. Ни один из этих растворов не позволяет полностью устранить проблему.

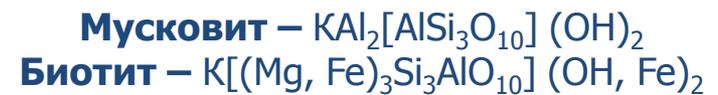
Особенности глинистых минералов

Смектиты



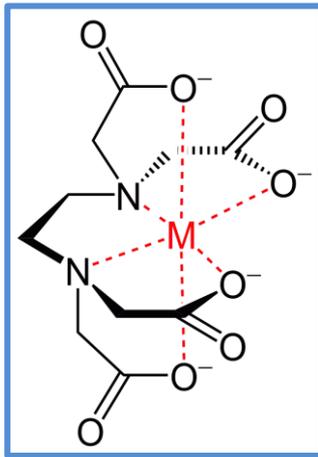
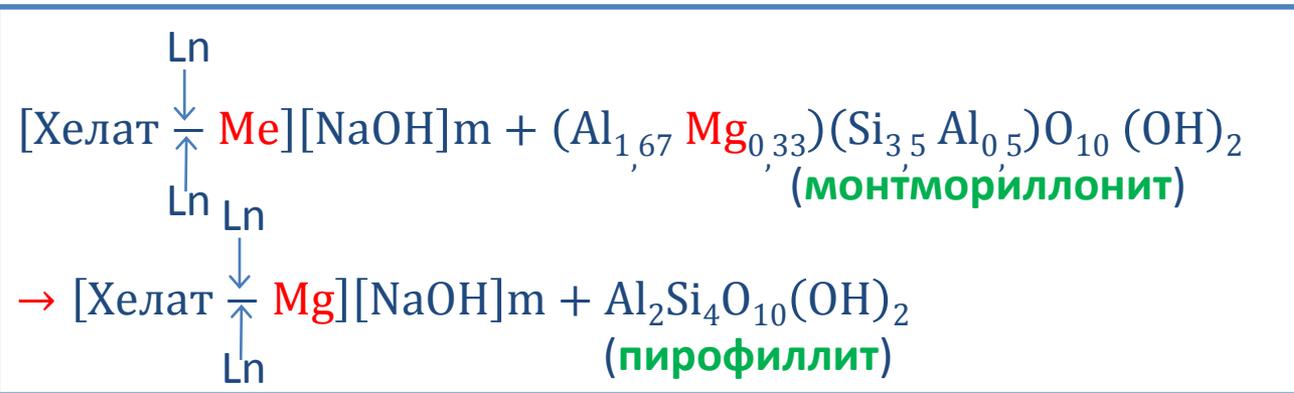
Вид решетки	Триоктаэдрические минералы	Диоктаэдрические минералы
Прототип без замещений	Тальк [Mg ₃ Si ₄]	Пирофиллит [Al ₂ Si ₄]
Октаэдрическая	Гекторит [Mg _{3-x} Li _x Si ₄]	Монтмориллонит [Al _{2-x} Mg _x Si _{4-y} Al _y]
Смешанная	Сапонит [Mg _{3-x} Al _x Si _{4-y} Al _y]	Волконсит [(Al, Cr) ₂ Si _{4-y} Al _y]
Тетраэдрическая	Вермикулит [Mg _{3-x} Fe _x Si ₃ Al]	Нонтронит [(Al, Fe) ₂ Si _{4-y} Al _y]

Иллиты



Максимальной набухаемостью обладают глины с замещениями трехвалентных ионов на одно и двухвалентные.

Химические принципы обработки ПЗП составом РБС-3 на основе хелатов



Состав реагента защищен патентом РФ. Обладает щелочной средой.

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

**Определение скорости коррозии РБС-3 и HCl при 90 и 180 °С
 (лабораторные исследования ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг»)**

Образец	Площадь поверхности пластин	Масса образца до травления $m_1, \text{г}$	Масса образца после травления $m_2, \text{г}$	Потери массы образца $m_1 - m_2, \text{г}$	Удельная потеря массы образца $M, \text{г/м}^2$	Скорость коррозии, $v, \text{г/м}^2\text{ч}$
При 90 °С						
HCl	0,0185	13,7770	13,752	0,025	13,5135	4,5
РБС-3	0,00204	13,6893	13,6893	0	0	0
При 180 °С						
РБС-3	0,000438	2,0181	2,01808	0,00002	0,054	0,009

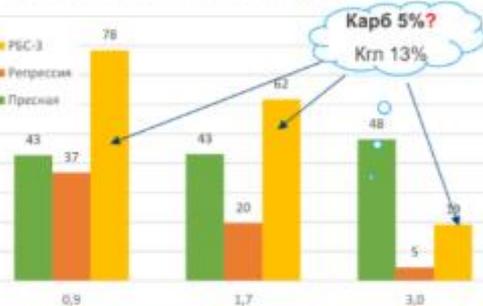
Реагент РБС-3 не коррозионноактивен до температур 180 °С.

Фильтрационные исследования РБС-3 по восстановлению проницаемости ПЗП нагнетательных скважин Приобского месторождения (данные филиала «ПермНИПинедь» ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»)

Фильтрационные исследования пресной и сеноманской воды, РБС-3

проницаемость после воздействия 5% состава РБС-3 на образцах с остаточной нефтенасыщенностью

Изменение проницаемости (Пресная вода), %

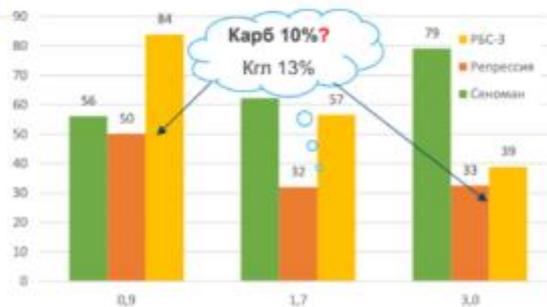


- После прокачки кислот (РБС-3) отмечается рост проницаемости

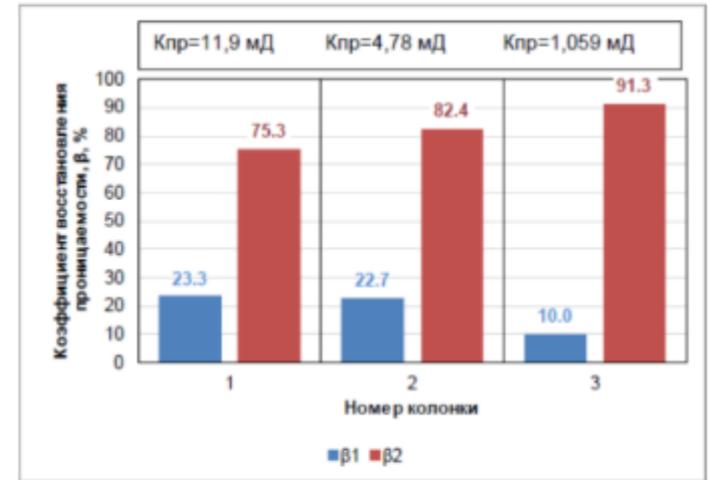
- При репрессиях (200 атм) отмечается снижение проницаемости

K1 - Kпр при закачке реальной воды
 K2 - Kпр при закачке реальной воды после репрессии 200 атм
 K3 - Kпр после кислотной обработки (РБС-3)

Изменение проницаемости (Сеноман. вода), %



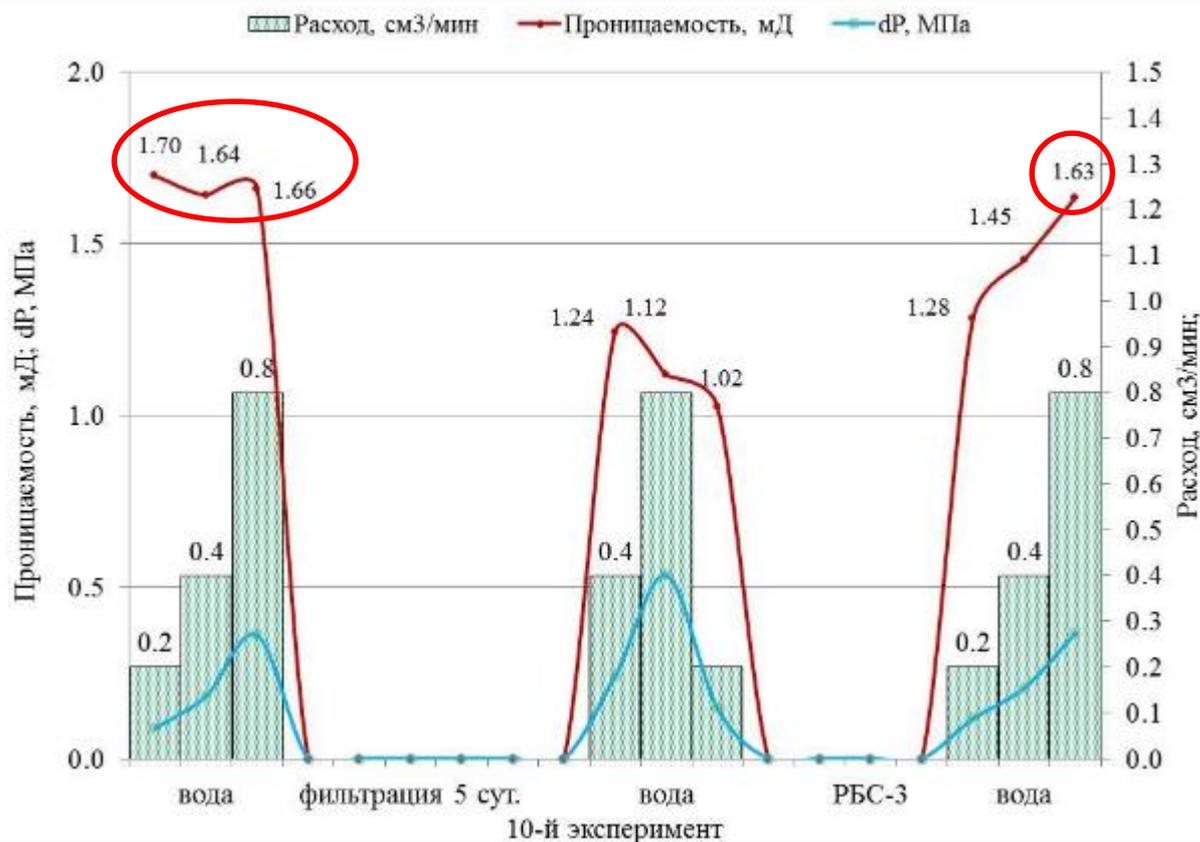
Газпром нефть | 15



β1 - коэффициент восстановления проницаемости после закачки модели пластовой воды;
 β2 - коэффициент восстановления проницаемости после обработки образцов 5% составом РБС-3

1. По всем образцам с прокачкой пресной и сеноманской водой отмечается **восстановление проницаемости** после обработки реагентом РБС-3 в **2-3 раза**;
2. По всем образцам с остаточной нефтенасыщенностью после прокачки пластовой водой происходит **восстановление проницаемости** после обработки реагентом РБС-3 в **3-9 раз**.

Фильтрационные исследования РБС-3 по восстановлению проницаемости ПЗП нагнетательных скважин Сыморьяхского месторождения (данные «КогалымНИПинедь» ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»)



После определения фазовой проницаемости по воде было закачено 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.**

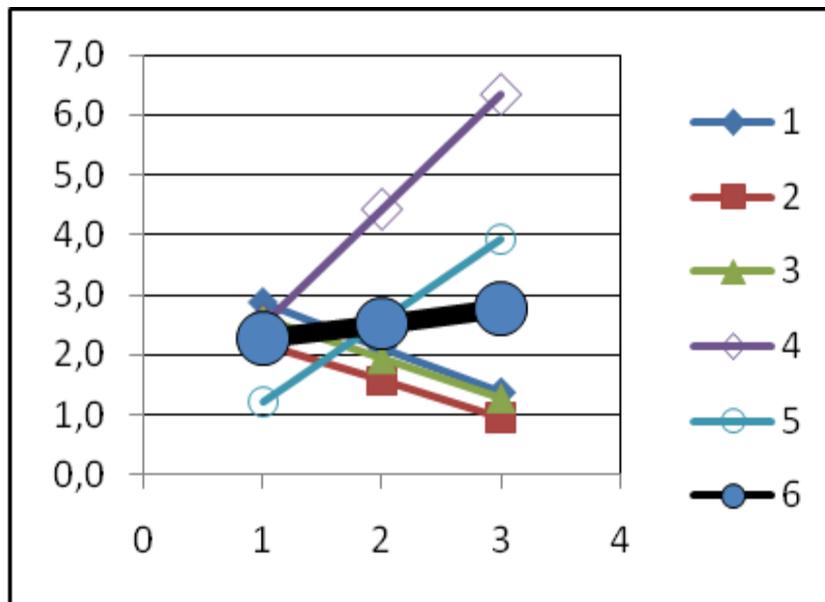


**Растворимость глинистого материала при воздействии РБС-3
концентрации 1% при различном времени реагирования
(лабораторные исследования ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг»)**

№ п/п	Навеска глинистого вещества, г	Исходная высота осадка, мм	Время выдержки раствора, ч	Высота нижнего слоя после реакции, мм	Вес растворенного глинистого вещества, г	Сокращение объема глинистого вещества, %
1	4,00	16,5	1	14,0	3,82	15,1
2	4,00	16,5	5	13,5	3,93	18,2
3	4,00	20,0	10	17,0	3,94	15,0
4	4,00	15,0	20	14,0	4,11	6,7
5	4,00	16,5	40	14,0	3,74	15,1

**Рост коэффициента продуктивности после применения РБС-3
на Приобском месторождении
(аналитические исследования ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг»)**

	1	2	3	4	5	6
Месяцы после ОПР	Скв. 23543	Скв. 23543	Скв. 23543	Скв. 23543	Скв. 23543	Среднее
1	2,880	2,170	2,590	2,500	1,220	2,270
2	2,130	1,560	1,930	4,420	2,580	2,520
3	1,380	0,950	1,270	6,330	3,940	2,770



Применение РБС-3 для освоения скв. № 1 Западно-Сайгачного л.у.

Пласт T_{1nf}

№	Кров-ля, м	Подошва, м	Нпр, м	Литология	Кпо, %	Кпм, %	Кпк, %	Кпп, %	Насыще ние
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 толщиной 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.

Результаты экспериментальных исследований РБС-3 в ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

В соответствии с Актом № 30-16х Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» в г. Тюмени лабораторных испытаний реагента РБС-3, установлено:

- раствор РБС-3 способствует частичному переходу глинистой суспензии в легкоудаляемое подвижное состояние;
- реагент РБС-3 имеет щелочную среду, характеризуется низкой коррозионной агрессивностью и высокой межфазной активностью;
- для рабочего раствора РБС-3 установлена способность к диспергации глин.

Как показали эксперименты в Филиале «ПермНИПИнефть» ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» 2018 г., при обработке нефтенасыщенного керна из пласта С1т2-IIIП Южно-Юрьяхинского месторождения при 54⁰С раствором ДГК-2 (развитие РБС-3) происходит образование многоканальных структур растворения и увеличение проводимости естественных трещин в 3-8 раз.

Результаты лабораторных исследований ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг»

На рисунке представлены пробы раствора реагента РБС-3 и пластовой воды после нагрева в течение 30 минут при 90°C. Образец № 1 содержит Fe^{3+} в количестве 2000 ppm, Образец № 2 содержит Fe^{3+} в количестве 5000 ppm.

В результате тестов не наблюдается осадкообразования и расслоения жидкости.

По результатам лабораторных экспериментов, раствор реагента «РБС-3»:

- способствует диспергации технического барита на 61,1%, разрушению буровой корки: через 19 часов при температуре 90°C происходит полное разрушение бурового раствора и диспергация барита в раствор;
- стабилизирует ионы железа в растворе, в том числе в присутствии пластовой нефти и воды,
- соответствует ряду отраслевых регламентов и регламентам предприятий нефтегазовой отрасли.

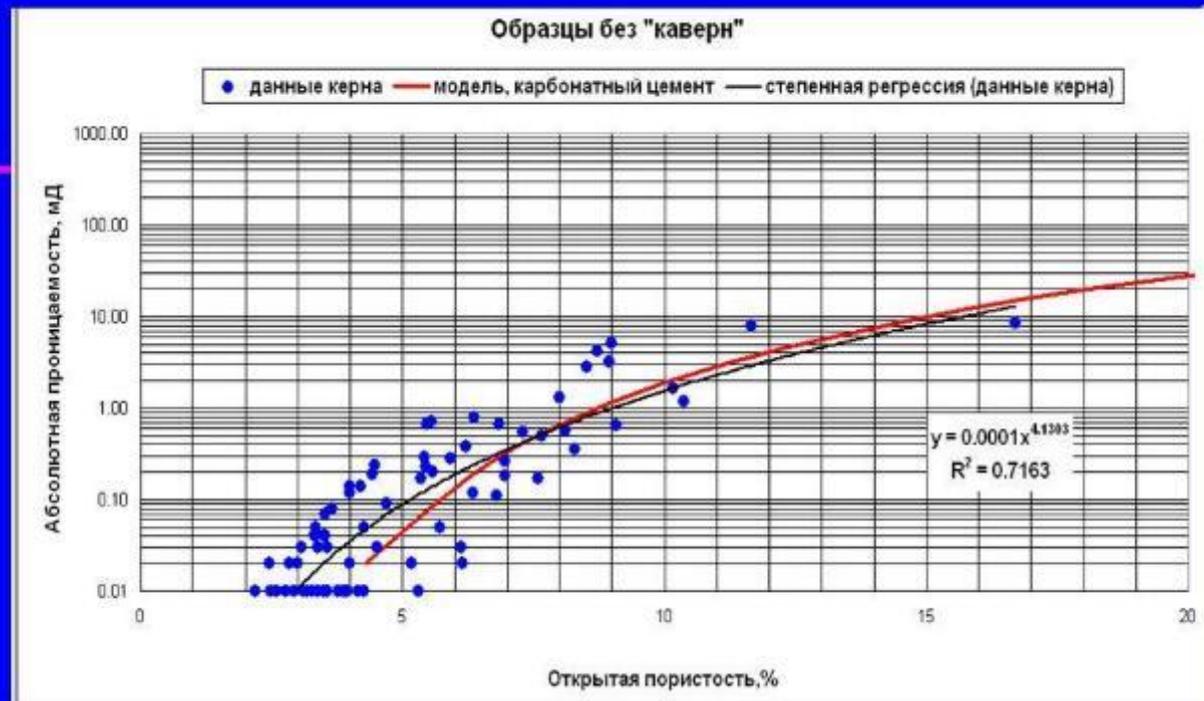
На основании полученных результатов технология РБС-3 рекомендуется для диспергации глинистой буровой корки, барита, для очистки ПЗП от отложений нерастворимых солей тяжелых металлов, глинистых частиц, оксидов и гидроксидов железа, удаления нерастворимых продуктов реакции соляной кислоты с породой. Технология РБС-3 является эффективной альтернативой СКО, позволяющей значительно снизить затраты на ОПЗ добывающих скважинах.

Щелочная среда реагента РБС-3 позволяет проводить обработки скважин без постановки бригады КРС – по затрубному пространству.



Результаты экспериментальных исследований кернов

Типичная зависимость проницаемости от пористости (Интернет)



Взаимосвязь между открытой пористостью и абсолютной проницаемостью для продуктивных отложений порового типа Верхне-Возейского месторождения

25-26 июня 2003 г.

www.MMEll.narod.ru

 MyShared

Технологическая и экономическая эффективность РБС-3 для бажена

На объекте бажен Красноленинского месторождения содержание глинистого материала составляет 40-50% (глинистого материала 30-35 % и терригенных обломочных примесей алевритовой размерности 10-15 %), пористость составляет 6%, проницаемость 0,1 мД. Примем, что после ГРП проницаемость призабойной зоны увеличилась в 10 раз и стала 1 мД. Пусть за время добычи нефти проницаемость упала в 6 раз до 0,16 мД.

При применении РБС-3 и уменьшении объема глинистого материала на 10%, произойдет уменьшение объема глин на $40 \cdot 10\% = 4$ пункта (абсолютных процентов), что увеличит пористость на ту же величину – т.е. вместо 6% пористость станет 10%.

Зависимость проницаемости k от пористости m (слайд №18) показывает, что проницаемость призабойной зоны с 0,16 мД (при $m=6\%$) увеличится до 1,3 мД (при $m=10\%$), т.е. в 8 раз. Примем увеличение проницаемости 5-кратным. По итогам ОПР на Приобском месторождении будем считать эффект только в течение 3 месяцев.

Принимая средний текущий дебит из бажена 5 т/сут, получим, что прирост добычи на одной скважине при 5-кратном увеличении дебита за 3 месяца составит

$$(25-5) \text{ т/сут} \cdot 90 \text{ дней} = 1800 \text{ т}$$

Отсюда чистый доход компании от ОПР с РБС-3 на одной скважине составит при цене на нефть 60 \$/баррель и нетбэке от цены 20% стоимости (т.е. 10 \$/баррель):

$$1800 \text{ т} \cdot 10 \text{ \$/баррель} \cdot 7,3 \text{ (баррелей в тонне)} \cdot 60 \text{ руб. /\$} = 7,9 \text{ млн. руб.}$$

Затраты на ОПЗ с РБС-3 составляют около 1,0-1,5 млн. руб. в зависимости от толщины пласта и дебита скважины, а эффект от применения РБС-3 составит более 3 месяцев. Поэтому **применение РБС-3 не только технологически эффективно, но и экономически выгодно.**

Выводы

1. Запасы углеводородов баженовской свиты приурочены к сложно построенным нефтематеринским породам.
2. Перспективным способом разработки баженовской свиты является бурение горизонтальными скважинами с проведением МГРП по радиоляритовым прослоям.
3. Проведение МГРП связано с закачкой больших объемов воды в пласт, где содержание набухающего глинистого вещества доходит до 27% от всего скелета породы.
4. Реагент «РБС-3» представляет собой сложный многокомпонентный органический продукт препятствующий набуханию глин смектитового ряда.
5. Реагент «РБС-3» коррозионно не активен.
6. Проведенные фильтрационные исследования на керне Приобского и Сыморьяхского месторождений с проницаемостью до 1,5 мД показали восстановление проницаемости до первоначальной после обработки образца реагентом РБС-3.
7. Опыт проведенных промысловых работ показал высокую проникающую способность реагента в низкопоровые коллекторы.
8. Применение РБС-3 на объекте бажен Красноленинского месторождения не только технологически эффективно, но и экономически выгодно – дополнительная добыча будет выше 1800 т/скв, чистый доход компании от ОПР с РБС-3 на одной скважине превысит 6 млн. руб. за три месяца.