

Отложение гипса на Верхнечонском месторождении. Моделирование задавки ингибиторов в пласт

И.В. Валекжанин

научный сотрудник¹

ValekzhaninIV@ufanipi.ru

А.И. Волошин

д.х.н., эксперт по направлениям добычи²

VoloshinAI@ufanipi.ru

А.Р. Ахтямов

инженер¹

AhktyamovAR@ufanipi.ru

Д.В. Кушнаренко

начальник отдела управления проектами новых технологий²

DVKushnarenko@rosneft.ru

Р.У. Кунаев

к.х.н., начальник отдела контроля качества и промышленной химии²

rukunaev@rosneft.ru

А.Н. Грунин

главный специалист ОРМФ УДНГ²

angrunin@rosneft.ru

¹ООО «РН-УфаниПИНефть», Уфа, Россия

²ПАО «Верхнечонскнефтегаз», Иркутск, Россия

В работе рассмотрены особенности процесса отложения солей в скважинах и ПЗП, характерные для Верхнечонского месторождения. На естественных образцах ядра проведены фильтрационные эксперименты с целью выявления влияния отложения гипса в пласте на его проницаемость и поиска методов восстановления проницаемости. Для ряда ингибиторов солеотложения проведено тестирование их эффективности статическим и динамическим методами. Определены их адсорбционно-десорбционные свойства. Проведено моделирование процесса закачки ингибиторов в ПЗП скважин пласта ВЧ2 ВЧНГКМ.

Материалы и методы

На установке по исследованию ядра проведены эксперименты по фильтрации растворов различных ингибиторов через ядровый материал Верхнечонского месторождения. Определены адсорбционно-десорбционные свойства ингибиторов, построены изотермы адсорбции.

Ключевые слова

солеотложение, гипс, задавка в пласт, Верхнечонское месторождение

Верхнечонское месторождение — крупное нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное в Катангском районе Иркутской области Российской Федерации. Введено в промышленную эксплуатацию в октябре 2008 г. Основная нефтегазоносность месторождения связана с верхнечонскими пластами ВЧ1, ВЧ2, ВЧ1+2 непского горизонта.

Типичные минеральные отложения на оборудовании это сульфат кальция — гипс ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) и хлорид натрия — галит (NaCl). Кальцит тоже может формироваться, но как не основной компонент отложений. Кальцит обнаруживается в виде вкраплений в кристаллах гипса или отлагается тонким налетом с внешней стороны стенки секций УЭЦН. Эти обстоятельства создают определённые сложности при реализации технологий управления солеотложением, поскольку требуют использовать реагенты универсального действия.

Проблема борьбы с солеотложениями на Верхнечонском НГКМ требует особого внимания вследствие ряда особенностей:

- низкая пластовая температура флюида 12°C, понижающаяся на устье до -5°C;
- низкое пластовое давление (150 атм) — среднее по месторождению (в некоторых скважинах давление ниже давления насыщения), давление на забое — 90–135 атм, давление на устье — 25–30 атм;
- высокая минерализация пластовой воды — до 500 г/л.

Основным солевым осложнением в процессе добычи нефти и газа на Верхнечонском месторождении практически с начала промышленной эксплуатации является отложение галита на устьевом и глубинно-насосном оборудовании скважин, а также в ПЗП. Для борьбы с отложениями галита на месторождении применяют промывки скважин и ПЗП пресной водой. Данный метод позволяет практически на 100% избавиться от отложений галита без проведения подземного ремонта скважин.

С увеличением обводненности продукции скважин из-за несовместимости пластовых и закачиваемых вод угрозой технологического процесса добычи нефти и газа становится гипс. Основываясь на промышленных данных и результатах моделирования процессов солеотложения, можно утверждать, что гипс в скважинах ВЧНГКМ отлагается от забоя до устья [1].

Среди существующих технологий по борьбе с солеотложением для условий Верхнечонского месторождения наиболее применимы технологии непрерывного или периодического дозирования ингибитора в затрубное пространство скважины с использованием СУДР и технология задавки ингибитора в пласт [2]. Но ввиду наличия риска отложения гипса в призабойной зоне пласта приоритетной технологией для борьбы с солеотложением на ВЧНГКМ следует считать технологию задавки ингибитора в пласт [3].

Для выбора наиболее эффективных ингибиторов для проведения процедуры задавки в пласт был проведен ряд фильтрационных экспериментов по определению адсорбционно-десорбционных свойств ингибиторов. Результаты данных экспериментов позволяют прогнозировать эффективное время защиты скважины от отложения солей.

Проведение лабораторных экспериментов по исследованию процесса отложения солей в пористой среде в условиях ВЧНГКМ

С целью исследования формирования отложений солей в продуктивных пластах ВЧНГКМ были выполнены фильтрационные эксперименты на естественных образцах ядра, в которых моделировались термобарические условия залегающих исследуемых пластов. Фильтрационные исследования были проведены с соблюдением термобарических условий исследуемого пласта: давление $P_{пл} = 140$ атм, температура 15°C. Основные линейные и фильтрационно-емкостные характеристики образцов ядра представлены в таб. 1. Из 3 образцов ядра была составлена модель пласта.

Для насыщения ядер водой и в качестве закачиваемого агента на соответствующих этапах экспериментов использовалась модель пластовой воды ВЧНГКМ с минерализацией 293 г/л с вязкостью 2,14 мПа·с и плотностью 1,231 г/см³ при температуре 20°C. При пластовой температуре 15°C модель воды (таб. 2) имела вязкость 2,27 мПа·с и плотность 1,25 г/см³.

Все исследования проведены на современном экспериментальном оборудовании, в том числе на установке для определения фильтрационно-емкостных свойств образцов UltraPoroPerm-500 (Core-Lab, США), фильтрационной установке УИК-5(2) (Гло-Бел Нефтесервис, г. Москва), позволяющей с высокой точностью определять исследуемые фильтрационные параметры.

Методика проведения экспериментов по влиянию отложения гипса в пористой среде на проницаемость заключалась в последовательном прокачивании через ядро растворов с разной минерализацией, увеличивающейся склонностью к гипсообразованию.

Образец ядра, насыщенный моделью пластовой воды (МПВ), помещали в ядродержатель фильтрационной установки и создавали пластовые термобарические условия изучаемого объекта. Далее осуществлялась фильтрация соответствующих водных растворов, склонность к образованию гипса и индекс насыщенности которых последовательно возрастает. Состав водных растворов приведен в таб. 3.

Смысл в последовательной фильтрации данных растворов заключался в оценке снижения проницаемости пористой среды вследствие отложения гипса и поиска методов её восстановления. В этом случае

проницаемость по водному раствору хлорида натрия принимался за исходное значение. Раствор 0 — раствор МПВ, характерный для ВЧНГКМ. Фильтрацию осуществляли в режиме постоянного расхода. Линейная скорость фильтрации составляла 187 м/год.

После каждой закачки растворов солей (растворы 0–3) определяли проницаемость модели пористой среды по раствору хлорида натрия. После фильтрации растворов 0–3 и раствора NaCl в прямом направлении, осуществлялась обратная фильтрация раствора NaCl для оценки степени торцевого загрязнения (забивки торца) соевыми загрязнениями и соответственно оценки степени кольматации самого порового пространства.

После завершения фильтрации растворов 0–3 и оценки степени снижения проницаемости была проведена обработка пористой среды с целью восстановления проницаемости. Для этого была использована закачка раствора 10% нитрилтриметиленфосфоновой кислоты (НТФ). После чего, вновь фильтровали раствор NaCl и определяли проницаемость пористой среды.

Фильтрация растворов на каждом этапе осуществлялась до стабилизации перепада давления, после стабилизации перепада давления определяли проницаемость пористой среды по раствору. Также осуществлялся контроль по объему прокачки: не более $20 V_{пор}$ для солевых растворов и не более $10 V_{пор}$ для удалителя (для исключения вредного воздействия от кольматации порового пространства продуктами реакции и движущимися частицами растворенной породы).

Таким образом, после каждого этапа обработки была определена проницаемость по раствору NaCl 290 г/л и рассчитан коэффициент восстановления проницаемости как отношение текущей эффективной проницаемости к базовой величине. За базовую была принята проницаемость по раствору NaCl, замеренная до проведения воздействия.

В опыте использовалась модель пористой среды (таб. 1) с проницаемостью по газу 125,7 мД. Проницаемость модели по базовому раствору составила 33 мД. При закачке на данном этапе наблюдалась стабильная фильтрация без существенных изменений проницаемости.

На последующих этапах, при закачке солевых растворов 0–3 наблюдался постепенный рост перепада давления. Коэффициент восстановления проницаемости снизился до 0,85. Фильтрация раствора NaCl в прямом и обратном направлениях не привела к значительному восстановлению проницаемости, коэффициент восстановления достиг лишь значения 0,86, что исключает эффект торцевого забивки и свидетельствует о возможной кольматации порового пространства. Последующая закачка 10% раствора НТФ привела к значительному восстановлению проницаемости пористой среды, коэффициент восстановления достиг значения 0,98.

Основные результаты и расчетные величины, полученные в ходе данного эксперимента, представлены в таб. 4. На рис. 1 приведено изменение основных исследуемых параметров в зависимости от фильтруемого раствора.

Корреляция, связывающая потенциал к отложению гипса и проницаемость пористой среды (рис. 2), показывает, что, скорее всего, снижение проницаемости связано с

Индекс модели	Шифр образцов	Пласт	Проницаемость, мД	Длина модели, см	Диаметр модели, см	Пористость, %	Объем пор $V_{пор}$, см ³
ПС1	4202-07	ВЧ2	152.6	3.596	2.99	18,43	3.741
ПС2	4205-07	ВЧ2	123.5	4.303	2.99	18,54	3.840
ПС3	4185-07	ВЧ2	111.6	4.37	2.99	18,91	3.475
Модель пласта			125.75	12.269	2.99		11.056

Таб. 1 — Основные характеристики моделей пласта ВЧНГКМ (скважина 1023)

Содержание ионов, мг/л

Ca ²⁺	Mg ²⁺	Ba ²⁺	Sr ²⁺	K ⁺ +Na ⁺	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻
10591	608	0	2610	100905	177001	105	1001
Плотность, г/см ³					1,231		
pH					5,98		
Общая минерализация, мг/л					293324		
Вязкость, мм ² /с					1,74		

Таб. 2 — Модельная вода ВЧНГКМ

Раствор	Ионный состав, мг/л						Количество гипса (расчет)*	Индекс насыщенности, SI
	Na ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻		
Раствор NaCl	114000	-	-	176000	-	-	0	0
Раствор 0	100905	10591	608.0	177001	1001	105	217.8	0.1
Раствор 1	101105	10591	608.0	177001	1201	105	497.2	0.2
Раствор 2	101505	10591	608.0	177001	1501	105	916.3	0.3
Раствор 3	101655	10591	608.0	177001	1701	105	1195.5	0.3

* расчеты проводили с помощью PVTsim19, условия $P = 140 \text{ ат}$, $t = 15^\circ\text{C}$

Таб. 3 — Состав воды для моделирования отложений гипса в пластовых условиях

№ этапа, п/п	Закачиваемый агент	Проницаемость по агенту, мД	Коэффициент изменения проницаемости, д.ед.
1	МПВ 15 г/л (база)	33.0	1.00
2	раствор 0	30.9	0.94
3	раствор 1	29.3	0.89
4	раствор 2	28.7	0.87
5	раствор 3	28.1	0.85
6	Раствор NaCl в прямом направлении	28.3	0.86
7	Раствор NaCl в обратном направлении	28.4	0.86
9	Раствор НТФ (10% раствор)	32.4	0.98

Таб. 4 — Результаты фильтрационного эксперимента по оценке влияния выпадения солей на проницаемость ядра ВЧНГКМ



Рис. 1 — Результаты фильтрационного эксперимента по оценке влияния выпадения гипса

Наименование реагента	Gypton SA1610	Оксикор-15 марка МТ	СолМастер 7020 марка А	НТФ (10% аствор)	ОЭДФК (10% раствор)
Эффективность ингибирования осадкообразования (CaSO_4) в МПВ ВЧНГКМ при концентрации (мг/л) — статика, %					
5	-	-	-	19	17
10	45	27	42	45	42
20	67	47	43	67	62
30	79	59	76	77	75
35	88			89	87
50	90	91	82	93	90
Наименование реагента	Reascale 2002 марка А	Reascale 2003 марка А	Reascale 2003 марка В	СолМастер 7020 марка С	Сонсол 2003 марка А
Эффективность ингибирования осадкообразования (CaSO_4) в МПВ ВЧНГКМ при концентрации (мг/л) — статика, %					
5	-	-	-	-	-
10	58	43	47	57	68
20	62	51	64	63	70
30	68	55	88	77	75
35	-	-	-	88	87
50	79	69	91	94	90

Таб. 5 — Результаты тестирования эффективности ингибирования гипса ингибиторами солеотложения (статический тест)

Наименование реагента	Gypton SA1610	Оксикор-15 марка МТ	СолМастер 7020 марка А	НТФ (10% раствор)	ОЭДФК (10% раствор)
Эффективность ингибирования осадкообразования (CaSO_4) в МПВ ВЧНГКМ при концентрации (мг/л) — динамика, %					
3	36	48	31	56	56
5	69	75	72	93	80
10	86	-	80	-	-
Наименование реагента	Reascale 2002 марка А	Reascale 2003 марка А	Reascale 2003 марка В	СолМастер 7020 марка С	Сонсол 2003 марка А
Эффективность ингибирования осадкообразования (CaSO_4) в МПВ ВЧНГКМ при концентрации (мг/л) - динамика, %					
3	38	41	55	54	52
5	70	59	61	67	65
10	75	79	82	89	87

Таб. 6 — Результаты тестирования эффективности ингибиторов солеотложения по ингибированию выпадения гипса (динамический тест)

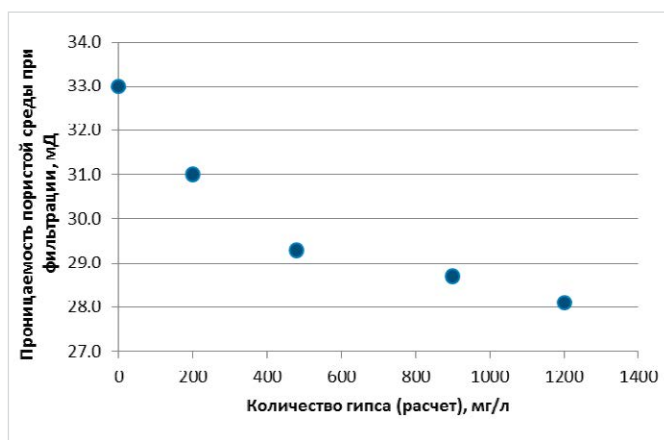


Рис. 2 — Корреляция потенциала солеотложения (гипс) фильтруемых растворов с проницаемостью

Наименование реагента	Минимальная рабочая концентрация, мг/л
Gypton SA1610	менее 10
Оксикор-15 марка МТ	более 5, менее 10
СолМастер 7020 марка А	10
НТФ (10% раствор)	5
ОЭДФК (10% раствор)	5
Reascale 2002 марка А	10
Reascale 2003 марка В	10
Reascale 2003 марка В	10
СолМастер 7020 марка С	10
Сонсол 2003 марка А	10

Таб. 7 — Минимальные рабочие концентрации ингибиторов солеотложения

отложением гипса в поровом пространстве. Подтверждает данное предположение тот факт, что фильтрация НТФ, которая растворяет гипс, приводит к восстановлению проницаемости пористой среды.

Полученные результаты позволяют сказать, что закачка воды с содержанием ионов кальция и сульфата, способной к образованию гипса, приводит к снижению проницаемости. Это связано с коагуляцией пористой среды гипсом. В то же время, отложение гипса и, соответственно, снижение проницаемости происходит в обводненных зонах пласта, что создает дополнительное фильтрационное сопротивление для движения воды. Данное обстоятельство следует рассматривать как положительное, поскольку отложение гипса в промытых зонах пласта приводит к изменению фильтрационных потоков. Для восстановления проницаемости могут быть рекомендованы не кислотные обработки, а обработки растворами комплексонов.

Проведение лабораторных экспериментов с целью выбора ингибиторов солеотложения

Проведено тестирование эффективности ряда ингибиторов солеотложений на модельной воде ВЧНГКМ, которая склонна к отложению гипса. Для реагентов, предназначенных для применения по технологии закачки в пласт, оценивались показатели эффективности, минимальная рабочая дозировка и способность удерживаться на породе пласта. Эффективность ингибирования гипса определялась статическим и динамическим методами. Результаты тестирования эффективности ингибиторов статическим методом приведены в таб. 5.

Динамический тест позволяет определить минимальную эффективную концентрацию ингибитора солеотложения в операции по задавке ингибитора солеотложения в пласт. Минимальная рабочая концентрация ингибиторов солеотложения определялась по блокированию капилляра при прокачивании модели попутно-добываемой воды через капилляр без ингибитора (холостой опыт) и с ингибитором. Капилляр длиной 2,5 м и внутренним диаметром 1 мм помещался в термостат при 80°C. Время прокачивания: 70 мин. Содержание ингибитора в растворе — 3, 5, 10 мг/л. Скорость расхода модели попутно-добываемой воды с ингибитором и без него составляла 1 мл/мин. Растворы солей модели попутно-добываемой воды насыщались CO_2 для обеспечения их

стабильности. Начало формирования соли в капилляре и, соответственно, блокирование проходного сечения определялось по увеличению перепада давления на капилляре. Результаты динамических тестов ингибиторов солеотложения приведены в таб. 6.

В результате проведенного исследования установлено:

- минимальная эффективная концентрация ингибиторов солеотложения изменяется в интервале 5–10 мг/л;
- наиболее эффективные реагенты по результатам динамического тестирования: НТФ > ОЭДФ > СолМастер 7020 марка С > Gyptron SA1610.

Минимальные рабочие концентрации (МРК) исследованных ингибиторов, приведены в таб. 7.

Определение адсорбционно-десорбционных свойств ингибиторов солеотложения

Определение адсорбционно-десорбционной способности ингибиторов Gyptron SA1610, Оксикор-15 марка МТ, СолМастер 7020 марка С, НТФ (10% раствор), ОЭДФ (10% раствор), на породе пласта ВЧ2 ВЧНГКМ производилось для оценки способности ингибиторов эффективно закрепляться на породе пласта и выноситься из пласта, защищая скважинное оборудование от солеотложения при задавке раствора реагентов в пласт.

Адсорбцию реагентов на породу и вынос реагентов в динамических условиях исследовали на фильтрационной установке. В качестве модели пласта использовали пористую среду, характеристики которой представлены в таб. 1. Линейная скорость фильтрации флюида через породу составляла 201 м/год.

Размещение ингибитора на породе осуществляли путем прокачивания 10% раствора ингибитора через керн. На выходе из ячейки отбиралось по 3 мл раствора, который анализировался на содержание действующего вещества товарной формы ингибитора солеотложения. Для определения содержания фосфонатов в растворах использовали стандартную методику (фотометрический метод) определения концентрации фосфорсодержащих ингибиторов солеобразования в минерализованной воде. В основе этого метода лежит реакция взаимодействия фосфат-ионов с молибдат ионом в кислой среде. Ионы фосфата образуются из фосфонатов. Концентрацию ингибитора определяли по калибровочным прямым. После прохождения 10 поровых объемов и более через пористую среду и достижения концентрации ингибитора в выходящем растворе, соответствующей исходной концентрации, дозирование ингибитора прекращалось, и керн с ингибитором выдерживался 2 часа для адсорбции реагента на породе. Десорбция ингибитора производилась пропусканием через ячейку МПВ ВЧНГКМ. Режимы прокачивания не изменялись. На выходе из колонки отбиралось по 3 мл рабочего раствора, который анализировался на содержание ингибитора солеотложения. После прохождения промывочного раствора МПВ в количестве более 30 поровых объемов эксперимент прекращали. При этом концентрация выносимого ингибитора снижалась незначительно.

Полученные кривые выноса ингибитора обрабатывались с использованием программного комплекса Squeeze V, подпрограммой

Исходные параметры для условной скважины	ОЭДФК	НТФ	Оксикор 15МТ	Gyptron SA 1610	СолМастер 7020 марка С
Пористость	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13
Интервал перфорации, м	10	10	10	10	10
Концентрация раствора ингибитора, %	10	10	10	10	10
Мин. раб. дозировка, мг/л	7	7	7	7	7
$V_{\text{прод}}/V_{\text{зак}}$	2	2	2	2	2
Изотерма (Уравнение Фрейндлиха):					
k	7.2	70	29.7	96	33.5
n	0.682	0.433	0.525	0.413	0.55

Таб. 8 — Исходные данные для моделирования задавки в ПЗП

Ингибитор	Дебит скважины по воде, м³/сут	Объем раствора ингибитора (10%), м³	Объем продавки, м³	Время защиты, сут. (до 7 ppm)
ОЭДФК	50	5	5	55
НТФ				103
Оксикор 15МТ				81
Gyptron SA1610				119
СолМастер 7020 марка С				96
ОЭДФК	50	5	10	66
НТФ				119
Оксикор 15МТ				100
Gyptron 1610				133
СолМастер 7020 марка С				116

Таб. 9 — Результаты тестовых расчетов времени защиты

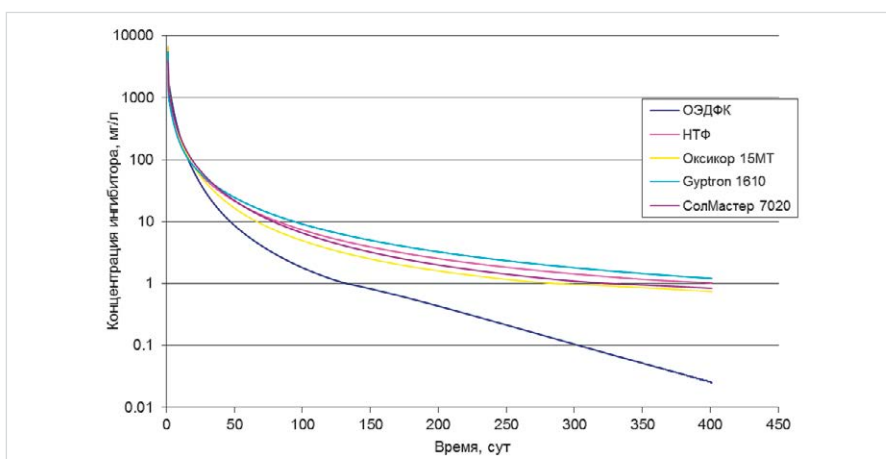


Рис. 3 — Модельная кривая выноса ингибиторов солеотложения после проведения задавки

«ADSORPTION ISOTHERM DERIVATION MODEL». Исходными данными для этой подпрограммы являются результаты выноса ингибитора солеотложения: зависимость концентрации от объема прокаченной жидкости, выраженной как в абсолютных единицах, так и в количестве поровых объемов.

По данным тестирования адсорбционно-десорбционных свойств ингибиторов выполнено тестовое моделирование задавки (программа Squeeze V) ингибиторов солеотложения в ПЗП скважин пласта ВЧ2 ВЧНГКМ. Исходные данные для моделирования приведены в таб. 8.

Тестовое моделирование при фиксированных значениях дебита скважины, нефтенасыщенной мощности и объемов задавки и продавки сделано для определения ингибитора с лучшими адсорбционными свойствами. Результаты расчета времени выноса до минимальной рабочей дозировки ингибиторов ОЭДФК, НТФ, Оксикор 15МТ, Gyptron SA 1610 и СолМастер 7020 марка С приведены в таб. 9.

Профиль концентраций ингибиторов, выносимых из пласта для тестовых расчетов, приведен на рис. 3.

Из данных, приведенных в таб. 8, следует, что при прочих равных условиях наибольшим временем выноса обладает реагент Gyptron SA1610, далее НТФ, СолМастер 7020, Оксикор 15МТ. Наименьшее время выноса характерно для ОЭДФК. По сравнению с Gyptron SA1610 время выноса меньше более чем в 2 раза. При относительно сравнимой эффективности ингибирования время выноса ингибитора становится решающим аргументом для его применения в технологии задавки ингибитора в пласт.

Моделирование процесса задавки ингибитора в пласт, а именно расчет времени выноса ингибитора солеотложения до МРК, расчет и оптимизация закачиваемых объемов было проведено с использованием специализированного программного продукта Squeeze V (программа Heriot-Watt University). Конечным результатом моделирования

является кривая модельного выноса ингибитора солеотложения из пласта и получение базового дизайна технологии.

При планировании продавки нужно проводить учет влияния на процесс технологии ГРП или типа скважины. На скважинах, где использовалась данная технология, объем продавки пресной водой должен быть увеличен на величину свободного межпроппантного объема трещины ГРП.

Необходимо отметить, что на скважинах низкой и средней обводненности (до 50 %) во избежание снижения фазовой проницаемости по нефти породы коллектора рекомендуется перед закачкой водного раствора ингибитора солеотложения производить закачку предоторочки растворителя (этиленгликоль, простые эфиры этиленгликоля и др.). Объем предоторочки составляет 3–5 м³ реагента. Основное условие применение растворителя — совместимость с раствором глушения и пластовой водой данного месторождения.

Итоги

По результатам лабораторных тестирований определены ингибиторы, которые

показывают высокую эффективность по ингибированию отложений гипса и хорошие адсорбционно-десорбционные свойства на породе пласта Верхнечонского месторождения.

Проведено моделирование процесса защиты скважин Верхнечонского месторождения от отложений гипса путем задавки ингибитора солеотложений в горизонтальные скважины.

Выводы

1. Показано, что с увеличением обводненности скважинной продукции увеличивается риск отложения гипса в призабойной зоне пласта и скважинном оборудовании.
2. Серией фильтрационных экспериментов установлено, что закачка в пласт воды с ионами кальция и сульфата провоцирует отложения гипса и, как следствие, снижение проницаемости пласта.
3. Проведено тестирование эффективности ряда ингибиторов солеотложения на модели воды ВЧНГКМ статическим и динамическим методами.
4. Для ингибиторов, показавших наилучшую эффективность по ингибированию отложений гипса, проведены

адсорбционно-десорбционные эксперименты для оценки способности ингибиторов эффективно закрепляться на породе пласта и выноситься из пласта, защищая скважинное оборудование от солеотложения при задавке раствора реагентов в пласт.

5. По данным тестирования адсорбционно-десорбционных свойств ингибиторов выполнено тестовое моделирование задавки ингибиторов солеотложения в ПЗП скважин пласта ВЧ2 ВЧНГКМ.

Список литературы

1. Chertovskikh E.O., Alekseev S.V. Problems of oil and gas production associated with gypsum depositing in the verkhnechonskoye oil and gas condensate field. SPE Russian oil and gas exploration & production technical conference and exhibition, 14-16 October, Moscow, 2014.
2. Качавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. М.: Орбита-М, 2004. 432 с.
3. Патент №2484238. Способ предотвращения отложения неорганических солей, приоритет от 16.02.2012, кл. E21B 37/06, 2006.01.

Features of gypsum deposits in the Verkhnechonsk field. Simulation of the process of scaling inhibitors squeezing into the formation

Authors:

Ilya V. Valekzhanin — researcher¹; ValekzhaninIV@ufanipi.ru

Alexander I. Voloshin — Sc.D., expert in production areas¹; VoloshinAI@ufanipi.ru

Azamut R. Akhtyamov — engineer¹; AkhtyamovAR@ufanipi.ru

Denis V. Kushnarenko — chief of new technologies project management department²; DVKushnarenko@rosneft.ru

Roman U. Kunaev — Ph.D., chief of quality control and field chemistry department²; rukunaev@rosneft.ru

Alexander N. Grunin — chief specialist²; angrunin@rosneft.ru

¹"RN-UfaNIPIneft" LLC, Ufa, Russian Federation

²PJSC "Verkhnechonskneftegaz", Irkutsk, Russian Federation

Abstract

The paper discusses the features of scaling in the wells and the hole-bottom region specific to the Verkhnechonsk field. On the natural core samples filtration experiments are conducted to detect the effect of gypsum deposits in the reservoir on its permeability and to find permeability recovery techniques. For a number of scale inhibitors carried out a test of their effectiveness both static and dynamic methods. Their adsorption-desorption properties were determined. Simulation of the inhibitors injection to the hole-bottom region of VCH2 layer wells were carried out.

Materials and methods

In a plant for core research filtration experiments on VCHNG core material of various inhibitors were conducted. The adsorption-desorption properties of the inhibitors are determined, the adsorption isotherms are constructed.

Results

Based on the results of laboratory tests identified inhibitors that show high efficacy in inhibiting the gypsum deposits and good adsorption-desorption properties of the Verkhnechonsk field reservoir rock. Based on the results of laboratory tests carried out modeling of the deposit protection the Verkhnechonsk wells from gypsum deposits by squeezing scale inhibitor in horizontal wells.

Conclusions

1. It is shown that with increasing water cut of well product increases the risk of gypsum deposits in the near-wellbore and downhole equipment.
2. A series of filtration experiments showed that injection of water into the formation with calcium ions and sulfate provokes gypsum deposits and as a consequence, decreasing permeability.

3. Testing of the effectiveness of a number of scale inhibitors was conducted by static and dynamic methods on the water model of Verkhnechonsk field.
4. It were held adsorption-desorption experiments for inhibitors which have shown the best performance-inhibiting deposits of gypsum. The purpose of the tests — to score inhibitor's ability effectively secured to the reservoir rock, and be removed from the reservoir, protecting well equipment from scaling when squeezing reagent solution into the reservoir.
5. After testing of adsorption-desorption properties of the inhibitors a test simulation of squeezing scale inhibitors for the near-wellbore area wells of VCH2 layer of Verkhnechonsk field was carried out.

Keywords

scaling, gypsum, squeezing into the formation, Verkhnechonskoye field

References

1. Chertovskikh E.O., Alekseev S.V. Problems of oil and gas production associated with gypsum depositing in the verkhnechonskoye oil and gas condensate field. SPE Russian oil and gas exploration & production technical

conference and exhibition, 14-16 October, Moscow, 2014.

2. Kashchavtsev V.E., Mishchenko I.T. *Soleobrazovanie pri dobyche nefi* [The salt formation in oil production]. Moscow: *Orbita-M*, 2004, 432 p.

3. Patent №2484238. *Sposob predotvrashcheniya otlozheniya neorganicheskikh soley* [A method for preventing deposition of inorganic salts]. Priority from 16.02.2012, cl. E21V 37/06, 2006.01.