



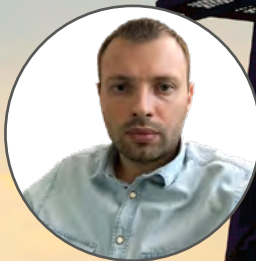
Анисимов Л.А.
 профессор, Волгоградский государственный университет
 anisimov@volsu.ru



Ситдигов Р.Д.
 главный геолог ФБУ «ГКЗ»
 sitdikov@gkz-rf.ru



Зашихин В.В.
 заместитель директора по научно-технической работе ООО «ЭКО-34»
 wz@eco-34.ru



Химов Е.А.
 главный специалист группы гидрогеологии ООО «Иркутская нефтяная компания»
 khimov_ea@irkutskoil.ru

ПРОБЛЕМА ОТЛОЖЕНИЯ ГАЛИТА ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Рассмотрены вопросы переотложения галита при разработке нефтяных месторождений Алжирской Сахары, Припятского прогиба и Восточной Сибири. Во всех случаях проблемы решаются промывкой скважин и коммуникаций пресной или низкоминерализованной водой. При поддержании пластового давления происходит растворение «катагенного» галита в продуктивном пласте, в результате чего формируются каналы с пониженным фильтрационным сопротивлением, которые способствуют ускоренному обводнению скважин. Вопросы водоподготовки и использования воды при различных технологических операциях приобретают особое значение. Приводится пример решения этих вопросов на Даниловском месторождении в Восточной Сибири.

Ключевые слова: галит, солеотложения, скважины, разработка, водоподготовка.

Разработка нефтяных месторождений, где продуктивные пласты контактируют с солевыми отложениями или где в поровом пространстве присутствуют кристаллы галита, существенно осложняется образованием соляных пробок в стволе скважин и в призабойной зоне пласта. Отложение галита нельзя отнести к распространенным отложениям по той причине, что добываемые воды обычно не насыщены NaCl. Исключением являются воды, добываемые на месторождениях Алжирской Сахары, Припятского прогиба и в Восточной Сибири. Во всех трех случаях добываемые попутные воды насыщены NaCl, вследствие чего соль отлагается в коммуникациях, а воды не могут быть использованы в системе поддержания пластового давления (ППД) без разбавления опресненными водами. Динамика процесса переотложения галита зависит от многих факторов, но, как правило, сам процесс неизбежен. Самым распространенным методом борьбы с отложениями солей является непрерывная обработка призабойной зоны проблемных скважин пресной или менее соленой водой. Однако его реализация не всегда возможна ввиду недоступности необходимого объема воды, а также не всегда представляется возможным вводить воду в необходимом объеме и необходимом качестве в обрабатываемые зоны.

Серьезной проблемой при закачке пресной воды при поддержании пластового давления является растворение «катагенного» галита в продуктивном пласте, в результате чего формируются каналы с пониженным фильтрационным сопротивлением, которые способствуют ускоренному обводнению скважин.

Таблица 1.

Химический состав насыщенных рассолов продуктивных отложений (Алжирская Сахара, Припятский прогиб, Восточная Сибирь)

Месторождение скважина	Глубина, м Возраст	Минерализация, г/л	Cl ⁻	SO ₄ ⁻	HCO ₃ ⁻	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	Na ⁺	K ⁺
Хасси Мессауд, Md 4	3344-3345 кембрий	336	206,8	0,2	1,7	38,7	8,5	67,6	5,1
Хасси Мессауд Md 126	3476-3530 кембрий	351	213,9	0,06	0,54	43,8	3,1	79,5	3,9
Хасси Мессауд MDRWI	3544 кембрий	342	217,4	0,01	0,06	36,9	14,0	68,3	4,1
Давыдовское [1]	3390-3410 протерозой	436,1	270,3	0,016	-	109,5	10,2	15,6	13,4
Давыдовское [1]	3438-3466 девон	395,6	244,0	0,29	0,52	91,2	8,3	27,6	15,7
Речицкое [1]	2917-2925 девон	364,6	230,0	0,14	0,27	75,4	11,9	38,9	2,5
Даниловское Да 502	кембрий	466,4	271,8	0,003	0,6	116,3	10,9	17,5	41,1
Даниловское Да 513	кембрий	467,0	271,8	0,002	0,6	113,2	14,0	17,9	41,5
Средне-Ботубобинское [1]	1894=1916 кембрий	399,1	249,4	0,12	0,2	102,8	19,7	6,4	3,6

Типичный химический состав пластовых вод указанных месторождений приведен в **таблице 1**. На месторождениях Хасси Мессауд и в Восточной Сибири (Даниловское, Среднеботубобинское) продуктивные горизонты приурочены к кембрийским отложениям, в Припятском прогибе (Давыдовское, Речицкое) – к девонским отложениям. Переотложение солей в стволе скважин и в призабойной зоне пласта отражается на снижении дебита и забойного давления добывающих скважин с обводнённой продукцией и его увеличении после обработки скважины пресной водой. Подготовка воды и ее использование в системе ППД создает соответствующие проблемы с отложениями солей и правильный выбор технологий во многом определяет эффективность нефтедобычи на этих месторождениях. В этих условиях целесообразно рассмотреть опыт борьбы с отложениями солей в указанных регионах.

Месторождение Хасси Мессауд, Алжирская Сахара

Нефтяное месторождение Хасси Мессауд одно из крупнейших в мире, открыто в 1956, разрабатывается с 1958. Приурочено к куполовидному поднятию, размеры локальной структуры 40x45 км, амплитуда 280 м. Коллекторы, представленные песчаниками и кварцито-песчаниками ордовикского и кембрийского возраста с пористостью 5-10% и проницаемостью до 10 мД, залегают на глубине 3200-3400 м. Пластовая температура 120°C. Покрышка залежи – глинисто-соленосная толща мощностью до 600 м триасового возраста. Нефть лёгкая с плотностью 803 кг/м³.

Отложения галита и асфальтенов в скважинах начали отмечаться с самого начала разработки, несмотря на отсутствие воды в продуктивных скважинах, что связывалось с уменьшением растворимости галита в нефти при снижении температуры в скважинах. Минерализация пластовой воды в поверхностных условиях 350–380 г/л, причем в пластовых условиях при температуре 120°C она может быть значительно выше. Промывка скважин пресной водой позволило решить проблемы нефтедобычи, однако в дальнейшем при снижении давления на забое наблюдались остановки скважин из-за скопления воды в стволе скважин.

В настоящее время для промывки скважин используется газлифт [8]. Газ для газлифта закачивается через трубки диаметром 1,66 дюйма снаружи эксплуатационной трубы, а обсадная труба используется для разбавления воды (*рис. 2*). Особенностью этой схемы является поддержание впрыска воды через клапан, активируемый давлением газа. В случае остановки газлифта клапан закрывается и впрыск воды прекращается. Таким образом, нет риска заглушить скважину из-за избытка закачки разбавляющей воды.

Месторождения Припятского прогиба

Пластовые воды межсолевых и подсолевых продуктивных отложений относятся к хлоркальциевому типу и представляют собой рассолы хлоридно-кальциево-натриевого состава. По данным химических анализов проб пластовых вод межсолевых отложений их минерализация ($t=20^{\circ}\text{C}$) меняется от 342.5 до 362.0 г/л (*таблица 1*). Разработка нефтяных месторождений Припятского прогиба с использованием пресных вод для вытеснения нефти сопровождается широко-масштабным процессом растворения «катагенетического» галита и выносом продуктов его растворения на поверхность с попутно добываемой жидкостью [2,3]. Этот процесс подтверждается результатами гидрохимического мониторинга, полученными В.Д. Порошиным и В.В. Муляком при контроле разработки нефтяных месторождений [5]. Изменение проницаемости в связи с растворением «катагенетического» галита закачиваемой в пласт водой приводит к перестроению структуры и элементов фильтрационного потока: изменяются направления и скорости фильтрации жидкости, происходит перераспределение пластовых давлений.

При поддержании пластового давления попутные воды нефтяных месторождений Беларуси формируются преимущественно за счет смешения закачиваемых и пластовых вод, что приводит к существенному изменению начальной гидрохимической обстановки в залежах. Общая минерализация и химический состав попутных

вод определяются, в первую очередь, составом и соотношением смешиваемых вод (пластовых и закачиваемых). В то же время установлены существенные отклонения концентраций некоторых компонентов попутных вод от тех значений, которые должны иметь место при смешении пластовых и закачиваемых в залежь вод. В частности, обнаружено относительное снижение концентраций брома, калия, суммы кальция и магния и повышение доли натрия в рассолах, добываемых попутно с нефтью, что связано с дополнительным обогащением хлоридами натрия закачиваемых вод за счет растворения, рассеянного в породах-коллекторах галита.

Растворение «катагенетического» галита и ведет к резкому увеличению проницаемости основных путей фильтрации для закачиваемой пресной воды. Как только зона высокой проницаемости пород продвигалась до забоя добывающей скважины, происходило ее резкое обводнение. Результаты использования вод различной минерализации в системе ППД рассмотрены на примере Золотухинского месторождения, где используются три типа вод [4]:

1) хлоридные кальциево-натриевые рассолы с общей минерализацией около 250 г/л;

2) слабоминерализованные воды с концентрацией солей около 10 г/л;

3) пресная вода. На тех участках, где в пласт закачивается пресная вода, произошло особенно активное растворение катагенетического галита и резкое увеличение проницаемости основных путей фильтрации. В итоге произошла существенная трансформация условий вытеснения нефти из матрицы породы [4]. На фронте вытеснения образуется высокоминерализованная оторочка воды, что приводит к выравниванию фронта вытеснения, увеличению времени безводной работы добывающих скважин, увеличению добычи нефти за безводный период. В результате авторы предлагают «адресную закачку» высокоминерализованной воды в нагнетательные скважины после начального периода закачки низкоминерализованной воды, с целью минимизации фактора образования высокопроницаемых каналов в пласте и повышения коэффициента охвата вытеснением.

Месторождения Восточной Сибири

Образование осадка галита представляет существенную проблему при разработке нефтегазовых месторождений Иркутского амфитеатра, где подошвенные воды продуктивных горизонтов представлены крепкими рассолами [6]. Процесс выпадения осадка зависит от большого количества параметров, которые изменяются при движении рассола в пласте, стволе скважины

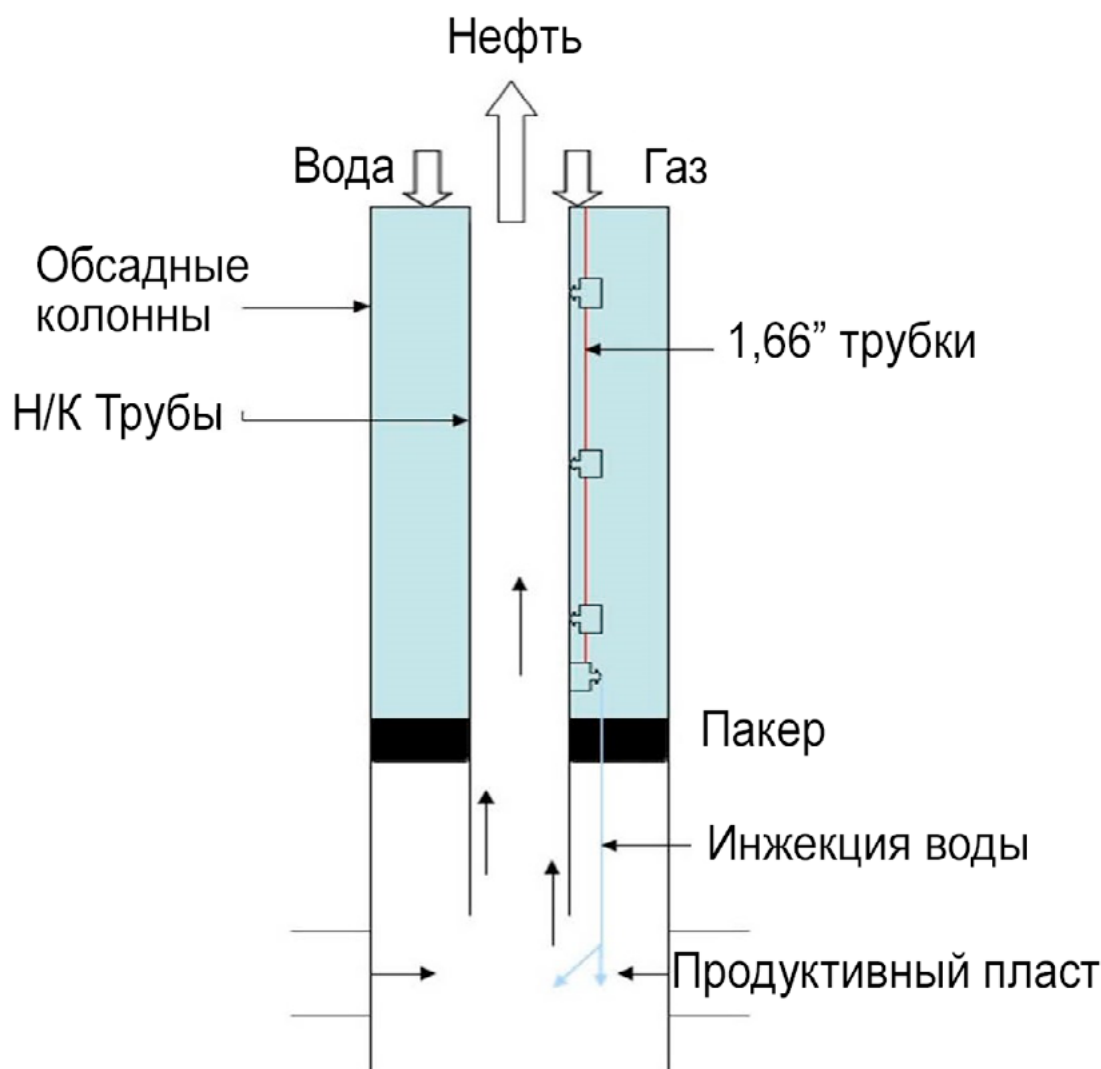


Рис. 1. Схема промывки скважины от отложений галита на месторождении Хасси Мессауд [8].

и на поверхности. В последнем случае большую роль играют сезонные колебания температуры. Не меньшее значение имеет степень засоления самих коллекторов. Так на Верхнечонском месторождении засоление песчаников продуктивного горизонта наблюдается как на отдельных участках, так и в случаях, когда поры полностью заполнены галитом [7]. Присутствие «катагенного» галита в пласте ведет к его растворению закачиваемыми техническими водами при ППД, что изменяет характер фильтрационных потоков в залежи. Присутствие галита в поровом пространстве – одна из главных причин неоднородности коллекторских свойств пласта, поскольку его растворение приводит к повышению пористости пород в 2-2.5 раза и увеличению проницаемости в сотни раз.

Состав технической воды после прохождения в пласте существенно отличается от пластовой. Содержание кальция уменьшается в 7 раз с 115 г/л до 16 г/л, а концентрация натрия и калия

увеличивается в 2 раза с 61 г/л до 123 г/л [7]. Для прогнозирования состава и количества выпадающего осадка в резервуаре, скважинах и коммуникациях необходима детальная информация о распределении растворимых солей в пласте, о составе присутствующих водных растворов, а также их свойствах во всем интервале термобарических условий разрабатываемой залежи, движении жидкости в скважинах и коммуникациях.

Технологическая схема подготовки воды для ППД на Даниловском месторождении

Разработка Даниловского месторождения, как и других месторождений Восточной Сибири осложняется тем, что добываемые попутные воды насыщены NaCl, вследствие чего они не могут быть использованы в системе ППД без разбавления опресненными водами. В противном случае в коммуникациях, в стволе нагнетательных скважин и в призабойной зоне пласта происходят процессы массивированного переотложения солей.

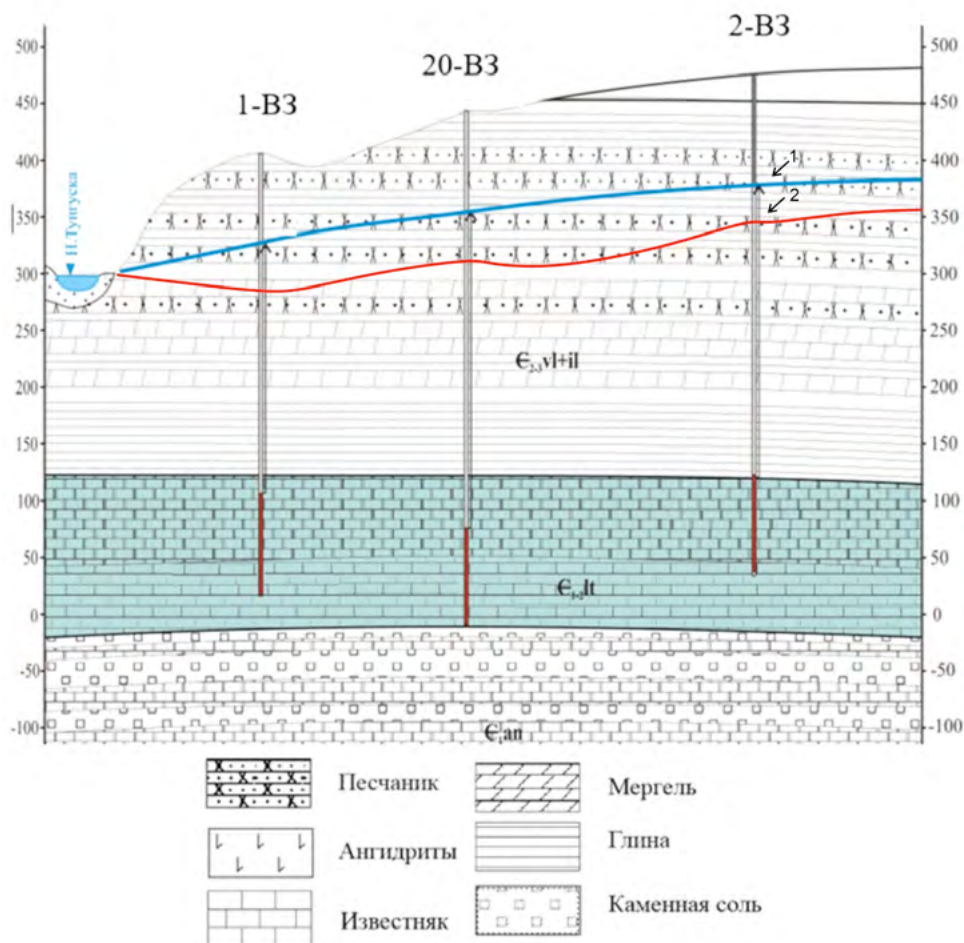


Рис. 2. Схематический гидрогеологический разрез полигона. Статические уровни литвинцевского горизонта на 25.11.2016 (1) и 28.08.2020 (2)

В условиях Даниловского месторождения предложено оригинальное технологическое решение: пропустить добываемые рассолы через водоносный пласт (литвинцевская свита) в зоне затрудненного водообмена с целью их рассоления в пласте с последующим отбором их и с закачкой в систему ППД.

Полигон закачки подтоварных вод (скважина 20B3) с последующим водоотбором для целей ППД (скважины 1B3 и 2B3) расположен на правом берегу реки Нижняя Тунгуска. Превышение производственной площадки над урезом воды в реке составляет 140-150 м (рис.2). Верхняя терригенная часть стратиграфического разреза от четвертичных аллювиальных отложений по верхоленскую свиту верхнего кембрия, характеризуется свободным водообменом, дренируется речной сетью и содержит в основном пресные и слабосоленые воды. Воды нижележащих отложений являются переходными от зоны свободного водообмена к зоне затрудненного водообмена. Относительным водоупором служат породы верхнекембрийских отложений. Воды надсолевой гидрогеологической формации используются для питьевых и технических нужд.

Соленосная гидрогеологическая формация является переходной зоной от свободного к затрудненному режиму водообмена и объединяет отложения от литвинцевской и часть разреза усольской свиты. Воды солевого комплекса относятся к зоне затрудненного водообмена. Наиболее водообильными являются карбонатные отложения литвинцевской свиты, слагающие верхнюю часть разреза соленосной формации.

Ангарская свита сложена доломитами, доломито-ангидритами и каменной солью. Такое переослаивание пластов создает несколько выдержанных водоносных горизонтов, представленных трещинно-пластовыми водами. Бельская и булайская свиты сложены плотными разностями пород с низкими коллекторскими свойствами и содержанием трещинно-поровых вод. Коллекторами усольской свиты являются горизонты трещиноватых и кавернозных доломитов. Пласты каменной соли безводны и представляют собой хороший водоупор. Чередование водоупорных пластов каменной соли с проницаемыми доломитами обуславливает наличие в соленосном комплексе ряда изолированных водоносных горизонтов.

Отложения литвинцевской свиты характеризуются высокой водообильностью и проницаемостью, однако имеющиеся сведения свидетельствуют о недостаточной изолированности водоносного комплекса в русловой части р. Верхняя Тунгуска, где перекрывающие отложения верхоленской свиты имеют повышенную трещиноватость, что способствует скрытой разгрузке подземных вод литвинцевского комплекса в русловые отложения реки.

По данным исследования скважины 20ВЗ в период 15-25.11.2016 положение статического уровня зафиксировано на глубине 87,93 м. Пластовое давление при плотности воды 1016 кг/м³ на глубине 362 м составляет 27,8 атм. В 2020 г партией АО «Башнефтегеофизика» были проведены исследования скважины 20ВЗ. По результатам замеров 28.08.2020 уровень определен на глубине 135,1 м, пластовое давление на глубине 362 м равно 24,95 атм. За период с 2017 по 2020 гг в результате работы системы закачки (скважина 20ВЗ нагнетательная, средний дебит 1256 м³/сут) и откачки воды из этого горизонта (скважина 1ВЗ, дебит 1300 м³/сут, скважина 2ВЗ, дебит 850 м³/сут) пластовое давление снизилось на 2,85 атм. Снижение давления в поглощающей скважине 20ВЗ обусловлено тем, что отбор из пласта почти в 2 раза превышает объем закачки.

Предложенная схема не учитывает гидродинамические эффекты, связанные с замещением пластовых вод литвинцевской свиты с плотностью 1016 кг/м³ на тяжелые рассолы с плотностью 1200 кг/м³, которые закачиваются в скважину 20ВЗ. В результате этого процесса может формироваться «подушка» тяжелых вод и фильтрационные потоки к добывающим скважинам, которые оттесняют более легкие воды в зоны активного водообмена. Гидродинамическую картину в количественном выражении для этой системы представить практически невозможно, так как неизвестно строение водоносного горизонта в межскважинном пространстве и характер смешивания легких и тяжелых вод в системе «закачка-отбор».

В этих условиях работу системы «закачка-отбор» можно оценить на основе анализа гидрохимического мониторинга скважины 20ВЗ (поглощающая) и скважин 1ВЗ и 2ВЗ (добывающие) путем сравнения химического состава вод каждой скважины ежемесячно. Необходимо также запроектировать трассерные исследования с целью изучения фильтрационных потоков между этими скважинами. Период функционирования полигона и его трансформация должны решаться оперативно на основе результатов постоянного гидродинамического и гидрохимического мониторинга процесса. ❶

Литература

1. Воды нефтяных и газовых месторождений СССР. Справочник. Пол редакцией Л.М. Зорькина. М., Недра, 1989, 382 с.
2. Жогло В.Г. Геологическое обоснование технологии разработки залежей нефти в засоленных низкопроницаемых пластах / Нефтяное хозяйство. - 2014 - № 7 С. 94-98.
3. К вопросу о влиянии галитовой минерализации на особенности разработки залежей нефти в низкопроницаемых породах-коллекторах Припятского прогиба / В. Г. Жогло и др. // Природ. ресурсы. - 2014 - № 1. - С. 14-21.
4. О влиянии галитовой минерализации на структуру фильтрационного потока и эффективность разработки семилукской залежи Золотухинского месторождения нефти в Припятском прогибе / В. Г. Жогло и др. // Электрон. журн. «Георесурсы, геоэнергетика, геополитика». - Вып. № 2 (12). - 21 с.
5. Порошин В.Д., Муляк В.В. Методы обработки и интерпретации гидрохимических данных при контроле разработки нефтяных месторождений. М.: Недра-Бизнесцентр, 2004. 220 с.
6. Причины засоления нефтегазоносных коллекторов на юге Сибирской платформы. /Букаты М.Б., Вожов В.И., Горохова В.А., и др.// Геология и геофизика 9, 1981, С.17-27.
7. Чертовских Е.О., Качин В.А., Карпиков А.В. Отложения галита при добыче нефти и газа на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении. Иркутск: Вестник ИРГТУ. - 2013. - № 5. - С. 82-91.
8. Said A. How to maintain the production of the salty oil wells? / Revue Scientifique et Technique de Institute du Petrole, IAP. V.5, No 1, 2015, pp.5-9

UDC 622.276.72

L.A. Anisimov, Volgograd State University1, ECO-34 Volgograd, anisimov@volsu.ru

R.D. Sitdikov, FBO State Reserves Commission, sitdikov@gkz-rf.ru

V.V. Zashikhin, ECO-34 Volgograd, wz@eco-34.ru

E.A. Khimov, Irkutsk Oil Company LLC, khimov_ea@irkutskoil.ru

PROBLEM OF HALITE SEDIMENTATION IN OILFIELD DEVELOPMENT

Abstract: The issues of halite redeposition during the development of oil fields in the Algerian Sahara, the Pripyat Trough and Eastern Siberia are considered. In all cases, problems are solved by flushing wells and communications with fresh or low-mineralized water. When the reservoir pressure is maintained, the «catagenic» halite dissolves in the productive formation, as a result of which channels with reduced filtration resistance are formed, which contribute to accelerated watering of wells. The issues of water treatment and water use in various technological operations are of particular importance. An example of solving these issues at the Danilovsky oilfield in Eastern Siberia is given.

Keywords: halite, salt deposits, wells, development, water treatment.