

Исследование структуры околоскважинных зон на различных стадиях разработки засоленных коллекторов с текстурной смачиваемостью

Л.А. Гайдуков

АО «Мессояханефтегаз», Тюмень, Россия
e-mail: leonid68@inbox.ru

Проведено лабораторное и численное исследование механизмов, влияющих на структуру и физические свойства околоскважинной зоны добывающей скважины на различных этапах разработки засоленного пласта с текстурной смачиваемостью. Показано, что для объекта исследования характерно формирование сложнопостроенной околоскважинной зоны, структуру и динамическое изменение свойств которой определяют следующие специфические геолого-технологические эффекты: рассоление пласта, защемление привнесенной воды в поровом пространстве, разуплотнение и деформация наиболее промытых областей, выпадение твердого солевого осадка в момент прорыва высокоминерализованного фронта закачиваемой воды. Синергетическое влияние данных эффектов приводит к формированию сложных, в том числе немонотонных, профилей распределения проницаемости в околоскважинной зоне.

Ключевые слова: нефтяной пласт, околоскважинная зона, засоление, тектурная смачиваемость, проницаемость

Для цитирования: Гайдуков Л.А. (2021). Исследование структуры околоскважинных зон на различных стадиях разработки засоленных коллекторов с текстурной смачиваемостью. *Георесурсы*, 23(1), с. 112–117. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.1.12>

Введение

Известно, что структура околоскважинной зоны оказывает определяющее влияние на продуктивность скважин и показатели разработки пласта в целом (Зайцев, Михайлов, 2004). При бурении, освоении и эксплуатации скважин в околоскважинной зоне происходит множество физических процессов, которые в разной степени влияют на ее физические свойства. В работах (Михайлов, Чирков, 2009) показано, что в общем фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) околоскважинной зоны являются функцией ряда факторов, которые динамически меняются во времени: скорость отложения мелких частиц на поверхности пор, высвобождение частиц, скорость уноса мелких частиц, скорость адсорбции жидкости, разбухание глин, скорость изменения размеров пор, закупорка поровых каналов, минералогический состав пористой среды, концентрация солей, смачиваемость породы, смачиваемость дисперсных частиц, депрессия на пласт, температура и т.д. В работе (Попов, 2019) делается вывод о том, что совокупный эффект от совместного проявления различных факторов не является аддитивным, а возникает особый синергетический эффект, не совпадающий с ранее установленными по отдельности закономерностями изменения природных свойств пласта.

Степень влияния каждого фактора на структуру околоскважинной зоны не может быть определена по универсальным методикам и требует индивидуальной проработки для искомой геолого-технологической обстановки. В некоторых случаях проявление специфических

и сопряженных с ними эффектов носит аномальный характер, и для их описания необходимо создание специализированных физико-математических моделей на базе комплексных лабораторных исследований керна и флюидов.

Объектом исследования настоящей статьи являются засоленные терригенные коллектора с текстурной смачиваемостью, локализованные преимущественно в Восточной Сибири и характеризующиеся проявлением ряда специфических геолого-технологических эффектов, приводящих к формированию сложнопостроенных околоскважинных зон с динамически меняющимися параметрами в процессе разработки пласта (рис. 1). Проведенное исследование доминирующих факторов и закономерностей, определяющих структуру и свойства околоскважинных зон, позволяет получить необходимую информацию для проектирования мероприятий по профилактике негативного воздействия на пласт и восстановлению продуктивности скважин.

Рассоление и капиллярное защемление техногенной воды

При бурении и освоении скважин в засоленных коллекторах, имеющих тектурную и преимущественно гидрофобную смачиваемость, при использовании буровых растворов и технических жидкостей на водной низкоминерализованной основе происходит процесс рассоления, который приводит к формированию вокруг скважины сложнопостроенной околоскважинной зоны. В случае, когда влияние техногенных процессов кольматации и деформации пласта незначительно, фильтрационные



Рис. 1. Схема расположения объекта исследования

свойства коллектора в околоскважинной зоне могут быть даже выше начальных. В работах (Воробьев и др., 2017; Гильманов и др., 2013; Гринченко и др., 2013) показано, что вымывание солей из образцов керна приводит к повышению пористости в 2.0–2.5 раза и увеличению проницаемости в сотни раз. В тоже время, известно, что в результате действия капиллярных сил часть привнесенной техногенной воды может защемляться в поровом пространстве коллектора после освоения скважины, что приводит к снижению фазовой проницаемости по нефти в околоскважинной зоне (Михайлов, Чумиков, 2010). Согласно экспериментальным исследованиям (Михайлов, 2006), количество техногенно сформированной остаточной воды зависит от коэффициента глинистости, минерализации воды, типа глин и химического состава фильтрующей воды, капиллярного числа и расстояния от скважины. Проведенные керновые исследования показали, что засоленные терригенные коллектора ряда месторождений Восточной Сибири представляют собой сложные гидродинамические системы с текстурной смачиваемостью (гидрофобные коллектора сложены преимущественно грубозернистыми осадками, характеризующимися большим радиусом поровых каналов 600–100 мкм, а гидрофильные в основном представлены мелкозернистым песчаником с радиусом пор в среднем 10–40 мкм). В связи с этим, механизм капиллярного защемления привнесенной техногенной воды для рассматриваемого класса коллекторов может являться доминирующим.

Проведенные в настоящей работе фильтрационные эксперименты на девяти экстрагированных единичных образцах терригенного керна (абсолютная проницаемость от 2 до 98 мД) одного из месторождений в Восточной Сибири с отсутствием содержания галита (в минералогическом составе присутствует только ангидрит, растворимость которого на два порядка ниже) показали, что в результате прокачки воды различной минерализации остаточная водонасыщенность в среднем возрастает на 0.35 д.ед. (в 2.7 раза относительно первоначальной). Проницаемость образцов по нефти снижается на 30–70 % относительно первоначальной, коэффициент восстановления проницаемости по нефти β лежит в широком диапазоне 19–73 %. Выявлено, что основным фактором снижения проницаемости по нефти (в среднем потери проницаемости составляют 48 %) является капиллярное защемление привнесенной в коллектор воды. Факторы минерализации агента

воздействия и времени контакта пласта с водой являются менее значительными (снижение проницаемости по нефти в среднем на 3 % и 6 %, соответственно). Форсированная обратная прокачка нефти (повышение скорости в 10 раз) позволяет снизить эффект капиллярного защемления на 15 % за счет изменения профиля водонасыщенности в интервале капиллярно-напорного режима фильтрации, но полностью его не снимает.

На рис. 2 представлены результаты проведенных фильтрационных экспериментов на пяти неэкстрагированных единичных образцах керна (абсолютная проницаемость от 0.1 до 1.4 мД) с содержанием галита 14–23 %. Для трех образцов эксперименты проводились на низкоминерализованной воде (красные кривые), для двух – на высокоминерализованной пластовой воде (синие кривые). Видно, что в результате прокачки высокоминерализованной пластовой воды проницаемость образцов по нефти снизилась на 25–45 % относительно первоначальной, при этом изменения структуры порового пространства (размыва галита) при прокачке не происходит. Таким образом, можно сделать вывод, что и в галитизированном

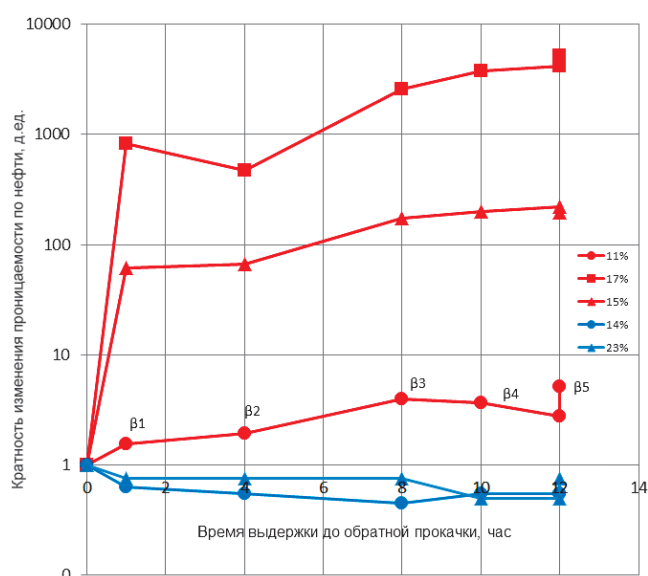


Рис. 2. Кратность снижения проницаемости по нефти в зависимости от минерализации воды и времени ее взаимодействия с коллектором. Шифр кривых – содержание галита в образце, цвет кривых – тип воды (красные кривые – низкоминерализованная вода, синие кривые – высокоминерализованная вода).

коллекторе в случае использования высокоминерализованных технологических жидкостей основным механизмом снижения проницаемости по нефти является капиллярное защемление привнесенной воды. При прокачке низкоминерализованной воды через образцы с высоким содержанием галита реализуется принципиально другой механизм – динамическое изменение структуры порового пространства в результате размыва галита (рис. 3). В зависимости от начального содержания галита 11–17 % доля пор с размером более 20 мкм возрастает с 25.5 % до 63.2 %, кратность увеличения проницаемости по нефти составляет от 2.8 до 4000 раз, пористость возрастает в среднем на величину от 5 % до 14.3 % абсолютных процентов. Следовательно, в засоленных коллекторах структура околоскважинной зоны после техногенного воздействия жидкостями низкой минерализации имеет сложную структуру и определяется не только начальным распределением ФЕС, но и распределением доли галита в коллекторе. Так же следует отметить, что даже в достаточно однородных по ФЕС коллекторах форма околоскважинной зоны может быть существенно несимметричной («языкообразной») по причине неравномерного распределения соли в поровом пространстве.

Разуплотнение коллектора

Изменение структуры порового пространства коллектора в процессе рассоления сопровождается соответствующим изменением его геомеханических характеристик. В результате проведенных в рамках статьи специализированных лабораторных исследований выявлено, что по мере рассоления происходит разуплотнение образца керна, выражающееся в снижении модуля Юнга на 25 % относительно первоначального значения после прокачки девяти поровых объемов (табл. 1). Следовательно, в наиболее промытых частях околоскважинной зоны (в непосредственной близости от стенки скважины) могут формироваться области разуплотнения коллектора, имеющие существенно более низкие прочностные характеристики относительного природного состояния пласта, что

Стадия	Модуль Юнга, 10^{-2} МПа	Накопленный объем прокаченной пресной воды, $V_{\text{пор}}$
1 стадия	38.22	0
2 стадия	36.46	3
3 стадия	33.67	6
4 стадия	28.44	9

Табл. 1. Изменение модуля Юнга в процессе рассоления образца керна при прокачке низкоминерализованной воды ($V_{пор}$ – поровый объем образца).

в свою очередь создает предпосылки как для обратимой, так и необратимой модификации проницаемости за счет деформационных механизмов.

Внутрипластовое выпадение твердого солевого осадка

При разработке засоленных коллекторов, наряду с описанными выше процессами изменения структуры порового пространства вследствие рассоления, происходят обратные процессы выпадения солей из концентрированных солевых растворов. Наиболее полно проблематика солеотложения при добыче нефти исследована в работах (Кашавцев, Мищенко, 2004). Проблематика выпадения сульфатов и солеобразования в виде карбонатов исследована в работе (Калинкина и др., 2016). При заводнении засоленных галитом пластов низкоминерализованной водой на фронте вытеснения формируется оторочка концентрированного солевого раствора NaCl , которая в процессе фильтрации от нагнетательной к добывающей скважине достигает состояния предельной растворимости. В момент прихода фронта воды к околоскважинной зоне добывающей скважины с измененными относительно начальных условиями пласта по давлению, температуре и флюидонасыщенности могут возникать условия для внутрипластового выпадения твердого солевого осадка из раствора. Кольматация порового пространства твердыми частицами кристаллов соли приводит к перераспределению внутрипластовых фильтрационных потоков,

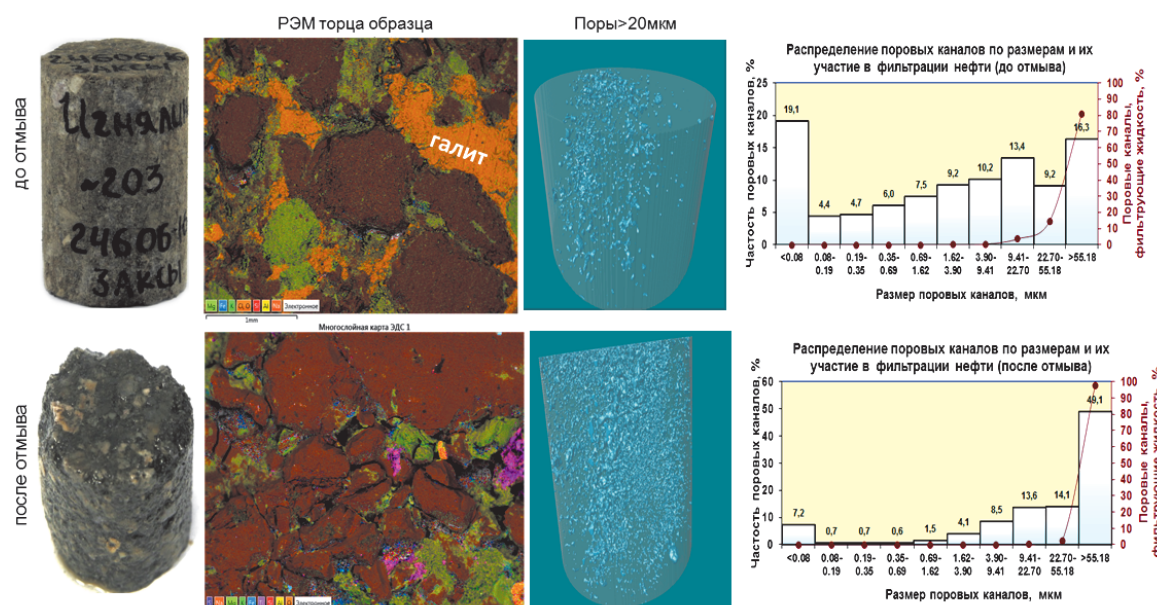


Рис. 3. Изменение структуры порового пространства в результате рассоления единичных водонасыщенных образцов при прокачке низкоминерализованной воды

снижению проницаемости пласта и продуктивности скважин. Данный тезис подтверждается фактической эксплуатацией скважин Верхнечонского месторождения (Чертовских и др., 2013).

Доминантным механизмом, инициирующим выпадение солевого осадка NaCl в околоскважинной зоне добывающей скважины, является перенасыщение фильтрующегося солевого раствора за счет испарения воды на границе с газовой фазой при снижении давления в пласте ниже давления насыщения в системе нефть-газ. На основе модельных численных расчетов на специализированной физико-математической модели выявлено, что интенсивное выпадение солевого осадка и соответствующее ухудшение проницаемости пласта происходит на расстоянии ~ 1 м от стенки скважины. Радиальное распределение нормированной техногенно измененной проницаемости k/k_0 в околоскважинной зоне в различные моменты времени $t = 5-30$ суток после запуска скважины представлено на рис. 4, где k_0 – начальная проницаемость пласта, r_w – радиус скважины.

Таким образом, экспериментально и фактически установлено, что в засоленных коллекторах с текстурной смачиваемостью структуру и свойства околоскважинной зоны определяют следующие специфические геолого-технологические эффекты: 1) рассоление пласта (улучшает абсолютную проницаемость); 2) защемление привнесенной воды в поровом пространстве (снижает фазовую проницаемость по нефти); 3) разуплотнение и деформация наиболее промытых областей; 4) выпадение твердого солевого осадка в момент прорыва высокоминерализованного фронта закачиваемой воды.

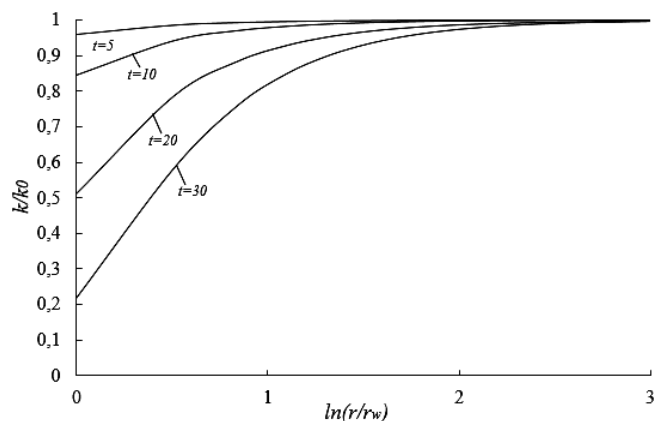


Рис. 4. Модельные профили нормированной техногенно измененной проницаемости околоскважинной зоны, сформированные вследствие выпадения твердого солевого осадка.

Структура околоскважинных зон

Для моделирования фильтрационных процессов в околоскважинной зоне проницаемость коллектора по нефти может быть представлена в общем виде функцией координат, давления и водонасыщенности (Михайлов, Зайцев, 2004): $k(r,p) = k_0 A(r) f(p) f_n(S)$, где $A(r)$ – безразмерная функция приведенной проницаемости, моделирующая ухудшение фильтрационных свойств коллектора; $f(p)$ – безразмерная функция, учитывающая зависимость проницаемости от давления при упругом режиме фильтрации; $f_n(S)$ – безразмерная функция, описывающая

модификацию фазовой проницаемости по нефти при наличии техногенно защемленной воды. Вид профиля распределения проницаемости в околоскважинной зоне зависит от совокупности реализующихся механизмов техногенного воздействия на пласт в каждом конкретном случае.

Для объекта исследования данной работы характерно наличие двух этапов формирования околоскважинной зоны: 1) при первичном вскрытии пласта технологическими жидкостями на водной основе; 2) в процессе разработки пласта при прорыве высокоминерализованного фронта воды к забою добывающей скважины. Структура околоскважинной зоны будет принципиально отличаться для двух типов коллектора, которые могут быть одновременно локализованы в пределах одного объекта разработки: 1) коллектор с низким содержанием галита; 2) коллектор с высоким содержанием галита. При этом для обоих типов коллектора характерна вариация типа смачиваемости как по площади, так и по разрезу.

Для первого типа коллектора синтетический профиль распределения нормированной проницаемости на этапе вскрытия пласта представлен на рис. 5а. Для целей наглядности демонстрации влияния специфических эффектов на структуру околоскважинной зоны здесь и далее предполагается, что кольматация пласта твердыми частицами при инфильтрации бурового раствора незначительна. Основным механизмом снижения проницаемости на этом этапе является защемление привнесенной техногенной воды, которая формирует вокруг скважины две характерные зоны: $re(r_w, r_l)$ – зона автомодельного и капиллярно-напорного режима фильтрации, $re(r_l, r_{in})$ – зона с начальным профилем водонасыщенности в результате инфильтрации при вскрытии пласта, где r_l – характерный радиус реализации капиллярно-напорного режима фильтрации, r_{in} – радиус зоны проникновения технической жидкости в пласт. Степень снижения проницаемости в околоскважинной зоне будет определяться локальным типом смачиваемости и может варьироваться по длине скважины в зависимости от пространственного расположения в пласте.

На этапе прорыва высокоминерализованного фронта воды эффект выпадения твердого солевого осадка в поровом пространстве будет приводить к модификации профиля проницаемости в околоскважинной зоне (синяя кривая на рис. 5б,в), вид которого будет оставаться монотонным и определяться соотношением характерных радиусов r_s , r_{in} , где r_s – радиус зоны, удовлетворяющей условиям выпадения твердого солевого осадка.

Для второго типа коллектора синтетический профиль распределения нормированной проницаемости в околоскважинной зоне на этапе вскрытия пласта представлен на рис. 6а. В этом случае вследствие комплексного проявления описанных выше эффектов профиль проницаемости имеет немонотонный вид с выделением трех характерных зон. Зона I, $re(r_w, r_d)$ – зона максимального рассоления коллектора, в которой происходит его разуплотнение и деформация. Зона II, $re(r_d, r_2)$ – зона рассоления коллектора с сохранением прочностных характеристик. Зона III, $re(r_2, r_{in})$ – зона с преобладающим эффектом защемления привнесенной воды. Здесь r_d – радиус зоны разуплотнения коллектора, r_2 – радиус зоны с преобладающим эффектом рассоления.

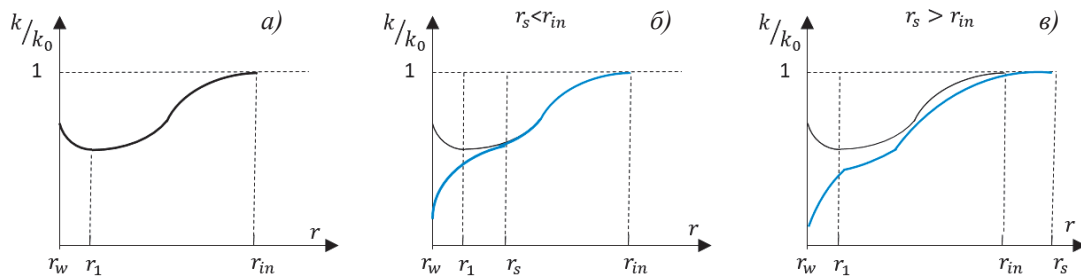


Рис. 5. Вид профиля нормированной проницаемости в околоскважинной зоне пласта с низким содержанием галита: черная кривая – этап первичного вскрытия пласта; синяя кривая – этап прорыва высокоминерализованного фронта воды.

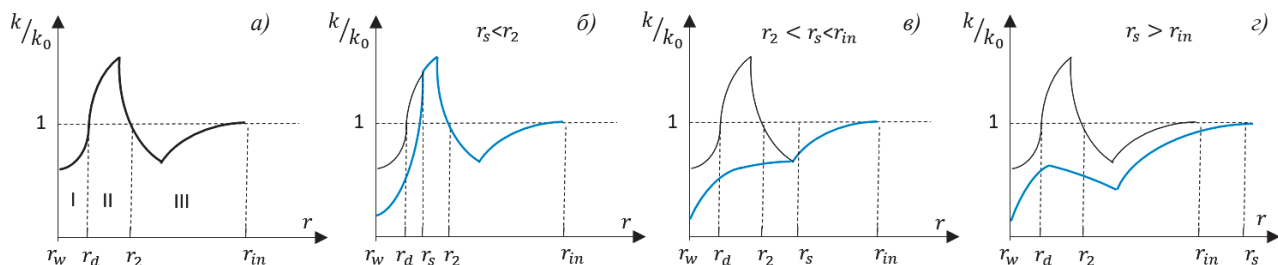


Рис. 6. Вид профиля нормированной проницаемости в околоскважинной зоне пласта с высоким содержанием галита: черная кривая – этап первичного вскрытия пласта; синяя кривая – этап прорыва высокоминерализованного фронта воды.

На этапе прорыва высокоминерализованного фронта воды вид профиля проницаемости в околоскважинной зоне будет определяться соотношением характерных радиусов r_s , r_2 , r_{in} (синяя кривая на рис. 6). При этом следует отметить, что на втором этапе в зависимости от соотношения характерных радиусов реализующихся эффектов профиль проницаемости в околоскважинной зоне может быть как монотонным (рис. 6в), так и немонотонным (рис. 6б, г).

Выводы

Выявлено, что для засоленных коллекторов с тектурной смачиваемостью характерно наличие двух этапов формирования околоскважинной зоны добывающей скважины: 1) при первичном вскрытии пласта технологическими жидкостями на водной основе; 2) в процессе разработки пласта при прорыве высокоминерализованного фронта воды к забою добывающей скважины. Показано, что специфические геолого-технологические эффекты (рассоление, защемление привнесенной воды в поровом пространстве, разуплотнение и деформация наиболее промытых областей, выпадение твердого солевого осадка в момент прорыва высокоминерализованного фронта закачиваемой воды) приводят к формированию динамически меняющихся в процессе разработки сложнопостроенных околоскважинных зон. Синергетическое влияние выявленных эффектов приводит к формированию сложных, в том числе немонотонных, профилей распределения проницаемости в околоскважинной зоне.

Полученные результаты являются базовой информацией для подготовки дизайнов геолого-технологических мероприятий по восстановлению продуктивности скважин. В частности, позволяют определить оптимальный объем для проведения обработок околоскважинной зоны различными агентами и корректно спланировать сроки их проведения.

Литература

- Воробьев В.С., Чеканов И.В., Клиновая Я.С. (2017). Модель распространения терригенных коллекторов и засоленных песчано-гравелитистых отложений в пределах месторождений центральной части Непского свода. *Геология нефти и газа*, 3, с. 47–60.
- Гильманов Я.И., Загоровский А.А., Саломатин Е.Н., Фадеев А.М. (2013). Исследование процесса рассоления при разработке засоленных терригенных коллекторов Верхнечонского месторождения. *Нефтяное хозяйство*, 1, с. 74–77.
- Гринченко В.А., Виноградов И.А., Загоровский А.А. (2013). Лабораторное исследование процесса рассоления при заводнении засоленных коллекторов Верхнечонского месторождения. *Нефтяное хозяйство*, 4, с. 100–103.
- Зайцев М.В., Михайлов Н.Н. (2006). Влияние остаточной нефтенасыщенности на фильтрацию в окрестности нагнетательной скважины. *Изв. РАН. Механика жидкости и газа*, 4, с. 94–99.
- Калинкина Н.В., Чертовских Е.О., Кунаев Р.У. и др. (2016). Организация эффективной защиты скважин от солеотложений химическими методами на примере Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения. *Научно-технический Вестник ОАО «НК «Роснефть»*, 1, с. 52.
- Кащавцев В.Е., Мищенко И.Т. (2004). Солеобразование при добыче нефти. М.: Орбита-М, 432 с.
- Михайлов Н.Н. (2006). Проницаемость пластовых систем. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.
- Михайлов Н.Н., Чирков М.В. (2009). Кинетика поражения пласта в процессе разработки залежи. *Нефтяное хозяйство*, 7, с. 100–104.
- Михайлов Н.Н., Чумиков Р.И. (2010). Экспериментальные исследования закономерностей фильтрации капиллярно-защемленных. *Нефтяное хозяйство*, 2, с. 74–76. [https://doi.org/10.1016/S1365-6937\(10\)70261-6](https://doi.org/10.1016/S1365-6937(10)70261-6)
- Попов С.Н. (2019). Аномальные проявления механико-химических эффектов при разработке залежей нефти и газа. *Автореф. дисс. доктора тех. наук*. Москва.
- Чертовских Е.О., Лапухов А.С., Качин В.А., Карпиков А.В. (2013). Проблемы добычи нефти и газа на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении, связанные с отложениями галита. *SPE Arctic and Extreme Environments Technical Conference and Exhibition*. Москва. <https://doi.org/10.2118/166895-MS>

Сведения об авторе

Леонид Андреевич Гайдуков – канд. тех. наук, докторант Института проблем нефти и газа РАН, заместитель генерального директора АО «Мессояханефтегаз» Россия, 625048, Тюмень, ул. Холодильная, д. 77

Статья поступила в редакцию 12.06.2020;

Принята к публикации 24.11.2020; Опубликовано 30.03.2021

Investigation of the structure of borehole zones at various stages of development of saline reservoirs with textural wettability

L.A. Gaydukov

Messoyakhaneftegaz JSC, Tyumen, Russian Federation

e-mail: leonid68@inbox.ru

Abstract. A laboratory and numerical study of the mechanisms that affect the structure and physical properties of the borehole zone of a production well at various stages of development of a saline formation with textural wettability was conducted. It is shown that for the object of study is characterized by the formation of complex borehole vicinity of the structure and dynamic change of properties which define the specific geotechnical effects: desalinization; pinched adscitious water in the pore space; the decompression and the strain on the washed areas; precipitation of solid salt sediment at the moment of breaking through the highly mineralized front of the injected water. The synergetic effect of these effects leads to the formation of complex, including non-monotonic, permeability distribution profiles in the near-well zone.

Keywords: oil reservoir, near-well zone, salinity, textural wettability, permeability.

Recommended citation: L.A. Gaydukov (2021). Investigation of the structure of borehole zones at various stages of development of saline reservoirs with textural wettability. *Georesursy = Georesources*, 23(1), pp. 112–117. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.1.12>

References

- Chertovskikh E.O., Lapukhov A.S., Kachin V.A., Karpikov A.V. (2013). Problems of Oil and Gas Production in the Verkhnechonskoye Oil and Gas Condensate Field Associated with Halite Depositing. *SPE Arctic and Extreme Environments Technical Conference and Exhibition*. Moscow. <https://doi.org/10.2118/166895-MS> (In Russ.)
- Gilmanov Ya.I., Zagorovskii A.A., Salomatin E.N., Fadeev A.M. (2013). Study of the desalinization process during the development of salinized terrigenous reservoirs of the Verkhnechonskoye field. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*, 1, pp. 74–77. (In Russ.)
- Grinchenko V.A., Vinogradov I.A., Zagorovskii A.A. (2013). Laboratory study of the desalinization process during flooding of salinized reservoirs

of the Verkhnechonskoye field. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*, 4. (In Russ.)

Kalinkina N.V., Chertovskikh E.O., Kunaev R.U. et al. (2016). Verkhnechonskoye: Scale Management and Inhibition. *Nauchno-tehnicheskii Vestnik OAO «NK «Rosneft»*, 1, pp. 52. (In Russ.)

Kashchavtsev V.E., Mishchenko I.T. (2004). Salt formation during oil production. Moscow: Orbita-M, 432 p. (In Russ.)

Mikhailov N.N. (2006). Permeability of reservoir systems. Moscow: Russian State University of Oil and Gas. (In Russ.)

Mikhailov N.N., Chirkov M.V. (2009). Reservoir damage kinetics during reservoir development. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*, 7, pp. 100–104. (In Russ.)

Mikhailov N.N., Chumikov R.I. (2010). Experimental studies of the regularities of filtration of capillary-trapped. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*, 2, pp. 74–76. [https://doi.org/10.1016/S1365-6937\(10\)70261-6](https://doi.org/10.1016/S1365-6937(10)70261-6) (In Russ.)

Popov S.N. (2019). Abnormal occurrence of mechanical and chemical effects in the development of oil and gas deposits. *Abstract Dr. engin. sci. diss.* Moscow.

Vorobyev V.S. et al. (2017). The distribution model of terrigenous reservoirs and saline sand-gravelite deposits within the fields of the central part of the Nepal arch. *Geologiya nefii i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 3, pp. 47–60. (In Russ.)

Zaitsev M.V., Mikhailov N.N. (2006). Influence of residual oil saturation on filtration in the vicinity of an injection well. *Izv. RAN. Mekhanika zhidkosti i gaza*, 4, pp. 94–99. (In Russ.)

About the Author

Leonid A. Gaydukov – Cand. Sci. (Engineering), Doctoral student at the Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, Deputy Director General, Messoyakhaneftegaz JSC

77, Kholodilnaya st., Tyumen, 625048, Russian Federation
e-mail: leonid68@inbox.ru

Manuscript received 12 June 2020;

Accepted 24 November 2020;

Published 30 March 2021