

УДК 622.276::550.8.013

Применение симулятора tNavigator для оценки влияния засоления пласта на разработку нефтегазоконденсатного месторождения

А.Л. Ковалёв¹, И.Ю. Корчажкина¹, Н.В. Савченко¹, Е.Л. Фомин^{1*},
Е.В. Шеберстов¹, А.А. Кузовков²

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

² ООО «Рок Флоу Динамикс», Российская Федерация, 117418, г. Москва, ул. Профсоюзная, д. 25А
* E-mail: E_Fomin@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: численное моделирование, засоленный коллектор, закачка пресной воды, растворение пластовой соли, изменение фильтрационно-емкостных свойств.

Тезисы. Продуктивные отложения ряда месторождений углеводородов в Восточной Сибири характеризуются присутствием солей в той или иной степени. Соль оказывает существенное влияние на фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов. Лабораторные эксперименты по вымыванию соли из образцов керна показывают значительные изменения структуры порового пространства и коллекторских свойств промытых образцов.

Разработка запасов нефти, приуроченных к засоленным пластам, путем закачки пресной воды имеет свои особенности, обусловленные процессом растворения твердой соли. Для учета этих особенностей при численном моделировании необходимо расширять общепринятую модель нелетучей нефти добавлением в нее возможности взаимодействия воды с пластовой солью либо использовать более сложные композиционные модели с химическими реакциями. Разработчики отечественного симулятора tNavigator, выбранного авторами в качестве инструмента для исследований, реализовали первый подход.

В настоящей статье приведены результаты численного моделирования вариантов заводнения нефтяной оторочки с использованием пресной воды в условиях низкого и высокого содержания пластовой соли. Выполненные исследования показали, что при низкой степени засоления эффект растворения пластовой соли будет незначительным и при проведении гидродинамических расчетов технологических показателей им можно пренебречь. При средней и высокой степени засоления пласта растворяющаяся соль оказывает заметное влияние на процесс вытеснения нефти. В этом случае требуется проработка проектных решений с оценкой возможных негативных последствий рассоления пласта.

Терригенные отложения в пределах некоторого рассматриваемого нефтегазоконденсатного месторождения Восточной Сибири характеризуются присутствием солей практически по всему продуктивному разрезу. Подобная картина наблюдается и на других месторождениях региона. (Из разрабатываемых месторождений известным примером может служить Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение [1]).

Соль, а это преимущественно галит, оказывает существенное негативное влияние на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород-коллекторов. Эксперименты по вымыванию соли из образцов керна в лабораторных условиях показывают значительные изменения структуры порового пространства и коллекторских свойств образцов. Проницаемость увеличивается многократно, иногда в десятки и сотни раз. Растворяющаяся в пласте соль повышает вязкость и плотность водной фазы, уменьшая тем самым соотношение подвижностей воды и нефти, что должно способствовать выравниванию фронта вытеснения и продлению периода безводной эксплуатации добывающих скважин. В то же время вымывание соли приводит к образованию зон пониженного фильтрационного сопротивления, положение и размеры которых контролируются неоднородностью распределения твердой соли в пласте. В результате закачиваемая в дальнейшем вода движется по промытым каналам, что снижает охват вытеснением. Кроме того, добыча высокоминерализованной воды неизбежно приводит к отложению части вымываемой соли на забое добывающих скважин и в скважинном оборудовании. Борьба с такого рода осложнениями в работе скважин предполагает регу-

лярное проведение специальных мероприятий, которые должны быть запланированы и отражены в проектных документах. Исходя из этого очевидно, что степень засоления пород-коллекторов необходимо принимать во внимание и по возможности учитывать при изучении сценариев разработки, предусматривающих закачку в пласт пресной воды.

Среди известных инструментов гидродинамического моделирования разработки месторождений возможность учета процесса растворения пластовой соли в расчетах с использованием модели нелетучей нефти предоставляет только отечественный симулятор tNavigator [1, 2]. Разработчики данного симулятора расширили общепринятую изотермическую модель нелетучей нефти добавлением в нее уравнения переноса соли. При этом соль рассматривается как примесь к водной фазе, а плотность и вязкость воды считаются функциями не только давления, но и концентрации растворенной в воде соли. Уравнение переноса соли содержит член, отвечающий за переход соли из твердого состояния в водный раствор, для расчета которого разработчики tNavigator используют следующее выражение [1, 2]:

$$v_{\text{sol}} = K(m_{\text{max}} - m_{\text{salt}}) / M_{\text{salt}}$$

где K – кинетический коэффициент, сут⁻¹; m_{salt} – текущая масса растворенной соли в объеме воды, содержащейся в кубометре породы, кг; m_{max} – масса соли, которая должна находиться в растворе того же объема в случае его предельного насыщения, кг; M_{salt} – молярная масса соли, кг/моль.

Изменение ФЕС породы в процессе рассолонения учитывается в модели следующим образом. Приращение порового объема приравнивается к объему, освободившемуся от твердой соли на текущем временном шаге, а для учета изменения абсолютной проницаемости коллектора вводится множитель к начальному значению, задаваемый как функция количества растворившейся твердой соли. Для характеристики количества твердой соли в симуляторе tNavigator используется величина, равная отношению объема твердой соли к объему скелета породы. Далее эта величина именуется содержанием твердой соли.

Для получения количественных зависимостей изменения абсолютной проницаемости и пористости при рассолонении от началь-

ного содержания твердой соли выполнены эксперименты на керне. Экспериментальные данные об изменении проницаемости образцов при растворении содержащейся в них твердой соли получены в интервале 0–13 % и аппроксимированы экспоненциальной зависимостью $K_{\text{кон}}/K_{\text{нач}} = \exp(31,91S_{\text{salt}})$, где $K_{\text{нач}}$ – проницаемость засоленной породы; $K_{\text{кон}}$ – проницаемость после вымывания соли; S_{salt} – начальное содержание твердой соли.

Из результатов определений на керне следует, что на некоторых участках нефтяной оторочки рассматриваемого месторождения содержание твердой соли может достигать величины 25 % и более. Экстраполяция экспоненциальной зависимости в область высоких значений S_{salt} приводит к нереалистичным величинам множителя проницаемости, поэтому для определения значений множителя в диапазоне содержания твердой соли 10–30 % построена еще одна зависимость в виде полинома второй степени $K_{\text{кон}}/K_{\text{нач}} = 4922,4S_{\text{salt}}^2 - 162,93S_{\text{salt}} + 2,25$.

Для проведения численных исследований по оценке влияния засоления пласта на показатели разработки подготовлены две секторные модели, относящиеся к разным участкам нефтяной оторочки. Первая модель построена на участке с низким содержанием твердой соли и характеризуется следующими параметрами:

- размеры модели по латерали, км: 12,4×5,9;
- размеры модели по числу сеточных блоков: 88×59×35;
- число активных сеточных блоков, ед.: 172444;
- размеры ячейки в центральной части, м: 100×100×0,66 (0,55–0,74);
- размеры ячейки на периферии, м: 312×100×0,66 (0,55–0,74).

Объем нефтенасыщенного порового пространства в первой модели составляет 18 % от общего порового объема, газонасыщенного порового пространства – 40,2 %. Основная площадь оторочки представлена подгазовой зоной.

Для второй секторной модели выбран участок оторочки с высоким содержанием твердой соли в пласте. Модель имеет следующие параметры:

- размеры модели по латерали, км: 7,1×5,1;
- размеры модели по числу сеточных блоков: 69×51×30;
- число активных сеточных блоков, ед.: 100148;

- размеры ячейки в центральной части, м: $100 \times 100 \times 0,32$ (0,22–0,42);
- размеры ячейки на периферии, м: $200 \times 100 \times 0,32$ (0,22–0,42).

Объем нефтенасыщенного порового пространства во второй модели составляет 55,3 % от общего порового объема, газонасыщенного порового пространства – 13,2 %. Наибольшая площадь оторочки представлена водонефтяной зоной.

Новым этапом процедуры создания обеих моделей стало наполнение их объемным распределением твердой соли. Указанный параметр является для рассматриваемой задачи специфическим. Опорными данными о содержании твердой соли в породах выбранных участков нефтяной оторочки послужили результаты исследований кернового материала из разведочных скважин. Распространение скважинных данных на межскважинное пространство осуществлялось в геологическом пакете RMS различными методами. В первой модели использован детерминированный подход (метод скользящего среднего), а во второй применена стохастическая процедура, основанная на алгоритме последовательного гауссовского моделирования [3].

Сводка ФЕС коллектора и содержания твердой соли в секторных моделях, полученных масштабированием соответствующих свойств из геологической модели, дана в табл. 1.

Коэффициент анизотропии абсолютной проницаемости (K_{\perp}/K_{\parallel} , где K_{\perp} , K_{\parallel} – значения абсолютной проницаемости в направлениях, перпендикулярном и параллельном плоскости напластования соответственно) на основании лабораторных определений на керне принят равным 0,6.

Капиллярные характеристики пород-коллекторов получены методом полупроницаемой мембраны для основных классов проницаемости. Принятые пределы проницаемости для каждого класса коллектора приведены в табл. 2. Средние кривые капиллярного давления в системе «нефть – вода» в пластовых условиях представлены на рис. 1.

Функции относительных фазовых проницаемостей (ОФП) в системе «нефть – вода» для коллекторов различных классов аппроксимировались с использованием известной корреляции Кори. При этом остаточная водонасыщенность для каждого класса соответствует определенной на капилляриметре. Остаточная нефтенасыщенность и ОФП по нефти при остаточной водонасыщенности определены для всех классов на основе экспериментальных данных по вытеснению нефти водой. ОФП по воде при остаточной нефтенасыщенности принята одинаковой для всех классов (0,075). ОФП в системе «нефть – газ» получены путем масштабирования данных ранее выполненных экспериментов [4] на величины остаточных

Таблица 1

Сводка ФЕС коллектора и содержания твердой соли в секторных моделях 1 и 2

Свойство	Интервал / среднее значение	
	модель 1	модель 2
Пористость, %	4,5–29 / 16,78	3–25,9 / 15,32
Газонасыщенность, %	58,7–94,7 / 86,5	60–98,6 / 89,2
Нефтенасыщенность, %	47,4–94,7 / 84,3	47,9–98,3 / 86,3
Абсолютная проницаемость, мД	23,4–4120 / 713,5	1–2099 / 497,4
Содержание твердой соли, %	0–2,24 / 0,36	0–27,97 / 5,28

Таблица 2

Пределы проницаемости для коллекторов различных классов

Класс коллектора	Проницаемость, мД
I	> 2000
II	1000–2000
III	500–1000
IV	100–500
V	50–100
VI	10–50
VII	< 10

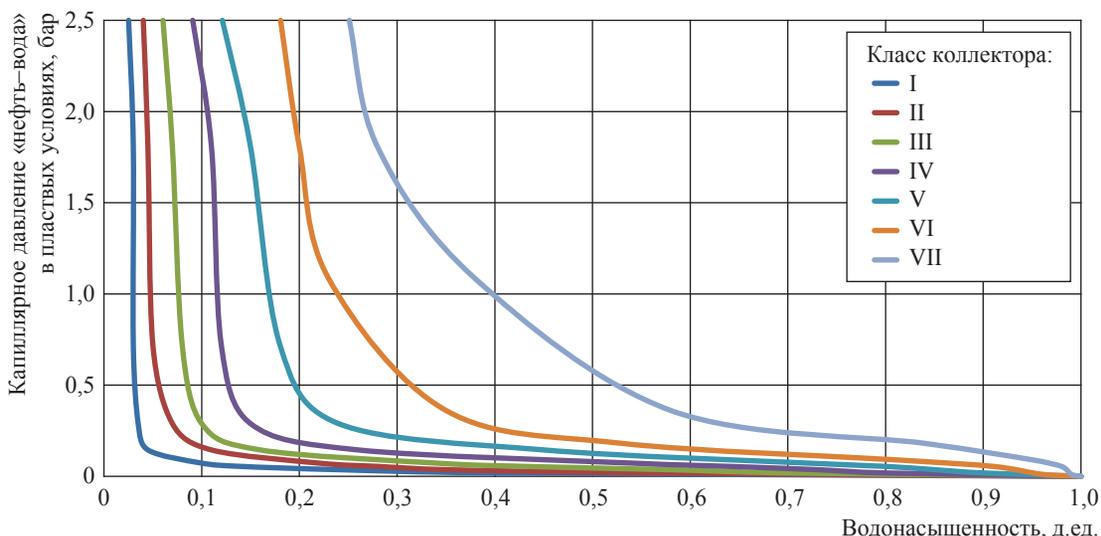


Рис. 1. Зависимость капиллярного давления в системе «нефть – вода» в пластовых условиях от водонасыщенности для коллекторов семи классов

водонасыщенностей для коллекторов всех семи классов.

Для получения оценки величины кинетического коэффициента, характеризующего скорость растворения твердой соли в породах рассматриваемого месторождения, и дальнейшего использования ее в расчетах на секторных моделях проведена работа по воспроизведению лабораторных экспериментов по рассолонению керна с применением симулятора tNavigator. Условия вычислительного эксперимента задавались по аналогии с условиями лабораторного эксперимента. В ходе адаптации воспроизводились кинетические кривые, представляющие собой отношение массы растворившейся соли к первоначальной массе твердой соли в образцах керна. Для подгонки расчетных кинетических кривых к экспериментальным в численных моделях варьировалась только величина кинетического коэффициента. В некоторых случаях для различных частей модели использовались различные значения кинетического коэффициента. Таким способом обработаны эксперименты, выполненные на керне из шести скважин (табл. 3).

Как видно, полученные оценки заметно различаются. Среднее по всем моделям значение кинетического коэффициента, принятое для расчетов на секторных моделях, составляет 3,8 сут⁻¹. Неопределенность, связанную с величиной кинетического коэффициента, было решено отобразить в технологических показателях разработки посредством дублирующих

расчетов с использованием еще одного значения, отличающегося от предыдущего на порядок: 0,38 сут⁻¹.

Хорошо известно о влиянии выбора расчетной сетки на результаты численного моделирования. Численное решение одной и той же задачи может изменяться при переходе от мелко-масштабной сетки к крупномасштабной, а также при повороте осей сетки. Особенно сильно выбор дискретизации моделируемой области влияет на расчеты процессов фильтрации, сопровождающихся быстрым изменением коллекторских свойств породы и/или подвижности флюидов. Именно к таким процессам относится закачка пресной воды в засоленный нефтенасыщенный пласт. Тестовые расчеты на синтетической модели подтвердили, что при моделировании заводнения с учетом растворения твердой соли влияние ориентации сетки на результаты расчета усиливается.

**Таблица 3
Результаты адаптации лабораторных экспериментов по рассолонению керна с применением симулятора tNavigator**

Скважина, из которой отобран керн	Кинетический коэффициент, сут ⁻¹
46	1,7–2,7
59	5,5
71	1,2
74	6,3
77	4,0–4,3
53 (модель 1)	0,8–2,5
53 (модель 2)	1,2–3,5

Для оценки масштаба влияния сеточных эффектов на прогнозируемый уровень добычи нефти выполнены расчеты на четырех сеточных моделях одного и того же участка нефтяной оторочки. Выбранный участок представляет элемент семиточечной системы разработки и характеризуется повышенным содержанием твердой соли (7,3 %). На участке расположены одна нагнетательная и четыре добывающие скважины с горизонтальным окончанием ствола длиной 400 м, а также две скважины с горизонтальным окончанием ствола длиной 200 м, которые представляют собой «половины» добывающих скважин.

При задании ориентации расчетной сетки рассмотрены два случая: А – направление осей сетки выбрано таким, чтобы стволы горизонтальных скважин были параллельны одной из осей; Б – оси расчетной сетки повернуты на 45° относительно сетки, выбранной в первом случае. Для каждого варианта ориентации построены по две гидродинамические сетки с различными размерами ячеек в плане: 100×100 , 33×33 м (рис. 2).

Выполненные расчеты показали, что в рассматриваемом примере ориентация расчетной сетки сильнее влияет на показатели добычи нефти, чем размер ячеек (рис. 3). Это связано

с более поздним обводнением скважин участка в вариантах группы А.

Заметное различие в величинах коэффициента извлечения нефти (КИН) появляется лишь тогда, когда в вариантах группы Б происходит отключение скважин из-за достижения обводненностью продукции установленного ограничения (98 %). Итоговое различие в накопленной добыче нефти не столь велико, поэтому для данной схемы расстановки и типа скважин ориентационным эффектом решено было пренебречь.

Для разработки нефтяной оторочки рассматриваемого месторождения численно исследовался вариант заводнения с использованием пресной воды в условиях низкого и высокого содержания пластовой соли. На площади первой секторной модели было размещено 66 скважин: 33 добывающих и 33 нагнетательных (рис. 4). Добывающие скважины работают в режиме заданных в пластовых условиях дебитов, величины которых подбирались индивидуально с учетом коллекторских свойств в окрестности скважин и близости газонефтяного контакта. Нагнетательные скважины работают в режиме заданной компенсации отбора, которая подбиралась для получения максимального КИН.

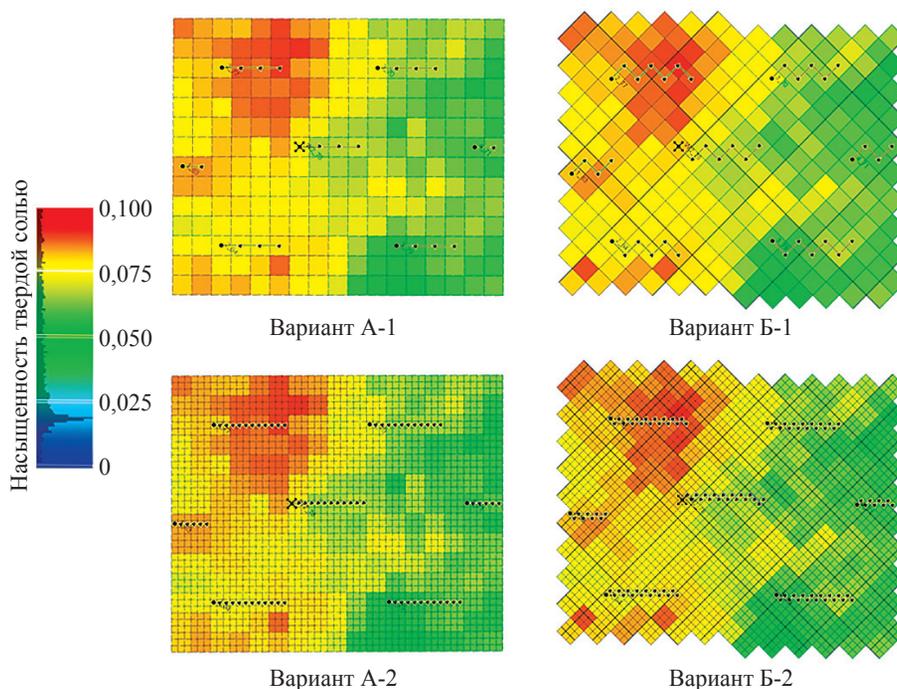


Рис. 2. Вид (в плане) четырех расчетных сеток, построенных для оценки влияния способа дискретизации моделируемой области на интегральные показатели добычи нефти

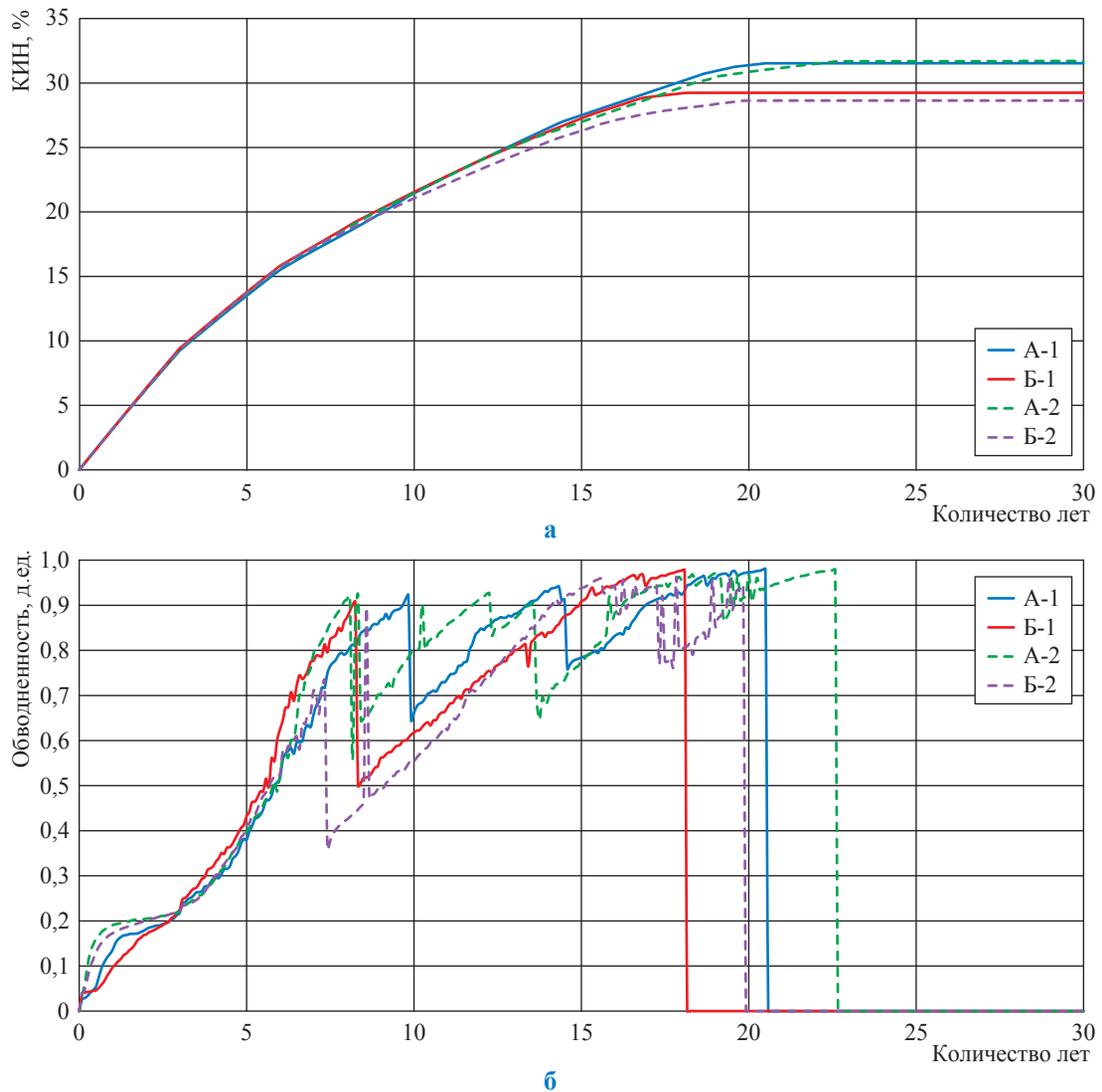


Рис. 3. Динамика КИН (а) и обводненности (б) для вариантов А-1, Б-1, А-2, Б-2

На площади второй модели расположено 74 скважины, из которых 49 добывающих и 25 нагнетательных (рис. 5). Добывающие скважины работают в режиме заданных дебитов нефти, величины которых, как и для первой модели, подбирались индивидуально. Нагнетательные скважины работают в режиме заданной компенсации отбора.

Результаты расчетов КИН в случае заводнения с использованием пресной воды для первой секторной модели представлены на рис. 6, для второй модели – на рис. 7.

Показатели извлечения нефти на первом участке (см. рис. 6) получились близкими и невысокими для всех вариантов (КИН $\approx 8\%$). Небольшое преимущество имеет вариант без растворения пластовой соли (1-1). Причины низкой эффективности – активные проявления

газовых конусов и установленное технологическое ограничение на максимальный газовый фактор.

На втором участке (см. рис. 7) показатели извлечения нефти оказались существенно выше. Здесь при заводнении вариант без растворения пластовой соли (2-1) получает уже заметное преимущество (3,2 абс. %). Выигрыш варианта 2-1 объясняется следующим образом. Исходный суммарный объем пресной воды и твердой соли больше объема получающегося раствора. Вследствие этого при одинаковых объемах закачки пластовое давление в вариантах, учитывающих растворение твердой соли, оказывается ниже. Чем больше соли первоначально содержится в пласте, тем существеннее разница между пластовыми давлениями. Для вариантов 2-1,

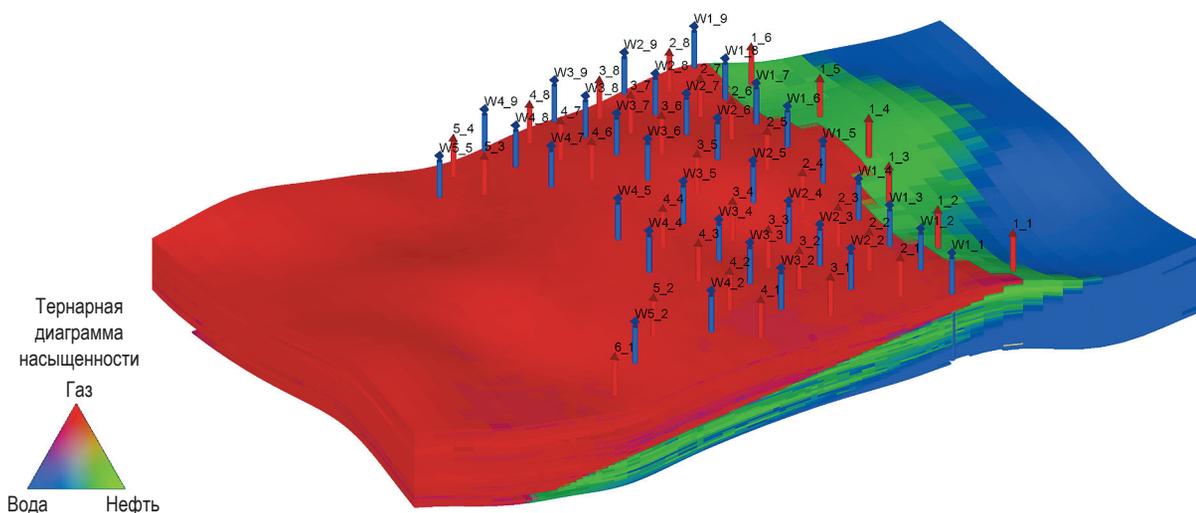


Рис. 4. Общий вид секторной модели 1 с указанием зон насыщения и расстановки эксплуатационных скважин

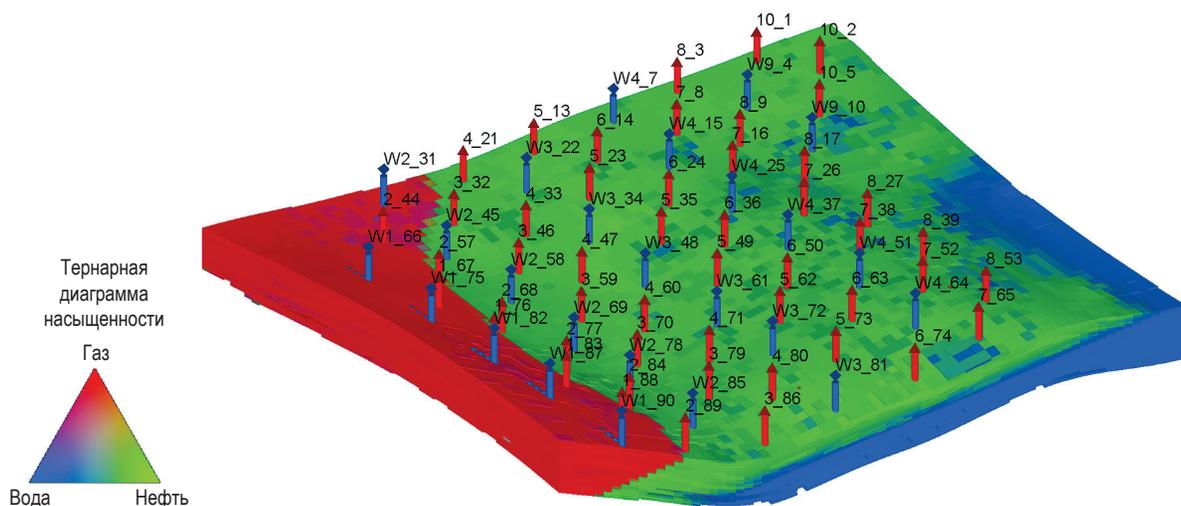


Рис. 5. Общий вид секторной модели 2 с указанием зон насыщения и расстановки эксплуатационных скважин

2-2 и 2-3 она достигает 2,5–3 МПа. Падение пластового давления приводит к уменьшению добычи жидкости и компенсирующего объема закачки. Таким образом, и объем добытой нефти, и объем закачанной воды для варианта без учета рассолонения породы оказывается выше (для воды – примерно на четверть).

Выполненные расчеты показали, что величина кинетического коэффициента не оказывает существенного влияния на интегральные показатели добычи нефти. Представляет также интерес масштаб влияния пространственного распределения твердой соли в пласте. С этой целью средствами геологического пакета RMS сгенерированы 10 равновероятных реализаций

поля насыщенности твердой солью для секторной модели 2. Результаты расчетов (рис. 8) свидетельствуют о заметном влиянии характера распределения твердой соли в объеме пласта на технологические показатели извлечения нефти.

По результатам численных исследований влияния засолонения пласта на разработку запасов нефти с использованием пресной воды можно отметить следующее. При низкой степени засолонения (модель 1) влияние эффекта растворения пластовой соли будет незначительным, и при проведении гидродинамических расчетов технологических показателей им можно пренебречь. При сред-

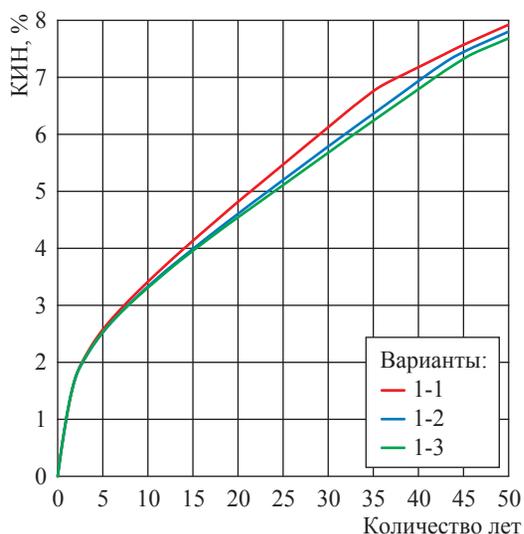


Рис. 6. Динамика КИН для секторной модели 1 в случае заводнения с использованием пресной воды.

Здесь и далее на рис. 7 первая цифра номера варианта соответствует номеру секторной модели; вторая цифра: 1 – растворение пластовой соли в расчете не учитывается; 2 – значение кинетического коэффициента составляет 0,38 сут⁻¹; 3 – значение кинетического коэффициента составляет 3,8 сут⁻¹

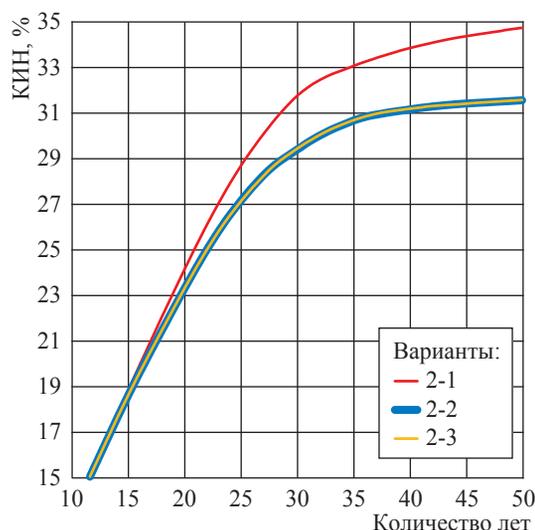


Рис. 7. Динамика КИН для секторной модели 2 в случае заводнения с использованием пресной воды

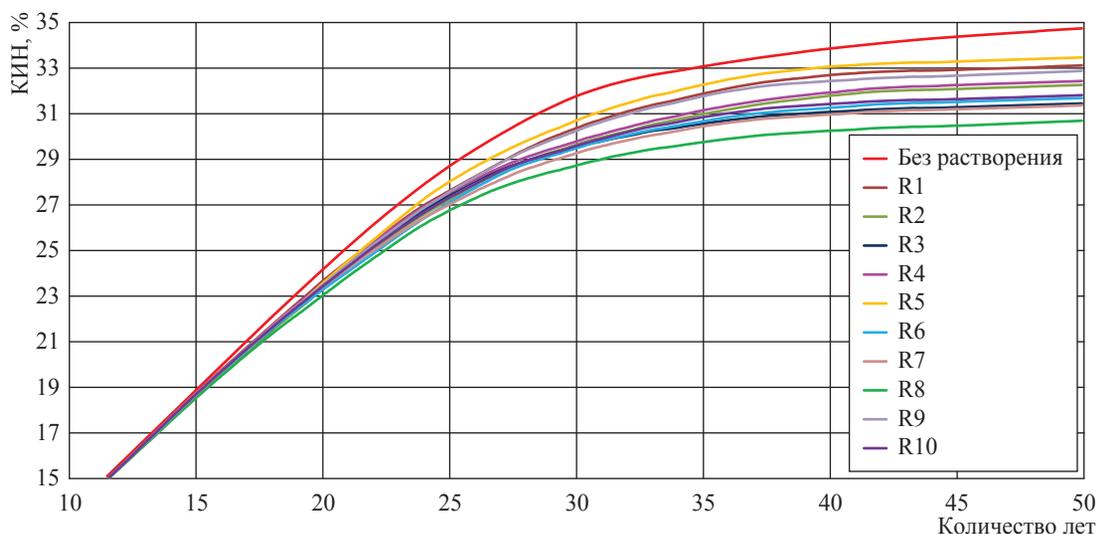


Рис. 8. Динамика КИН в случае заводнения на секторной модели 2 для десяти реализаций (R) поля насыщенности твердой солью

ней и высокой степени засоления пласта (модель 2) растворяющаяся соль оказывает заметное влияние на процесс вытеснения нефти. В этом случае требуется проработка проектных решений с оценкой возможных негативных последствий рассоления пласта.

Увеличение порового объема, вызванное растворением твердой соли, не компенсируется приращением объема раствора соли и влечет за собой снижение пластового давления. Пресная вода, закачиваемая в засоленный коллектор, расходуется не только на вытеснение

нефти, но и на заполнение того объема в окрестности нагнетательных скважин, который занимала растворившаяся соль. Таким образом, закачка воды становится менее эффективной.

Неопределенность, связанная со значением кинетического коэффициента растворения соли, в рассматриваемых случаях проявила себя незначительно. А вот неопределен-

ность пространственного распределения твердой соли в пласте известным образом повлияла на показатели разработки. Для детализации картины распространения солей по площади продуктивных отложений, по всей видимости, требуется привлечь не только скважинные данные, но и результаты исследований полевой геофизики [5].

Список литературы

1. Виноградов И.А. Лабораторное и численное исследование процесса рассоления засоленных терригенных коллекторов Верхнечонского месторождения / И.А. Виноградов, А.А. Загоровский, К.Ю. Богачев и др. – SPE 176630. – 2015.
2. Bogachev K.Yu. Numerical modelling of salty reservoir waterflooding with fresh water / K.Yu. Bogachev, S.V. Milyutin, V.I. Dzuba. – SPE 162091. – 2012.
3. RMS 2012 User Guide. Roxar Software Solutions. – Stavanger, Norway. – 3070 p.
4. Троицкий В.М. Обоснование выбора агентов вытеснения нефти при разработке нефтегазоконденсатных месторождений Восточной Сибири по результатам экспериментальных исследований / В.М. Троицкий, С.Г. Рассохин, А.Ф. Соколов и др. // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 2 (18). – С. 98–105.
5. Шубин А.В. Изучение эффекта засоления порового пространства терригенного коллектора по сейсмическим данным / А.В. Шубин, В.И. Рыжков // Геофизика. – 2013. – № 5. – С. 17–25.

Application of tNavigator simulator for estimation of reservoir salination impact to development of an oil-and-gas-condensate field

A.L. Kovalev¹, I.Yu. Korchazhkina¹, N.V. Savchenko¹, Ye.L. Fomin^{1*}, Ye.V. Sheberstov¹, A.A. Kuzovkov²

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninsky District, Moscow Region, 142717, Russian Federation

² Rock Flow Dynamics LLC, Bld. 25A, Profsoyuznaya street, Moscow, 117418, Russian Federation

* E-mail: E_Fomin@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Producing horizons of some hydrocarbon fields in Eastern Siberia are being characterized with varying presence of salt. Salt essentially affects the reservoirs' porosity and permeability. Fresh water coreflood experiments reveal significant changes in samples' pore space structures and properties due to solid salt dissolution. Therefore development of petroleum reserves in saline reservoir by injection fresh water could be called specific due to dissolution process. To consider these peculiarities at numerical simulation, it is necessary to enlarge a well-known isothermal black oil model by adding the capability of injected water and formation salt interaction, or to use more complicated compositional models with chemical reactions. Developers of tNavigator simulator, which authors chose as a research instrument, have implemented the first approach.

The simulation results of oil rim waterflooding with fresh water for cases of low and high reservoir salt concentration are presented in this paper. Performed study showed that in case of low concentration effect of salt dissolution will be insignificant and it could be ignored in predictive calculations of recovery coefficient. When salt concentration is high or medium, the dissolving salt seriously affects oil displacement mechanism. In this case analysis of projects with estimation of possible negative consequences of reservoir salt dissolution is necessary.

Keywords: numerical simulation, saline reservoir, fresh-water flooding, reservoir salt dissolution, reservoir porosity and permeability changes.

References

1. VINOGRADOV, I.A., A.A. ZAGOROVSKIY, K.Yu. BOGACHEV et al. *Laboratory and numerical studies of desalination process in salinated terrigenous reservoirs of Verkhnechonskoye field* [Laboratornoye i chislennoye issledovaniya protsessa rassoleniya zasolonennykh terrigennykh kollektorov Verkhnechonskogo mestorozhdeniya]. SPE paper 176630. SPE Russian Petroleum Technology Conference, 26–28 October, Moscow, Russia, 2015. (Russ.).
2. BOGACHEV K.Yu., S.V. MILYUTIN, V.I. DZUBA. *Numerical modelling of salty reservoir waterflooding with fresh water*. SPE paper 162091. SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, 16–18 October, Moscow, Russia, 2012. (Russ.).
3. *RMS 2012 User Guide. Roxar Software Solutions*. Stavanger, Norway, 2012.
4. TROITSKIY, V.M., S.G. RASSOKHIN, A.F. SOKOLOV et al. Justification of the choice of oil displacement agents for development of oil/gas/condensate fields in Eastern Siberia on the basis of experimental study results [Obosnovaniye vybora agentov vytesneniya nefi pri razrabotke neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy Vostochnoy Sibiri po rezultatam eksperimentalnykh issledovaniy]. *Vesti gazovoy nauki: Actual Problems of Research of Stratal Hydrocarbon Systems* [Aktualnyye voprosy issledovaniy plastovykh system mestorozhdeniy uglevodorodov]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014, no. 2 (18), pp. 98–105. ISSN 2306-8949. (Russ.).
5. SHUBIN, A.V. and V.I. RYZHKOV. Studying an effect of salination in porous space of a terrigenous reservoir using seismic data [Izucheniye effekta zasoleniya porovogo prostranstva terrigennogo kollektora po seysmicheskim dannym]. *Geofizika*. 2013, no. 5, pp. 17–25. ISSN 1681-4568. (Russ.).

20 SP 18 RS

II Международная научно-практическая конференция «Актуальные вопросы исследования нефтегазовых пластовых систем» (SPRS-2018)

В сентябре 2018 г. в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» планируется проведение II Международной научно-практической конференции «Актуальные вопросы исследования нефтегазовых пластовых систем» (SPRS-2018). Организаторы – ПАО «Газпром» и ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

Среди основных тем конференции:

- современное состояние, проблемы и перспективы исследований пластовых систем (кern, флюиды) месторождений нефти и газа;
- совершенствование системного подхода к исследованиям kern и пластовых флюидов нефтегазовых месторождений в ПАО «Газпром» (Корпоративная система исследований kern и флюидов);
- современные методы исследований kernового материала и пластовых флюидов.
- методы моделирования фазового поведения пластовых систем.

Формат конференции предполагает пленарное заседание (1-й день) и работу следующих технических секций (2-й день):

- A. Газоконденсатные и газодинамические исследования скважин;
- B. Исследования kern пород-коллекторов и пород-покрышек залежей нефти и газа;
- C. Пластовые флюиды и их компоненты;
- D. Фильтрация многофазных систем.