



УДК 622.276:552.578.2.061.4

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2020

ОПЫТ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ С ЗАСОЛЕННЫМ КОЛЛЕКТОРОМ. ЧАСТЬ 2

С.Б. Комалов, А.А. Мальцев, Г.Ю. Щербаков¹

Санкт-Петербургский горный университет (199106, Россия, г. Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21-я линия, 2)

¹ООО «Газпромнефть-НТЦ» (190000, Россия, г. Санкт-Петербург, набережная реки Мойки, 75–79, литера Д)

EXPERIENCE IN DESIGN OF ENGINEERING OF THE FIELD WITH A SALINIZED RESERVOIR IN EASTERN SIBERIA. PART 2

Saidabrор B. Komalov, Andrey A. Maltsev, Georgy Yu. Shcherbakov¹

Saint Petersburg Mining University (2 21st line, Vasilyevsky island, Saint Petersburg, 199106, Russian Federation)

¹Gazpromneft NTC LLC (75-79, building D, Moika river embankment, Saint Petersburg, 190000, Russian Federation)

Получена / Received: 02.10.2019. Принята / Accepted: 10.01.2020. Опубликовано / Published: 02.03.2020

Ключевые слова:

разработка месторождений, ТРИЗ, засоленный коллектор, неорганические осадки, моделирование рассоления, расчет продуктивности скважин.

Приведен опыт проектирования месторождения, осложненного высоким уровнем неопределенности по геологическому строению, аномальными свойствами и составом пластовой воды, наличием галита в поровом пространстве коллектора. Поддержание пластового давления – одно из обязательных условий обеспечения планируемых уровней добычи, однако его реализация не всегда тривиальная задача. На месторождении Восточной Сибири с высокой неоднородностью коллектора, низкой проницаемостью и засолением исследована проблема моделирования засоленного коллектора. Рассмотрен опыт определения оптимальной системы разработки с использованием современных методов моделирования, анализа и расчетов. Были выполнены многовариантные расчеты с помощью гидродинамической модели, за основу которой взята вероятностная геологическая модель. Использована методика выбора основных вариантов геологической модели, соответствующей вероятности 10; 50 и 90 % с учетом двух факторов: начальных геологических запасов и связности коллектора. Проведена качественная и количественная оценка изменения продуктивности добывающих скважин вследствие изменений термобарических выпадением органических и неорганических осадков в призабойной зоне пласта. Выполнен анализ пластовой воды и минералогического состава горной породы. Эти данные были использованы при моделировании образования органических и неорганических отложений в призабойной зоне пласта вследствие изменений термобарических условий при добыче и закачке жидкости в пласт. Моделирование образования твердой фазы при фильтрации жидкости в призабойной зоне пласта позволило выявить пороговые значения эксплуатационных характеристик скважины и уровней забойного давления, а также зависимости ухудшения фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта от количества прокачанной жидкости при выбранном режиме работы скважины.

Key words:

reservoir engineering, hard-to-recover deposits, salinized reservoir, inorganic sediments, desalination modeling, well productivity calculation.

The paper presents the experience in design of engineering of the field complicated by a high level of uncertainty in the geological structure, anomalous properties and composition of formation water and presence of halite in the pore space of the reservoir as well. Maintaining reservoir pressure is one of the prerequisites for ensuring the planned production levels, however, it is not always a trivial task to implement that. The problem of modeling the salinized reservoir in the field of Eastern Siberia with high heterogeneity of the reservoir, low permeability and salinization is considered. The experience of determining the optimal production pattern using modern methods of modeling, analysis and calculation is considered. Multivariate calculations are performed using the hydrodynamic model based on a probabilistic geological model. The technique of choosing the main options for the geological model corresponding to probability 10 was used; 50 and 90 %, taking into account two factors: initial geological reserves and reservoir connectivity. A qualitative and quantitative assessment of changes in the productivity of wells due to complications caused by the loss of organic and inorganic sediments in the bottomhole formation zone (PHFZ). Formation water and mineralogical composition of the rock are analyzed. The analysis data were used to model the formation of organic and inorganic deposits in the bottomhole formation zone due to changes in thermobaric conditions during production and injection of fluid into the formation. Modeling of the formation of a solid phase during fluid filtration in the BHFZ allowed to identify threshold values of the well's operational characteristics and bottomhole pressure levels, as well as the dependence of the deterioration of the reservoir properties of the BHFZ on the amount of pumped fluid at the selected well operation mode.

Комалов Саидаброр Бахтиярович – аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений (тел.: +007 999 549 28 10, e-mail: komalov@me.com). Контактное лицо для переписки.

Мальцев Андрей Андреевич – аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений (тел.: +007 911 789 25 49, e-mail: Maltsev.pstbox@gmail.com).

Щербаков Георгий Юрьевич – руководитель направления (тел.: +007 812 313 69 24 (3028)), e-mail: Shcherbakov.gu@gazpromneft-ntc.ru).

Saidabrор B. Komalov – PhD student at the Department of Reservoir Engineering (tel.: +007 999 549 28 10, email: komalov@me.com). The contact person for correspondence.

Andrey A. Maltsev (Author ID in Scopus: 57211248436) – PhD student at the Department of Reservoir Engineering (tel.: +007 911 789 25 49, e-mail: Maltsev.pstbox@gmail.com).

Georgy Yu. Shcherbakov – Head of the Direction (tel.: +007 812 313 69 24 (3028)), e-mail: Shcherbakov.gu@gazpromneft-ntc.ru).

Введение

Рассматриваемое месторождение осложнено высоким уровнем неопределенности по геологическому строению [1–3], аномальными свойствами и составом пластовой воды, наличием галита [4] в поровом пространстве коллектора. По совокупности геолого-физических свойств (тип коллектора, низкие значения пористости и проницаемости, высокая расчлененность пластов) запасы углеводородов продуктивных пластов месторождений являются трудноизвлекаемыми. Основные характеристики месторождения:

- высокая расчлененность коллектора, блочное строение;
- низкие фильтрационно-емкостные свойства;
- низкая пластовая температура;
- наличие засоления коллектора;
- высокая минерализация пластовой воды.

Основным продуктивным участком являются терригенные отложения со средними значениями пористости 10 %, проницаемость – от 1 мД до 1 Д, среднее значение 150 мД, эффективные нефтенасыщенные толщины в среднем 8–10 м. В связи с массивностью залежи можно выделить значительные чисто газовые зоны, подгазовые зоны, зоны чисто нефтяные и с подстилающей водой.

Построение фильтрационной модели

Цифровая фильтрационная модель позволяет методом вычислительного эксперимента просчитать последствия принятия того или иного технологического решения производственной задачи. Создание постоянно действующей гидродинамической модели ставило своей целью решение задач поиска оптимального сценария разработки месторождения [5], а именно:

- изучение процессов фильтрации флюидов в продуктивных пластах;
- определение оптимальных параметров системы разработки;
- исследование возможностей интенсификации разработки объектов;
- определение оптимального сценария разработки;
- прогноз вероятных объемов добычи.

Запасы нефти месторождения, вследствие низкой проницаемости и высокой геологической неоднородности, относятся к трудноизвле-

каемым. Это обуславливает необходимость в искусственном поддержании пластового давления при эксплуатации залежи с самого начала разработки [6, 7]. При закачке воды в коллектор, особенно с низкой проницаемостью, на процесс вытеснения нефти водой наибольшее влияние оказывают структура порового пространства, а также характер смачиваемости породы и набухаемость глинистых минералов. Отличительными особенностями рассматриваемого объекта являются засоленность [8–10], высокая минерализация пластовой воды – 400 г/л, а также ее высокая вязкость – 4 сПз.

Агентом поддержания пласта на текущий момент принята низкоминерализованная вода [11] вышележащих пластов, которая при закачке в пласт будет вступать в реакцию с пластовой водой, снижая ее минерализацию, и также реагировать с кристаллами соли, изменяя геометрию порового пространства. В рамках выбора технологии и агента поддержания пластового давления (ППД) проведен ряд лабораторных исследований с использованием керна и флюидов месторождения [12, 13]. Лабораторные следования выявили, что при закачке агента заводнения происходит значительное изменение структуры порового пространства – увеличение пористости, проницаемости, связанности поровых каналов и т.д. [10].

В многофазных цифровых фильтрационных моделях большую роль играют функции относительных фазовых проницаемостей (ОФП) [14]. Эти функции эмпирические и определяются в лабораторных условиях на керновом материале или же аналитически, с использованием обобщенных зависимостей. На функции ОФП влияет много факторов: структурная характеристика пористой среды, смачиваемость, направленность изменения насыщения и т.д. Но масштаб лабораторных исследований на керне несравним с масштабом месторождения, поэтому при необходимости функции относительных фазовых проницаемостей и капиллярных давлений могут претерпевать модификацию в процессе адаптации модели к фактическим данным разработки.

Для учета влияния засоления порового пространства при закачке пресной воды была проведена работа по модификации ОФП [12]. Были воссозданы лабораторные исследования по рассолению и получены коэффициенты модели

рассоления. Создание полномасштабной модели с химической опцией рассоления требует большого количества временных ресурсов и не подходит для выполнения вероятностных расчетов. Для ускорения расчетов была выполнена работа по адаптации модели с использованием модифицированных функций относительных фазовых проницаемостей (МОФП) с учетом рассоления. Результаты представлены на рис. 1. Как можно заметить, значительное изменение кривой ОФП по воде связано с увеличением проницаемости после рассоления. Следует отметить, что кривые МОФП учитывают также изменение вязкости пластовой воды на фронте вытеснения при закачке пресной воды.

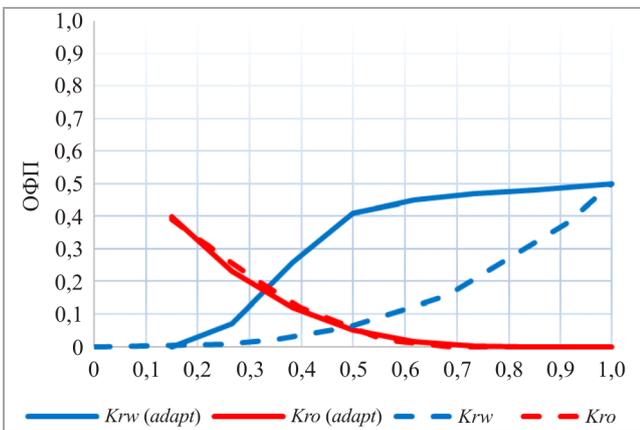


Рис. 1. Сопоставление ОФП, полученных в лаборатории при исследовании керна, и МОФП: K_{rw} и K_{ro} – зависимости относительной фазовой проницаемости по воде и нефти соответственно (по результатам исследований на керне) от насыщенности пористой среды водной фазой; $K_{rw} (adapt)$ и $K_{ro} (adapt)$ – модифицированная зависимость относительной фазовой проницаемости по воде и нефти соответственно (по результатам адаптации гидродинамической модели) от насыщенности пористой среды водной фазой

На этапе построения были созданы такие геологические модели, которые описывают имеющиеся неопределенности коллектора, из них необходимо было выбрать три репрезентативные реализации, именно они в дальнейшем могут быть использованы. С целью решения данной задачи были выполнены расчеты с применением модуля GeoScreening, позволяющего с помощью линий тока выявить наиболее валидные модели с вероятностью 10; 50 и 90 % (далее будут обозначаться p_{10} – p_{50} – p_{90}) не только по запасам, но и с учетом связанного порового

объема. По результатам расчетов (рис. 2) были выбраны модели, которые описывали три варианта сценария – оптимистичный, базовый и пессимистичный (p_{10} – p_{50} – p_{90} соответственно).

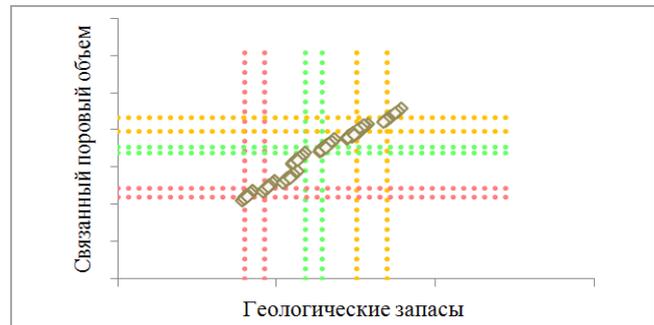


Рис. 2. Выбор трех основных сценариев геологической модели по нескольким показателям

Модели отличались различной структурой, распределением фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и коллектора, а также ограничивались существенным разбросом значений показателей газонефтяного и водонефтяного контакта. В результате разница в запасах моделей пессимистичного и оптимистичного вариантов достигает двух раз.

Обоснование профилей скважин

Для учета рисков изменения продуктивности добывающих и нагнетательных скважин в процессе разработки месторождения был проведен ряд лабораторных и цифровых исследований.

Первый этап: сбор и обработка информации – результатов лабораторных исследований [15], направленных на определение геолого-физических характеристик объекта разработки:

- пористость, проницаемость, фильтрационные характеристики породы;
- минералогический состав породы;
- минералогический состав пластовой воды;
- компонентный состав нефти;
- физические свойства пластовых флюидов в пластовых условиях;
- петрофизические зависимости.

Далее были собраны результаты специальных фильтрационных исследований, направленных на выбор агента ППД. В рамках лабораторных исследований получены зависимости изменения проницаемости от количества прокачанного поровых объемов воды для разной минерализации и начальной проницаемости (в рамках

лабораторных исследований принято, что доля галита в породе пропорциональна ее проницаемости). Эти зависимости были учтены в ходе многовариантных расчетов с целью выбора эффективной системы ППД.

Второй этап: качественный анализ рисков ухудшения проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП) вследствие техногенного воздействия в период эксплуатации добывающих скважин. Помимо кольматации ПЗП, которая происходит при выполнении различных операций на скважине (бурение, глушение, гидроразрыв пласта, капитальный ремонт скважин и т.п.), существуют риски ухудшения ФЕС ПЗП в течение эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин [16–22]. Основным риском для добывающих скважин, особенно учитывая аномальность минералогического состава породы и пластовой воды и термобарических условий залежи, является выпадение органических и неорганических осадков.

Для качественного и количественного прогнозирования выпадения органических осадков из нефти (асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО)) при изменении термобарических условий (моделирование процесса притока нефти к забою скважины) необходимо знать исходные данные: термобарические условия, компонентный состав нефти, молярную массу компонентов, массовую долю парафинов и асфальтенов в составе нефти, молярную массу нефти. Большая часть информации получена с помощью лабораторных исследований образцов глубинных проб нефти. Однако для расчета количества выпавших асфальтенов необходимо знать более детальный компонентный состав, а не тот, который обычно определяется в рамках стандартных исследований. В текущей ситуации было решено воспользоваться моделью расширения компонентного состава. Для этого фракцию C7+ можно разбить на большее количество компонентов [22]. Затем был проведен расчет фазового равновесия пластовой нефти при заданных термобарических условиях на основе уравнения состояния многокомпонентной углеводородной системы [23–32]. В результате получены зависимости объемной доли выпавших АСПО от температуры и давления системы (рис. 3). Таким образом выявлено, что

при забойном давлении выше 9 МПа риск выпадения АСПО в ПЗП минимален. В ходе вычислений было использовано большое количество коэффициентов, взятых по аналогии, методом корреляции или из литературы. В дальнейшем планируется проведение расширенной программы лабораторных экспериментов для подтверждения используемой модели.

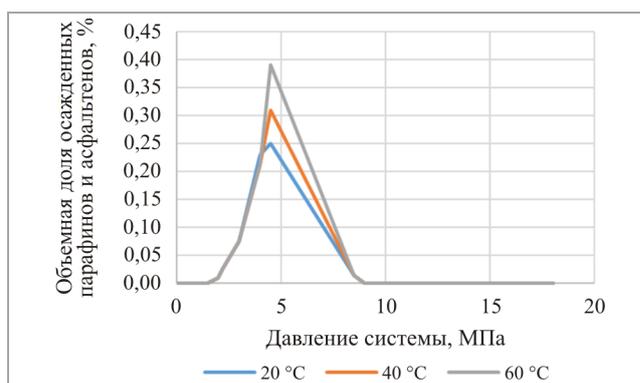


Рис. 3. Зависимость объемной доли выпавших АСПО от давления для пласта

Для прямого расчета возможности выпадения органических отложений и сопутствующих процессов, влияющих на изменение ФЕС, использована модель, учитывающая фильтрацию водной фазы и изменение массы породы и отложений солей [33, 34]. Качественная модель определяет, что происходит с солевой компонентой при текущих термобарических условиях (в зависимости от коэффициента термодинамической разрешенности) [35]. Количественная модель представлена системой уравнений, которая решалась численно с использованием разностной схемы, где первое уравнение – уравнение сохранения массы для соли, второе – уравнение неразрывности для нефти, третье – уравнение неразрывности для воды, четвертое – уравнение сохранения массы для породы (скелета).

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial \varepsilon \omega S \rho_w}{\partial t} + \operatorname{div} \rho_w \omega V_w = -\rho_{salt} \frac{\partial (1 - \varepsilon)}{\partial t}, \\ \frac{\partial \varepsilon (1 - s)}{\partial t} + \operatorname{div} V_{oil} = 0, \\ \frac{\partial \varepsilon S (1 - \omega) \rho_w}{\partial t} + \operatorname{div} \rho_w (1 - \omega) V_w = 0, \\ \rho_{salt} \frac{\partial (1 - \varepsilon)}{\partial t} = -\rho_w \alpha S (\omega_{eq} - \omega) \omega, \end{array} \right.$$

где ε – пористость, доли ед.; ω – безразмерная концентрация соли в воде, доли ед.; S – водонасыщенность, доли ед.; α – коэффициент массопереноса, 1/с; ρ_w, ρ_{salt} – плотность воды и соли соответственно, кг/м³; V_w, V_{oil} – скорость фильтрации воды и нефти соответственно, м/с.

В результате получены профили проницаемости и доля солей, которые выпали в осадок в ПЗП при изменении термобарических условий в результате притока к добывающей скважине (рис. 4). Основные соли, образующиеся в ПЗП с учетом всех известных данных об объекте разработки, это ангидрит и малая доля кальцита.

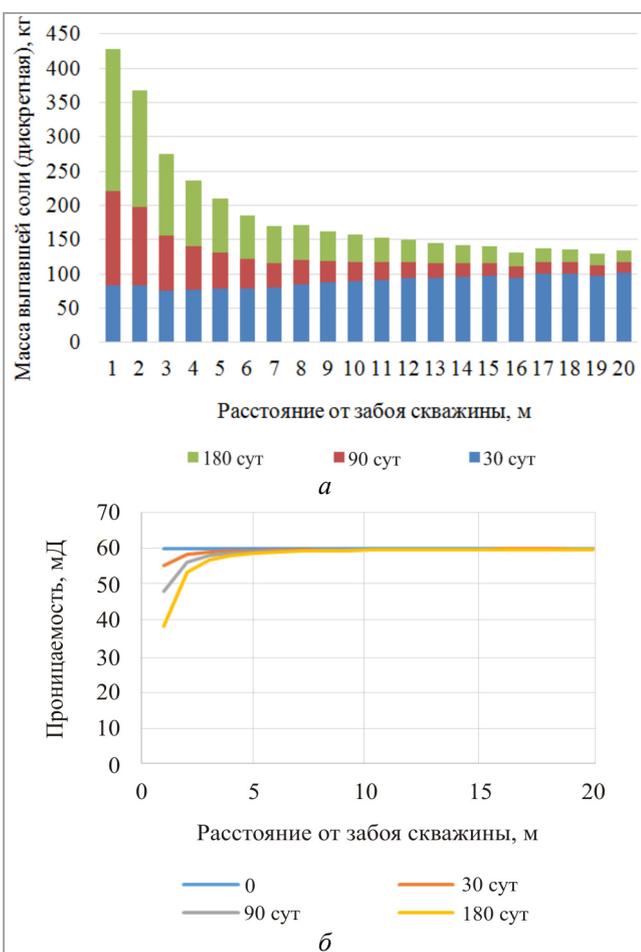


Рис. 4. Результаты моделирования изменения ФЕС ПЗП добывающей скважины при эксплуатации: распределение массы неорганических отложений (а) и проницаемости (б) в ПЗП по результатам моделирования разных промежутков времени

Распределение доли выпавших отложений и проницаемости было рассчитано для разных временных периодов, разных ФЕС и различных режимов работы скважин (величина забойного

давления и депрессия). Полученные результаты были обработаны для получения коэффициентов к зависимости скин-фактора от времени в соответствии с методикой Чиркова – Михайлова [36]. Полученные коэффициенты и зависимости для оценки динамики скин-фактора были учтены при проведении гидродинамических расчетов.

Определение плотности сетки скважин

Выбор эффективных систем разработки и оптимальных плотностей сеток скважин, обеспечивающих рентабельную разработку, основывается как на опыте разработки месторождений-аналогов, так и на результатах двух-, трехмерного математического моделирования процесса разработки исследуемого объекта.

Авторами многочисленных исследований доказано [37–40], что при сложном геологическом строении, в условиях неоднородности низко- и среднепроницаемых коллекторов наибольшая продуктивность и высокие технико-экономические показатели достигаются при использовании площадных систем заводнения.

В настоящее время все большее применение находят системы разработки газонефтяных залежей с использованием скважин с горизонтальным окончанием (ГС), позволяющие активизировать разработку трудно-извлекаемых запасов нефти в условиях залегания нефти между газом и водой [41–43]. В целом накопленный промышленный опыт эксплуатации ГС дает основания считать, что система горизонтальных скважин является наиболее эффективной и рациональной технологией разработки месторождения для условий коллекторов исследуемой группы. Но в связи с неоднородностью и невыдержанностью коллектора (рис. 5) горизонтальные скважины сами по себе не могут обеспечить достаточный уровень охвата, поэтому было принято решение использовать дополнительно гидро-разрыв пласта (ГРП). Первоочередным участком вовлечения в разработку является чисто нефтяная зона, и использование ГРП позволяет вскрыть все пропластки, тем самым увеличить выработку запасов.

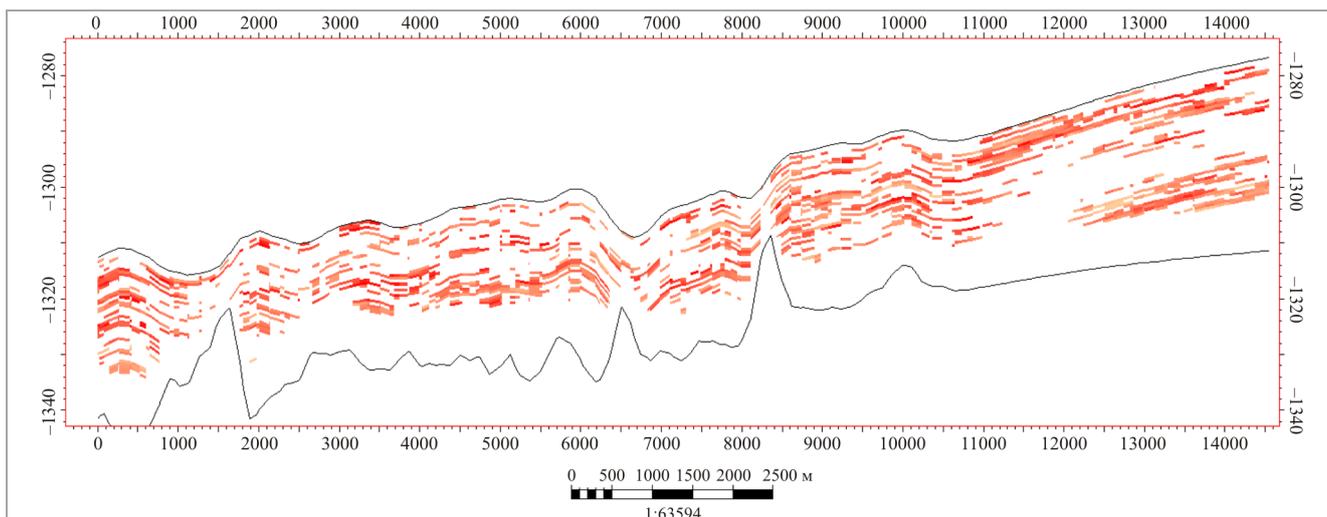


Рис. 5. Разрез геологической модели с востока на запад по целевому пласту

Выбор оптимальной системы разработки проводился с учетом следующих условий: изученность геологического строения объектов, фильтрационно-емкостных свойств пластов, физико-химических характеристик пластовых жидкостей, режимов работы пластов и скважин, сложившейся системы разработки, результатов анализа разработки, степени выработанности и структуры остаточных запасов нефти, опыта разработки залежей со сходными характеристиками, наличия агентов воздействия для реализации проектируемой системы, максимально возможного охвата воздействием и эффективного дренирования пластов.

В настоящее время геологическое строение и свойства продуктивных пластов месторождения изучены недостаточно для ввода запасов нефти в промышленную разработку, поэтому на данном этапе производится предварительный выбор оптимальной системы разработки пластов с использованием вероятностной геологической модели, которая включает в себя несколько реализаций.

Для ранее выбранных реализаций геологической модели $p_{10}-p_{50}-p_{90}$ перед началом гидродинамических расчетов была выполнена адаптация фактической работы имеющихся скважин для подтверждения их валидности и возможности восстановления исторических данных. На адаптированных моделях были рассчитаны варианты ($p_{10}-p_{50}-p_{90}$) с различными системами размещения скважин (рис. 6).

Основные параметры, которые использовались при оптимизации системы разработки, сводились к перебору тех показателей, что представлены в таблице [44].

Варьируемые параметры модели подбора оптимальной системы разработки

Параметр	Вариант			
	5-точечная	Рядная	–	–
Система разработки	5-точечная	Рядная	–	–
Азимут сетки скважин	Вдоль стресса	Поперек стресса	–	–
Площадь сетки скважин (ПСС), га/скв	96	125	164	196
Длина ГС, м	1200	1400	1600	
Количество ГРП	10	12	14	
Срок отработки нагнетательных скважин, мес.	1	2	4	6

Сравнение показателей сводилось к получению накопленной добычи, но так как данный показатель не всегда демонстрирует оптимум с экономической и технологической точек зрения, была применена упрощенная экономическая модель для уточнения дисконтированного дохода от реализации проекта (NPI) [45, 46] (рис. 7).

Графическое отображение финальной системы представлено на рис. 8: рядная сетка со смещением; длина горизонтального ствола 1200 м с 14 стадиями ГРП, расстояние между рядами – 500 м, расстояние между скважинами – 450 м. Выделенный тип системы разработки актуален только для пилотного участка залежи без газовой шапки и подстилающих водоносных пропластков.

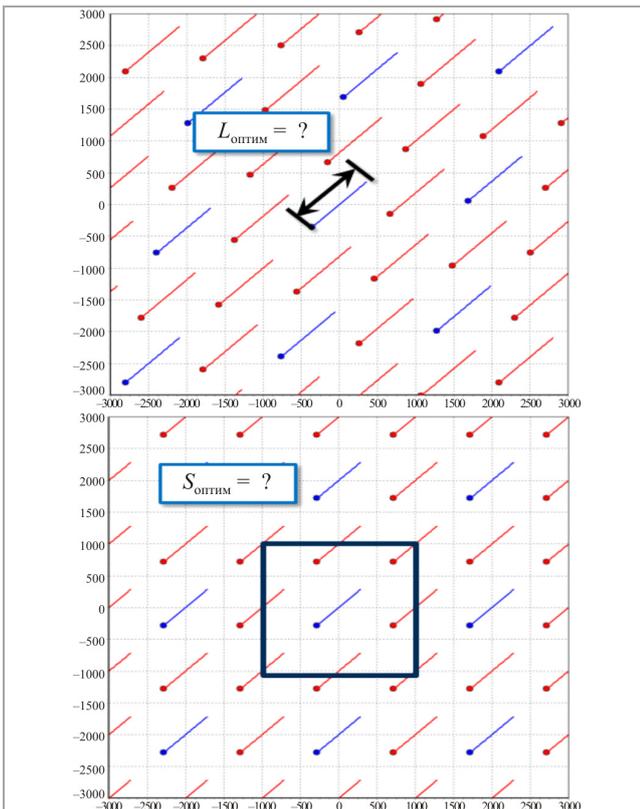


Рис. 6. Определение оптимальной длины горизонтального участка скважин и плотности сетки скважин: $L_{\text{опт}}$ – оптимальная длина горизонтального участка ствола скважины, вскрывающего пласт-коллектор; $S_{\text{опт}}$ – оптимальная площадь, приходящаяся на одну скважину в сетке скважин

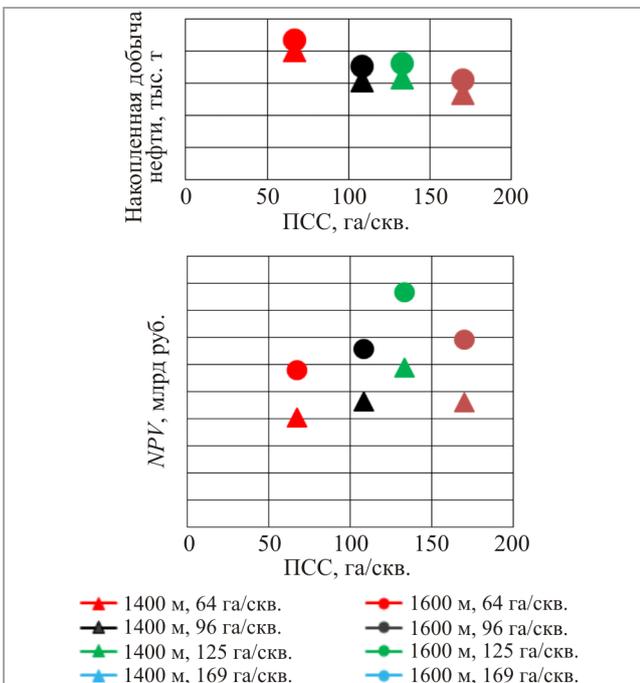


Рис. 7. Сравнение накопленной дисконтированной добычи и NPV вариантов сетки скважин со скважинами длиной 1400 и 1600 м

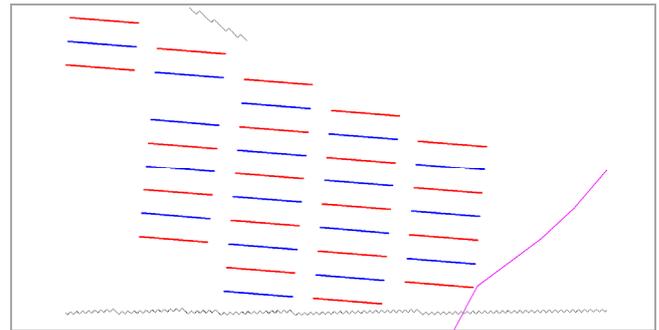


Рис. 8. Финальный вариант оптимальной сетки скважин

Заключение

Рассмотренное месторождение, помимо наличия галита в поровом пространстве нефтенасыщенного коллектора, осложнено еще многими факторами: начиная с геологических и заканчивая аномальными свойствами пластовой воды. После проведения исследований и их обобщения с пониманием всех осложняющих факторов были выполнены лабораторные и вычислительные эксперименты, направленные на нахождение эффективного и экономически выгодного способа разработки месторождения. На основе информации, полученной в ходе программы лабораторных исследований, с привлечением геологического и гидродинамического моделирования проведены вероятностные расчеты, учитывающие неопределенности на текущем этапе изучения объекта. Были учтены геологические риски, риски, возникающие при эксплуатации скважин, проведены многовариативные гидродинамические расчеты и с использованием экономической модели выбрана наиболее устойчивая система разработки для пилотного участка залежи.

Библиографический список

- Киперь В.Н. Особенности строения ловушек углеводородов в районах с развитой складчато-надвиговой тектоникой на территории деятельности ОАО «Сургутнефтегаз» (Восточная Сибирь) // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 1. – С. 23–25.
- A case study of the Verkhnechonskoye field: theory and practice of Eastern Siberia complex reservoirs development / A. Chirgun, A. Levanov, Y. Gordeev, A. Lazeev,

A. Timchuk // Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/189301-RU

3. Appraisal of a precambrian oil and gas field: Verkhnechonskoye Field, East Siberia, Russian Federation (Russian) / R.S. Tye, J.W. Hornbrook, E.M. Prasse, G.C. Robinson, D.R. Lowe, V.V. Morozov // Society of Petroleum Engineers. – 2008. – January 1. DOI: 10.2118/116859-RU

4. Нигаматов Ш.А., Исмагилова Л.Р., Бощенко А.Н. Прогнозирование зон засоления песчаников ботубинского горизонта на примере Чаюдинского месторождения (Восточная Сибирь) // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2019. – № 3 (13). – С. 35–40.

5. Cullick A.S., Narayanan K., Gorell S.B. Optimal field development planning of well locations with reservoir uncertainty // Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/96986-MS

6. Warner G.E. Waterflooding a highly stratified reservoir // Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/2106-PA

7. Phade A.A., Gupta Y. Reservoir pressure management using waterflooding: a case study // Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/113068-MS

8. Анциферов А.С. Метаморфизм рассолов и засоление коллекторов нефти и газа Ленно-Тунгусской нефтегазоносной провинции. – [Б.м.]: Геология и геофизика. – С. 499–510.

9. Воробьев В.С., Клиновая Я.С. Причины засоления терригенных пород в пределах Верхнечонского месторождения (Восточная Сибирь) // Газовая промышленность. – 2017. – № 4 (751). – С. 36–43.

10. Gaydukov L.A., Nikolaev V.A., Vorobev V.S. Features of water and process fluids effect on filtration properties of terrigenous reservoirs of the Nepa Suite of Eastern Siberia // Presented at SPE Russian Petroleum Technology Conference, 16–18 October. – Moscow, 2017. – P. 1–10. DOI: <https://doi.org/10.2118/187880-MS>

11. Morrow N., Buckley J. Improved oil recovery by low-salinity waterflooding // Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/129421-JPT

12. Komalov S., Shelest N. Solving the problems in the hydrodynamic modeling of the Eastern Siberia field with salted deposits // Presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Russia, 22–24 October 2019. – Moscow, 2019. – P. 1–14. DOI: 10.2118/196877-MS

13. Development history case of a major oil-gas-condensate field in a new province / V.A. Grinchenko, D.A. Anuryev, A.V. Miroshnichenko, Y.I. Gordeev, A.N. Lazeev // Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/166887-RU

14. Honarpour M., Mahmood S.M. Relative-permeability measurements: an overview // Society of Petroleum Engineers. – P. 1–4. DOI: 10.2118/18565-PA

15. Городнов А.В., Черноглазов В.Н., Давыдова О.П. Определение фильтрационно-емкостных свойств засоленных коллекторов в терригенных отложениях непского свода Восточной Сибири // Каротажник. – 2012. – 12 (22). – С. 26–41.

16. The development of chemical stimulation method trends in sandstone reservoirs / G. Shcherbakov, A. Yakovlev, A. Groman, A. Maltcev // Presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Russia, 22–24 October 2019. Moscow, 2019. P. 1–7. DOI: <https://doi.org/10.2118/196992-MS11>

17. Ghalambor A., Economides M.J. Formation damage abatement: a quarter-century perspective // Paper SPE 58744 presented at the SPE International Symposium on Formation Damage. – Lafayette, 2000. – P. 1–15.

18. Antropogenic factors of near-wellbore zone colmatation and its' elimination / P. Kononenko, D. Skachedub, A. Matsigorov, V. Slidenko, L. Listovshcik // Neft Gaz. Novacii. – 2012. – № 7. – P. 44–51.

19. About some reasons of decrease or absence of acidizing effectiveness on production and injecting wells / P. Kononenko, A. Skachedub, L. Magadova, A. Matsigorov, P. Kozak, V. Slidenko, L. Listovshcik // Neft. Gaz. Novacii. – 2012. – № 12. – P. 72–79.

20. Разработка и внедрение инструмента для достижения потенциала добычи / А.В. Билинчук, Ф.Ф. Халиуллин, А.Н. Ситников [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 12. – С. 84–86.

21. Andzhukaev Ts.V., Margarit A.S., Pustovskikh A.A. A tool for achieving the base production potential // Paper SPE 187790-MS presented at SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Moscow, 2017. – P. 1–15.

22. Pedersen K.S., Christensen P.L. Phase behavior of petroleum reservoir fluids. – Boca Raton: Taylor & Francis Group, 2007. – P. 336.

23. Ahmed T. Equations of state and PVT analysis. – Houston: Gulf Publishing Company, 2007. – 570 p.
24. Chung F., Sarathi P., Jones R. Modeling of asphaltene and wax precipitation. – Bartlesville: Bartlesville Project Office, 1991. – P. 47.
25. Firoozabadi A. Thermodynamics of hydrocarbon reservoirs. – New York: McGraw-Hill Companies, 1999. – P. 335.
26. Influence of temperature and pressure on asphaltene flocculation / A. Hirshberg [et al.] // Society of Petroleum Engineers Journal. – New Orleans, 1984. SPE-11202-PA.
27. Isaeva A., Grushnikov I., Dobrozanskiy V. Analysis of vapor-liquid equilibrium parameters of multicomponent hydrocarbon mixtures using cubic equations of state // SPE Russian Petroleum Technology Conference / Society of Petroleum Engineers. – Moscow, 2018. SPE-191619-18RPTC-RU.
28. Evaluation of different correlation performance for the calculation of the critical properties and acentric factor of petroleum heavy fractions / D.B. Lacerda [et al.] // Recent Insights in Petroleum Science and Engineering. – Macaé: INTECH, 2017. – P. 160.
29. Efficient modelling of asphaltene precipitation / L.X. Nghiem [et al.] // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Houston: Society of Petroleum Engineers, 1993. SPE-26642-MS.
30. Nghiem L.X., Aziz K., Li Y.K. A robust iterative method for flash calculations using the soave-redlich-kwong or the Peng-Robinson equation of state // Society of Petroleum Engineers Journal. – Las Vegas: Society of Petroleum Engineers, 1983. SPE-8285-PA.
31. Vargas F.M., Tavakkoli M. Asphaltene deposition: fundamentals, prediction, prevention, and remediation. – Boca Raton: Taylor & Francis Group, 2018. – P. 381.
32. Won K.W. Thermodynamics for solid solution-liquid-vapor equilibria: wax phase formation from heavy hydrocarbon mixtures // Fluid Phase Equilibria. – Amsterdam: Elsevier Science Publishers B.V., 1986. – С. 265–279.
33. Segev R., Hasson D., Semiat R. Rigorous modeling of the kinetics of calcium carbonate deposit formation // AIChE Journal. – 2011. – 58(4). – P. 1222–1229.
34. Omoregbe Bello. Calcium carbonate scale deposition kinetics on stainless steel surfaces, / The University of Leeds School of Mechanical Engineering Leeds, UK, 2017. – P. 218.
35. Numerical modelling of salt leaching-dissolution process / F. Laouafa, J. Guo, M. Quintard, H. Luo // Presented at the 49th U.S. Rock Mechanics-Geomechanics Symposium, 28 June – 1 July, 2015. – San Francisco, 2015. – P. 1–10. URL: <https://www.onepetro.org/conference-paper/ARMA-2015-026> (дата обращения: 12.09.2019).
36. Михайлов Н.Н., Чирков М.В. Обобщенная модель кинетики поражения пласта в процессе разработки залежи // Бурение и нефть. – 2009. – № 2. – С. 32–33
37. Оптимальные параметры разработки нефтяного месторождения / М.М. Хасанов, О.С. Ушмаев, С.А. Нехаев, Д.М. Карамутдинова // Российская нефтегазовая техническая конференция, 16–18 октября 2012 г. – М., 2012. – С. 1–21. – URL: <https://doi.org/10.2118/162089-RU> (дата обращения: 12.09.2019).
38. Определение критериев выбора оптимального способа разработки в низкопроницаемых коллекторах [Электронный ресурс] / Е.В. Белоногов, А.А. Пустовских, Д.А.Самоловов, А.Н. Ситников // Российская нефтегазовая техническая конференция, 24–26 октября 2016 г. – Москва, 2016. – С. 1–11. – URL: <https://doi.org/10.2118/182041-RU> (дата обращения: 12.09.2019).
39. Halvorsen G., Sagen J. A multiple fractured-horizontal well case study // Society of Petroleum Engineers. – 2000. – January 1. DOI: 10.2118/65503-MS
40. Wang B., Markitell B.N., Huang W.S. Case studies of horizontal well design and production forecast // Society of Petroleum Engineers. – 1993. – January 1. DOI: 10.2118/25567-MS
41. Kovalchuk S.V., Polushina E.V., Gorenkova E.A. Results of studying and realization examples of oil rims fields development in the Gazpromneft company // PRONEFT. Professional’no o nefti. – 2019. – № 1 (11). – P. 12–17.
42. Samsundar K., Moosai R.S., Chung R.A. Effective reservoir management of thin oil rims // Society of Petroleum Engineers. – 2005. – January 1. DOI: 10.2118/94803-MS

43. Cosmo C., Fatoke O. Challenges of gas development: Soku field oil rim reservoirs // Society of Petroleum Engineers. – 2004. – January 1. DOI: 10.2118/88894-MS

44. Hazlett R.D., Babu D.K. Optimal well placement in heterogeneous reservoirs via semi-analytic modeling // SPEJ. – 2005. – Sept. – P. 286–296.

45. A method to determine optimal switching time to injection mode for field development system / A.N. Sitnikov, A.A. Pustovskikh, A.P. Roshchektaev, T.V. Andzhukaev // Oil industry. – 2015. – № 3. – P. 84–87.

46. Brundred L.L. Economics of water flooding // Society of Petroleum Engineers. – 1955. – January 1. DOI: 10.2118/459-G

References

1. Kiper V.N. Osobennosti stroeniia lovshek uglevodorodov v raionakh s razvitoi skladchatonadvigovoi tektonikoi na territorii deiatelnosti OAO “Surgutneftegaz” (Vostochnaia Sibir) [Structure features of hydrocarbon traps in the areas with developed folding and overthrust tectonics in the territory of Surgutneftegas OJSC (Eastern Siberia)]. *Oil industry*, 2018, no.1, pp.23-25.

2. Chirgun A., Levanov A., Gordeev Y., Lazeev A., Timchuk A. A case study of the Verkhnechonskoye field: theory and practice of Eastern Siberia complex reservoirs development. *Society of Petroleum Engineers*. DOI: 10.2118/189301-RU

3. Tye R.S., Hornbrook J.W., Prasse E.M., Robinson G.C., Lowe D.R., Morozov V.V. Appraisal of a precambrian oil and gas field: Verkhnechonskoye Field, East Siberia, Russian Federation (Russian). *Society of Petroleum Engineers*, 2008, January 1. DOI: 10.2118/116859-RU

4. Nigmatov Sh.A., Ismagilova L.R., Boshchenko A.N. Prognozirovaniye zon zasoloneniia peschanikov botuobinskogo gorizonta na primere Chaiandinskogo mestorozhdeniia (Vostochnaia Sibir) [The prediction of salted zones of Botuobinskiy formation sandstone on the example of Chaiandinskoye field (East Siberia)]. *PRONEFT. Professionalno o nefti*, 2019, no.3 (13), pp.35-40.

5. Cullick A.S., Narayanan K., Gorell S.B. Optimal field development planning of well locations with reservoir uncertainty. *Society of Petroleum Engineers*. DOI: 10.2118/96986-MS

6. Warner G.E. Waterflooding a highly stratified reservoir. *Society of Petroleum Engineers*. DOI: 10.2118/2106-PA

7. Phade A.A., Gupta Y. Reservoir pressure management using waterflooding: a case study. *Society of Petroleum Engineers*. DOI: 10.2118/113068-MS

8. Antsiferov A.S. Metamorfizm rassolov i zasoloneniye kollektorov nefti i gaza Lenno-Tungusskoi neftegazonosnoi provintsii [Metamorphism of brines and salinization of oil and gas reservoirs of the Lenno-Tunguska oil and gas province]. *Geologiya i geofizika*, pp.499-510.

9. Vorobev V.S., Klinovaia Ia.S. Prichiny zasoloneniia terrigennykh porod v predelakh Verkhnechonskogo mestorozhdeniia (Vostochnaia Sibir) [Causes of salinization of terrigenous rock within the Verkhnechonskoe field (Eastern Siberia)]. *Gazovaia promyshlennost*, 2017, no. 4 (751), pp. 36-43.

10. Gaydukov L.A., Nikolaev V.A., Vorobev V.S. Features of water and process fluids effect on filtration properties of terrigenous reservoirs of the Nepa Suite of Eastern Siberia. *Presented at SPE Russian Petroleum Technology Conference*, 16-18 October. Moscow, 2017, pp.1-10. DOI: <https://doi.org/10.2118/187880-MS>

11. Morrow N., Buckley J. Improved oil recovery by low-salinity waterflooding. *Society of Petroleum Engineers*. DOI: 10.2118/129421-JPT

12. Komalov S., Shelest N. Solving the problems in the hydrodynamic modeling of the Eastern Siberia field with salted deposits. *Presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Russia, 22–24 October 2019. Moscow, 2019, pp.1-14. DOI: 10.2118/196877-MS

13. Grinchenko V.A., Anuryev D.A., Miroshnichenko A.V., Gordeev Y.I., Lazeev A.N. Development history case of a major oil-gas-condensate field in a new province. *Society of Petroleum Engineers*. DOI: 10.2118/166887-RU

14. Honarpour M., Mahmood S.M. Relative-permeability measurements: an overview.

Society of Petroleum Engineers, pp.1-4.
DOI: 10.2118/18565-PA

15. Gorodnov A.V., Chernoglazov V.N., Davydova O.P. Opredelenie filtratsionno-emkostnykh svoystv zasolonennykh kollektorov v terrigennykh otlozheniiakh nepnskogo svoda Vostochnoi Sibiri [Determination of reservoir properties of salinized reservoirs in terrigenous sediments of the Nepal arch of Eastern Siberia]. *Karotazhnik*, 2012, 12 (22), pp.26-41.

16. Shcherbakov G., Yakovlev A., Groman A., Maltcev A. The development of chemical stimulation method trends in sandstone reservoirs. Presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Russia, 22–24 October 2019. Moscow, 2019, pp.1-7. DOI: <https://doi.org/10.2118/196992-MS11>

17. Ghalambor A., Economides M.J. Formation damage abatement: a quarter-century perspective. Paper SPE 58744 presented at the SPE International Symposium on Formation Damage. Lafayette, 2000.

18. Kononenko P., Skachedub D., Matsigorov A., Slidenko V., Listovshcik L. Antropogenic factors of near-wellbore zone colmatation and its' elimination. *Neff Gaz. Novacii*, 2012, no.7, pp.44-51.

19. Kononenko P., Skachedub A., Magadova L., Matsigorov A., Kozak P., Slidenko V., Listovshcik L. About some reasons of decrease or absence of acidizing effectiveness on production and injecting wells. *Neft. Gaz. Novacii*, 2012, no.12, pp.72-79.

20. Bilinchuk A.V., Khaliullin F.F., Sitnikov A.N. et al. Razrabotka i vnedrenie instrumenta dlia dostizheniia potentsiala dobychi [Automated solution to unlock base production potential]. *Oil industry*, 2016, no.12, pp.84-86.

21. Andzhukaev Ts.V., Margarit A.S., Pustovskikh A.A. A tool for achieving the base production potential. Paper SPE 187790-MS presented at SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow, 2017.

22. Pedersen K.S., Christensen P.L. Phase behavior of petroleum reservoir fluids. Boca Raton, Taylor & Francis Group, 2007.

23. Ahmed T. Equations of state and PVT analysis. Houston, Gulf Publishing Company, 2007, 570 p.

24. Chung F., Sarathi P., Jones R. Modeling of asphaltene and wax precipitation. Bartlesville: Bartlesville Project Office, 1991, p.47.

25. Firoozabadi A. Thermodynamics of hydrocarbon reservoirs. New York, McGraw-Hill Companies, 1999.

26. Hirshberg A. et al. Influence of temperature and pressure on asphaltene flocculation. *Society of Petroleum Engineers Journal*. New Orleans, 1984. SPE-11202-PA.

27. Isaeva A., Grushnikov I., Dobrozhanskiy V. Analysis of vapor-liquid equilibrium parameters of multicomponent hydrocarbon mixtures using cubic equations of state. SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers. Moscow, 2018. SPE-191619-18RPTC-RU.

28. Lacerda D.B. et al. Evaluation of different correlation performance for the calculation of the critical properties and acentric factor of petroleum heavy fractions. *Recent Insights in Petroleum Science and Engineering*. Macaé, INTECH, 2017.

29. Nghiem L.X. et al. Efficient modeling of asphaltene precipitation. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Houston, Society of Petroleum Engineers, 1993. SPE-26642-MS.

30. Nghiem L.X., Aziz K., Li Y.K. A robust iterative method for flash calculations using the soave-redlich-kwong or the Peng-Robinson equation of state. *Society of Petroleum Engineers Journal*. Las Vegas, Society of Petroleum Engineers, 1983. SPE-8285-PA.

31. Vargas F.M., Tavakkoli M. Asphaltene deposition: fundamentals, prediction, prevention, and remediation. Boca Raton, Taylor & Francis Group, 2018.

32. Won K.W. Thermodynamics for solid solution-liquid-vapor equilibria: wax phase formation from heavy hydrocarbon mixtures. Fluid phase equilibria. Amsterdam, Elsevier Science Publishers B.V., 1986, pp.265-279.

33. Segev R., Hasson D., Semiat R. Rigorous modeling of the kinetics of calcium carbonate deposit formation. *AIChE Journal*, 2011, 58(4), pp.1222-1229.

34. Calcium carbonate scale deposition kinetics on stainless steel surfaces, Omoregbe Bello. The University of Leeds School of Mechanical Engineering Leeds, 2017.

35. Laouafa F., Guo J., Quintard M., Luo H. Numerical modelling of salt leaching-dissolution process. *Presented at the 49th U.S. Rock Mechanics-Geomechanics Symposium*, 28 June – 1 July, 2015. San Francisco, 2015, pp.1-10, available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/ARMA-2015-026> (accessed 12 September 2019).
36. Mikhailov H.H., Chirkov M.B. Obobshchennaia model kinetiki porazheniia plasta v protsesse razrabotki zalezhi [The generalized model of formation damage kinetics during field development]. *Burenie i neft*, 2009, no.2, pp.32-33
37. Khasanov M.M., Ushmaev O.S., Nekhaev S.A., Karamutdinova D.M. Optimalnye parametry razrabotki neftianogo mestorozhdeniia [Optimal oil reservoir engineering parameters]. *Rossiiskaia neftegazovaia tekhnicheskaiia konferentsiia*, 16-18 October 2012. Moscow, 2012, pp.1-21, available at: <https://doi.org/10.2118/162089-RU> (accessed 12 September 2019).
38. Belonogov E.V., Pustovskikh A.A., Samolovov D.A., Sitnikov A.N. Opredelenie kriteriev vybora optimalnogo sposoba razrabotki v nizkopronitsaemykh kollektorakh [Methodology for determination of low-permeability reservoirs optimal development plan]. *Rossiiskaia neftegazovaia tekhnicheskaiia konferentsiia*, 24-26 October 2016. Moscow, 2016, pp.1-11, available at: <https://doi.org/10.2118/182041-RU> (accessed 12 September 2019).
39. Halvorsen G., Sagen J. A multiple fractured-horizontal well case study. *Society of Petroleum Engineers*, 2000, January 1. DOI: 10.2118/65503-MS
40. Wang B., Markitell B.N., Huang W.S. Case studies of horizontal well design and production forecast. *Society of Petroleum Engineers*, 1993, January 1. DOI: 10.2118/25567-MS
41. Kovalchuk S.V., Polushina E.V., Gorenkova E.A. Results of studying and realization examples of oil rims fields development in the Gazpromneft company. *PRONEFT. Professional'no o nefti*, 2019, no.1(11), pp.12-17.
42. Samsundar K., Moosai R.S., Chung R.A. Effective reservoir management of thin oil rims. *Society of Petroleum Engineers*, 2005, January 1. DOI: 10.2118/94803-MS
43. Cosmo C., Fatoke O. Challenges of gas development: Soku field oil rim reservoirs. *Society of Petroleum Engineers*, 2004, January 1. DOI: 10.2118/88894-MS
44. Hazlett R.D., Babu D.K. Optimal well placement in heterogeneous reservoirs via semi-analytic modeling. *SPEJ*, 2005, Sept, pp.286-296.
45. Sitnikov A.N., Pustovskikh A.A., Roshchektaev A.P., Andzhukaev T.V. A method to determine optimal switching time to injection mode for field development system. *Oil industry*, 2015, no.3, pp.84-87.
46. Brundred L.L. Economics of water flooding. *Society of Petroleum Engineers*, 1955, January 1. DOI: 10.2118/459-G

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Комалов С.Б., Мальцев А.А., Щербаков Г.Ю. Опыт проектирования разработки месторождения Восточной Сибири с засоленным коллектором. Часть 2 // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2020. – Т.20, №1. – С.60–71. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.1.6

Please cite this article in English as:

Komalov S.B., Maltsev A.A., Shcherbakov G.Yu. Experience in design of engineering of the field with a salinized reservoir in Eastern Siberia. Part 2. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2020, vol.20, no.1, pp.60-71. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.1.6