

УДК 551.735 (470.51/54)

ОПТИМИЗАЦИЯ РАЗРАБОТКИ УЧАСТКА ВЕРХНЕЧОНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ УПЛОТНЕНИЯ ФОНДА СКВАЖИН, ВЛИЯНИЕ ПАРАМЕТРА НЕОДНОРОДНОСТИ НА РАЗРАБОТКУ, ПРИМЕНЕНИЕ МОДЕЛИРОВАНИЯ В PETREL И tNAVIGATOR

Буланов Никита Сергеевич¹,
nek103@mail.ru

Зедгенизов Антон Викторович²,
azedgen@gmail.com

¹ Тюменский государственный университет,
Россия, 625043, г. Тюмень, ул. 8 Марта, 2.

² Иркутский национальный исследовательский технический университет,
Россия, 664074, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83.

Актуальность. Исследование посвящено повышению точности построения геологических и гидродинамических моделей. В настоящий момент трехмерное моделирование играет важнейшую роль в процессе проектирования и оценки перспективности месторождений углеводородов, именно поэтому необходимо искать новые закономерности, позволяющие снизить погрешность подсчетных параметров и повысить достоверность расчетов. Необходимо находить баланс между сложностью модели и временным периодом, необходимым для ее расчета, в ином случае расчет либо будет произведен некорректно, либо не будет возможности просчета большой вариации предлагаемых решений.

Цель: повысить точность гидродинамической модели за счет вариации параметра неоднородности (P), построить корреляционную зависимость P от количества слоев модели; интегрировать новый фонд эксплуатационных скважин в уже действующую систему разработки; сравнить исходную и новую спроектированную сетки.

Объекты: пласты B_4 и B_4^2 Верхнечонского горизонта, разобщенные глинистой перемычкой.

Методы: геологическое и гидродинамическое моделирование исследуемого участка с применением ПО Petrel и tNavigator; выделение участка с наибольшим потенциалом оптимизации; подбор количества слоев модели для адекватной оценки подвижных остаточных запасов на основании корреляционной зависимости коэффициента неоднородности; расчет прогнозных показателей разработки.

Результаты. Произведен подсчет геологических запасов нефти по геологической модели с помощью инструмента Volume calculation с применением куба песчаности (NTG), коэффициента пористости, нефтенасыщенности, величин плотности и пересчетного коэффициента. Пробурено четыре дополнительные скважины на моделируемом участке. Повысился охват моделируемой системы заводнения. Оценено влияние параметра неоднородности на точность построения модели и на стратегию эксплуатации лицензионного участка. Предложена новая система разработки участка Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения.

Ключевые слова:

Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение, моделирование, параметр неоднородности, оптимизация системы разработки, прогнозирование профилей добычи.

Введение

В процессе построения геологической и при расчете гидродинамической моделей многие разработчики уделяют большое внимание структурному каркасу, распределению фильтрационно-емкостных характеристик (ФЕС) и динамическим параметрам, но не уделяется должного внимания параметру неоднородности.

В данной статье будет проанализировано, как параметр P может влиять на систему разработки залежи на примере Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения. Выделим перспективные подвижные запасы и предложим новую сетку скважин, позволяющую увеличить коэффициент извлечения нефти (КИН) и повысить экономическую эффективность проекта.

Построение модели

Верхнечонское месторождение многопластовое, имеет сложное геологическое строение. Корреляция и

стратиграфические разрезы показывают сильную литологическую неоднородность всех продуктивных пластов. Основные запасы нефти и газа находятся в карбонатных осинском и преображенском горизонтах и в терригенном верхнечонском горизонте. Перспективными для разработки является устькутский горизонт, представленный карбонатами.

Пласт представляет собой залежь пластового типа с литологическим и тектоническим барьерами. Залегаёт на архей-протерозойском гранито-гнейсовом фундаменте. На месторождении выделено восемь основных блоков с разной насыщенностью и глубинами газонефтяных контактов. В большинстве действующего фонда скважин водонефтяной контакт (ВНК) не вскрывался, залежь находится в состоянии предельного газонасыщения. Газовые шапки фиксируются практически по всем блокам.

На основании проведенной корреляции Верхнечонский горизонт был разделен на три интервала: песча-

но-алевритовые пласты ВЧ₁, ВЧ₂ и глинистую пере-
 мычку. Коллектор ВЧ₁ имеет мощность от 2,1 до 21,4
 м. В юго-восточной части месторождения у глини-
 стой переемычки наблюдается максимальная толщина
 – 24 м, а выклинивается она в центральной области.
 Пласт ВЧ₂, так же как и переемычка, имеет макси-
 мальную мощность на юго-востоке – 21,5 м, выкли-
 нивается на северо-западе участка (рис. 1). Описанное
 литологическое строение объясняется образованием
 горизонта в условиях активной архей-протерозойской
 палеотектоники [1].

Породы горизонта характеризуются высокой сте-
 пенью засоления порового пространства. Пори-
 стость исследованных образцов изменяется в диапа-
 зоне 1,8–27,6 % (среднее – 15,4 %), проницаемость –
 0,1–10733,3 мД (среднее – 691 мД). Значения пори-
 стости преобладают в диапазоне 14–24 %, проницае-
 мости – 100–1000 мД.

Степень засоления порового пространства опре-
 делялась из выражения [2]:

$$\Delta K_n = \frac{K_{n2} - K_{n1}}{K_{n2}} \cdot 100\%,$$

где K_{n1} и K_{n2} – значения пористости до и после отмы-
 ва от солей.

Диапазон изменения степени засоления соста-
 вил 12,2–88,6 % при среднем значении – 21,8 %.
 Уменьшение пористости после отмыва, возможно,
 связано с тем, что при насыщении водой образцы, в
 поровом пространстве которых содержится ангидрит,
 взаимодействуют с H₂O, в результате чего ангидрит
 гидратируется и переходит в гипс с увеличением объ-
 ема до 30 % [3].

Основными факторами, влияющими на фильтра-
 ционно-емкостные свойства объекта ВЧ (пласты
 ВЧ₁+ВЧ₂ с глинистой переемычкой), являются струк-
 тура и интенсивность эпигенетических изменений,
 выразившиеся в карбонатизации, сульфатизации, га-
 литизации и глинизации с образованием соответ-
 ствующих видов цемента. Карбонаты содержат все
 литологические разности, в гравелитах и песчаниках
 присутствуют галит и сульфаты. В глинистых але-
 вритах отмечается высокое содержание глинистого

цемента. Аутигенный кварцевый цемент присутству-
 ет в гравелитах и песчаниках [4–6].

Смоделированный коллектор в Petrel является
 участком Верхнечонского нефтегазоконденсатного
 месторождения.

Моделирование пласта ВЧ осуществлялось по
 405 скважинам (модель подсчета запасов дополнялась
 и обновлялась по 39 скважинам), по ним выполнялась
 корреляция структурного каркаса. Так как основная
 часть фонда скважин – горизонтальные, интерпрета-
 ция каротажа в них возможна только при наличии со-
 временных методов геофизических исследований
 скважин (ГИС) [7–9]. Исходя из этого критерия была
 произведена отбраковка горизонтальных скважин.
 В конечном счете для моделирования исследуемого
 объекта ВЧ (насыщенности, литологической структу-
 ры и пористости) использовались 220 скважин.

Для 3D моделирования геологического объекта ВЧ
 применялись следующие геофизические и геологиче-
 ские данные:

- 1) структурные карты кровли и подошвы горизонта
 ВЧ по результатам сейсмической и геологической
 интерпретации;
- 2) карты поверхностей водонефтяного и газонефтя-
 ного контактов;
- 3) карты пространственного положения стратигра-
 фических границ подсчетного объекта;
- 4) координаты имеющихся скважин;
- 5) данные инклинометрии скважин;
- 6) данные ГИС;
- 7) результаты геолого-геофизической интерпретации
 разрезов скважин по определению литологии раз-
 реза, выделению коллекторов, характера их
 насыщения;
- 8) контуры зон замещения, нефтеносности объектов,
 границы категорий запасов и границы лицензион-
 ных участков [10].

Для гидродинамических расчетов рассматривалась
 не вся площадь лицензионного участка Верхнечонско-
 го месторождения, а отдельный его участок. В резуль-
 тате был выделен перспективный для оптимизации ин-
 тервал Верхнечонского объекта, относящийся ко вто-
 рому блоку и выделенный фиолетовым цветом (рис. 1).

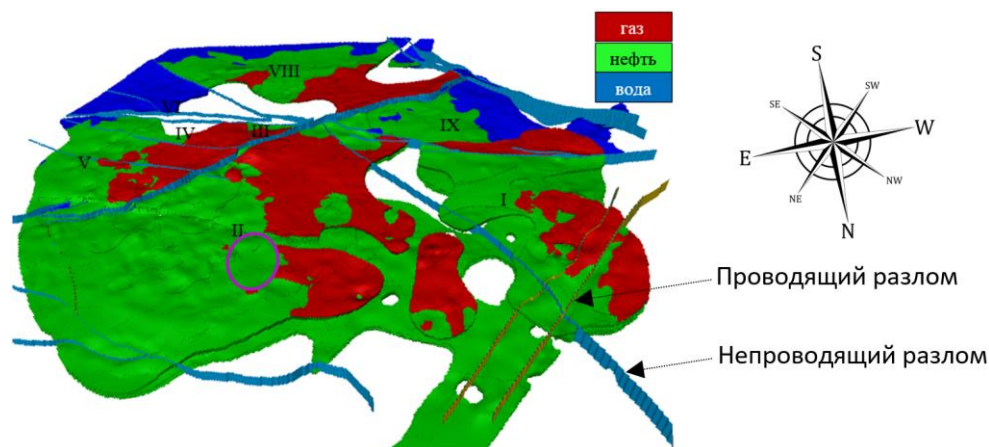


Рис. 1. Блочное строение и распределение флюидов по площади объекта ВЧ

Fig. 1. Block structure and distribution of fluids over the area of the VCh object

Для получения модели пластов сначала создавался структурный каркас, отображающий всю геометрию, с целью обеспечения наибольшей точности проводимых расчетов использовалась схема напластовывания [11, 12]. Размер ячеек подбирался исходя из расчлененности, неоднородности разреза и мощности прослоев для отображения детального геологического грида.

Размеры ячеек в горизонтальной ориентации имеют размеры 50×50 м, это позволяет отобразить все неоднородности и не перегрузить модель высоким количеством ячеек. Сетка была развернута на 34° относительно оси для учета условий осадконакопления и схемы размещения сетки скважин. Разломы в модели заданы как вертикальные, зигзагообразные.

По итогам создания структурного каркаса были сопоставлены данные модели с данными отбиток скважин. По всей площади каркаса коэффициент детерминации равен единице.

В сеточной структуре модели каждая отдельная ячейка должна иметь определенные значения геологических параметров. Гидродинамический расчет построен на математическом вычислении параметров всех ячеек в заданный момент времени [13–15 и др.].

Построение дискретного коллектора происходило в несколько этапов. Вначале была построена геологическая структура, не учитывающая вторичное засоление. Затем были исключены кубы со значением засоления 100 %. Далее задавалось дискретное свойство, позволяющее исключить соли из раздела коллекторов.

В процессе моделирования литологии применялись 2D тренды межскважинного пространства с выделением несвязанных участков коллектора, также производились корректировки вручную.

Построение кубов коэффициентов нефте- и газонасыщения, остаточной водонасыщенности осуществлялось методом Kriging в модуле Petrophysical Modeling. Поскольку ВНК определен в единичных блоках месторождения, а сам объект ВЧ залегает на архей-протерозойском гранито-гнейсовом непроницаемом фундаменте, для моделирования указанных кубов возможен лишь метод интерполяции по скважинным значениям.

Модель пористой среды

Основной продуктивный горизонт месторождения сложен терригенными породами, трещиноватость и кавернозность отсутствуют, поэтому для объекта ВЧ рассмотрена модель одинарной поровой среды.

В образовании карбонатных пород пластов Преображенского и Осинского горизонтов принимают участие следующие минералы: доломит, кальцит, ангидрит, галит. Пороодообразующими являются доломит, кальцит и ангидрит. В незначительных долях присутствуют кварц, полевые шпаты, глины гидрослюдистого состава, пирит, сидерит, флюорит.

Содержание кальцита является важным фактором, определяющим фильтрационно-емкостные свойства пород пласта. Установлена обратная зависимость K_p и K_{pr} от содержания кальцита в породе. Наиболее пористые и проницаемые образцы характеризуются

минимальным содержанием кальцита и максимальным содержанием вторичного доломита.

Галит распределен по пласту неравномерно. Распределение галита адаптировано к пустотному пространству пород: т. е. он цементирует крупные поры, трещинки, каверны и пещеристые полости.

Трещинообразование развито неравномерно. Трещины частично или полностью залечены галитом или кальцитом. В целом тип и свойства коллектора позволяют рассматривать среду как поровую.

Таким образом, для всех объектов принимается модель одинарной пористости.

Термобарическая характеристика

На основе результатов исследований собственных глубинных и поверхностных проб нефти и газа Верхнечонского месторождения построена PVT модель углеводородов. Наиболее представительным материалом исследований характеризуется основной объект месторождения – Верхнечонский горизонт.

Перед началом описания этапов построения PVT модели следует отметить имеющуюся неопределенность в оценке свойств пластовых флюидов при начальных термобарических условиях. Так, давление насыщения нефти газом для нефти пласта ВЧ определено при испытаниях скважин в достаточно широком диапазоне: от 10,7 до 15,5 МПа, простое осреднение по пробам даёт значение 13,55 МПа.

В PVT модели использовалось уравнение состояния Soave-Redlich-Kwong в модификации Peneloux. Для проведения качественной настройки уравнения состояния состав пластового флюида, газа и газового конденсата, начиная от компонента C_7 и выше, был перегруппирован в 9 псевдофракций. В качестве параметров регрессии использовались критические давления и температуры, ацентрический фактор. PVT модель настраивалась по пробам, наиболее приближенным к насыщенному состоянию залежи.

По экспериментальным замерам свойств флюидов в стандартных условиях построены корреляции. Результаты расчётов по корреляции Glaso (с учётом поправки на неуглеводородные компоненты) хорошо сопоставляются с экспериментальными замерами по пластовой нефти Верхнечонского месторождения.

Согласованное с пластовыми условиями значение газосодержания предельно насыщен нефти объекта ВЧ равно 109,8 м³/т, или 93,6 м³/м³, при давлении насыщения 15,5 МПа и температуре 14,7 °С.

Обоснование характеристик вытеснения

Параметры многофазной фильтрации заданы в моделях объектов в соответствии с результатами лабораторных экспериментов.

Для обоснования характеристик использовались петрофизические зависимости с достаточно высоким коэффициентом корреляции (более 0,7), построенные на основе данных кондиционных замеров.

Наиболее изученным является керн Верхнечонского горизонта. Количество исследований на керне объекта ВЧ достаточно для уверенной оценки характеристик вытеснения нефти водой.

Коэффициент вытеснения оценён по результатам 289 замеров параметра, среднее значение по которым составило 0,496 д. ед.

Остаточная нефтенасыщенность ($K_{но}$) задана в модели по петрофизической зависимости от пористости (K_p) и начальной нефтенасыщенности ($K_{нн}$).

Выделены три группы: I группа – песчаник среднелазернистый, хорошо отсортированный, однородный; II группа – разнелазернистый песчаник, слабелавелистый, с незначительным засолонением (переходная группа от породы I типа к типу III); III группа – грубелазернистый, плохосортированный песчаник, гравелистый, с повышенной степенью засолонения либо гравелит разнелазернистый, песчанистый.

Абсолютная проницаемость в I типе образцов породы достаточно высокая, не ниже $300 \cdot 10^{-3}$ мкм², средний показатель пористости 14 %, во II и III группах проницаемость и пористость меняются в широких пределах: $10\text{--}12000 \cdot 10^{-3}$ мкм² и 10–22 %, соответственно.

Вид кривых относительных фазовых проницаемостей (ОФП) всех трёх групп соответствует гидрофобному характеру течения – точка пересечения кривых нефти и воды расположена левее значения равной насыщенности флюидов (50 %), т. е. вода имеет фазовую проницаемость, равную проницаемости нефти при меньшей насыщенности.

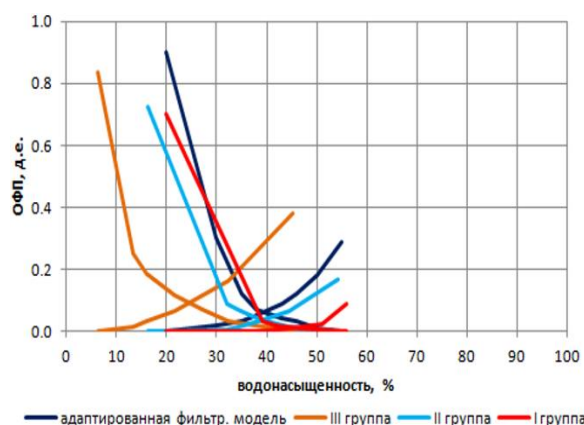


Рис. 2. Адаптированная фильтрационная модель нефти, воды и лабораторные кривые ОФП, средние по группам образцов породы пласта ВЧ. Группы образцов по гранулометрической фракции: I – песчаник среднелазернистый, хорошо отсортированный, однородный; II – разнелазернистый песчаник, слабелавелистый, с незначительным засолонением; III – грубелазернистый, плохосортированный песчаник, гравелистый, с повышенной степенью засолонения либо гравелит разнелазернистый, песчанистый

Fig. 2. Adapted filtration model of oil, water and laboratory curves of relative phase permeabilities (RPP), averaged over groups of rock samples from the VCh formation. Groups of samples by granulometric fraction: I – medium-fine-grained sandstone, well-sorted, homogeneous; II – uneven-grained sandstone, slightly gravelly, with insignificant salinization; III – coarse-grained, poorly sorted sandstone, gravelly, with an increased degree of salinization or mixed-clastic gravel, sandy

В то же время конечная точка фазовой воды при остаточной нефтенасыщенности на графиках групп I и II имеет невысокие значения, характерные для гидрофильных коллекторов.

С учётом того, что ФЕС указанных групп изменяются в широком диапазоне, можно сделать заключение, что на вид кривых оказывает определяющее влияние структура порового пространства – степень отсортированности и однородности песчаника, наличие грубелазернистых включений и засолонения.

Выделить литотипы в трёхмерной модели объекта на сегодняшний день не представляется возможным, поэтому в модели задана осреднённая кривая фазовых проницаемостей.

На рис. 2 представлены модельные относительные фазовые проницаемости по каждой отдельной группе песчаника, на основе которых была создана адаптированная фильтрационная модель. Именно она закладывалась в гидродинамических расчетах.

Концевые точки в модельных ОФП соответствуют среднему значению остаточной нефтенасыщенности и коэффициенту вытеснения.

Исходная сетка

Средняя мощность нефтенасыщенного интервала 21 м. Габариты по x 3611 м и по y 3714 м. В действующий фонд скважин входит семь скважин: добывающие – WU4_1, WU4_2, WU4_3, WU4_4, WU5_1; нагнетательные – Nag_1 и Nag_2 (рис. 3). Серым цветом представлен коллектор, насыщенный флюидом. Участки глинизации и засолонения представлены белым (undefined).

Разрез детерминированной модели пласта показывает его сильную неоднородность. Этот факт сильно усложняет разработку данного участка, так как вертикальная фильтрация практически отсутствует, также высокая расчлененность препятствует применению заводнения с высокой эффективностью.

Понятно, что при похожих характеристиках горизонтов по выдержанности коллектора большое значение на коэффициент расчлененности будет оказывать соединение отдельных продуктивных прослоек. В тех горизонтах, где наивысший коэффициент слияния, будет наблюдаться наивысшая гидродинамическая связь пласта.

На данном участке глинистая пачка частично выклинивается и имеет среднюю мощность около 10 м.

Одним из важнейших факторов слабой связи отдельных нефтяных оторочек является сильная засолоненность коллектора. Вода имеет высокую минерализацию, и при нарушении ее стабильного состояния из нее выпадает солевой осадок, который забивает поры терригенного коллектора.

В гидродинамическом расчете принимали участие добывающие скважины со следующими интервалами перфорации WU4_1 (1619–1666 м), WU4_2 (1625–1680 м), WU4_3 (1632–1678 м), WU4_4 (1632–1678 м), WU5_1 (1615–1681 м) и нагнетательные Nag_1 (1614–1688 м) и Nag_2 (1636–1676 м). Перфорацию производилась по всем продуктивным интервалам горизонта ВЧ. Депрессии добывающих скважин варьируют в диапазоне 1,5–2,3 МПа, репрессии в нагнетательных скважинах изменяются от 5 до 8 МПа.

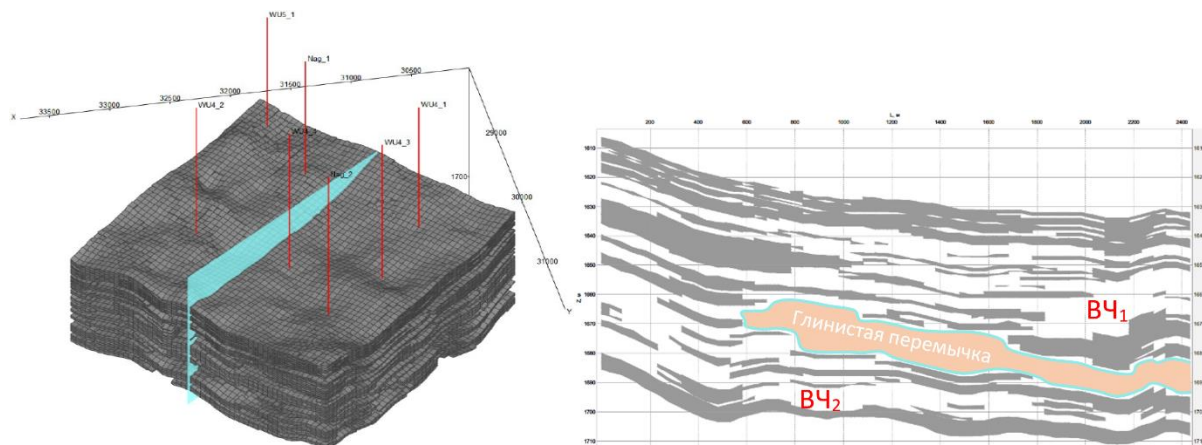


Рис. 3. Каркас геологической модели выделенного ранее участка ВЧ со скважинами и размещением сечения геологического разреза. Размер ячейки $50 \times 50 \times 2,5$ м. Количество слоев – 32

Fig. 3. Geological model wireframe with wells and section placement. Cell size $50 \times 50 \times 2,5$ m. Number of layers – 32

Инструмент визуализации фильтрационных течений позволяет наглядно отобразить площади, охваченные заводнением, а также установить область дренирования запасов и определить интервалы с наибольшим притоком жидкости.

По результатам моделирования можно сделать выводы, что не вся площадь разрабатываемого

участка вовлечена в разработку, так как имеются зоны, в которых не происходит фильтрация жидкости. Данная проблема обусловлена сильной неоднородностью коллектора. На анализируемом участке присутствует целый ряд зон, гидродинамически не связанных с основной сетью заводнения и дренирования (рис. 4).

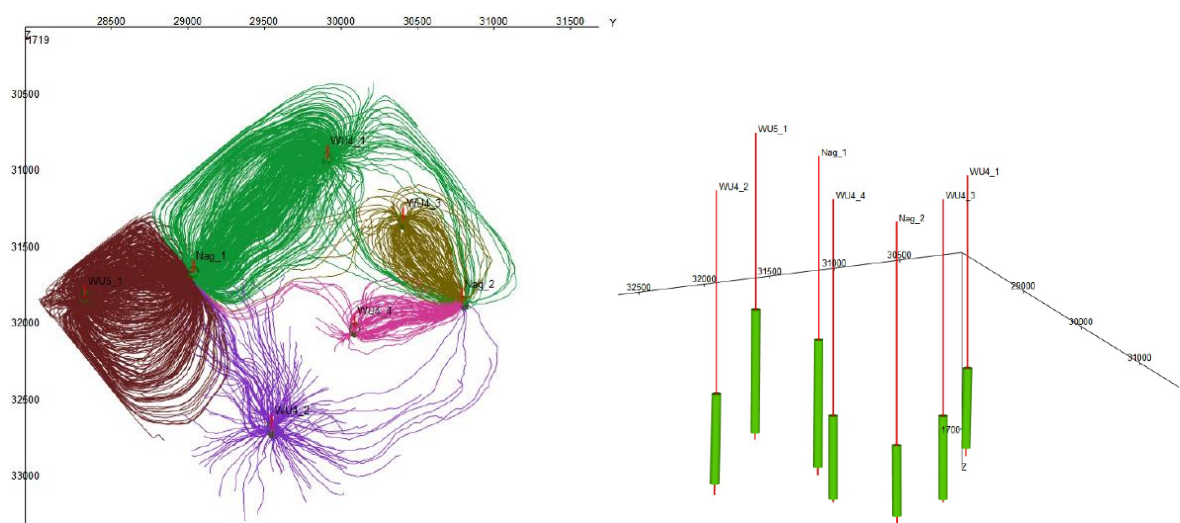


Рис. 4. Линии тока добывающих скважин и интервалы перфорации фонда из модели с 32 слоями, размер ячейки $50 \times 50 \times 2,5$ м

Fig. 4. Streamlines of production wells and perforation intervals of the stock from a model with 32 layers, cell size $50 \times 50 \times 2,5$ m

Обводненность продукции за 5 лет разработки исследуемого объекта составит 47,8 %. За весь рассчитанный период разработки среднее пластовое давление изменяется в диапазоне 173,53–174,03 атм. Таким образом, среднее значение параметра не опускается ниже начального. По геологическим условиям давление насыщения составляет 155 атм. В процессе разработки в большей части коллектора из нефти не будет выделяться газ, что обеспечит больший коэффициент извлечения (рис. 5). Также одной из проблем на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении является утилизация попутного нефтяного газа,

поэтому необходимо минимизировать объем его извлечения.

На рис. 6 представлена динамика изменения дебитов скважин, в первые два прогнозные года наблюдаются наивысшие показатели дебитов. Это обусловлено тем, что в модель были заложены геологические характеристики с учетом выработки месторождения, но, так как истории добычи по каждой отдельной скважине были неизвестны, оставшиеся запасы были распределены с помощью инструмента интерполяции по всему объему коллектора. Стартовый дебит по нефти составляет $964 \text{ м}^3/\text{сут}$, по газу – 83 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$, по воде – $74,5 \text{ м}^3/\text{сут}$.

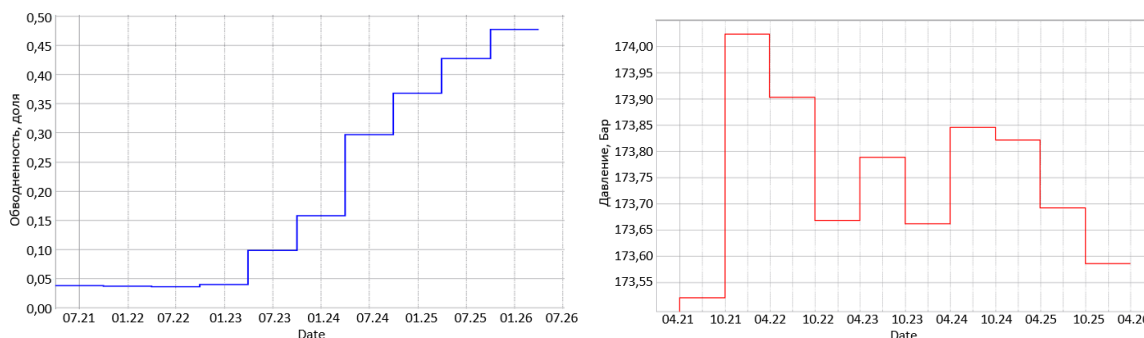


Рис. 5. Динамика обводненности и среднего пластового давления

Fig. 5. Dynamics of water cut and average reservoir pressure

За 5 лет разработки участка удалось извлечь 1397000 ст. м³ нефти, 287000 ст. м³ воды, 119500000 ст. м³ газа (единицы объема приведены к стандартным условиям). Гео-

логические запасы нефти моделируемого участка составляют 11,8386 млн ст. м³, извлекаемые 5,4243 млн ст. м³. Таким образом, текущий КИН равен 11,8 %.

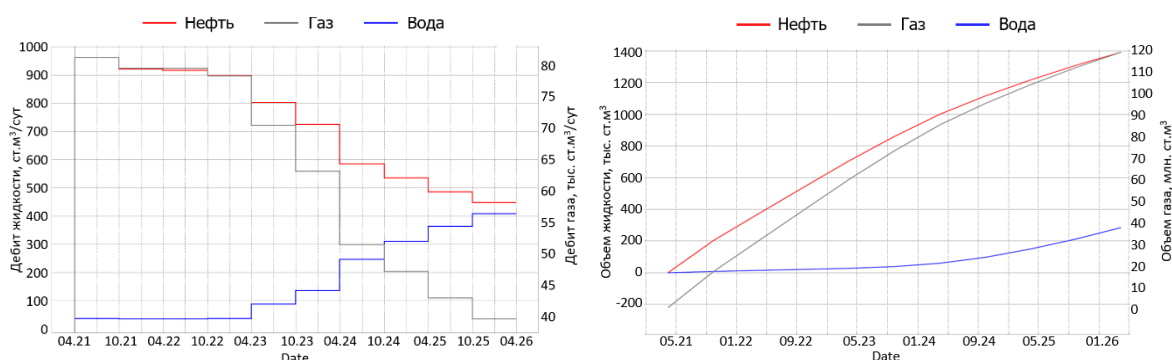


Рис. 6. Прогноз дебитов нефти, газа, воды и накопленные добычи

Fig. 6. Forecast of oil, gas, water production rates and cumulative production

Оптимизированная сетка

Так как Верхнечонский горизонт имеет сложное строение, а исходная модель имеет довольно высокую неоднородность, можно применить инструмент снижения неоднородности коллектора за счет увеличения количества слоев модели [16, 17].

Учитывая размер геологических моделей, для обоснования схемы размельчения была использована инженерная методика, суть которой состоит в определении так называемого параметра неоднородности, получаемого при разбиении слоев модели по вертикали. Параметр неоднородности рассчитывается по формуле:

$$P = \sum_{i,j} (v_1 + v_2)(n_1 - n_2)^2,$$

где v_1 , v_2 – объем ячеек k -го и $k+1$ -го слоя; n_1 , n_2 – песчанистость ячеек k -го и $k+1$ -го слоя.

Чем выше значение параметра P , тем больше ячеек «коллектор» одного слоя объединяются с ячейками «неколлектор» другого слоя, что ущербно для точности модели. Объединению подлежат слои, параметр неоднородности по которым минимальный [18–21].

После расчетов данного параметра для множества вариантов разбиения слоёв строится график зависимости параметра неоднородности от числа слоёв модели.

На рис. 7 приведена такая зависимость для модели Верхнечонского горизонта. Из графика видно, что

параметр неоднородности растет незначительно при укрупнении шага по вертикали.

Таким образом, чтобы повысить геологическую детальность объекта и получить оптимальную для расчетов размерность модели, количество слоев может быть увеличено с 32 (зеленый пунктир), предусмотренных начальной моделью, до 49 (красный пунктир), где на графике отмечается изменение тренда наклона рассматриваемой зависимости.

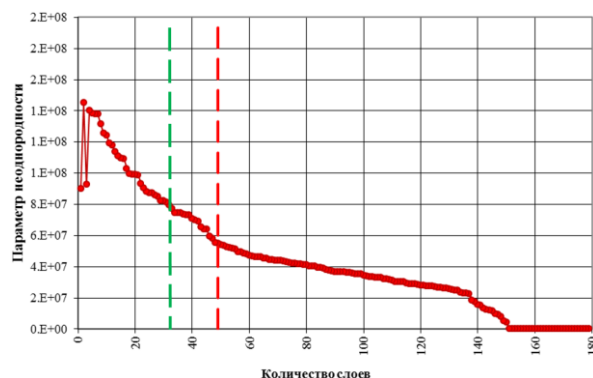


Рис. 7. Зависимость параметра неоднородности

Fig. 7. Dependence of the heterogeneity parameter

После изменения структуры геологической модели объем подвижных запасов нефти увеличился на 3,4 % за счет детализации зон, изначально не участ-

вующих в фильтрации. Таким образом, именно в области этих зон можно расширить фонд скважин.

Был проведен перерасчет гидродинамической модели, которая изначально рассчитывалась с 32 слоями, на 49 слоев. При повышенной детализации модели показатели разработки изменились незначительно, накопленная добыча нефти повысилась на 0,1 %, прирост дополнительно извлекаемых воды и газа незначителен, данные величины входят в диапазон погрешности моделируемых расчетов. Это обусловлено низкой эффективностью дренирования вертикальными скважинами подобного рода коллекторов с высокой латеральной анизотропией. Динамика разработки показала идентичные результаты.

После этого было принято решение рассматривать и анализировать сразу оптимизированный участок с уже новым разбуренным фондом скважин.

По сравнению с исходной сеткой расстановки скважин в новом варианте расчета присутствует одна двухзабойная WU10_1 (1665–2225 м – основной ствол и 2200–2676 м – ответвленный), две горизонтальные добывающие скважины: WU10_2 (1675–2317 м), WU10_3 (1760–2191 м) и одна нагнетательная Nag_3 (1625–1690 м), также указаны интервалы перфорации по MD (рис. 8). Представленная система разработки по итогам расчета модели продемонстрировала один из лучших показателей накопленной добычи при заданном условии «минимум воды – максимум нефти».

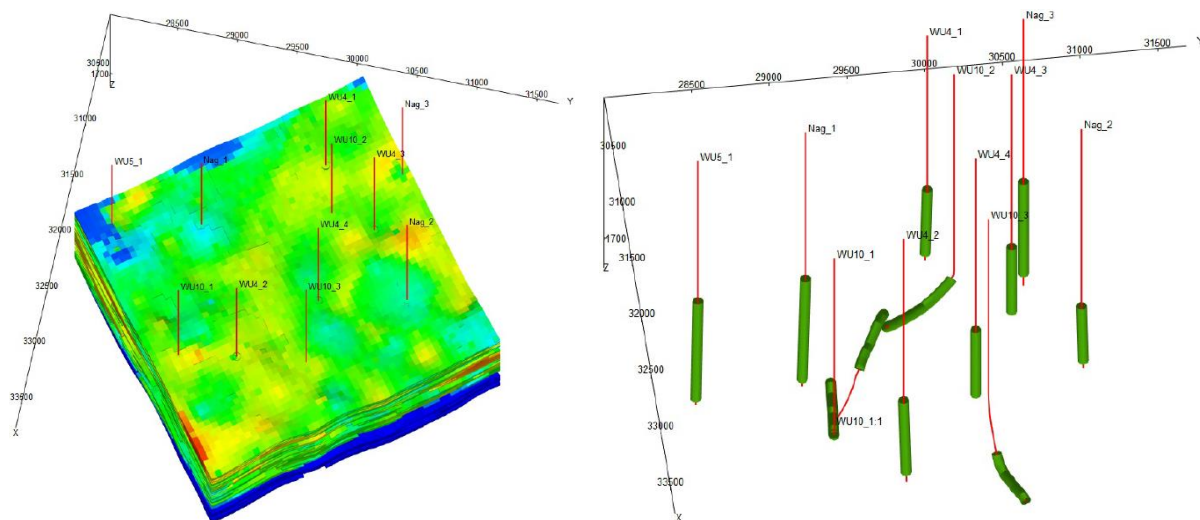


Рис. 8. Взаимное расположение старого фонда с новыми пробуренными скважинами, а также интервалы перфорации. Количество слоев – 49. Размер ячейки 50×50×1,65 м

Fig. 8. Mutual arrangement of the old stock with new drilled wells, as well as perforation intervals. Number of layers – 49. Cell size 50×50×1,65 m

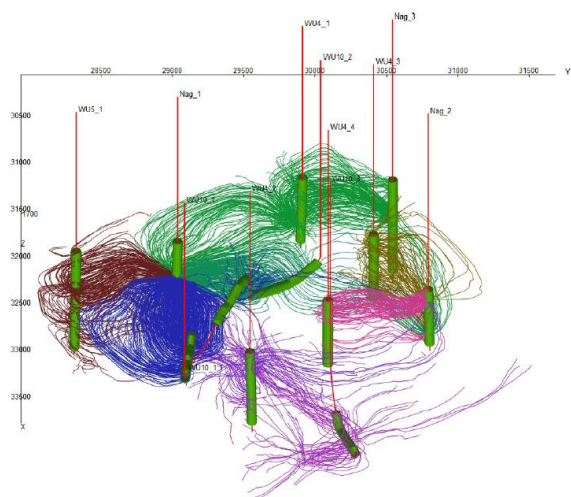


Рис. 9. Линии тока добывающих скважин. Количество слоев – 49. Размер ячейки 50×50×1,65 м

Fig. 9. Production wells streamlines. Number of layers – 49. Cell size 50×50×1,65 m

Линии тока добывающих скважин представлены на рис. 9. Благодаря пробуренной двухзабойной

скважине удалось вовлечь в разработку большую мощность коллектора. Увеличение плотности сетки расстановки скважин сможет незначительно увеличить накопленную добычу, но с экономической точки зрения это решение будет нерентабельно.

Наглядно видно, что в большей части залежи происходит фильтрация флюида. В центральной и южной части плотность линий тока снижена вследствие высокой неоднородности коллектора, а также незначительной эффективной его мощности.

На рис. 10 представлена динамика изменения обводненности добываемой продукции. За полтора года фронт нагнетаемой воды достигает добывающих скважин и обводненность начинает равномерно повышаться. По сравнению с сходной сеткой данный прогнозируемый показатель за 5 лет увеличился на 6,2 %.

За 5 лет с момента начала разработки коллектора пластовое давление снизилось с 173 до 157,3 атм (рис. 10). В большей части коллектора пластовое давление поддерживается на уровне начального, но за счет того, что три скважины разрабатывают изолированные зоны коллектора на естественном режиме, параметр среднего давления падает.

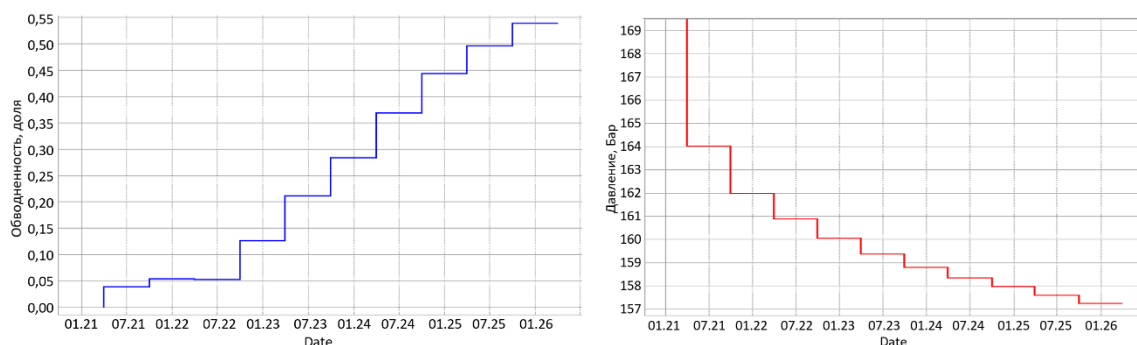


Рис. 10. Динамика обводненности и среднего пластового давления

Fig. 10. Dynamics of water cut and average reservoir pressure

Благодаря увеличению объема залежи, вовлеченной в разработку, повысились объемы дебитов нефти, газа и воды (рис. 11). В новой системе разработки (рис. 9), по сравнению с исходной сеткой (рис. 4), при таких же технологических параметрах, стартовый дебит по нефти вырос на 253 ст. м³/сут и составил 1211 ст. м³/сут, по газу – 97000 ст. м³/сут, по воде – 59 ст. м³/сут.

Накопленные показатели предлагаемой сетки (рис. 11) продемонстрировали одни из лучших соотношений: максимум добытой нефти, минимум добытой воды и газа из всех совершенных итераций, которые имели бы положительный экономический эффект. Исходя из графиков, представленных на рис. 11, накопленная добыча составила: нефть – 1599000 ст. м³, газ – 139000000 ст. м³, вода – 468830 ст. м³. Прогнозируемый накопленный КИН составляет 13,5 %.

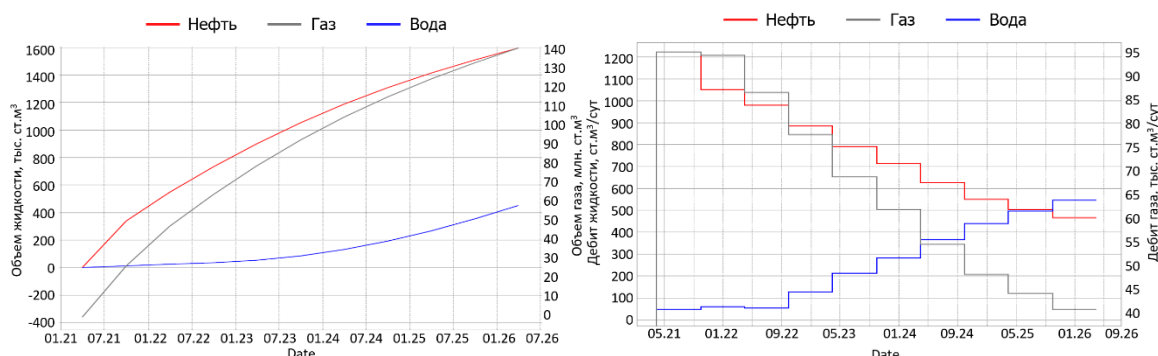


Рис. 11. Прогноз дебитов нефти, газа, воды и накопленные добычи

Fig. 11. Forecast of oil, gas, water production rates and cumulative production

Заключение

На примере построенной модели удалось доказать, что при сложном геологическом строении коллекторов важную роль играет параметр Р (параметр неоднородности). За счет увеличения детализации геологической модели и предложенной сетки добывающих и нагнетательных скважин участка Верхнечонского горизонта удалось выявить дополнительные запасы нефти, не задействованные в фильтрации, на которые

практически никакого влияния не оказывает система поддержания пластового давления.

Прирост подвижных запасов нефти в модели составил 194000 м³. Их удалось вовлечь в разработку за счет расширения фонда скважин, в зонах, где изначально предполагалось отсутствие запасов из-за пониженной точности модели.

Прогнозируемый общий прирост добычи нефти за 5 лет составил 202000 м³. Пробурено четыре дополнительные скважины (1 двухзабойная, 2 горизонтальные и 1 вертикальная нагнетательная).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Рапацкая Л.А. Влияние особенностей геологического строения Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения на систему его разработки и эксплуатации // Науки о Земле и недропользование. – 2020. – Т. 43. – № 3 (72). – С. 350–363.
2. Application of Foam for Gas and Water Shut-off: Review of Field Experience / S.A. Zhdanov, A.V. Miyan, L.M. Surguchev, L.M. Castanier, J.E. Hanssen // European Petroleum Congress. – Milan, Italy: Society of Petroleum Engineers, 1996. – P. 377–388.
3. Abernathy B.F. Waterflood prediction methods compared to pilot performance in carbonate reservoirs // Journal of Petroleum Technology. – 1964. – V. 16. – Iss. 4. – P. 276–282. DOI: 10.2118/629-PA.
4. Economides J.M., Nolte K.I. Reservoir stimulation. – West Sussex, England: John Wiley and Sons, 2000. – 856 p.
5. Saboorian-Jooybari H., Dejam M., Chen Z. Half-century of heavy oil polymer flooding from laboratory core floods to pilot tests and field applications // SPE Canada Heavy Oil Technical Conference. – Calgary, Alberta, Canada, 9–11 June, 2015. – Canada: Society of Petroleum Engineers, 2019. – 26 p. DOI: 10.2118/174402-MS.
6. Ibelegbu Ch. Productivity index in horizontal wells // Journal of Scientific & Industrial Research. – 2004. – № 63. – P. 979–984.
7. Van der Vlis A.C., Duns H., Luque R.F. Increasing well productivity in tight chalk reservoir // X World Petroleum Congress. – Bucharest, Romania, 1979. – P. 71–78.

8. Impact of oil prices on nominal exchange rate: evidence from Ghana / G. Acka, A. Mohammed, J. Ampomah, D. Oppong, O. Sampah // The International Journal of Business & Management. – 2017. – V. 73. – P. 269–281.
9. Bourde D. Well test analysis the use of advanced interpretation models. – Amsterdam, Netherlands: Elsevier science, 2002. – 461 p.
10. Economides M., Daniel H. Petroleum production systems. – Upper Saddle River: Prentice Hall Inc, 1994. – 607 p.
11. Adedapo A., Ayham A. A cohesive approach at estimating water saturation in a low resistivity pay carbonate reservoir and its validation // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2017. – V. 67. – P. 306–320.
12. Effect of quadratic pressure gradient term on a onedimensional moving boundary problem based on modified Dacys law / W. Liu, Y. Liu, J. Yao, Z. Chen // Acta Mechanica Sinica. – 2020. – № 1 (32). – P. 38–53.
13. Cao Y., Yuan G., Xi K. Preliminary discussion of improvement experiments on strong sensitivity low permeability // Xinan Shiyou Daxue Xuebao. – 2012. – № 1. – P. 90–96.
14. Gray D.H., Fatt I., Bergamini G. The effect of stress on permeability of sandstone cores. – California: Society of Petroleum Engineers, 1963. – V. 3. – P. 95–99.
15. Wannell M.J., Colley N.M., Halford F.R. The use of a new technique to determine permeability anisotropy // Schlumberger Evaluation & Production Services. – 1993. – V. 12. – P. 489–495.
16. Cosan A. Measuring permeability anisotropy: the latest approach // Oilfield Review. – 1994. – V. 4. – P. 24–35.
17. Al-Hadrami H.K., Teufel L.W. Influence of permeability anisotropy and reservoir heterogeneity on optimization of infill drilling in naturally fractured tight-gas Mesaverde sandstone reservoirs, San Juan Basin // SPE Rocky mountain regional: low permeability reservoirs symposium. – Denver, USA, March 12–15, 2000. – 12 p.
18. Carpenter C. Better permeability estimation from wireline formation testing // Journal of Petroleum Technology. – February, 2018. – V. 70. – P. 66–68.
19. Makhenko R.Y., Tarokh A. Anisotropy in the undrained pore pressure response of rock // 52nd U.S. Rock mechanics/geomechanics symposium. – Seattle, Washington, USA, 17–20 June, 2018. – 7 p.
20. Pan Y., Medhat M.K., Wayne N. Fieldwide determination of directional permeabilities using transient well testing // SPE Reservoir Evaluation and Engineering. – May 2019. – V. 22. – 11 p.
21. Liu S., King M.J. Improved calculation of effective permeability for pore network models using the diffuse source methodology // SPE European featured at 81st EAGE Conference and Exhibition. – London, England, UK, 3–6 June, 2019. – 19 p.

Поступила 09.03.2022 г.

Информация об авторах

Буланов Н.С., магистрант Политехнической школы Тюменского государственного университета.

Зедгенизов А.В., кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазового дела Иркутского национального исследовательского технического университета.

UDC 551.735 (470.51/54)

OPTIMIZATION OF DEVELOPMENT OF THE VERKHNECHONSKY OIL AND GAS CONDENSATE FIELD BY USING WELL FUNCTIONS, INFLUENCE OF HETEROGENEITY PARAMETER ON DEVELOPMENT, APPLICATION OF MODELING IN PETREL AND tNAVIGATOR

Nikita S. Bulanov¹,
nek103@mail.ru

Anton V. Zedgenizov²,
azedgen@gmail.com

¹ Tyumen State University,
2, 8 Marta street, Tyumen, 625043, Russia.

² Irkutsk National Research Technical University,
83, Lermontov street, Irkutsk, 664074, Russia.

Relevance. The study is devoted to improving the accuracy of constructing geological and hydrodynamic models. At the moment, three-dimensional modeling plays an important role in designing and assessing the prospects of hydrocarbon deposits, which is why it is necessary to look for new patterns that will reduce the error of calculated parameters and increase the reliability of calculations. It is necessary to find the balance between the complexity of the model and the time period necessary for its calculation, otherwise the calculation will either be performed incorrectly, or there will be no possibility of calculating a large variation of the proposed solutions.

Main aim of the research is to improve the accuracy of the hydrodynamic model by varying the inhomogeneity parameter (P), to build a correlation dependence of P on the number of layers in the model; integrate a new stock of production wells into the existing development system; compare the original and new projected grids.

Objects: reservoirs VCh₁ and VCh₂ of the Verkhnechonsky horizon, separated by a clay bar.

Methods: geological and hydrodynamic modeling of the investigated area using Petrel and tNavigator software; highlighting the area with the greatest optimization potential; selection of the number of model layers for an adequate assessment of mobile residual reserves based on the correlation dependence of the heterogeneity coefficient; calculation of predicted development indicators.

Results. The calculation of geological oil reserves was carried out using a three-dimensional geological model in the Volume calculation module using the net-to-gross (NTG) ratio, porosity coefficient, oil saturation and density parameters and a conversion factor. Four additional wells were drilled in the simulated area. The coverage of the simulated waterflooding system increased. The influence of the heterogeneity parameter on the accuracy of the model construction and on the license area operation strategy is estimated. A new development system is proposed.

Key words:

Verkhnechonsky oil and gas condensate field, modeling, heterogeneity parameter, optimization of the development system, forecasting production profiles.

REFERENCES

1. Influence of the peculiarities of the geological structure of the Verkhnechonskoye oil and gas condensate field on the system of its development and operation. Rapatskaya. *Earth Sciences and Subsoil Use*, 2020, vol. 43, no. 3 (72), pp. 350–363. In Rus.
2. Zhdanov S.A., Miyan A.V., Surguchev L.M., Castanier L.M., Hanssen J.E. Application of Foam for Gas and Water Shut-off: Review of Field Experience. *European Petroleum Congress*. Milan, Italy, Society of Petroleum Engineers, 1996. pp. 377–388.
3. Abernathy B.F. Waterflood prediction methods compared to pilot performance in carbonate reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, 1964, vol. 16, Iss. 4, pp. 276–282. DOI: 10.2118/629-PA.
4. Economides J.M., Nolte K.I. *Reservoir stimulation*. West Sussex, England, John Wiley and Sons, 2000. 856 p.
5. Saboorian-Jooybari H., Dejam M., Chen Z. Half-century of heavy oil polymer flooding from laboratory core floods to pilot tests and field applications. *SPE Canada Heavy Oil Technical Conference*. Calgary, Alberta, Canada, 9–11 June, 2015. Canada, Society of Petroleum Engineers, 2019. 26 p. DOI: 10.2118/174402-MS.
6. Ibelegbu Ch. Productivity index in horizontal wells. *Journal of Scientific & Industrial Research*, 2004, no. 63, pp. 979–984.
7. Van der Vlis A.C., Duns H., Luque R.F. Increasing well productivity in tight chalk reservoir. *X World Petroleum Congress*. Bucharest, Romania, 1979. pp. 71–78.
8. Acka G., Mohammed A., Ampomah J., Oppong D., Sampah O. Impact of oil prices on nominal exchange rate: evidence from Ghana. *The International Journal of Business & Management*, 2017, vol. 73, pp. 269–281.
9. Bourde D. *Well test analysis the use of advanced interpretation models*. Amsterdam, Netherlands, Elsevier science, 2002. 461 p.
10. Economides M., Daniel H. *Petroleum production systems*. Upper Saddle River, Prentice Hall Inc, 1994. 607 p.
11. Adedapo A., Ayham A. A cohesive approach at estimating water saturation in a low resistivity pay carbonate reservoir and its validation. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2017, vol. 67, pp. 306–320.
12. Liu W., Liu Y., Yao J., Chen Z. Effect of quadratic pressure gradient term on a one-dimensional moving boundary problem based on modified Dacys law. *Acta Mechanica Sinica*, 2020, no. 1 (32), pp. 38–53.
13. Cao Y., Yuan G., Xi K. Preliminary discussion of improvement experiments on strong sensitivity low permeability. *Xinan Shiyou Daxue Xuebao*, 2012, no. 1, pp. 90–96.
14. Gray D.H., Fatt I., Bergamini G. *The effect of stress on permeability of sandstone cores*. California, Society of Petroleum Engineers, 1963. Vol. 3, pp. 95–99.
15. Wannell M.J., Colley N.M., Halford F.R. The use of a new technique to determine permeability anisotropy. *Schlumberger Evaluation & Production Services*, 1993, vol. 12, pp. 489–495.
16. Cosan A. Measuring permeability anisotropy: the latest approach. *Oilfield Review*, 1994, vol. 4, pp. 24–35.
17. Al-Hadrami H.K., Teufel L.W. Influence of permeability anisotropy and reservoir heterogeneity on optimization of infill drilling in naturally fractured tight-gas Mesaverde sandstone reservoirs, San Juan Basin. *SPE Rocky mountain regional: low permeability reservoirs symposium*. Denver, USA, March 12–15, 2000. 12 p.

18. Carpenter C. Better permeability estimation from wireline formation testing. *Journal of Petroleum Technology*, February, 2018, vol. 70, pp. 66–68.
19. Makhenko R.Y., Tarokh A. Anisotropy in the undrained pore pressure response of rock. 52nd U.S. *Rock mechanics/geomechanics symposium*. Seattle, Washington, USA, 17–20 June, 2018. 7 p.
20. Pan Y., Medhat M.K., Wayne N. Fieldwide determination of directional permeabilities using transient well testing. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, May 2019. Vol. 22, 11 p.
21. Liu S., King M.J. Improved calculation of effective permeability for pore network models using the diffuse source methodology. *SPE European featured at 81st EAGE Conference and Exhibition*. London, England, UK, 3–6 June, 2019. 19 p.

Received: 9 March 2022.

Information about the authors

Nikita S. Bulanov, graduate, Tyumen State University.

Anton V. Zedgenizov, Cand Sc., associate professor, Irkutsk National Research Technical University.