

*Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2023. Вып. 3 (143). С. 48-60.
ISSN 1998-8443 (print)*
*Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products. 2023. Issue 3 (143). P. 48-60.
ISSN 1998-8443 (print)*

Научная статья

УДК 622.276

doi: 10.17122/ntj-oil-2023-3-48-69

EDN: LIKNWY

НОВАЯ МЕТОДИКА АНАЛИТИЧЕСКОГО ЭКСПРЕСС-РАСЧЕТА ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ НЕРАЗРАБАТЫВАЕМЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ МНОГОВАРИАНТНЫХ РАСЧЁТОВ С ЦЕЛЬЮ КОМПЛЕКСНОЙ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

Ринат Робертович Исламов¹, Элина Каримовна Абдрахманова²,
Андрей Витальевич Ялаев³, Фанис Наилевич Нигматуллин⁴,
Булат Шамилевич Муслимов⁵, Айгуль Венеровна Харисова⁶

^{1, 2, 3, 4, 5, 6} ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

¹ IslamovRR@bnipi.rosneft.ru

² AbdrakhmanovaEK@bnipi.rosneft.ru

³ YalaevAV@bnipi.rosneft.ru

⁴ NigmatullinFN@bnipi.rosneft.ru

⁵ MuslimovBS@bnipi.rosneft.ru

⁶ HarisovaAV@bnipi.rosneft.ru

Автор, ответственный за переписку: Айгуль Венеровна Харисова,
HarisovaAV@bnipi.rosneft.ru

Аннотация. Применение новых технологий в разведке и добыче, внедрение новых программных модулей для расчетов с учетом разных налоговых режимов на добычу нефти создают перспективы увеличения добычи из не введенных в разработку нефтегазовых залежей в целом по Российской Федерации. На этапе принятия решений по вводу в разработку новых активов требуется иметь возможность проведения экспресс-оценки технологических показателей.

В данной работе представлены результаты формирования аналитических подходов для проведения экспресс-расчетов показателей разработки не введенных в разработку нефтегазовых, газонефтяных и нефтегазоконденсатных залежей.

Расчеты основаны на использовании набора предварительно рассчитанных характеристик вытеснения и уравнения материального баланса залежей углеводородов.

© Исламов Р. Р., Абдрахманова Э. К., Ялаев А. В., Нигматуллин Ф. Н., Муслимов Б. Ш., Харисова А. В., 2023

Все разработанные алгоритмы внедрены в новый программный модуль «Экспресс-оценка новых ЛУ», который является составной частью корпоративной информационной системы «РН-КИН» - основного инструмента инженера-разработчика в ПАО «НК «Роснефть».

В данной работе отражены описание алгоритма для экспресс-расчета показателей разработки, основные задачи, которые были решены в ходе выполнения работы, и полученные результаты.

Ключевые слова: экспресс-расчет, нефтегазовая залежь, объект-аналог, геолого-физическая характеристика, уравнение материального баланса, характеристика вытеснения, показатели разработки, программный модуль

Для цитирования: Исламов Р. Р., Абдрахманова Э. К., Ялаев А. В., Нигматуллин Ф. Н., Муслимов Б. Ш., Харисова А. В. Новая методика аналитического экспресс-расчета основных показателей разработки неразрабатываемых нефтегазовых залежей для проведения многовариантных расчётов с целью комплексной оптимизации проектных решений // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2023. Вып. 3 (143). С. 48-60. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2023-3-48-60>.

Original article

ANALYTICAL EXPRESS CALCULATION OF THE MAIN INDICATORS OF THE DEVELOPMENT OF A NEW OIL AND GAS RESERVOIR FOR MULTIVARIATE CALCULATIONS IN ORDER TO OPTIMIZE DESIGN SOLUTIONS

Rinat R. Islamov¹, Elina K. Abdrakhmanova², Andrey V. Yalaev³, Fanis N. Nigmatullin⁴, Bulat Sh. Muslimov⁵, Aygul V. Kharisova⁶

^{1, 2, 3, 4, 5, 6}RN-BashNIPIneft LLC (Company of Rosneft Group), Ufa, Russia

¹IslamovRR@bnipi.rosneft.ru

²AbdrakhmanovaEK@bnipi.rosneft.ru

³YalaevAV@bnipi.rosneft.ru

⁴NigmatullinFN@bnipi.rosneft.ru

⁵MuslimovBS@bnipi.rosneft.ru

⁶HarisovaAV@bnipi.rosneft.ru

Corresponding author: **Aygul V. Kharisova**, HarisovaAV@bnipi.rosneft.ru

Abstract. The assets of Rosneft Oil Company PJSC include oil and gas reservoir that have not been put into development, in addition, the resource base is being replenished through geological exploration. The use of new technologies in exploration and production, the introduction of new software modules for calculations, tax regimes for oil production create prospects for increasing production from oil and gas reservoir that have not been put into development in the whole of the Russian Federation. At the stage of decision-making on putting new assets into development, it is required to be able to conduct an express assessment of technological indicators.

This paper presents the results of the formation of analytical approaches for carrying out express calculations of the development in-

dicators of oil and gas, gas-oil and oil-gas condensate reservoir that have not been put into development.

The calculations are based on the use of a set of pre-calculated displacement characteristics and the material balance equation of hydrocarbon reservoir. All developed algorithms are implemented in a new software module, which is an integral part of the RN-KIN corporate information system, the main tool for a development engineer at Rosneft Oil Company PJSC.

This paper reflects the mathematical description of the algorithm for the express calculation of development indicators, the main tasks that were solved in the course of the work, and the results obtained.

Keywords: express calculation, oil and gas reservoir, analogue object, geological and physical characteristics, material balance equation, displacement characteristics, development indicators, software module

For citation: Islamov R. R., Abdrakhmanova E. K., Yalaev A. V., Nigmatullin F. N., Muslimov B. Sh., Kharisova A. V. Novaya metodika analiticheskogo ekspress-rascheta osnovnykh pokazatelei razrabotki nerazrabatyvaemykh neftegazovykh zalezhei dlya provedeniya mnogovariantnykh raschetov s tsel'yu kompleksnoi optimizatsii proektnykh reshenii [Analytical Express Calculation of the Main Indicators of the Development of a New Oil and Gas Reservoir for Multivariate Calculations in Order to Optimize Design Solutions]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2023, Issue 3 (143), pp. 48-60. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2023-3-48-60>.

Введение

При расчете показателей разработки новой залежи инженер использует все имеющиеся исходные данные, характерные для текущей стадии жизненного цикла место-

рождения. Например, при проведении расчетов для аукциона на покупку лицензионного участка (ЛУ), на стадии оценки эффективности проекта геологоразведочных работ, для проведения расчетов неразрабатываемых залежей для определения экономической це-

лесообразности ввода объекта в разработку (предварительная оценка) или для предварительных расчетов перед полноценной технико-экономической оценкой (ТЭО) требуется выполнить расчеты разных вариантов разработки для определения наиболее рационального сценария ввода в разработку новых залежей на основе ограниченного набора исходных данных [1]. При этом для новых объектов зачастую исходных данных бывает недостаточно и для восполнения недостающей информации прибегают к поиску залежей-аналогов [2]. Необходимость проведения таких расчетов возникает в случае недостаточности исходных данных для построения гидродинамической модели (ГДМ).

Использование аналитических подходов позволяет оперативно получать варианты проектных решений и рассматривать уже на стадии предпроектных расчетов тысячи вариантов с вариацией параметров пласта, плотности сетки, заканчивания скважин и т.п.

Однако точность аналитического расчета нефтегазовой залежи снижается при наличии осложняющих факторов, таких как конусообразование, геологические неоднородности. При необходимости более детальных расчетов следует переходить к следующей стадии расчетов с помощью ГДМ. Однако и в этом случае использование быстрых аналитических подходов позволит получить хорошее первое приближение для дальнейшей детальной проработки.

Для этой задачи лучшим видится решение по проведению быстрых аналитических многовариантных расчетов и далее - перенос параметров лучших вариантов, таких как заканчивание и размещение скважин, в гидродинамические модели для более точного расчета и представления результатов на защиту в государственные органы.

Известно множество подходов для аналитического расчета показателей разработки для чисто нефтяных залежей и чисто газовых залежей [1, 3, 4], но в случае нефтегазовых залежей возникают проблемы, связанные с учетом конусообразования и прорыва газа из газовой шапки к нефтяным скважинам. Необходи-

мо также учитывать, что прорыв газа из газовой шапки может приводить к снижению пластового давления, что оказывает влияние на динамику добычи. Для учета данных факторов в разработанной методике используется два известных подхода: определение пластового давления с использованием уравнения материального баланса и прогнозирование показателей разработки с использованием характеристик вытеснения. При этом используется набор характеристик вытеснения, которые заранее рассчитываются с помощью секторных ГДМ и загружаются в базу данных.

Для создания базы характеристик вытеснения (ХВ) был проведен предварительный расчет показателей разработки нефтегазовой залежи в секторных ГДМ, сгенерированных на основе различного сочетания геолого-физических характеристик, таких как нефтенасыщенная толщина, газонасыщенная толщина, проницаемость, пористость, пластовое давление и температура, PVT-свойства пластовых флюидов, соответствующих реальным геолого-физическим характеристикам неразрабатываемых нефтегазовых залежей. Для каждого сочетания геолого-физических характеристик, отражающих свойства различных залежей, проводится также расчет ХВ для разных систем разработки и разной конструкции и заканчивания скважин. Полученная таким образом база предварительно рассчитанных ХВ является основой для последующего расчета показателей разработки.

Процесс аналитического расчета показателей разработки в программном модуле включает в себя ввод исходных данных, или расчет значений исходных параметров по корреляциям с последующей проверкой на корректность. Для описания ловушки залежи используется набор параметров, например длина, ширина, абсолютные отметки контактов или значения нефтенасыщенных и газонасыщенных толщин, на основе которых возможен расчет геометрического объема ловушки углеводородов и объемов газа, нефти и воды.

Для расчета показателей разработки используются уравнение материального баланса

(МБ) для контроля давления и объемов пластовых флюидов, а также набор ХВ, который рассчитан для определенных геолого-физических характеристик (ГФХ) залежей-аналогов.

*Алгоритм использования уравнения
материального баланса*

Методика аналитического экспресс-расчета показателей разработки новой нефтегазовой залежи опирается на применение уравнения объемного материального баланса нефтегазовой залежи [5] и набора характеристик вытеснения. В уравнении объемного материального баланса рассматривается общий случай: нефтяная залежь с газовой шапкой, с подстилающей водой и активным водонапорным горизонтом (аквифером) с применением совместной или раздельной закачки воды и газа. Для расчета аквифера используется модель Картера-Трейси [6], которая достаточно точна и универсальна для корректного описания притока из аквифера для моделей залежей с различными ГФХ.

Как и у любой модели, у модели МБ есть некоторые допущения и вытекающие из них ограничения, которые накладывают ограничения на применимость модели материального баланса [5].

Также в методике экспресс-расчета не учитывается уравнение фильтрации, вследствие чего невозможно учесть, например, контакты сложной конфигурации, образование целиков остаточной нефти. Тем не менее, модель МБ применима во многих случаях, так как позволяет:

- оценить объемы продвижения нефти в газовую шапку на основе уменьшения объема газовой шапки в пластовых условиях при добыче больших объемов прорывного газа в случае залежи массивного типа при наличии аквифера;
- рассчитать пластовое давление в зависимости от отборов и требуемый объем компенсации для поддержания пластового давления;
- на основе волюметрической характеристики резервуара с учетом объемов газо-

вой шапки и остаточной нефти в пластовых условиях приблизительно оценить подъемы газонефтяного контакта (ГНК) и водонефтяного контакта (ВНК);

– после оценки положения контакта модель позволяет пересчитать средневзвешенное давление на этой отметке.

Для методики расчёта положения контактов на каждом временном шаге нужно иметь необходимые данные:

- волюметрическую функцию, т.е. зависимость объема вышележащего коллектора от глубины;
- объёмы запасов всех флюидов в пластовых условиях;
- среднюю пористость пласта и средние значения коэффициентов нефтенасыщенности и газонасыщенности в зависимости от высоты над уровнем зеркала свободной воды.

Зная эти данные, можно по аналогии с объёмным методом распределить запасы по пласту и рассчитать положение контактов, объёмы газовой шапки и нефтяной оторочки на каждый временной шаг.

Значения насыщенности получают разбиением пласта на зоны (газонасыщенную газовую шапку, нефтенасыщенную нефтяную оторочку и т.д.) и расчётом насыщенностей для каждой из таких зон на основе значений критических и начальных насыщенностей. Таким образом, часть исходных данных для расчёта положения контактов задаётся напрямую, а часть получается в результате расчётов пластового давления.

При расчёте положения контактов вводятся следующие допущения:

- все допущения модели материального баланса;
- контакты представляют собой горизонтальные плоскости в любой момент времени;
- отсутствие переходных зон в состоянии равновесия;
- при движении контактов не образуются зоны с переходной насыщенностью.

Основой для расчётов подвижных и зацементированных запасов нефти и газа является

расчёт текущих и экстремальных (минимальных и максимальных за историю разработки залежи) положений контактов ГНК и ВНК.

*Алгоритм использования характеристик
вытеснения*

В работе [2] проведен анализ чувствительности показателей разработки к изменению параметров пласта путем варьирования параметров пласта в синтетических секторных ГДМ и анализа степени изменения показателей разработки. На основании проведенного анализа выделены независимые параметры, которые определяют вид характеристик и которые приняты за основу при формировании набора ХВ для использования при аналитическом расчете показателей разработки: нефтенасыщенная (ННТ), газонасыщенная (ГНТ) и водонасыщенная (ВНТ) толщины, относительная плотность нефти по воде, проницаемость, расчлененность, начальное пластовое давление, депрессия. Значения начальных нефте- и газонасыщенностей существенным образом определяют профили добычи нефти, газа и воды, но, поскольку данные параметры зависят от значений ННТ и ГНТ, а также от кривой капиллярного давления (которая зависит от проницаемости пласта), то напрямую данные параметры также не варьируются. PVT-свойства флюидов (нефти, воды и газа) зависят от пластового давления и температуры, а эти параметры определяются глубиной залегания и тесно между собой коррелируют. Самостоятельная вариация данных параметров не проводится для минимизации размерности эксперимента. PVT-свойства рассчитываются на основе известных корреляций от плотности нефти, пластового давления и температуры, которые, в свою очередь, являются функциями от глубины залегания.

Применяя характеристики вытеснения объекта-аналога для описания процесса эксплуатации и состояния системы, нужно использовать относительные или приведённые характеристики: безразмерное время разработки, коэффициенты извлечения нефти и

газа, изменение пластового давления от начального и т.д. [7].

Для каждого набора параметров пласта, соответствующего участку нефтегазовой залежи, при расчете ХВ также проводится варьирование системы разработки, заканчивания скважин, забойного давления. Таким образом, для каждого участка залежи получается семейство ХВ, соответствующих разным системам разработки, разным заканчиваниям и разным забойным давлениям. Это необходимо для проведения многовариантных расчетов по выбору системы разработки, заканчивания и забойного давления.

На основе разработанной методики расчета характеристик вытеснения подготовлен набор (база данных) синтетических ХВ для нефтегазовых и НГК пластов, в которую входит более 33 тысяч наборов ХВ, полученных для разных ГФХ, относительных фазовых проницаемостей (ОФП), систем разработки и заканчиваний скважин. Помимо непосредственно набора, для каждой характеристики сохранены исходные параметры, которые использовались для расчета ХВ, т.е. исходные данные для формирования каждой ГДМ.

В программном модуле при поиске характеристик производится определение невязки между характеристиками, на основе которых была построена модель и проведен расчет характеристик, с характеристиками залежи и скважины, для которой подбирается ХВ. Поиск характеристик осуществляется в зависимости от указанной системы разработки, заканчивания, группы пород и фазы скважины по минимальному значению невязки. В программном модуле реализован алгоритм поиска аналога [2], который учитывает специфику нефтегазовых залежей и при поиске аналога ХВ использует более 20 параметров пласта.

*Описание методики расчета основных
показателей разработки*

На основе полученного набора характеристик вытеснения разработаны методика и алгоритмы расчета основных показателей

разработки нефтегазовых и нефтегазоконденсатных залежей, таких как дебит и добыча нефти, газа и воды с учетом фонда скважин, продвижения контактов и изменения пластового давления. Методика включает в себя критерии применения расчетных методов в зависимости от исходных данных по залежи. Профиль добычи по месторождению рассчитывается путем суммирования профилей добычи по скважинам с контролем материального баланса по залежи.

На рисунке 1 показана концепция методики расчета основных показателей разработки нефтегазовых и нефтегазоконденсатных залежей.

На рисунке 2 показана общая схема расчета профиля добычи, учитывающая использование набора характеристик вытеснения.

Для расчета профиля добычи в программном модуле в качестве исходных данных могут быть использованы средние значения по залежи или карты. Также на основе исходных данных генерируются кривые ОФП, а также зависимости PVT-свойств от давления. Предусмотрена возможность подключать файлы пользователя в формате гидродинамического симулятора. Пользователь

может задавать общие исходные данные по добывающим и нагнетательным скважинам (тип заканчивания, конструкцию, депрессию) для всего фонда или задавать исходные данные для каждой скважины.

Методика расчета показателей разработки следующая. По каждой скважине рассчитывается выработанность запасов нефти по формуле:

$$\alpha = \frac{V_{НАК}}{V_{НИЗ}}, \quad (1)$$

где $V_{НАК}$ - накопленный отбор нефти, т;

$V_{НИЗ}$ - начальные извлекаемые запасы нефти, т;

α - выработанность запасов, д.ед.

Дебит жидкости $Q_{ж}$, м³/сут, находим на основе продуктивности по формуле:

$$Q_{ж} = (P_{пл} - P_{заб}) \cdot k_{прод}(\alpha), \quad (2)$$

где $k_{прод}(\alpha)$ - коэффициент продуктивности по жидкости от выработанности, м³/сут/МПа;

$P_{пл}$ - пластовое давление, МПа;

$P_{заб}$ - забойное давление, МПа.

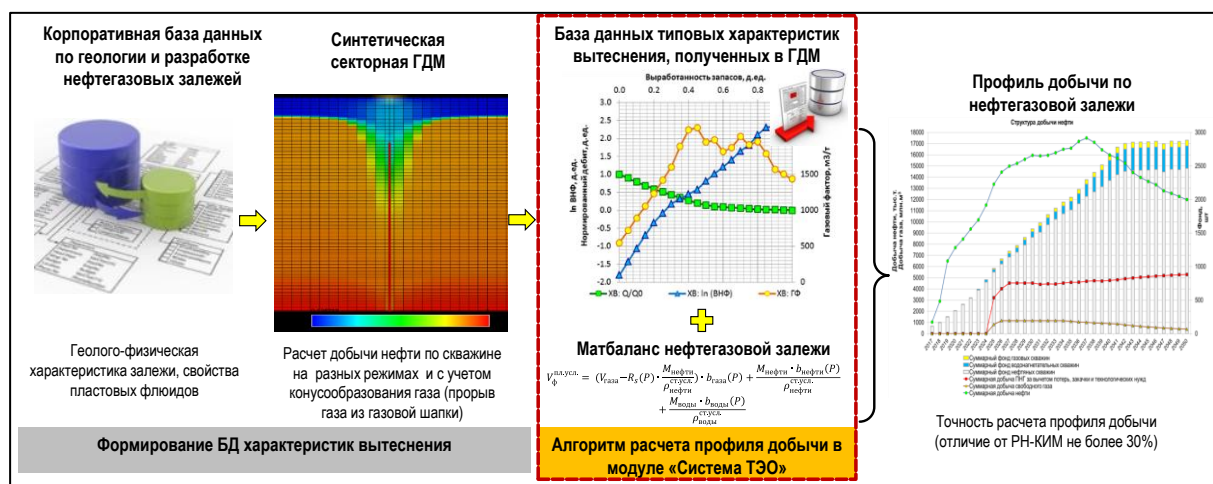


Рисунок 1. Концепция методики расчета основных показателей разработки

Figure 1. The concept of the methodology for main development indicator calculating

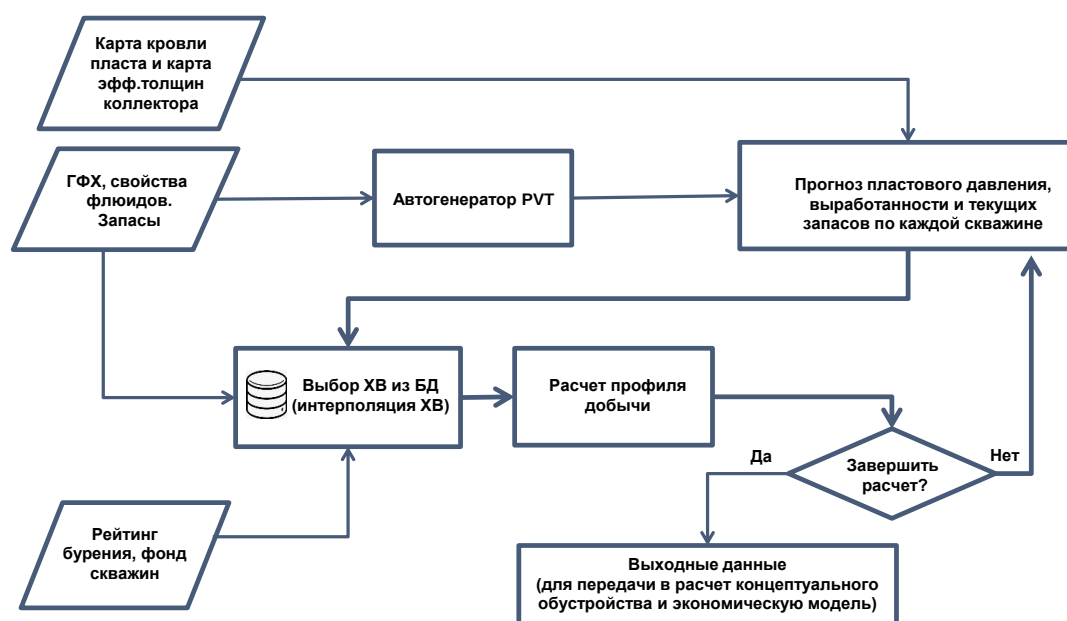


Рисунок 2. Схема расчета

Figure 2. Calculation scheme

Коэффициент продуктивности от выработанности $k_{прод} = f(\alpha)$ хранится в базе данных ХВ.

Дебиты нефти и воды находятся по формулам:

$$Q_H = Q_{\Sigma} \cdot (1 - W_{об}(\alpha)), \quad (3)$$

$$Q_B = Q_{\Sigma} \cdot W_{об}(\alpha), \quad (4)$$

где Q_B - дебит воды, м³/сут;

Q_H - дебит нефти, м³/сут;

$W_{об}(\alpha)$ - объемная обводненность, д.ед.

Дебит газа находится по формуле:

$$Q_G = Q_H \cdot GOR(\alpha), \quad (5)$$

где Q_G - дебит газа, м³/сут;

$GOR(\alpha)$ - газонефтяной фактор, м³/м³.

Зависимость объемной обводненности и газонефтяного фактора от выработанности хранится в базе данных ХВ.

После расчета дебитов воды, нефти и газа по всем скважинам производится расчет

добычи по залежи на расчетный период и обновление данных по выработанности запасов каждой скважины.

На основе объемных коэффициентов флюидов при текущем пластовом давлении определяется требуемый уровень закачки для поддержания пластового давления (ППД).

Необходимая закачка распределяется по нагнетательным скважинам пропорционально их коэффициентам приемистости, которые также хранятся в базе данных ХВ. С учетом ограничений по забойному давлению в нагнетательных скважинах рассчитывается возможный уровень закачки воды в целях ППД.

На основе пластового давления на начало расчетного шага, объемов добычи нефти, воды и газа, а также закачки воды с применением уравнения материального баланса рассчитывается пластовое давление на начало следующего расчетного шага. Скважины отключаются при достижении ограничений по минимально рентабельному дебиту нефти, по максимальной обводненности или газовому

фактору. Показатели разработки рассчитываются для каждой скважины ежемесячно. При этом по каждой скважине можно переопределить продуктивность, забойное давление либо депрессию по скважине, что может пригодиться в случае запланированных геологических мероприятий в любой момент работы скважины после ее запуска. Скважины отключаются после достижения заданных ограничений (например обводненность, газовый фактор, срок работы и пр.). При расчете обрабатываются все ошибки и записываются в специальный файл.

В случае возникновения критических ошибок расчет останавливается. Тестирование показателей разработки, рассчитанных с помощью программного модуля по созданной методике для аналитического экспресс-расчета, показывает достаточно хорошую сходимость по сравнению с секторными ГДМ, созданными на основе идентичных исходных данных.

Апробация методики расчета основных показателей разработки

Для апробации разработанной методики было проведено сопоставление прогнозных показателей разработки для новой неразрабатываемой залежи Компании, полученных в полномасштабной ГДМ и с использованием разработанной методики и алгоритмов в программном модуле.

Для расчета показателей разработки в программном модуле использованы исходные данные по пласту, конструкции скважин, аналогичные использованным для построения ГДМ. Набор ХВ был рассчитан с использованием ОФП, идентичных применяемым в ГДМ.

На рисунке 3 показано сопоставление показателей разработки, рассчитанных в ГДМ и программном модуле для экспресс-оценки новых лицензионных участков.

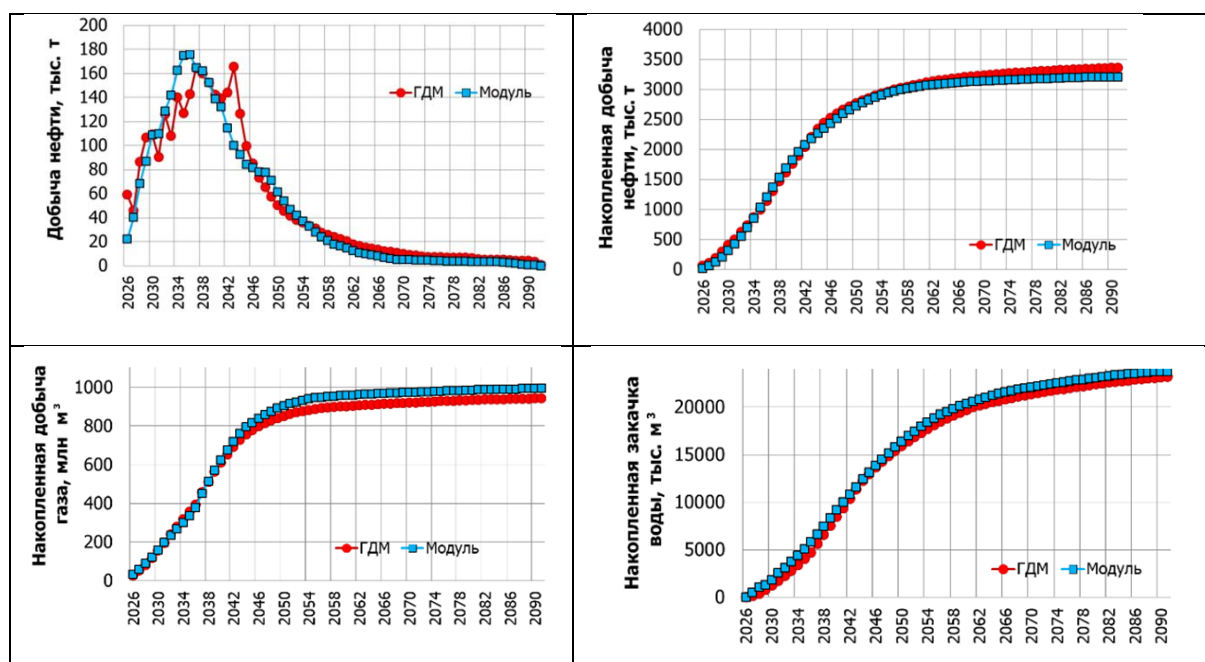


Рисунок 3. Сопоставление результатов расчета профиля добычи

Figure 3. Comparison of production profile calculation results

Сравнение результатов показывает уровень соответствия, достаточный для уровня экспресс-расчетов. На рисунке 4 показан пример применения модуля для выбора оптимальной системы разработки для одной из нефтегазовых залежей месторождения на

территории Западной Сибири. Новый программный модуль является составной частью корпоративной информационной системы «РН-КИН» и будет использоваться для оценки новых нефтегазовых залежей ПАО «НК «Роснефть».

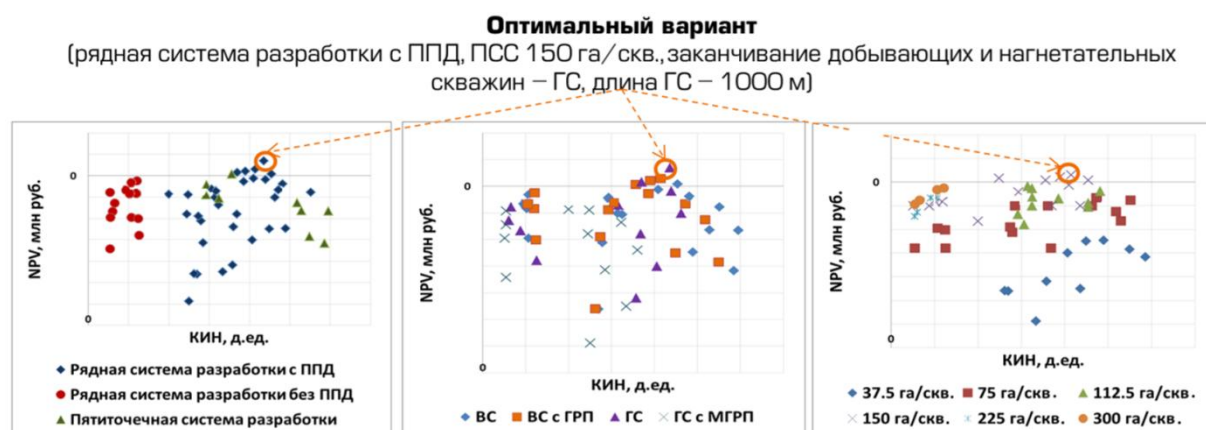


Рисунок 4. Сопоставление показателей разработки нефтегазовых залежей для различных вариантов разработки

Figure 4. Comparison of development indicators for oil and gas deposits for various design options

Выводы

Разработана методика экспресс-расчета показателей разработки новой нефтегазовой и нефтегазоконденсатной залежи, основанная на материальном балансе и наборе характеристик вытеснения. В состав методик входит расчет пластового давления (на уровне контакта, средневзвешенной отметки) на основе уравнения материального баланса при различных уровнях отбора нефти, газа и воды с аналитическим учетом водоносного горизонта.

Для расчетов спроектирована и наполнена база данных объектов-аналогов, основанная на геолого-физических характеристиках нефтегазовых месторождений ПАО «НК

«Роснефть», которая используется для поиска залежи-аналога и восполнения недостающих данных для новых залежей, а также база расчётных характеристик вытеснения.

На основе созданных методик разработан программный модуль, позволяющий проводить экспресс-расчет показателей разработки новой нефтегазовой залежи. Новый модуль является составной частью корпоративной информационной системы «РН-КИН» и активно внедряется в периметре Компании. Проведена апробация модуля сопоставлением расчетов показателей разработки новой залежи. При сравнении результатов с полномасштабной ГДМ модуль показывает погрешность не более 25 %, при этом временные затраты на проведение расчетов сокра-

тились в 5 раз. Это позволяет рассчитывать большее количество вариантов для подбора проектного решения с оптимальными плотностью сетки скважин, темпом отбора. Также возможно проводить оперативный пересчет вариантов при изменении макроэкономических условий.

Разработанные методики позволят обеспечить компании ПАО «НК «Роснефть» высокотехнологичное освоение не введенных в разработку сложных нефтегазовых месторождений, начиная с этапа начальных расчетов на этапе приобретения лицензии и геологоразведочных работ.

Список источников

1. Юлмухаметов Д.Р., Афанасьев И.С., Мухамедшин Р.К., Вавилов Н.В. Интегрированная методика расчета показателей разработки нефтяных месторождений для формирования бизнес-плана // Научно-технический вестник ОАО «НК Роснефть». 2010. № 2. С. 26-29. EDN: MTWWYF.
2. Вологин И.С., Исламов Р.Р., Нигматуллин Ф.Н., Харисова А.В., Лознюк О.А. Методика выбора объекта-аналога для нефтегазовой залежи по геолого-физическим характеристикам // Нефтяное хозяйство. 2019. № 12. С. 124-127. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-12-124-127. EDN: NRPKVE.
3. Варавва А.И., Апасов Р.Т., Бадгутдинов Р.Р., Ямалетдинов А.Ф., Корякин Ф.А., Сандалова Е.Е., Самоловов Д.А., Бикбулатов С.М., Нехаев С.А. Иерархия интегрированных моделей. Применение интегрированного моделирования различной степени сложности на всех этапах жизненного цикла газоконденсатных проектов // ПРОнефть. Профессионально о нефти. 2022. Т. 7, № 2. С. 41-51. DOI: 10.51890/2587-7399-2022-7-2-41-51. EDN: CRWFBK.
4. Фасхутдинов А.Г., Исламов Р.Р., Габбасов Р.Г., Каримов М.Р., Колесник И.Ю. Программный модуль для технико-экономической оценки эффективности разработки и обустройства газовых газоконденсатных месторождений на этапе «предпроект» // Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21, № 1. С. 51-60. DOI: 10.17122/ngdelo-2023-1-51-60. EDN: BDSLPH.
5. Дейк Л.П. Практический инжиниринг резервуаров. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2008. 668 с.
6. Carter R.D., Tracy G.W. An Improved Method for Calculating Water Influx // Transactions of the AIME. 1960. Vol. 219. P. 415-417. DOI: 10.2118/1626-G.
7. Казаков А.А. Прогнозирование показателей разработки месторождений по характеристикам вытеснения нефти водой // РНТС Нефтепромысловое дело: в кн. М.: ВНИИОЭНГ, 1976. С. 5-7.

References

1. Yulmukhametov D.R., Afanasev I.S., Mukhamedshin R.K., Vavilov N.V. Integrirovannaya metodika rascheta pokazatelei razrabotki neftyanykh mestorozhdenii dlya formirovaniya biznes-plana [An Integrated Method for Business Plan Oil Field Production Forecast]. *Nauchno-tekhnicheskii vestnik OAO «NK Rosneft'» - Scientific and Technical Bulletin of «Rosneft'»*, 2010, No. 2, pp. 26-29. EDN: MTWWYF. [in Russian].
2. Vologin I.S., Islamov R.R., Nigmatullin F.N., Kharisova A.V., Loznyuk O.A. Metodika vybora ob'ekta-analoga dlya neftegazovoi zalezhi po geologo-fizicheskim kharakteristikam [Methodology for Selecting an Analogous Object for Oil and Gas Reservoirs to Geological and Physical Characteristics]. *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2019, No. 12, pp. 124-127. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-12-124-127. EDN: NRPKVE. [in Russian].
3. Varavva A.I., Apasov R.T., Badgutdinov R.R., Yamaletdinov A.F., Koryakin F.A., Sandalova E.E., Samolovov D.A., Bikbulatov S.M., Nekhaev S.A. Ierarkhiya integrirovannykh modelei. Primenenie integrirovannogo modelirovaniya razlichnoi stepeni slozhnosti na vseh etapakh zhiznennogo tsikla gazokondensatnykh proektov [Hierarchy of Integrated Models. Applying Integrated Modeling of Varying Detail at Different Stages of Gas Condensate Projects Development]. *PROneft'. Professional'no o nef'ti - PROneft'. Professionals about Oil*, 2022, Vol. 7, No. 2, pp. 41-51. DOI: 10.51890/2587-7399-2022-7-2-41-51. EDN: CRWFBK. [in Russian].
4. Faskhutdinov A.G., Islamov R.R., Gabbasov R.G., Karimov M.R., Kolesnik I.Yu. Programnyi modul' dlya tekhniko-ekonomicheskoi otsenki effektivnosti razrabotki i obustroistva gazovykh gazokondensatnykh mestorozhdenii na etape «predproekt» [Software Module for Feasibility Study Ofeffectiveness of Developmentand Surface Arrangement of Gas and Gas Condensate Fields At Pre-Feed Stage]. *Neftegazovoe delo - Petroleum Engineering*, 2023, Vol. 21, No. 1, pp. 51-60. DOI: 10.17122/ngdelo-2023-1-51-60. EDN: BDSLPH. [in Russian].
5. Deik L.P. *Prakticheskii inzhiniring rezervuarov* [Practical Tank Engineering]. Moscow-Izhevsk, Institut komp'yuternykh issledovaniy Publ., 2008. 668

p. [in Russian].

6. Carter R.D., Tracy G.W. An Improved Method for Calculating Water Influx. *Transactions of the AIME*, 1960, Vol. 219, pp. 415-417. DOI: 10.2118/1626-G.

7. Kazakov A.A. Prognozirovanie pokazatelei razrabotki mestorozhdenii po kharakteristikam vytesneniya nefi vodoi [Forecasting Indicators of Field Development Based on the Characteristics of Oil Displacement by Water]. *V knige «RNTS Neftepromyslovoe delo»* [In the Book «RNTS Oilfield Business»]. Moscow, VNIOENG Publ., 1976, pp. 5-7. [in Russian].

Информация об авторах

• Исламов Ринат Робертович, кандидат физико-математических наук
ООО «РН-БашНИПИнефть»
(ОГ ПАО «НК «Роснефть»)
Начальник отдела сопровождения разработки нефтегазовых залежей
Россия, 450006, Уфа, ул. Ленина, 86/1
e-mail: IslamovRR@bnipi.rosneft.ru

• Абдрахманова Элина Каримовна
ООО «РН-БашНИПИнефть»
(ОГ ПАО «НК «Роснефть»)
Старший специалист отдела сопровождения разработки нефтегазовых залежей
Россия, 450006, Уфа, ул. Ленина, 86/1
e-mail: AbdrakhmanovaEK@bnipi.rosneft.ru

• Ялаев Андрей Витальевич, кандидат физико-математических наук
ООО «РН-БашНИПИнефть»
(ОГ ПАО «НК «Роснефть»)
Ведущий специалист отдела сопровождения разработки нефтегазовых залежей
Россия, 450006, Уфа, ул. Ленина, 86/1
e-mail: YalaevAV@bnipi.rosneft.ru

• Нигматуллин Фанис Наилевич
ООО «РН-БашНИПИнефть»
(ОГ ПАО «НК «Роснефть»)
Начальник управления разработки нефтегазовых месторождений ПНГ, СИ
Россия, 450006, Уфа, ул. Ленина, 86/1
e-mail: NigmatullinFN@bnipi.rosneft.ru

Information about the authors

• Islamov Rinat R., Candidate of Physical and Mathematical Sciences
RN-BashNIPIneft LLC
(Company of Rosneft Group)
Head of the Oil and Gas Reservoirs Development Support Division
86/1, Lenin str., Ufa, 450006, Russia
e-mail: IslamovRR@bnipi.rosneft.ru

• Abdrakhmanova Elina K.
RN-BashNIPIneft LLC
(Company of Rosneft Group)
Senior Specialist of the Oil and Gas Reservoirs Development Support Division
86/1, Lenin str., Ufa, 450006, Russia
e-mail: AbdrakhmanovaEK@bnipi.rosneft.ru

• Yalaev Andrey V., Candidate of Physical and Mathematical Sciences
RN-BashNIPIneft LLC
(Company of Rosneft Group)
Leading Specialist of the Oil and Gas Reservoirs Development Support Division
86/1, Lenin str., Ufa, 450006, Russia
e-mail: YalaevAV@bnipi.rosneft.ru

• Nigmatullin Fanis N.
RN-BashNIPIneft LLC
(Company of Rosneft Group)
Head of the Department of Development of Oil and Gas Fields of PNG, SI
86/1, Lenin str., Ufa, 450006, Russia
e-mail: NigmatullinFN@bnipi.rosneft.ru

• Муслимов Булат Шамилевич
ООО «РН-БашНИПИнефть»
(ОГ ПАО «НК «Роснефть»)
Заместитель начальника управления разработки
нефтегазовых месторождений ПНГ, СИ
Россия, 450006, Уфа, ул. Ленина, 86/1
e-mail: MuslimovBS@bnipi.rosneft.ru

• Muslimov Bulat Sh.
RN-BashNIPIneft LLC
(Company of Rosneft Group)
Deputy Head of the Department of Development
of Oil and Gas Fields of PNG, SI
86/1, Lenin str., Ufa, 450006, Russia
e-mail: MuslimovBS@bnipi.rosneft.ru

• Харисова Айгуль Венеровна
ООО «РН-БашНИПИнефть»
(ОГ ПАО «НК «Роснефть»)
Главный специалист отдела сопровождения
разработки нефтегазовых залежей
Россия, 450006, Уфа, ул. Ленина, 86/1
e-mail: HarisovaAV@bnipi.rosneft.ru

• Harisova Aygul V.
RN-BashNIPIneft LLC
(Company of Rosneft Group)
Main Specialist of the Oil and Gas Reservoirs
Development Support Division
86/1, Lenin str., Ufa, 450006, Russia
e-mail: HarisovaAV@bnipi.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 11.04.2023; одобрена после рецензирования 25.04.2023; принята к публикации 10.05.2023.

The article was submitted 11.04.2023; approved after reviewing 25.04.2023; accepted for publication 10.05.2023.