

ПОДХОД К ВОВЛЕЧЕНИЮ В РАЗРАБОТКУ КОНТАКТНЫХ ЗАПАСОВ НА ПРИМЕРЕ УСТЬ-КУТСКИХ ГОРИЗОНТОВ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

© Коллектив авторов,
2026



**Р.В. Грюмов*, М.Г. Айрапетян, Д.Р. Садринов, Е.В. Бакинова, А.А. Гопко,
В.В. Пухова, Д.А. Слуцкий, В.Ю. Бахурский**

Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Описан подход вовлечения контактных запасов в условиях отсутствия сейсмического прогноза в низкопроницаемых коллекторах Усть-Кутских горизонтов. Построена геологическая 3D-модель пластов на основе собственных данных, собрана информация по основным предпосылкам по разработке как на основе собственных данных, так и с привлечением аналогов, проанализированы и выбраны оптимальные режимы и системы разработки. На основе построенных геологических моделей произведены расчёты в гидродинамическом симуляторе и проведен вероятностный расчет оценки профилей добычи в разных сценариях загрузки инфраструктурных мощностей, на основе которых оценивалась экономика всего потенциала месторождения с вовлечением в разработку контактных запасов.

Цель. Оценить потенциал от вовлечения не только нефтяных залежей, но и контактных ресурсов и запасов с учетом монетизации газа.

Материалы и методы. Комплексный подход, сочетающий построение геологических и гидродинамических моделей с целью получения вероятностных профилей добычи.

Результаты. Оценены все возможные профили добычи под разные инфраструктурные решения и определены рентабельные сценарии разработки месторождения.

Заключение. Данный подход позволил оценить потенциал всего месторождения с учетом вовлечения всех запасов и ресурсов, а также провести сравнительный анализ всех возможных сценариев разработки месторождений с помощью экономических показателей.

Ключевые слова: 3D геологическое моделирование, гидродинамическое моделирование, ресурсная база, накопленная добыча нефти, плотность сетки скважины, пористость, проницаемость, EMV, NPV, нефтенасыщенные толщины, газонасыщенные толщины, карбонатные пласты, относительные фазовые проницаемости, истощение, поддержание пластового давления, гидроразрыв пласта

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Грюмов Р.В., Айрапетян М.Г., Садринов Д.Р., Бакинова Е.В., Гопко А.А., Пухова В.В., Слуцкий Д.А., Бахурский В.Ю. Подход к вовлечению в разработку контактных запасов на примере Усть-Кутских горизонтов Восточной Сибири. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2026;11(1):70–77.
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2026-11-1-70-77>

Статья поступила в редакцию 12.10.2025

Принята к публикации 11.11.2025

Опубликована 30.03.2026

WAY FOR INVOLVE RESOURCE OF GAS AND OIL TO DEVELOP ON EXAMPLE OF UST-KUT HORIZONS
EAST SIBERIA

**Roman V. Gryumov*, Mger G. Ayrapetyan, Dmitry R. Sadrinov, Ekaterina V. Bakinova,
Alexey A. Gopko, Violetta V. Pukhova, Dmitry A. Slutskiy, Vladislav Yu. Bakhurskiy**
Gazprom нефть company group, RF, Saint-Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. An approach to developing contact reserves in the absence of seismic forecasts in low-permeability reservoirs of the Ust-Kut horizons is described. A 3D geological model of the reservoirs was constructed using proprietary data, information on key development assumptions was collected using both proprietary data and analogs, and optimal development modes and systems were analyzed and selected. The resulting geological models were used to perform calculations in a hydrodynamic simulator, and a probabilistic calculation was performed to estimate production profiles under different infrastructure capacity utilization scenarios. These calculations were used to evaluate the economics of the entire field potential with the development of contact reserves.

Aim. To assess the potential from the involvement of not only oil deposits, but also contact resources and reserves, taking into account the monetization of gas.

Materials and methods. An integrated approach combining the construction of geological and hydrodynamic models in order to obtain probabilistic production profiles.

Results. All possible production profiles for different infrastructure solutions have been evaluated and cost-effective scenarios for field development have been identified.

Conclusion. This approach made it possible to assess the potential of the entire field, taking into account the involvement of all reserves and resources, as well as to conduct a comparative analysis of all possible field development scenarios using economic indicators.

Keywords: 3D geological modeling, hydrodynamic modeling, resource base, accumulated oil production, borehole mesh density, porosity, permeability, EMV, NPV, oil-saturated thicknesses, gas-saturated thicknesses, carbonate formations, relative phase permeability, depletion, reservoir pressure maintenance, hydraulic fracturing

Conflict of interest: the authors declare that there is no conflict of interest.

For citation: Gryumov R.V., Ayrapetyan M.G., Sadrinov D.R., Bakinova E.V., Gopko A.A., Pukhova V.V., Slutskiy D.A., Bakhurskiy V.Yu. Way for involve resource of gas and oil to develop on example of Ust-Kut horizons East Siberia. PRONEFT. Professionally about oil. 2026;11(1):70–77. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2026-11-1-70-77>

Manuscript received 12.10.2025

Accepted 11.11.2025

Published 30.03.2026

ВВЕДЕНИЕ

Разработка трудноизвлекаемых и остаточных запасов становится одним из ключевых направлений в нефтегазовой отрасли России. Особенно это актуально для регионов со сложными по геологическому строению залежами — таких как Восточная Сибирь. Контактные запасы, нередко игнорируемые в ранние этапы освоения, становятся важнейшим резервом для устойчивого развития нефтегазодобычи.

Основные признаки улучшенных фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) таких карбонатных пластов, как БЗ-4 и Б5 в Восточной Сибири, сводятся к поиску выступов фундамента, аномальных зон разуплотнения, связанных с различными процессами, такими

как подъем низкоминерализованных элизионных вод/гидротермальных вод, богатых ионами Mg, Mn и Fe, по разуплотненным

С ЦЕЛЬЮ ВОВЛЕЧЕНИЯ В РЕНТАБЕЛЬНУЮ РАЗРАБОТКУ КОНТАКТНЫХ ЗАПАСОВ ТРИЗ УСТЬ-КУТСКОГО ГОРИЗОНТА ПРЕДЛОЖЕН ПОДХОД, ОСНОВАННЫЙ НА АДАПТАЦИИ ЦИФРОВЫХ ГДМ, РАСЧЕТЕ ПРОФИЛЕЙ ДОБЫЧИ РЕНТАБЕЛЬНЫХ СКВАЖИН, ОПТИМИЗАЦИИ ГРП И ВОЗМОЖНОСТЬЮ ПЕРЕВОДА НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН В ГАЗОВЫЕ.

зонам [1] (рис. 1). Данные признаки выделяются по аномалиям акустического импеданса (АИ), кубу амплитуд, сопряженных с зоной разуплотнения / разломами,

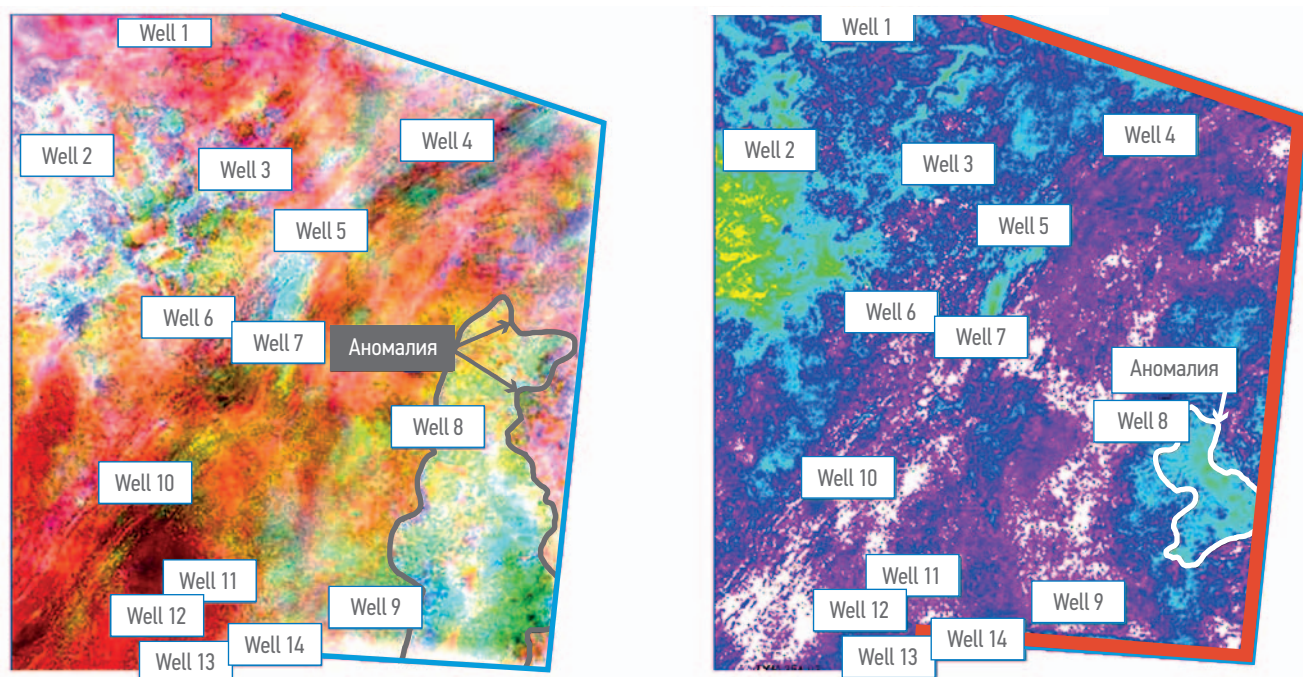


Рис. 1. Выделение аномальных зон на спектральной декомпозиции. Составлено авторами
Fig. 1. Identification of anomalous zones on spectral decomposition. Prepared by the authors

картирование отражающего горизонта (ОГ) F (рис. 2).

В условиях отсутствия прогноза зон, описанных выше (Граф обработки, нацеленный на терригенные пласты, устаревший подход к обработке или совсем отсутствие 3D-сеймики только 2D-профиля), большого периметра контактных запасов невозможно определить якорный периметр для реализации только жидких углеводородов или только природного газа, необходимы условия для реализации как газовых запасов месторождения, так и нефтяных.

В данной работе показан один из возможных подходов для вовлечения в рентабельную разработку трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) из низкопродуктивных зон Усть-Кутского горизонта на примере одного из месторождений Восточной Сибири с применением современных технологий для повышения эффективности извлечения

углеводородов (УВ), а также показаны направления развития технологий, которые позволят увеличить конечную нефтеотдачу Усть-Кутского горизонта.

Так как вариативный расчет профилей подразумевает большое количество входной информации помимо вариантов геологии (литология, расчлененность, коэффициенты проницаемости, пористости и водонасыщенности ($K_{пр}$, K_p , K_v) в вариантах P_{10} - P_{50} - P_{90}), необходимо заложить вариативность по разработке, таких как модель флюида (PVT), относительные фазовые проницаемости (ОФП), также с учетом неопределенности P_{10} - P_{50} - P_{90} (рис. 3).

Особое внимание было уделено выбору системы разработки. Для выбора оптимума было произведено более 140 расчетов в гидродинамической модели (ГДМ) с варьированием режима разработки (ППД, истощение), азимута проводки скважины

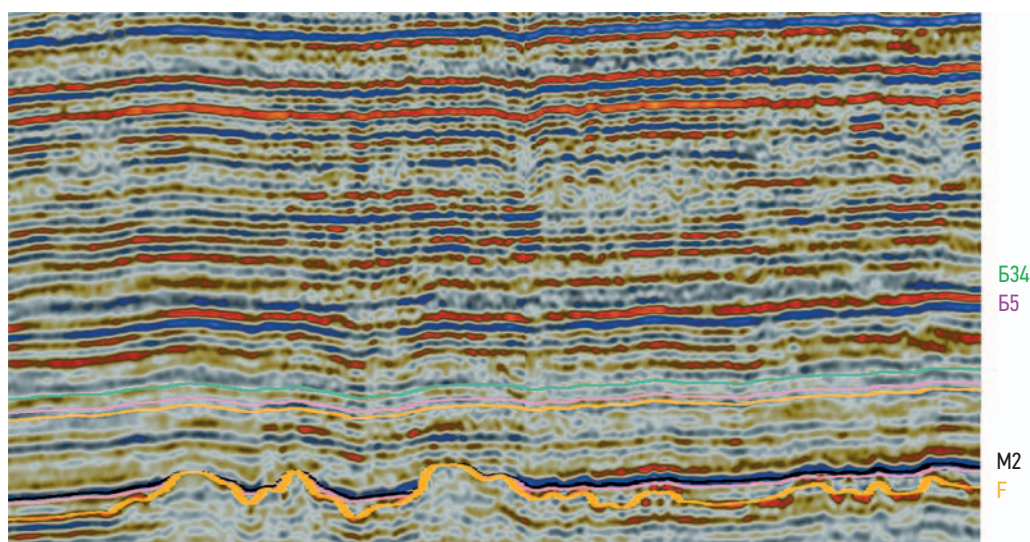


Рис. 2. Выступы фундамента на волновой картине. Составлено авторами
Fig. 2. The protrusions of the foundation in the wave pattern. Prepared by the authors

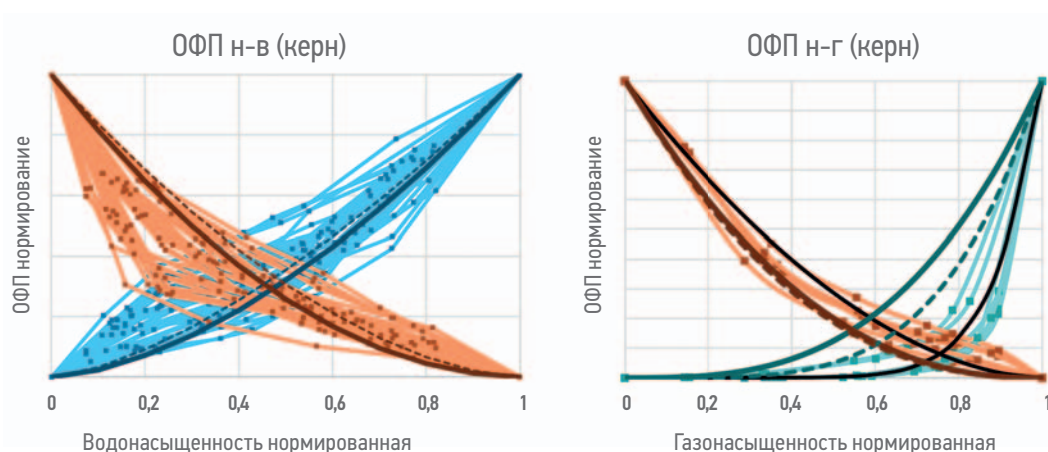


Рис. 3. Учет неопределенности по ОФП в системах «нефть-вода» и «нефть-газ». Составлено авторами
Fig. 3. The creation of uncertainty on PRP in the "oil-water" and "oil-gas" systems. Prepared by the authors

относительно регионального стресса (перпендикулярно, параллельно, 45° относительно стресса) и количества стадий ГРП от 7 до 14 стадий, помимо этого, также варьировалась геологическая подложка из геологической модели (ГМ) (P_{10} - P_{50} - P_{90}). Данные расчеты позволили получить устойчивое решение по выбору системы разработки, основываясь на показателе чистой приведенной стоимости (NPV). Из результатов можно сделать вывод, что оптимальным режимом разработки является истощение, азимут скважины

перпендикулярно стрессу, количество стадий ГРП 12 (рис. 4).

После всех выполненных расчетов был построен анализ чувствительности, на основе которого была разработана программа геолого-разведочных работ для снятия основных неопределенностей (рис. 5).

На следующем этапе выполнялась оценка релевантности авторской ГМ и ГДМ на основе исторических данных по отработке имеющихся скважин и данных испытаний (адаптация модели). По результатам адаптации было выделено несколько скважин с высокими

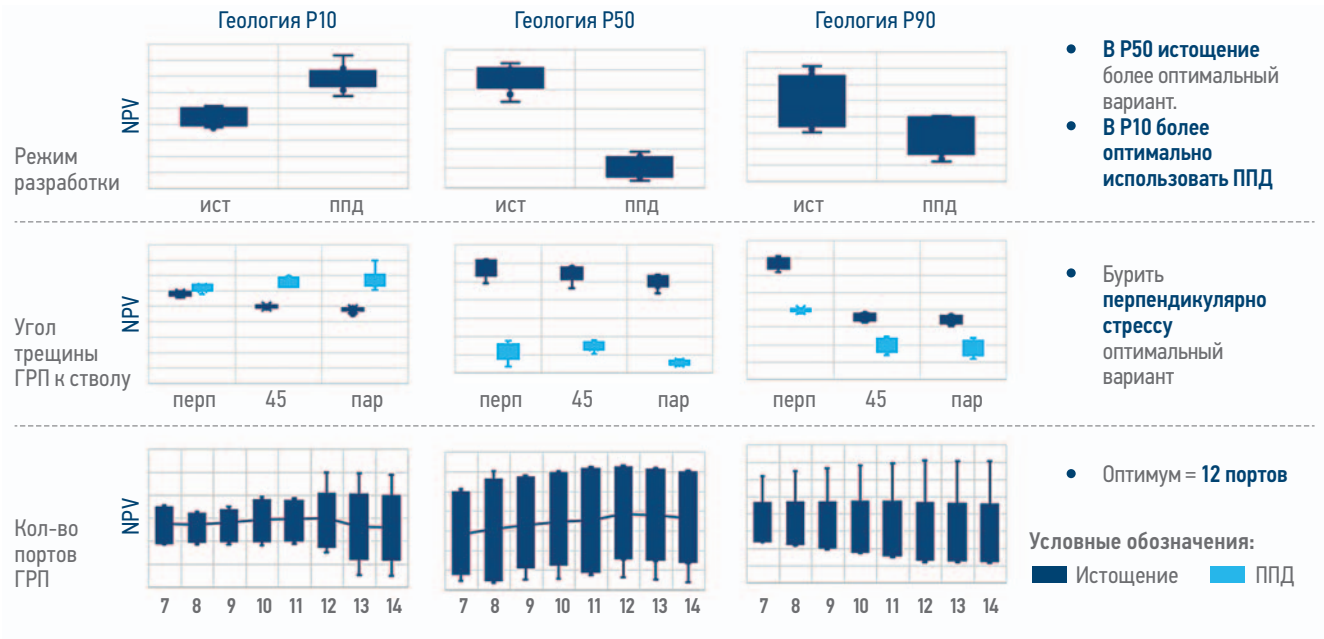


Рис. 4. Расчеты для выбора оптимальной системы разработки. Составлено авторами
Fig. 4. Calculations for choosing the optimal development system. Prepared by the authors

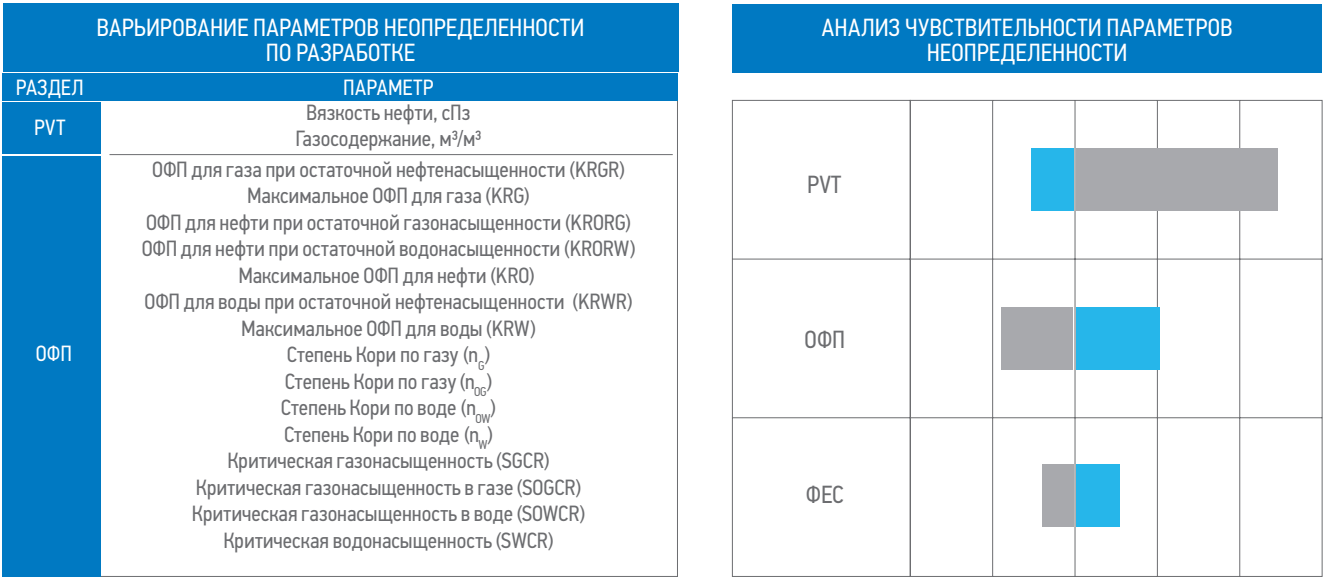


Рис. 5. Все параметры неопределенности в гидродинамической модели и анализ чувствительности. Составлено авторами
Fig. 5. All uncertainty parameters in the hydrodynamic model and sensitivity analysis. Prepared by the authors

Скважина	WPI_MU LT	Статус
Well 1	-	нет Рзаб
Well 2	-	нет Рзаб
Well 3	0,07	разлом
Well 4	-	нет Рзаб
Well 5	1,25	+
Well 6	-	нет Рзаб
Well 7	-	нет Рзаб
Well 8	-	нет Рзаб
Well 9	1,3	+
Well 10	-	нет Рзаб
Well 11	0,04	разлом
Well 12	-	нет Рзаб
Well 13	-	нет Рзаб
Well 14	10	разлом
Well 15	0,65	+
Well 16	1	+
Well 17	-	нет Рзаб

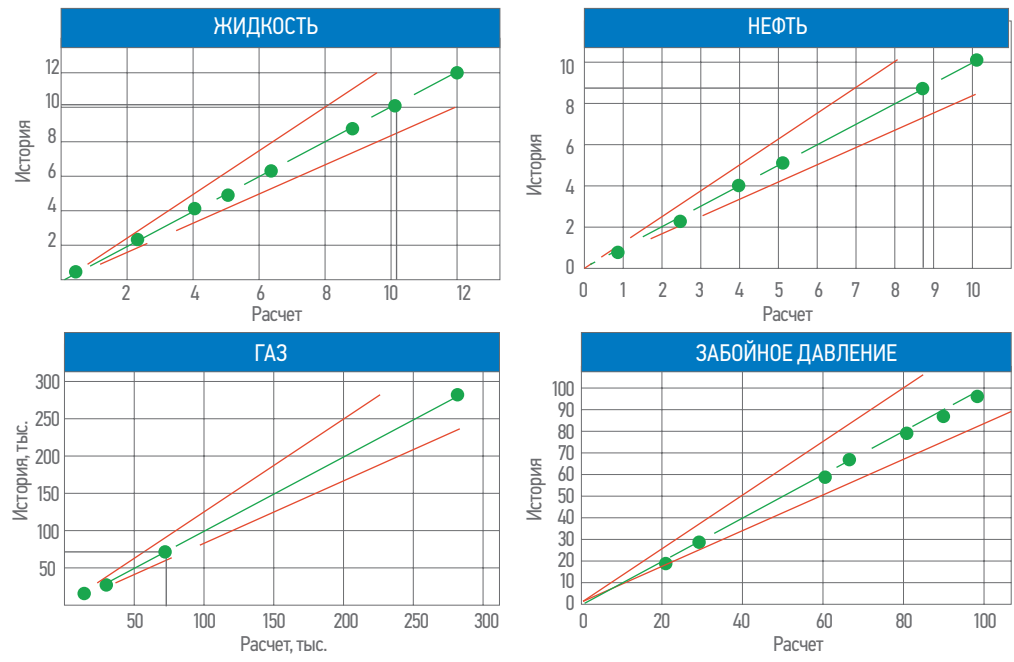


Рис. 6. Результаты адаптации скважин. Составлено авторами
Fig. 6. The results of well adaptation. Prepared by the authors

отклонениями. Выполнив анализ этих данных, с точки зрения геологии было выдвинуто несколько предположений о причинах высокого отклонения: наличие разлома, проходящего рядом с этими скважинами, а также локальное ухудшение ФЕС пласта, вызванное вторичными процессами, повлиявшими на коллектор). На основе выполненной адаптации был сделан вывод о том, что в целом

геолого-гидродинамическая модель описывает свойства резервуара (рис. 6).

На основе выбора оптимальной системы разработки был расставлен фонд скважин согласно принятой плотности сетки скважин (ПСС), параметры, заданные в ГДМ:

- тип модели — Black Oil;
- все разломы в ГДМ непроницаемы;
- проведено сопоставление запасов ГМ/ГДМ — расхождение менее 1,2% пластового объема нефти и газа (STOIIP, GIIP);
- насыщение принято из геологической модели (SWATINIT);
- контроль по работе скважин: по забойному давлению — 40 атм и ограничение по жидкости — 500 м³/сут;
- проводка скважины задана в модели, вскрывающая сразу два пласта, за счет наклонного профиля и трещин ГРП (рис. 7).

После расчета трех моделей в ГДМ (P₉₀-P₅₀-P₁₀) была просчитана рентабельность каждой скважины для вариантов P₁₀-P₅₀-P₉₀, после чего были построены графики накопленной добычи газа от накопленной добычи нефти, по которым можно видеть, какие скважины окупают себя в основном за счет добычи газа, а какие — за счет нефти. Оценка производилась в разных налоговых режимах, так как необходимо было оценить, добыча каких УВ приносит максимальную прибыль (рис. 8).

В результате предыдущего этапа скважины, не прошедшие отсечку окупаемости, были удалены из гидродинамической модели и затем заново произведен расчет

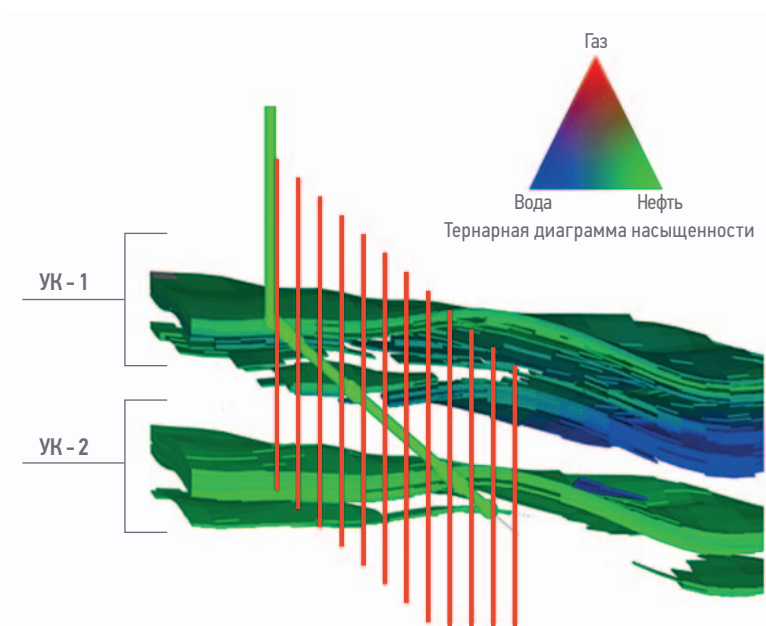


Рис. 7. Проводка скважины и трещины ГРП в ГДМ. Составлено авторами
Fig. 7. Well path through two horizons red lines on picture size of hydraulic fracture. Prepared by authors

с оставшимся фондом в целях устранения влияния интерференций от добычи отсеявшихся скважин. После раскустовки скважин были произведены расчеты в различных экономических моделях для различных вариантов инфраструктурных ограничений, всего было произведено более 50 расчетов,

так как помимо инфраструктурных ограничений необходимо было учесть варианты геологии и разработки в сценариях (P_{10} - P_{50} - P_{90}). Из всех полученных расчетов в 30% проект оказался рентабельным, по этим вариантам были построены профили добычи (рис. 9).

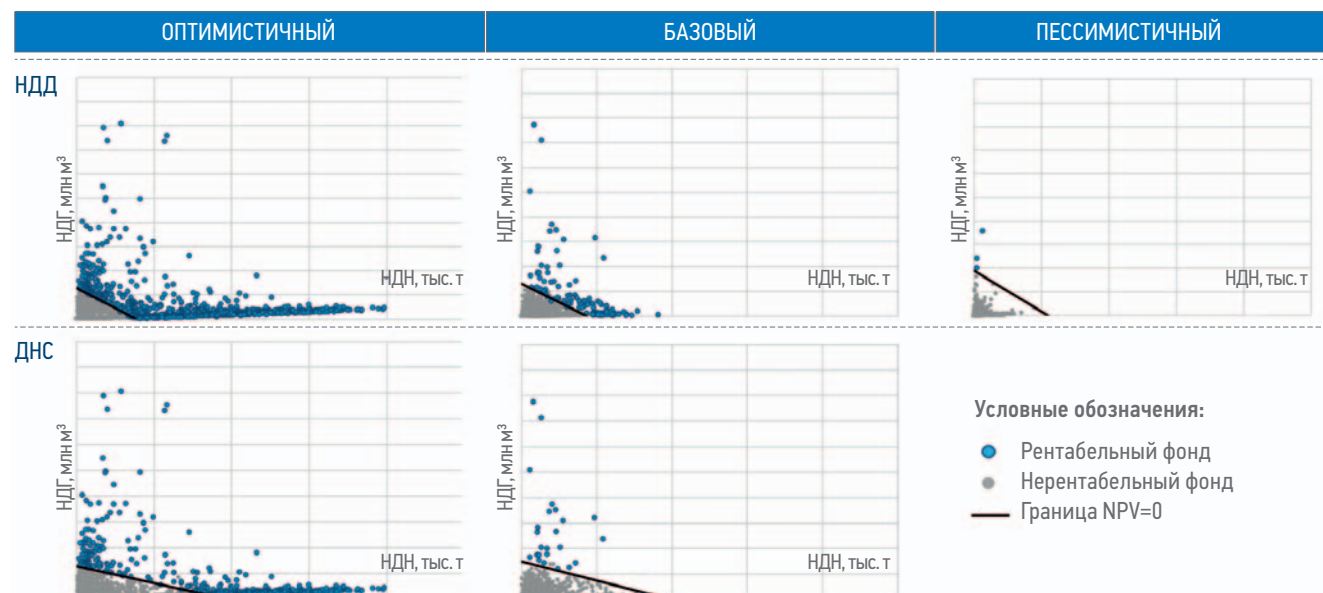


Рис. 8. Оценка рентабельности скважин. Составлено авторами
Fig. 8. Assessment of the profitability of wells. Prepared by the authors

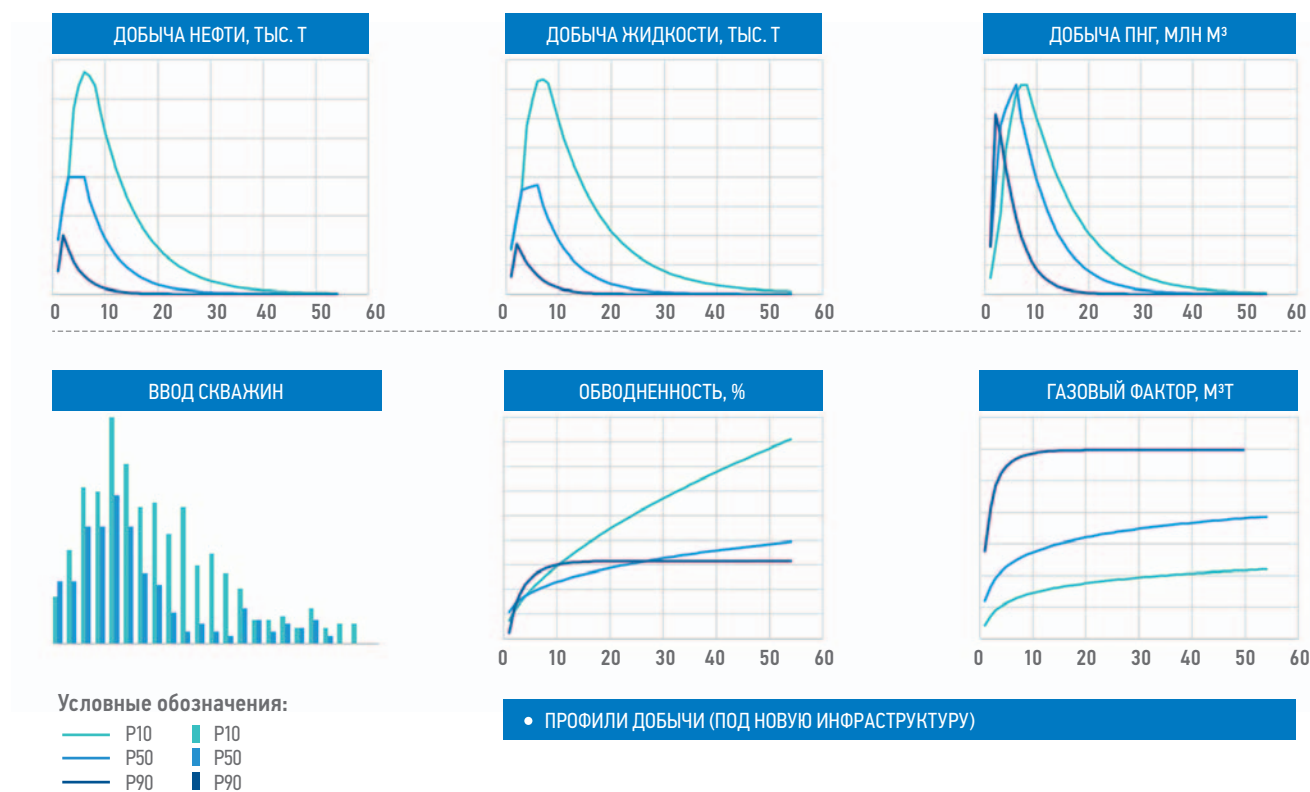


Рис. 9. Один из наборов вероятностных профилей добычи для сценариев P_{10} - P_{50} - P_{90} . Составлено авторами
Fig. 9. One of the sets of probabilistic mining profiles for scenarios. Prepared by the authors

ВЫВОДЫ

- Построена и адаптирована на собственные данные цифровая геолого-гидродинамическая модель;
- Ввиду малого количества собственных данных использовались данные с месторождений-аналогов региона;
- Проведена оценка окупаемости бурения скважин для определения рентабельного фонда;
- После получения профилей добычи рентабельных скважин были рассмотрены несколько сценариев под разные инфраструктурные ограничения (рассчитано более 50 расчетов в разных комбинациях);
- В целом, разработка контактных запасов усть-кутских горизонтов может быть рентабельной при реализации нескольких факторов:
 - Оптимизация ГРП;
 - Наличие собственной инфраструктуры;
 - Возможность перевода нефтяных скважин в газовые.

Список литературы

1. Воробьев В.С., Иванюк В.В., Вилесов А.П. Прогноз перспективных зон развития коллекторов в осинском продуктивном горизонте на основе материалов сейсморазведки и реконструкции истории геологического развития // Геология нефти и газа. — 2014. — № 3. — С. 3–16 (Перспективы нефтегазоносности и обоснование направлений ГРП). ISSN 0016-7894. Библиогр.: с. 15–16 (18 назв.)

References

1. Vorobyov V.S., Ivanyuk V.V., Vilesov A.P. TNNC LLC, Forecast of promising reservoir development zones in the Osinsky productive horizon based on seismic exploration materials and reconstruction of the history of geological development. *Oil and Gas Geology*. 2014, No. 3, pp. 3–16 (Oil and gas potential prospects and justification of exploration directions). ISSN 0016-7894 Bibliography: pp. 15–16 (18 titles).

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Р.В. Грюмов — создание геолого-геофизической модели карбонатных пластов Усть-Кутского горизонта Б34, Б5, написание и оформление статьи.

М.Г. Айрапетян — создание устойчивого бизнес-кейса на основе полученных данных всех подразделений, разработка программы геолого-разведочных работ, редактирование статьи.

Д.Р. Садринов — адаптация гидродинамической модели карбонатных пластов, расчет экономических показателей, редактирование статьи.

Е.В. Бакинова — сбор данных для гидродинамической модели, сбор финансово-экономической модели, редактирование статьи.

А.А. Гопко — сбор данных, создание и адаптация гидродинамической модели терригенных пластов, редактирование статьи.

В.В. Пухова — вероятностная оценка ресурсной базы карбонатных пластов Усть-Кутского горизонта Б34, Б5, редактирование статьи.

Д. А. Слуцкий — создание устойчивого бизнес-кейса на основе полученных данных всех подразделений, разработка программы геолого-разведочных работ, редактирование статьи.

В. Ю. Бахурский — создание устойчивого бизнес-кейса на основе полученных данных всех подразделений, разработка программы геолого-разведочных работ, редактирование статьи.

Roman V. Gryumov — creation of a geological and geophysical model of the carbonate formations of the Ust-Kutsky horizons B34, B5, writing and formatting of the article.

Mger G. Ayrapetyan — creation of a sustainable business case based on the data obtained from all departments, development of the exploration program, editorial of the article.

Dmitry R. Sadrinov — adaptation of the hydrodynamic model of carbonate formations, calculation of economic indicators, editorial office of the article.

Ekaterina V. Bakinova — data collection for a hydrodynamic model, collection of a financial and economic model, editorial office of the article.

Alexey A. Gopko — data collection, creation and adaptation of a hydrodynamic model of terrigenous formations, editorial office of the article.

Violetta V. Pukhova — probabilistic assessment of the resource base of the carbonate formations of the Ust-Kutsky horizons B34, B5, editorial.

Dmitry A. Slutskiy — creation of a sustainable business case based on the data obtained from all departments, development of a program of exploration works, editorial office of the article.

Vladislav Yu. Bakhurskiy — creation of a sustainable business case based on the data obtained from all departments, development of a program of exploration works, editorial office of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Роман Владимирович Грюмов* — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»
190121, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Мгер Грайрович Айрапетян — руководитель проекта по разработке продукта, Группа компаний «Газпром нефть»

Дмитрий Рафаэлевич Садринов — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Екатерина Владимировна Бакинова — ведущий специалист, Группа компаний «Газпром нефть»

Алексей Александрович Гопко — главный специалист, Группа компаний «Газпром нефть»

Виолетта Владимировна Пухова — ведущий специалист, Группа компаний «Газпром нефть»

Дмитрий Анатольевич Слуцкий — руководитель программы проектов, Программа проектов Восточной Сибири, Группа компаний «Газпром нефть»

Владислав Юрьевич Бахурский — заместитель руководителя программы проектов по геологии и разработке, Программа проектов Восточной Сибири, Группа компаний «Газпром нефть»

Roman V. Gryumov* — Head of the Department, Gazprom нефт company group
3–5, Pochtamskaya str., 190121, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Mger G. Ayrapetyan — Head of the Product Development Project, Gazprom нефт company group

Dmitry R. Sadrinov — Head of the Department, Gazprom нефт company group

Ekaterina V. Bakinova — Leading specialist, Gazprom нефт company group

Alexey A. Gopko — Senior specialist, Gazprom нефт company group

Violetta V. Pukhova — Leading specialist, Gazprom нефт company group

Dmitry A. Slutskiy — Project program manager, East Siberia Project Program, Gazprom нефт company group

Vladislav Yu. Bakhurskiy — Deputy head of the Project Program for Geology and Development, Eastern Siberia Project Program, Gazprom нефт company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author