

Интегрированное моделирование как инструмент оценки эффективности технологических мероприятий при разработке нефтегазоконденсатного промысла

Перепелица Д.О., Конев Д.А.

ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
do_perepelitsa4@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация

На текущий момент интегрированные модели активно используются при мониторинге разработки газовых и газоконденсатных месторождений. Применение таких моделей обусловлено необходимостью учета влияния наземной инфраструктуры на динамику добычи углеводородов. Схожая проблематика отмечается и на нефтегазоконденсатных месторождениях, где работа эксплуатационных скважин осложняется высокими газовыми факторами (более 4 000 м³/т). В статье описывается опыт применения интегрированного моделирования для оценки прироста добычи нефти от технологических мероприятий по отводу газа из системы сбора промысловой продукции.

Материалы и методы

В статье описывается опыт применения интегрированного моделирования для оценки прироста добычи нефти от технологических мероприятий по отводу газа из системы сбора. Первоначально выполнено построение и настройка всех компонентов модели на фактические данные. Далее проведена ретроспективная оценка для определения прогностической

способности модели. В заключении выполнен прогнозный расчет в различных сценарных реализациях.

Ключевые слова

интегрированная модель, нефтегазоконденсатный промысел, газовый фактор, модель сети сбора, модель пласта

Для цитирования

Перепелица Д.О., Конев Д.А. Интегрированное моделирование как инструмент оценки эффективности технологических мероприятий при разработке нефтегазоконденсатного промысла // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 6. С. 77–81. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-77-81

Поступила в редакцию: 26.06.2026

OIL PRODUCTION

UDC 622.276.8 | Original Paper

Integrated modeling as a tool for evaluating the effectiveness of technological measures in the design of an oil and gas condensate field

Perepelitsa D.O., Konev D.A.

"RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia
do_perepelitsa4@rn-gir.rosneft.ru

Abstract

Currently, integrated models are actively used in monitoring the development of gas and gas condensate fields. The use of such models is conditioned by the need to take into account the influence of onshore infrastructure on the dynamics of hydrocarbon production. A similar problem is noted in oil and gas condensate fields, where the operation of production wells is complicated by high gas factors (more than 4,000 m³/t).

The article describes the experience of using integrated modeling to estimate the increase in oil production from technological measures to remove gas from the field product collection system.

Materials and methods

The article describes the experience of using integrated modeling to estimate the increase in oil production from technological measures to remove gas from the collection system. Initially, all the components of the model were built and adjusted to the actual data. Next, a retrospective assessment was carried out to determine the predictive

ability of the model. In conclusion, a predictive calculation is performed in various script implementations.

Keywords

integrated model, oil and gas condensate field, gas factor, network model, reservoir model

For citation

Perepelitsa D.O., Konev D.A. Integrated modeling as a tool for evaluating the effectiveness of technological measures in the design of an oil and gas condensate field. Exposition Oil Gas, 2026, issue 6, P. 77–81. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-77-81

Received: 26.06.2026

Введение

Интегрированная модель (ИМ) — это единая физико-математическая модель, описывающая процессы фильтрации, течения, многофазной смеси, как в продуктивных пластах, так и в скважинах, системах сбора/закачки и в комплексе подготовки, то есть это модель, позволяющая учитывать взаимовлияние между различными элементами общей системы и находить единое комплексное решение [1].

ИМ в практическом плане призвана решать следующие задачи:

- мониторинг эффективности работы скважин, трубопроводов, технологического оборудования;
- расчет вариантов реконструкции инфраструктуры;
- прогнозирование осложнений в скважинах и элементах системы сбора промысловой продукции (гидраты, АСПО и т.п.);
- поиск и устранение «узких мест» в системе;
- оценка последствий мероприятий, оценка рисков технико-технологических осложнений.

Интегрированные модели применяются как инструмент мониторинга разработки месторождений углеводородов. Пропускная способность наземной инфраструктуры промысла ограничена типоразмерами трубопроводов и режимами их работы, что может оказать негативное влияние на достижение целевых технико-экономических показателей разработки месторождений.

В настоящее время ИМ получили широкое применение в задачах мониторинга разработки газовых и газоконденсатных месторождений. Оперативный контроль уровней добычи, оценка достаточности потенциала системы сбора и анализ эффективности ГТМ являются основными проблемными вопросами, которые решаются с помощью ИМ.

Вместе с тем ИМ активно внедряют как инструмент комплексной оценки системы «пласт-скважина-сеть сбора» при разработке нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений. На шельфовых месторождениях на основе ИМ выполняют подбор типоразмера устьевых штуцеров для оптимизации технологического режима работы скважин

с соблюдением ограничений по пласту и наземной инфраструктуре [2].

Для месторождений с высокой обводненностью скважинной продукции ИМ применяется как инструмент обоснования управленческих и проектных решений в части реконструкции наземной инфраструктуры с учетом строительства установок предварительного сброса воды [3].

Также актуально применение ИМ для нефтегазоконденсатных месторождений с высоким объемом добычи попутного газа. В условиях ограничения системы подготовки (в части максимальной производительности газосепараторов) с помощью ИМ успешно решается задача максимизации потенциала актива по нефти без превышения пороговых значений по объемам добычи попутного нефтяного газа [4].

В значительно меньшей степени освещен вопрос применения ИМ для нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений с экстремально высокими значениями ГФ (более 4 000 м³/т) вследствие значительной доли прорывного газа в скважинной продукции. Увеличение доли газа в объеме смеси приводит к росту линейного давления в системе сбора промысловой продукции, что влечет за собой снижение добычи нефти.

В этом случае наиболее эффективным мероприятием является отвод газа из системы сбора. Применение ИМ для оценки сроков и эффективности мероприятий по отводу газа позволит снизить риск недостижения целевых показателей по добыче и в комплексе оценить работу системы «пласт-скважина-сеть сбора».

Статья посвящена опыту применения интегрированной модели как инструмента оценки эффективности технологических мероприятий на нефтегазоконденсатном промысле в условиях высокой доли прорывного газа в объеме добываемой продукции.

Постановка задачи

Рассмотрим нефтегазоконденсатное месторождение с нефтяной оторочкой и массивной газовой шапкой (ГШ). Процесс эксплуатации осложнен прорывом значительного объема газа из ГШ к добывающим скважинам. Добыча нефти осуществляется

механизированным фондом скважин, компоновка которых включает ЭЦН с газосепараторами. Средняя величина газового фактора (ГФ) по скважинам превышает значение 4 000 м³/т.

На промысле не предусмотрено разделение веток трубопроводов на высоконапорные и низконапорные. Вся скважинная продукция транспортируется единым потоком до центрального пункта сбора.

Вместе с тем система поддержания пластового давления (ППД) как наиболее эффективное технологическое мероприятие для борьбы с прорывным газом на проблемных кустовых площадках (КП) месторождения не сформирована. В качестве временного решения (до ввода системы ППД) на КП с высоким ГФ для поддержания плановых уровней добычи нефти установлены мобильные горизонтальные факельные установки (МГФУ) [5]. Требуется оценить ожидаемый эффект от применения МГФУ с учетом фактических данных эксплуатации промысла.

Рост объема газа в скважинной продукции оказывает негативное влияние как на работу системы сбора (происходит повышение линейного давления), так и на работу глубоко-насосного оборудования (ГНО), снижая его эффективность [6]. В качестве инструмента для анализа системы «пласт-скважина-сеть сбора» предлагается использовать интегрированную модель.

Описание инструмента

Интегрированная модель базируется на полномасштабной гидродинамической модели продуктивного пласта, включает в себя модели скважинного оборудования (ЭЦН), а также модель сети сбора промысловой продукции. Схема архитектуры ИМ представлена на рисунке 1.

Модели скважин созданы в ПО PROSPER — в их основу легли фактические промысловые данные, а итоговые модели используются в ИМ в формате VLP-таблиц. Адаптация проведена с учетом текущих технологических режимов работы скважин. На рисунках 2–3 представлены примеры настройки моделей скважин на фактический технологический режим работы ЭЦН.

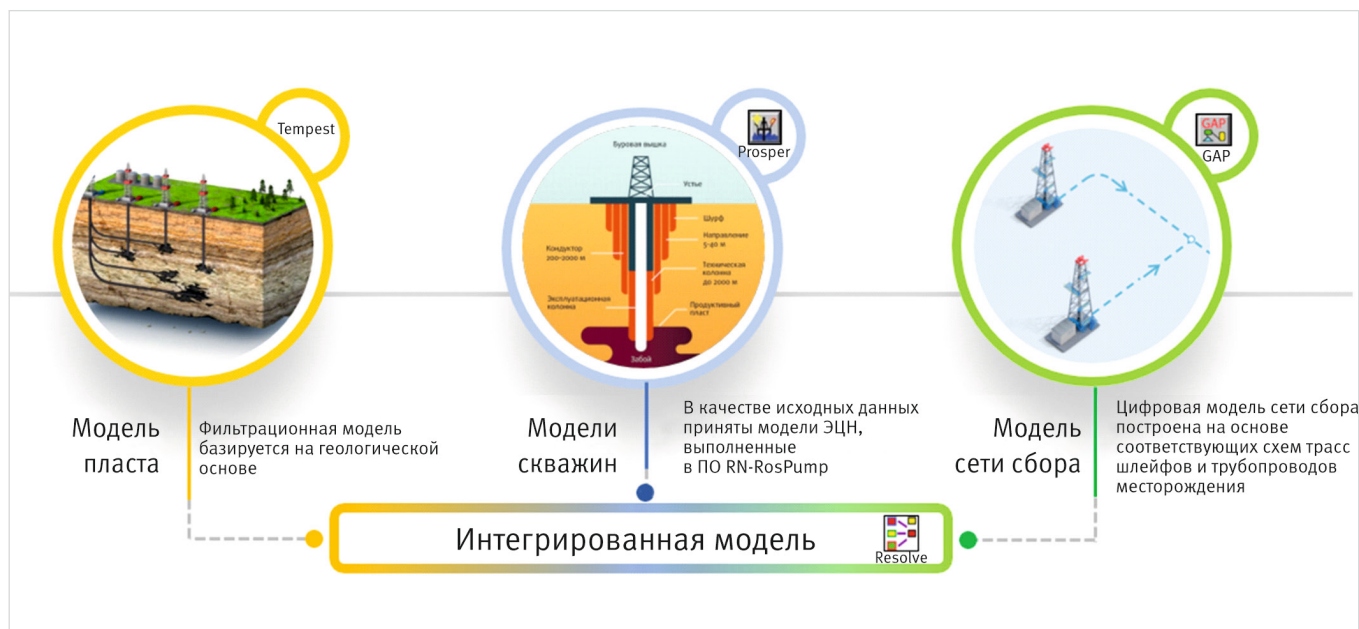


Рис. 1. Архитектура интегрированной модели
Fig. 1. Architecture of the integrated model

Гидравлическая модель сети сбора промышленной продукции сформирована в ПО GAP. На рисунке 4 представлена принципиальная схема кустовой площадки, которая включает:

- участок от устья до входа в ЭЦН;
- газосепаратор на входе в насос;
- участок от сепаратора до ВДП.

В качестве управляющих параметров задано давление на ЦПС и фактические частоты ЭЦН. Контроль адаптации осуществляется по $P_{уст}$, $P_{лин}$, $P_{узд}$, а также по расходу нефти, воды и газа на скважинах. Результаты адаптации представлены на рисунке 5. Расхождения по $P_{лин}$ и $P_{узд}$ между расчетными и фактическими данными не превышают 3 %.

Расчитанные на ИМ профили добычи жидкости, нефти и газа характеризуются достаточной степенью сходимости с фактическими данными (рис. 6–9).

Ретроспективный анализ

Для оценки фактического эффекта от снижения объема газа в системе сбора за счет применения МГФУ выполнена серия расчетов на интегрированной модели:

- расчет, учитывающий фактический объем отведенного газа на МГФУ (коэффициент сепарации газа по каждой скважине

определяется согласно промысловым данным).

- расчет, предполагающий поступление всего объема добываемого газа в ЭЦН и далее в систему сбора промышленной продукции (коэффициент сепарации задается равным 0).

Доля сепарации газа по каждой скважине определяется в модели сети сбора, элементом — «сепаратор».

На рисунке 10 представлены расчетные профили добычи нефти.

По результатам расчета на ИМ отмечается высокая степень сходимости фактических и расчетных значений. Расчеты показывают эффективность реализации технологического мероприятия по отводу газа из системы сбора (табл. 1). Прирост добычи нефти за период 04.2024–08.2025 составил 25,4 у.е. (+10 %).

Оценка ожидаемого эффекта

Оценка эффекта проводилась за период 12 месяцев (08.2025–07.2026). Расчеты на интегрированной модели выполнены для 4 сценариев:

- вариант 1 предполагает отвод газа с фактического фонда скважин (14 ед.);
- вариант 2 предполагает отказ от отвода газа;

- вариант 3 предполагает отвод газа из всех эксплуатационных скважин промысла (33 ед.);
- вариант 4 наследует решения варианта 3 и предполагает оптимизацию ГНО.

На рисунке 11 представлены результаты прогнозной оценки эффективности отвода газа из системы сбора.

По результатам расчета на ИМ наибольший эффект наблюдается при увеличении фонда на МГФУ в комплексе с оптимизацией режима работы ГНО (табл. 2). Данный вариант позволит обеспечить прирост добычи нефти до 17 %.

Стоит отметить, что объем газа отведенного из системы сбора и направленного на ГФУ соответствуют действующим нормативам утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) и не превышают 5 % от общего объема добычи ПНГ.

Итоги

По результатам работы отмечается положительный опыт применения ИМ для оценки количественного эффекта от технологических мероприятий в системе сбора промышленной продукции нефтегазоконденсатного месторождения.

Использование интегрированной модели позволит достичь полной согласованности

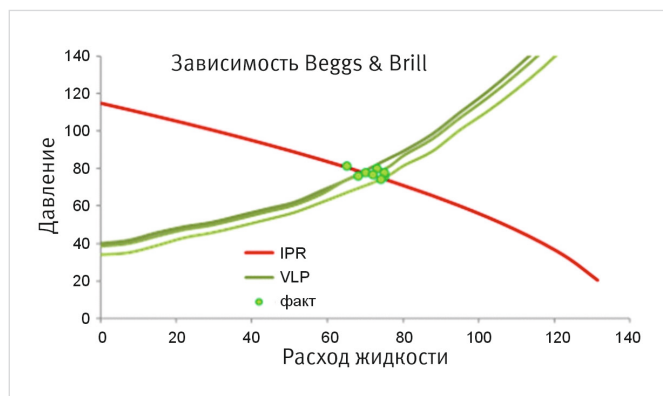


Рис. 2. Результаты адаптации модели скважины № 4
Fig. 2. Results of adaptation of the well model № 4

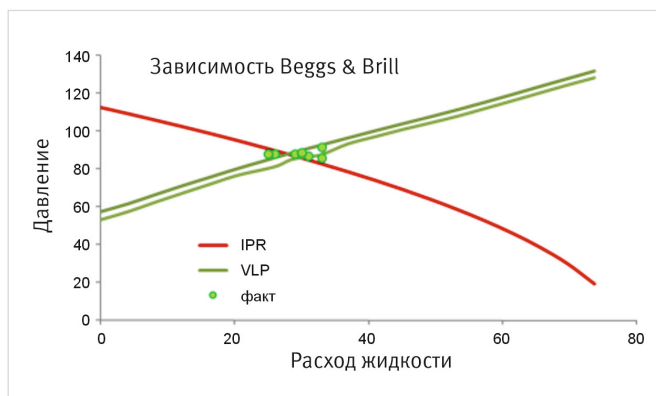


Рис. 3. Результаты адаптации модели скважины № 7
Fig. 3. Results of adaptation of the well model № 7

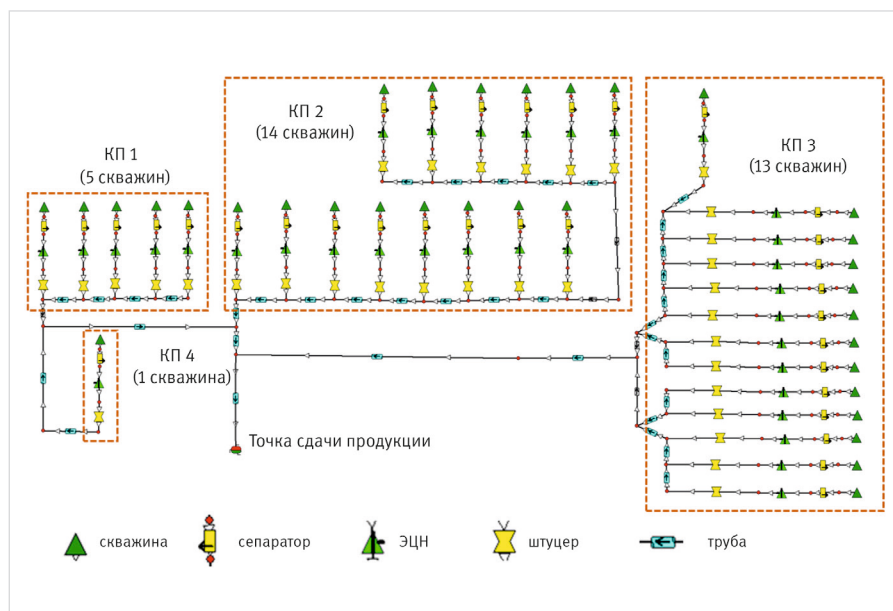


Рис. 4. Модель нефтесборной сети
Fig. 4. Oil collection network model

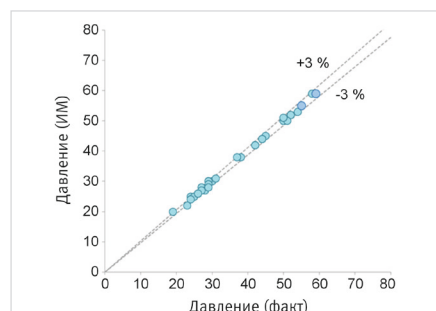


Рис. 5. Кросс-плот линейных давлений
Fig. 5. Linear pressure cross-plot

Табл. 1. Результаты ретроспективного анализа
Tab. 1. The results of the retrospective analysis

Сценарий	Накопленная добыча нефти, у.е.
Отвод газа (факт)	273,3 (+10 %)
Без отвода газа (ИМ)	247,9

Табл. 2. Результаты прогнозной оценки
Tab. 2. The results of the forecast assessment

Сценарий	Накопленная добыча нефти, у.е.	NPV, у.е.
1	84,2	2,6
2	78,6 (-7 %)	2,7
3	92,4 (+10 %)	3,4
4	98,5 (+17 %)	3,6

расчетных параметров (давление, температура и др.) в общих точках различных элементов системы добычи и подготовки УВ. ПАО «НК «Роснефть» ведет активную разработку собственной линейки ПО в области интегрированного моделирования. Описание пластовой части ИМ осуществляется в РН-КИМ. Для моделирования технологических процессов в области транспортировки и подготовки скважинной продукции разрабатывается программный комплекс РН-СИМТЕП.

Выводы

- На интегрированной модели успешно выполнена оценка эффективности технологических мероприятий по отводу газа из системы сбора на примере нефтегазоконденсатного месторождения с экстремально высоким значением ГФ (более 4 000 м³/т).
- Применение ИМ при мониторинге разработки аналогичных месторождений позволит снизить риск недостижения целевых показателей по добыче и в комплексе оценить работу системы «пласт-скважина-сеть сбора».

Литература

1. Падин Е.А., Мубаракшин Л.Н., Орехов Е.Н. и др. Практическое руководство по интегрированному моделированию газовых и газоконденсатных месторождений. Тюмень: Экспресс, 2023. 174 с.
2. Скобеев А.В., Крюков М.А., Лесной А.Н. и др. Опыт создания интегрированной модели на примере морских месторождений Среднего Каспия. Нефтепромысловое дело. 2017. № 7. С. 13–20.
3. Бортников А.Е., Кордик К.Е., Елизаров А.В. и др. Результаты опытно-промышленной эксплуатации интегрированной модели пилотного участка Южно-Ягунского месторождения ТПП «Когалымнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Нефтепромысловое дело. 2019. № 9. С. 63–68.
4. Кордик К.Е., Забродин О.Ю., Абдулин Т.К. и др. О верификации значения газового фактора нефти по фонду скважин Пяяхинского месторождения с применением интегрированной модели. Нефтепромысловое дело. 2020. № 7. С. 11–17.
5. Иванов А.В., Есипов П.К., Бураншин А.Р. и др. Анализ рисков эксплуатации горизонтальных факельных установок в условиях нестационарных режимов работы оборудования. Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2023. № 2. С. 81–94.
6. Карташов М.А., Тетерин И.А., Гузий Н.Е., Романов Г.Р. Повышение эффективности работы УЭЦН на скважинах с высоким газовым фактором // Геология, поиски и разведка полезных ископаемых и методы геологических исследований. Иркутск: ИРНТУ, 2023. Вып. 23. С. 66–69.



Рис. 6. Динамика добычи жидкости
Fig. 6. Dynamics of liquid extraction

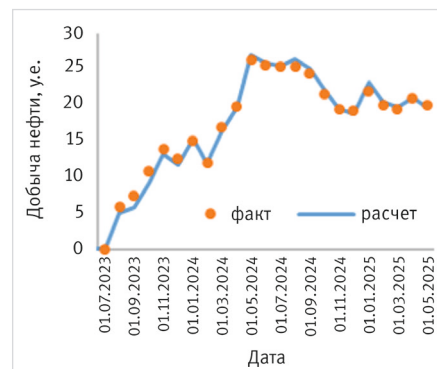


Рис. 7. Динамика добычи нефти
Fig. 7. Dynamics of oil production

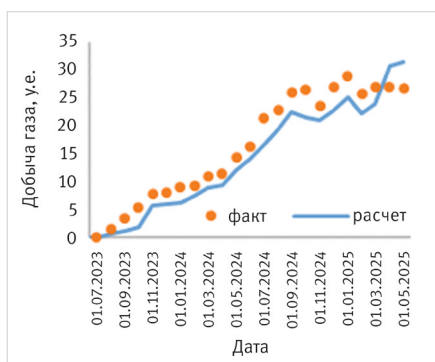


Рис. 8. Динамика добычи газа
Fig. 8. Dynamics of gas production

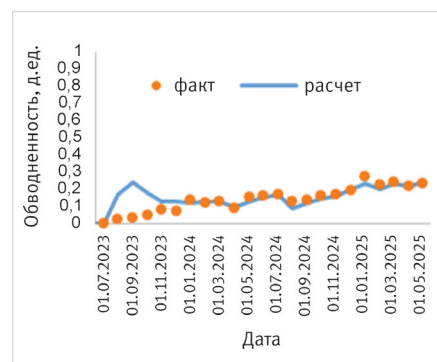


Рис. 9. Динамика обводненности
Fig. 9. Dynamics watercut

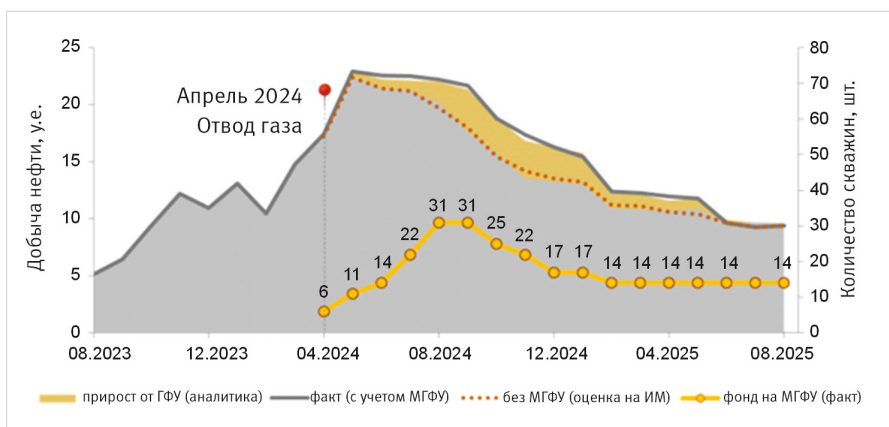


Рис. 10. Ретроспективная оценка
Fig. 10. A retrospective assessment

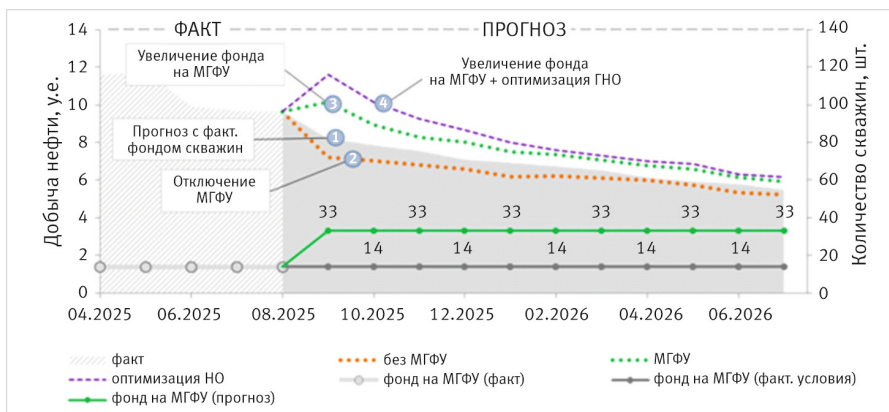


Рис. 11. Прогнозирование вариантов разработки
Fig. 11. Forecasting development options

Results

According to the results of the work, there is a positive experience of using IM to assess the quantitative effect of technological measures in the system of collecting commercial products of an oil and gas condensate field.

The use of the integrated model will make it possible to achieve complete consistency of the calculated parameters (pressure, temperature, etc.) at common points of various elements of the hydrocarbon extraction and treatment system.

Rosneft is actively developing its own software line in the field of integrated modeling. The description of the reservoir part is carried out in the RN-KIM. The RN-SIMTEP software package is being developed

to simulate technological processes in the field of transportation and preparation of downhole products.

Conclusions

- The integrated model has successfully evaluated the effectiveness of technological measures for removing gas from the collection system using the example of an oil and gas condensate field with an extremely high GF value (more than 4,000 m³/t).
- Its use in monitoring the development of similar fields will reduce the risk of non-achievement of production targets and comprehensively evaluate the operation of the reservoir-well-collection network system.

References

1. Padin E.A., Mubarakshin L.N., Orekhov E.N. et al. A practical guide to integrated modeling of gas and gas condensate fields. Tyumen: Express, 2023, 174 p. (In Russ).
2. Skobeev A.V., Kryukov M.A., Lesnoy A.N. et al. Experience of an integrated model development on the example of offshore deposits of the middle Caspian Sea. Oilfield engineering, 2017, issue 7, P. 13–20. (In Russ).
3. Bortnikov A.E., Kordik K.E., Elizarov A.V. et al. Results of the experimental-industrial application of the integrated model in the pilot section of the Yuzhno-Jagunsky field of the “Kogalymneftegaz” territorial-production department of LLC “LUKOIL-Western Siberia”. Oilfield engineering, 2019, issue 9, P. 63–68. (In Russ).
4. Kordik K.E., Zabrodin O.Yu., Abdulin T.K. et al. On verification of the value of oil gas factor by the fund of the Pyakyakhinsky deposit wells using an integrated model. Oilfield engineering, 2020, issue 7, P. 11–17. (In Russ).
5. Ivanov A.V., Esipov P.K., Buranshin A.R. et al. Analysis of the operating risks of horizontal flare units under unsteady equipment regime conditions. Problems of gathering, treatment and transportation of oil and oil products, 2023, issue 2, P. 81–94. (In Russ).
6. Kartashov M.A., Teterin I.A. Guziy N.E., Romanov G.R. Improving the efficiency of ESP operations at wells with a high gas factor. Irkutsk: Geology, prospecting and exploration of minerals and methods of geological research, INRTU, 2023, Vol. 23, P. 66–69. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Перепелица Дмитрий Олегович, специалист,
ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
Для контактов: do_perepelitsa4@rn-gir.rosneft.ru

Конев Дмитрий Алексеевич, руководитель группы,
ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Perepelitsa Dmitry Olegovich, specialist,
“RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: do_perepelitsa4@rn-gir.rosneft.ru

Konev Dmitry Alekseevich, head of the group,
“RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia



При поддержке
АССОЦИАЦИИ
НЕФТЕГАЗОСЕРВИСНЫХ
КОМПАНИЙ



КАЛЕНДАРЬ МЕРОПРИЯТИЙ 2026

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ КОНФЕРЕНЦИИ

26-30 ОКТЯБРЯ 2026,
Адлер,
Сочи Парк Отель

Бурение, освоение, испытания, ремонт и эксплуатация горизонтальных скважин. Инновации в области добычи нефти и газа. Промышленная безопасность на ОПО нефтегазовой отрасли

ACADEMY.
INTECHNOL.
COM



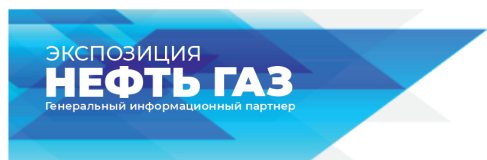
t.me/GNVP_STOP



Сайт



Канал MAX



625000, Россия, г. Тюмень,
ул. Республики д. 62 офис 345

8 (3452) 520-958; 8 800 222 99 89
8 982 928 58 63

academy@intechinol.com
academy.intechinol.com