

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2026.1.173-188>

EDN YFDQQN

УДК 622.276.1/4"712.8"(470.41)

**Комплексный подход к повышению эффективности
разработки нефтяного месторождения на поздней стадии
(на примере месторождения Республики Татарстан)**

Прошлецов Д.А., Макаров В.С., Зайнагутдинов Т.Р.,

Тимербаев Р.Р., Ахунов Ш.М.

Альметьевский государственный технологический университет

«Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия

**An integrated approach to enhancing the efficiency of oil field
development at a late stage (on the example of a field
in the Republic of Tatarstan)**

D.A. Proshletsov, V.S. Makarov, T.R. Zainagutdinov,

R.R. Timerbaev, Sh.M. Akhunov

Almetyevsk State Technological University "Higher School of Petroleum", Almetyevsk, Russia

E-mail: den02pro@gmail.com

Аннотация. В сообществе инженеров-нефтяников укоренилось мнение, что интегрированные модели преимущественно ценны для «молодых» и газовых месторождений, где наземная сеть оказывает существенное влияние на инвестиции в наземное обустройство и эффективность подъема продукции соответственно. В данной работе авторами показана практическая ценность использования интегрированного моделирования для зрелых месторождений, с уже созданной инфраструктурой. В статье рассмотрена проблема планирования геолого-технических мероприятий (ГТМ) на поздней стадии разработки нефтяного такого объекта. На примере одного из месторождений Республики Татарстан, характеризующегося высокой обводненностью и техническими ограничениями системы поддержания пластового давления (ППД); показано, что традиционные геолого-гидродинамические модели (ГГДМ) не учитывают влияния наземной инфраструк-

туры и скважинного оборудования. Авторами предложен комплексный подход с использованием интегрированного моделирования (ИМ), объединяющего модели пласта, скважин и поверхностной сети. Доказано, что применение ИМ позволяет не только повысить точность прогнозов дебитов, но и выявить скрытые эффекты (устьева интерференция, ограничения пропускной способности), влияющие на итоговую экономическую эффективность проекта. Результаты исследования могут быть применены на месторождениях со схожими геолого-техническими условиями.

Ключевые слова: *интегрированное моделирование, геолого-технические мероприятия, поздняя стадия разработки, устьева интерференция, система ППД, гидродинамическая модель, оптимизация наземной инфраструктуры, полимерное заводнение*

Для цитирования: Прошлецов Д.А., Ахунув Ш.М., Макаров В.С., Зайнагутдинов Т.Р., Тимербаев Р.Р. Комплексный подход к повышению эффективности разработки нефтяного месторождения на поздней стадии (на примере месторождения Республики Татарстан) // Нефтяная провинция.-2026.-№1(45).-С. 173-188. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2026.1.173-188>. - EDN YFDQQN

Abstract. Within the petroleum engineering community, there is a prevailing belief that integrated models are primarily valuable for "green" fields and gas fields, where the surface network significantly impacts facility investment and production lift efficiency, respectively. In this paper, the authors demonstrate the practical value of using integrated modeling for mature fields with existing infrastructure. The article addresses the challenge of planning well interventions (workovers) at a late stage of development for such an oil field. Using an example from a field in the Republic of Tatarstan, characterized by high water cut and technical constraints in the reservoir pressure maintenance system, it is shown that traditional geological and reservoir simulation models do not account for the impact of surface infrastructure and well equipment. The authors propose an integrated approach utilizing Integrated Asset Modeling (IAM), which combines reservoir, well, and surface network models. It is proven that the application of IAM not only improves the accuracy of production rate forecasts but also reveals hidden effects (wellhead interference, capacity constraints) that influence the ultimate economic efficiency of the project. The research findings can be applied to fields with similar geological and engineering conditions.

Key words: *integrated modeling, geological and technical operations, late development stage, wellhead interference, RPM system, hydrodynamic model, optimization of ground-based infrastructure, polymer flooding*

For citation: D.A. Proshletsov, Sh.M. Akhunov, V.S. Makarov, T.R. Zainagutdinov, R.R. Timerbaev Kompleksnyy podkhod k povysheniyu effektivnosti razrabotki neflyanogo mestorozhdeniya na pozdney stadii (na primere mestorozhdeniya Respubliki Tatarstan) [An integrated approach to enhancing the efficiency of oil field development at a late stage (on the example of a field in the Republic of Tatarstan)]. Neftyanaya Provintsiya, No. 1(45), 2026. pp. 173-188. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2026.1.173-188>. EDN YFDQQN (in Russian)

Введение

Рассматриваемое месторождение находится на поздней стадии разработки, характеризуемой низкими дебитами нефти, высокой обводненностью продукции и наличием системных технических вызовов. Ключевыми проблемами являются непроизводительная закачка в системе поддержания пластового давления (ППД) и недостаточная оснащенность нагнетательным фондом скважин. В таких условиях стандартное планирование геолого-технических мероприятий (ГТМ) на основе классических геолого-гидродинамических моделей (ГГДМ) часто приводит к завышению ожидаемых эффектов и, как следствие, к невыполнению плановых показателей добычи [1].

Традиционная ГГДМ, являясь мощным инструментом для расчета фильтрации флюидов в пласте, не учитывает гидравлику движения флюида от забоя до устья и далее по наземным трубопроводам, а также «игнорирует» реальные технологические режимы работы насосного оборудования [2]. Это приводит к ситуации, когда прогнозируемый прирост добычи от проведения ГТМ не достигается в реальных условиях эксплуатации из-за неучтенных ограничений наземной инфраструктуры и скважинного оборудования.

Целью данной работы является демонстрация эффективности комплексного подхода к анализу разработки одного из месторождений Республики Татарстан с применением интегрированной модели (ИМ). Основная гипотеза исследования заключается в том, что учет взаимосвязи в системе «пласт — скважина — наземная инфраструктура» позволяет принимать принципиально более качественные и экономически обоснованные решения по управлению активом на всех уровнях — от отдельной скважины до месторождения в целом.

1. Методология комплексного подхода

В ходе выполнения данной научно-исследовательской работы авторами совершенствуется «традиционный» подход, базирующийся на расчетах в ГГДМ, путем перехода к интегрированному моделированию, основанному на интеграции разнородных моделей. Интегрированная модель представляет собой единую цифровую среду, объединяющую:

1. PVT-модель флюида, описывающую его фазовое состояние и свойства при различных термобарических условиях.
2. Геолого-гидродинамическую модель пласта, отвечающую за фильтрацию флюидов в пористой среде и учет геологической неоднородности.
3. Модели добывающих и нагнетательных скважин, воспроизводящие движение флюида от забоя к устью и от устья к забою с учетом конкретного типа глубинно-насосного оборудования (ГНО).
4. Модель системы сбора и транспорта, учитывающую гидравлические потери в трубопроводах и изменение термобарических условий по длине сети [3].

Такой подход позволяет перейти от изолированного анализа пласта к анализу работы всего актива как единого «организма», где изменение режима работы одного элемента неизбежно влияет на все остальные [4, 5].

2. Учет работы скважинного оборудования (уровень скважины)

Одним из существенных различий между геолого-гидродинамическим и интегрированным моделированием является степень детализации работы скважинного оборудования [6]. В ГГДМ прогнозные показатели зачастую задаются фиксированным дебитом жидкости или забойным давлением, что подразумевает наличие «идеального насоса» с неограниченной мощностью – возможно изменение дебита скважин на произвольную величину, обеспечиваемое пластом. В реальности производительность скважины ограничена характеристиками установки электроцентробежного

насоса (ЭЦН) или штангового глубинного насоса (ШГН), а также нагрузкой на наземную систему транспорта продукции.

В интегрированной модели для определения технологического режима работы применяется узловой анализ, основанный на поиске точки пересечения кривой притока из пласта (IPR-кривая) и кривой распределения давления в стволе скважины (VFP-кривая), построенной с учетом паспортных характеристик насоса (Рис. 1, 2). Для скважин, эксплуатируемых ШГН, учитывается число качаний, длина хода и типоразмер насоса; для скважин, эксплуатируемых ЭЦН, — частотная характеристика и зависимость напора от подачи.

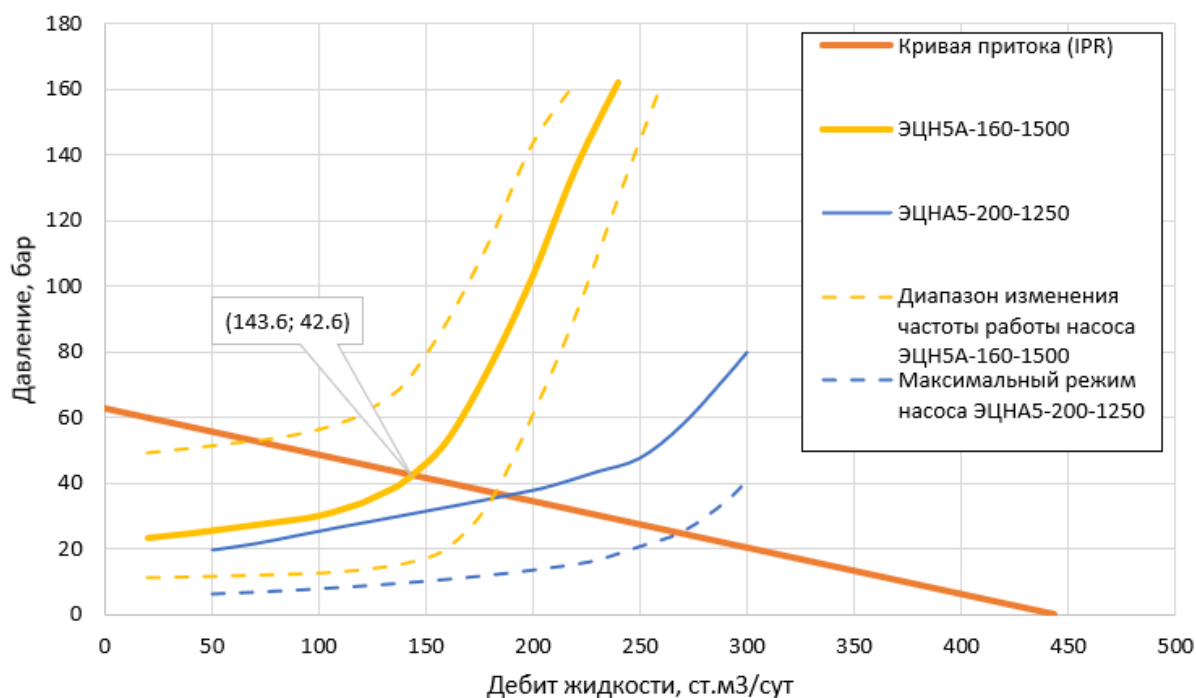


Рис. 1. Результаты применения узлового анализа для скважины, эксплуатируемой ЭЦН

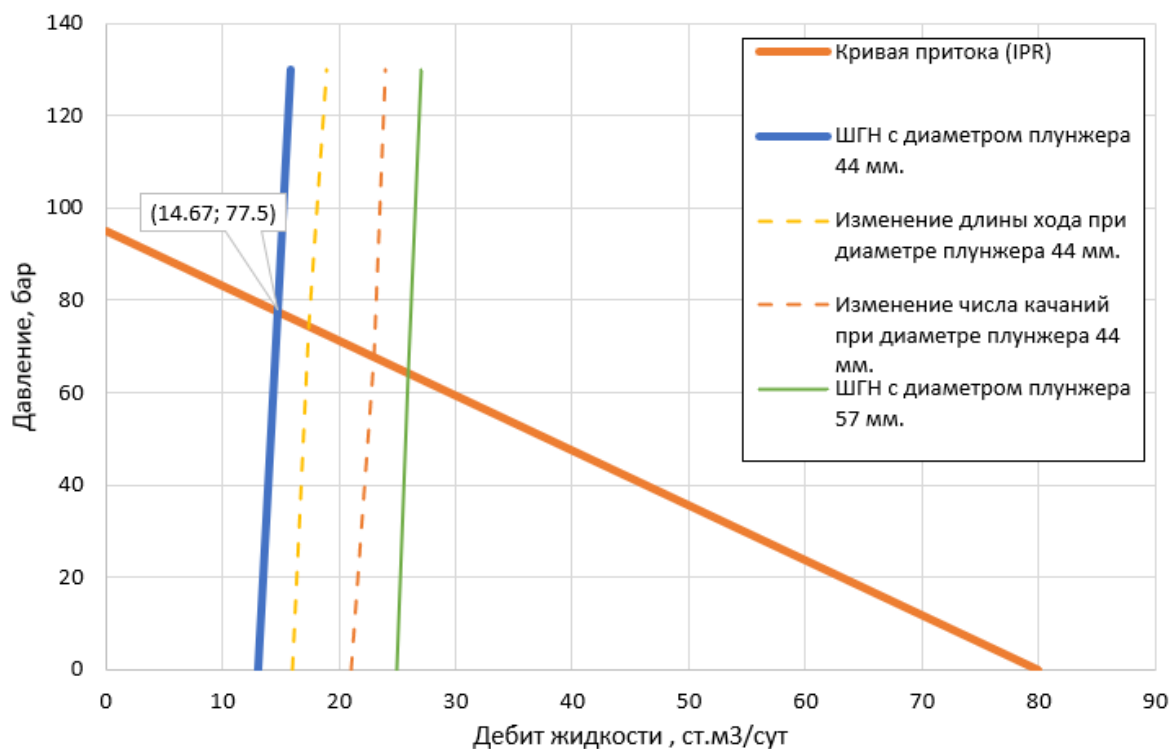


Рис. 2. Результаты применения узлового анализа для скважины, эксплуатируемой ШГН

Как видно из графиков, в реальных условиях, в отличие от ГГДМ, существенное изменение дебита скважин как в большую, так и в меньшую сторону в большинстве случаев сопряжено с изменением характеристик наземного или подземного оборудования, что необходимо учитывать при планировании ГТМ, так как подобные мероприятия, помимо прироста добычи нефти, несут и дополнительные затраты.

С учетом планирования ГТМ на скважинах, например, после гидро-разрыва пласта или обработки призабойной зоны, приток (IPR) может измениться настолько, что его пересечение с существующей VFP-кривой окажется в неэффективной зоне или будет отсутствовать вовсе. Интегрированная модель позволяет не просто констатировать этот факт, а подобрать новые параметры работы существующего насоса (изменение частоты, длины хода) или обосновать необходимость замены ГНО на более производительное. Это исключает ситуации, когда ГТМ в проектном документе позволяет

ожидать прироста добычи, но физически не может быть реализовано из-за ограничений применяемого скважинного оборудования.

3. Учет эффекта устьевой интерференции (уровень куста)

Следующим уровнем интеграции является учет взаимодействия скважин в пределах одного куста через общую наземную сеть сбора. В ГГДМ интерференция учитывается только на пластовом уровне (через фильтрационные эффекты). Однако, как показывает опыт разработки рассматриваемого месторождения, существует явление устьевой интерференции, которое ГГДМ не фиксируется.

Характерным примером служит куст скважин №№ 704, 1031 (Рис. 3). При принятии решения о переводе скважины № 1031 из пьезометрического фонда в добывающий, стандартное моделирование на ГГДМ прогнозировало аддитивный прирост добычи по кусту. Однако интегрированная модель, учитывающая гидраулику общего сборного коллектора, показала иной результат. Подключение новой скважины № 1031 привело к росту давления на устье действующей скважины № 704 на 0,2 МПа из-за возросшего гидравлического сопротивления на общем участке.

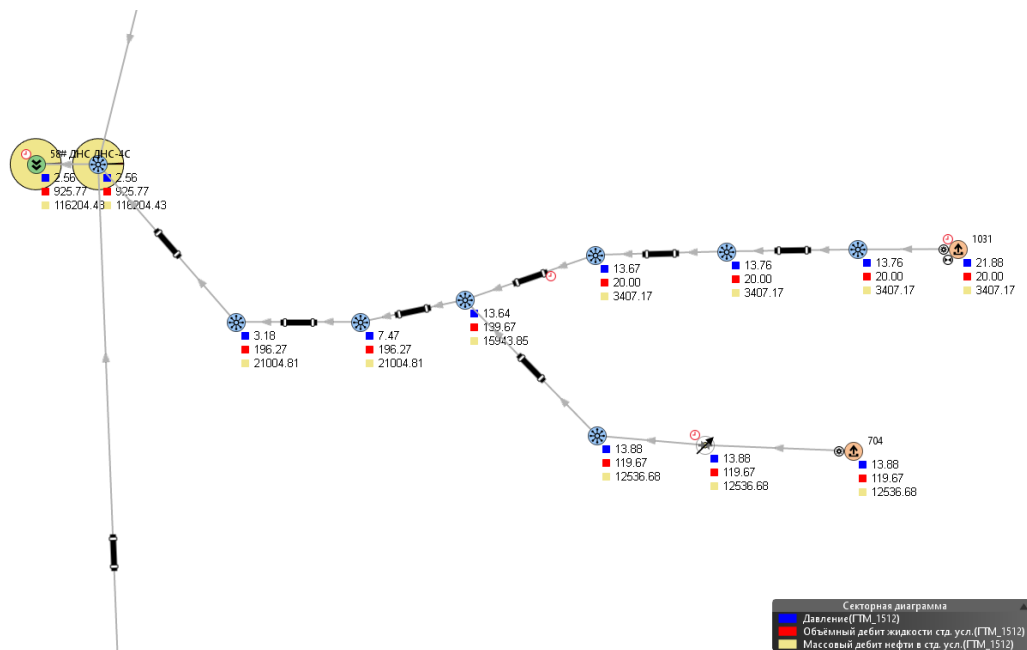
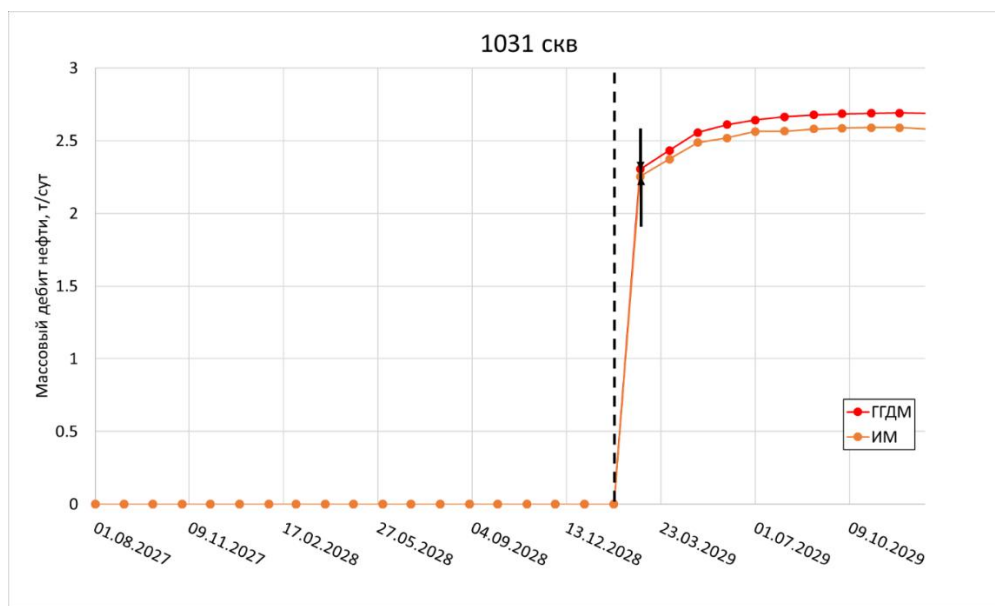
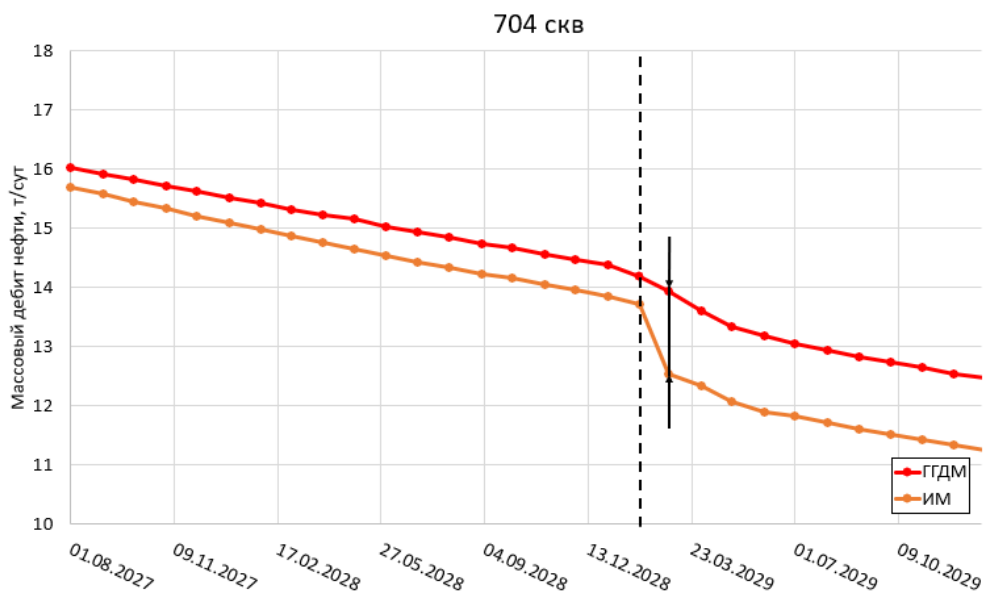


Рис. 3. Модель наземной сети куста скважин 704-1031

Это увеличение противодавления вызвало снижение дебита нефти по скважине № 704 с 14,2 до 13,7 т/сут (Рис. 4). Таким образом, суммарный эффект от ГТМ оказался ниже ожидаемого.



(а)



(б)

Рис. 4. Динамика массового дебита нефти скважин с учетом интерференции в геолого-гидродинамической модели и в интегрированной модели для скважин № (а) 1031 и (б) 704

Возможность выявления таких эффектов на этапе планирования — существенное преимущество ИМ. Это позволяет либо отказаться от мероприятия, если оно экономически нецелесообразно, либо заложить в план компенсирующие меры: оптимизацию ГНО соседних скважин для снижения забойного давления, установку параллельных основной ветке участков трубопроводов (лупингов) или увеличение диаметра выкидных линий.

4. Гидравлический расчет сети ППД при изменении агента закачки (уровень системы)

Применение комплексного подхода также критически важно при смене агента заводнения, например, при переходе на физико-химические методы увеличения нефтеотдачи (МУН). На данном месторождении, как один из возможных, рассмотрен вариант закачки полимерных растворов для повышения эффективности системы ППД. Использование такого раствора приводит к повышению вязкости нагнетаемого флюида и снижению проницаемости породы, что выражается в уменьшении коэффициента приемистости нагнетательных скважин.

Снижение приемистости скважин вследствие закачки полимера требует увеличения репрессии для прокачки того же объема жидкости, который необходим для компенсации отборов и поддержания энергетики пласта. На практике это достигается повышением устьевого давления на нагнетательных скважинах, что, в свою очередь, влечет за собой необходимость увеличения рабочего давления на кустовых насосных станциях (КНС).

В случае, когда текущее насосное оборудование КНС не способно обеспечить требуемые значения давлений, возникает необходимость в проведении мероприятий по техническому перевооружению насосной станции. Дополнительными ограничивающими факторами являются пропускная способность и прочностные характеристики трубопроводной системы. Повы-

шение рабочего давления выше предельно допустимых значений для текущего сортамента труб водоводов требует реализации мер по замене или оптимизации участков трубопроводной обвязки.

Для количественной оценки величины давления, которую необходимо обеспечить для сохранения объемов закачки, были проведены расчеты с использованием специализированного программного обеспечения tНавигатор. Моделирование режимов работы скважины до и после закачки полимера выполнялось путем построения и анализа кривых притока (IPR-кривая) и оттока (VFP-кривая) [7].

Одним из параметров, с помощью которого можно учесть воздействие полимера на пласт, является коэффициент приемистости. На основе геолого-промыслового анализа фактических данных по скважинам, на которых уже проводилась закачка полимера, было установлено, что среднее отношение коэффициентов приемистости «до» и «после» составляет 1,7. Данное значение было использовано для корректировки IPR-кривой при рассмотрении варианта с полимерным заводнением.

Результаты проведенных расчетов показали, что для обеспечения целевой приемистости скважины в объеме 105,4 м³/сут при базовом варианте (закачка воды) требуемое устьевое давление составляет 11,7 МПа (Рис. 5). Для сохранения того же объема закачки при использовании полимерного раствора, с учетом установленного коэффициента снижения приемистости, расчетное необходимое устьевое давление возрастает до 18,9 МПа (Рис. 6).

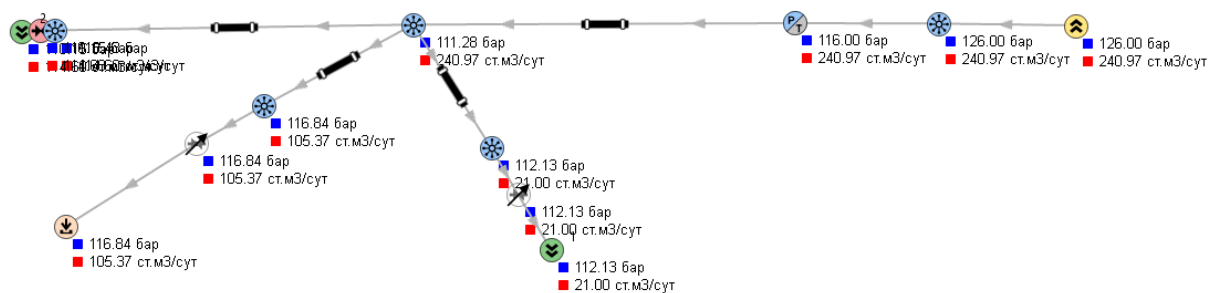


Рис. 5. Результаты гидравлического расчета при закачке воды

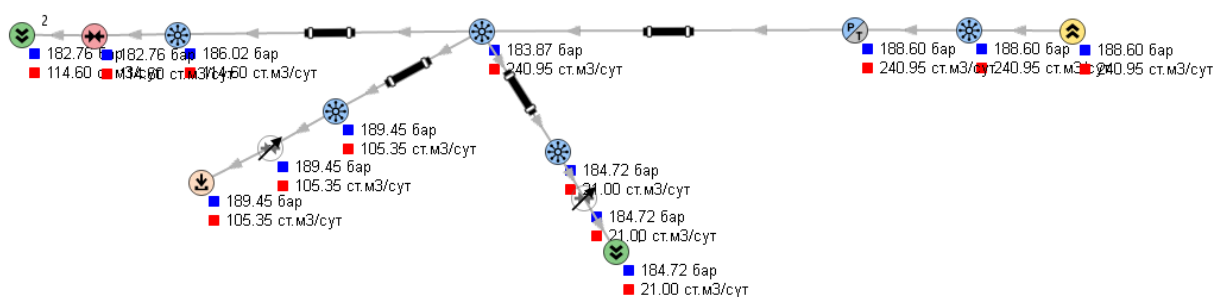


Рис. 6. Результаты гидравлического расчета при закачке полимера

Данный подход «переводит» задачу из геологической плоскости в инженерную, позволяя количественно оценить необходимую модернизацию оборудования КНС и проверить прочностные характеристики существующей трубопроводной сети еще до начала закачки полимера, предотвращая аварии и неэффективное использование реагентов.

5. Учет пропускной способности площадных объектов (уровень месторождения)

Логическим завершением иерархии комплексного подхода является учет ограничений конечных пунктов сбора — дожимных насосных станций (ДНС). Даже если все предыдущие уровни оптимизированы, «узким горлом» может стать пропускная способность ДНС.

При моделировании сценария «Полное развитие», который заключается в формировании программы бурения и проведении ежегодного набора ГТМ равномерно по годам на долгосрочную перспективу с учетом

поддержания фактического объема сервисных мощностей и возможной реконструкции наземной инфраструктуры, с помощью ИМ было выявлено, что планируемый объем добычи жидкости после реализации комплекса ГТМ превышает максимальную пропускную способность ДНС, составляющую 1000 м³/сут (Рис. 7). Игнорирование этого факта привело бы к тому, что часть запланированной нефти физически не смогла бы поступить в систему транспорта, что вызвало бы необходимость остановки скважин и потерю добычи.

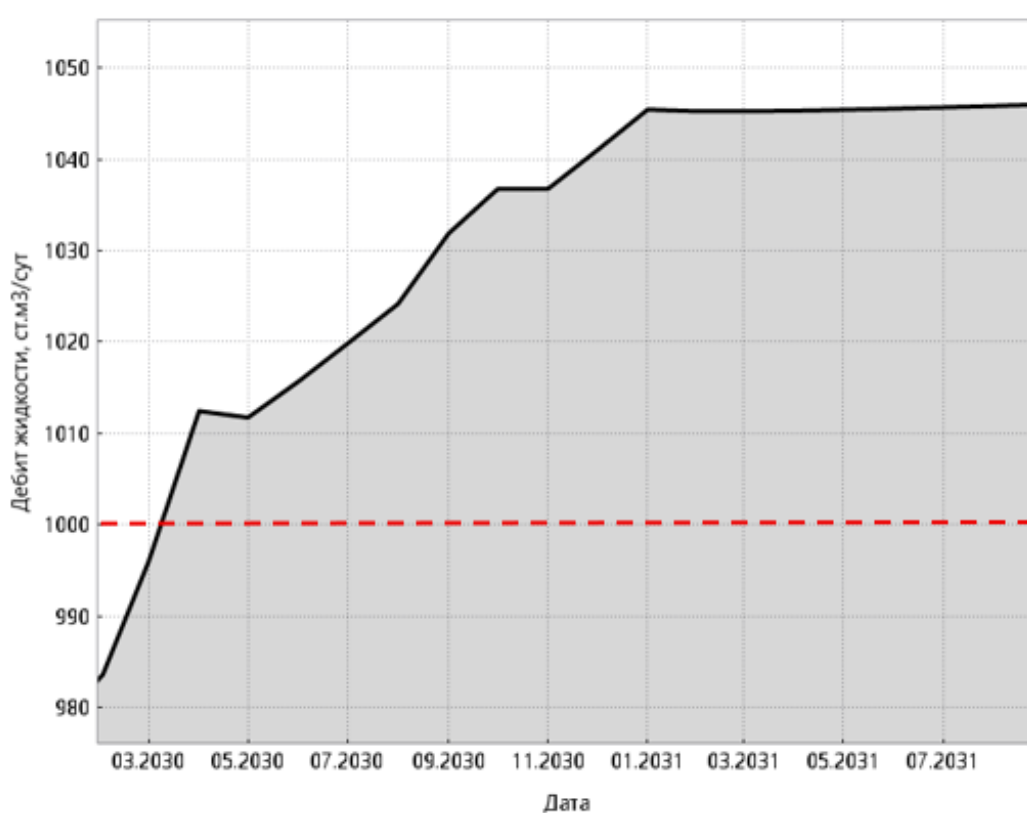


Рис. 7. Планируемый объем добычи жидкости по ДНС

Интегрированная модель в данном случае позволяет рассмотреть и экономически оценить несколько сценариев развития: реконструкция ДНС с увеличением пропускной способности (капитальные затраты) либо ограничение добычи жидкости на уровне 1000 м³/сут (потеря в прибыли, но и снижение потока инвестиций). Сравнение этих сценариев в единой модели позволит выбрать наиболее эффективный вариант разработки месторождения в долгосрочной перспективе.

Заключение

Проведенное исследование подтвердило, что применение комплексного подхода на основе интегрированного моделирования для условий одного из месторождений Республики Татарстан позволит:

1. Повысить точность прогнозных показателей за счет учета реальных характеристик скважинного оборудования и проведения узлового анализа.
2. Выявлять и количественно оценивать эффект устьевой интерференции скважин в пределах одного куста.
3. Обосновывать технические решения по модернизации системы ППД при смене агента заводнения, рассчитывая необходимые давления и нагрузки на оборудование.
4. Учитывать ограничения пропускной способности наземной инфраструктуры и выбирать оптимальный сценарий развития актива с точки зрения экономики.

Таким образом, отказ от изолированного анализа в пользу интегрированного моделирования позволяет перейти от формального планирования ГТМ к системному управлению эффективностью разработки, что актуально и для месторождений на поздней стадии. Предложенный подход может быть масштабирован и применен на других активах со схожими геолого-техническими условиями.

Список литературы

1. Современные решения для нефтяных месторождений, находящихся на поздней стадии разработки / З.А. Лошева, А.А. Пименов, Р.Р. Бильданов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2024. – № 7. – С. 32-38. – DOI 10.24887/0028-2448-2024-7-32-38. – EDN XCOQLW.
2. Мавлявов И.Р., Файзрахманов Г.Г., Кашапов Р.Р., Некрасов Н.О., Гадельшин И.И., Кильдюшов А.А. Особенности построения интегрированной модели на поздней стадии разработки месторождения // Нефтегазовое дело. 2025. Т. 23, № 4. С. 45-59. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2025-4-45-59>.
3. Некрасов Н.О., Файзрахманов Г.Г., Мавлявов И.Р. Перспективы применения интегрированного моделирования на поздних стадиях разработки месторождения. *ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти.* 2025;10(2):120-131. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-120-131>.

4. Филиппов Е.В., Чумаков Г.Н., Пономарева И.Н., Мартюшев Д.А. ПРИМЕНЕНИЕ ИНТЕГРИРОВАННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ // Недропользование. 2020. №4. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/primeneniye-integrirovannogo-modelirovaniya-v-neftegazovoy-otrasli> (дата обращения: 20.02.2026).
5. Хисанов Р.М., Кирейцев М.С., Пименов А.А., Фаттахов И.Г. Ценность создания интегрированной модели нефтяного месторождения // Нефтегазовое дело. 2024. Т. 22, № 3. С. 60-68. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2024-3-60-68>.
6. Центр моделирования ПАО "Татнефть" - история успеха и современные вызовы в нефтегазовом секторе / З. А. Лощева, Т. И. Ганиев, В. А. Дехтярев [и др.] // Имитационное моделирование. Теория и практика (ИММОД-2023) : Сборник трудов одиннадцатой всероссийской научно-практической конференции по имитационному моделированию и его применению в науке и промышленности, Казань, 18–20 октября 2023 года. – Казань: Издательство АН РТ, 2023. – С. 19-32. – EDN FUEDDZ.
7. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2022617799 Российская Федерация. Автоматизация процесса создания наземной сети системы поддержания пластового давления : № 2022616963 : заявл. 19.04.2022 : опубл. 26.04.2022 / Д.К. Шайхутдинов, З.А. Лощева, И.Е. Силантьев ; заявитель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина. – EDN VGTKYR.

References

1. Loshcheva Z.A., Pimenov A.A., Bildanov R.R. et al. Sovremennyye resheniya dlya neftyanykh mestorozhdeniy, nakhodyashchikhsya na pozdney stadii razrabotki [Modern solutions for oil fields at a late stage of development]. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2024. No. 7. P. 32-38. DOI: 10.24887/0028-2448-2024-7-32-38. EDN: XCOQLW. (in Russian)
2. Mavlyavov I.R., Faizrahmanov G.G., Kashapov R.R., Nekrasov N.O., Gadel'shin I.I., Kil'dyushov A.A. Osobennosti postroeniya integrirovannoy modeli na pozdney stadii razrabotki mestorozhdeniya // [Peculiar aspects of integrated modeling at late stage of field development] // *Neftgazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2025, Vol. 23, No. 4. pp. 45-59. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2025-4-45-59>. (in Russian)
3. Nekrasov N.O., Fayzrakhmanov G.G., Mavlyavov I.R. Prospects for application of integrated simulation for mature fields. *PROneft. Professionally about Oil*. 2025;10(2):120-131. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-120-131>. (in Russian)
4. Filippov E.V., Chumakov G.N., Ponomareva I.N., Martyushev D.A. Application of Integrated Modeling in the Oil and Gas Industry. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2020, vol.20, no.4, pp.386-400. DOI: 10.15593/2712-8008/2020.4.7 (in Russian)
5. Khisanov R.M., Kireitsev M.S., Pimenov A.A., Fattahov I.G. Cennost' sozdaniya integrirovannoy modeli neftyanogo mestorozhdeniya // [Value of oil field integrated model development] // *Neftgazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2024, Vol. 22, No. 3. pp. 60-68. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2024-3-60-68>. (in Russian)
6. Loshcheva Z.A., Ganiev T.I., Dekhtyarev V.A. et al. Tsentri modelirovaniya PАО "Tatneft" - istoriya uspekha i sovremennyye vyzovy v neftegazovom sektore [Modeling Center of PJSC Tatneft - success story and modern challenges in the oil and gas sector]. *Imitatsionnoye modelirovaniye. Teoriya i praktika (IMMOD-2023): Sbornik trudov odinnadtsatoy vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii po imitatsionnomu modelirovaniyu i yego primeneniyu v nauke i promyshlennosti* [Simulation modeling. Theory and practice (IMMOD-2023): Proceedings of the eleventh All-Russian scientific and practical conference on simulation modeling and its application in science and industry]. Kazan: Publishing House of the Academy of Sciences of the Tatarstan Republic, 2023. P. 19-32. EDN: FUEDDZ. (in Russian)

7. Shaykhutdinov D.K., Loshcheva Z.A., Silantyev I.E. Svidetel'stvo o gosudarstvennoy registratsii programmy dlya EVM № 2022617799 Rossiyskaya Federatsiya. Avtomatizatsiya protsessa sozdaniya nazemnoy seti sistemy podderzhaniya plastovogo davleniya [Certificate of state registration of the computer program No. 2022617799 Russian Federation. Automation of the process of creating a surface network of the reservoir pressure maintenance system]. Application No. 2022616963, submitted 19.04.2022, published 26.04.2022. EDN: VGTKYR. (in Russian)

Сведения об авторах

Прошлецов Денис Александрович, магистрант Передовой инженерной нефтяной школы Альметьевского государственного технологического университета «Высшая школа нефти»

Россия, 423462, г. Альметьевск, ул. Советская, 186а

E-mail: den02pro@gmail.com

Ахунов Шаймурат Маратович, аспирант Альметьевского государственного технологического университета «Высшая школа нефти»

Россия, 423462, г. Альметьевск, ул. Советская, 186а

E-mail: axunmaratovich@gmail.com

Макаров Вадим Сергеевич, магистрант Передовой инженерной нефтяной школы Альметьевского государственного технологического университета «Высшая школа нефти»

Россия, 423462, г. Альметьевск, ул. Советская, 186а

E-mail: vadimmakarov2002@mail.ru

Зайнагутдинов Тимур Рустемович, магистрант Передовой инженерной нефтяной школы Альметьевского государственного технологического университета «Высшая школа нефти»

Россия, 423462, г. Альметьевск, ул. Советская, 186а

E-mail: zainagutdinov.t@gmail.com

Тимербаев Руслан Рафилевич, магистрант Передовой инженерной нефтяной школы Альметьевского государственного технологического университета «Высшая школа нефти»

Россия, 423462, г. Альметьевск, ул. Советская, 186а

E-mail: 2002ruslan13@gmail.com

Authors

D.A. Proshletsov, graduate student at Advanced Petroleum Engineering School, Almeteyvsk State Technological University "Higher School of Petroleum"

186a Sovetskaya St., Almeteyvsk, 423462, Russian Federation

E-mail: den02pro@gmail.com

Sh.M. Akhunov, postgraduate student, Almeteyvsk State Technological University "Higher School of Petroleum"

186a Sovetskaya St., Almeteyvsk, 423462, Russian Federation

E-mail: axunmaratovich@gmail.com

V.S. Makarov, graduate student at Advanced Petroleum Engineering School, Almet'yevsk State Technological University "Higher School of Petroleum"
186a Sovetskaya St., Almet'yevsk, 423462, Russian Federation
E-mail: vadimmakarov2002@mail.ru

T.R. Zainagutdinov, graduate student at Advanced Petroleum Engineering School, Almet'yevsk State Technological University "Higher School of Petroleum"
186a Sovetskaya St., Almet'yevsk, 423462, Russian Federation
E-mail: zainagutdinov.t@gmail.com

R.R. Timerbaev, graduate student at Advanced Petroleum Engineering School, Almet'yevsk State Technological University "Higher School of Petroleum"
186a Sovetskaya St., Almet'yevsk, 423462, Russian Federation
E-mail: 2002ruslan13@gmail.com

Статья поступила в редакцию 13.02.2026
Принята к публикации 27.03.2026
Опубликована 30.03.2026