НЕФТЯНАЯ И ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ. ПЕРЕРАБОТКА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Статья поступила в редакцию: 09.10.2026
Статья принята к публикации: 19.10.2026
Статья опубликована: 28.10.2026

УДК 622.276+622.279+004.9

DOI: 10.32743/UniTech.2026.151.10.23592

Интегрированное моделирование системы «пласт-скважина-обустройство» для анализа причин снижения продуктивности и сценарной оценки работы массивных нефтегазоконденсатных залежей на поздней стадии

Ахатова Гулиза Анвар кизи
докторант (PhD)
Каршинский государственный технический университет
Республика Узбекистан, г. Карши
ORCID: 0009-0002-7458-6668
E-mail: ahadovaguliza@gmail.com

Бозоров Улугбек Суюн угли
самостоятельный исследователь (PhD)
Каршинский государственный технический университет
Республика Узбекистан, г. Карши
ORCID: 0009-0002-1622-6664
E-mail: ulugbek.bozorov.1991@gmail.com

Хайитов Лазиз Комилович
докторант (PhD)
Каршинский государственный технический университет
Республика Узбекистан, г. Карши
ORCID: 0009-0008-6927-3636
E-mail: hayitovlaziz62@gmail.com

Саматов Шерзод Шавкатович
ст. преп
Университет экономики и педагогики
Республика Узбекистан, г. Карши
ORCID: 0009-0007-2995-6478
E-mail: sh.sh.samatov@gmail.com

Жураева Юлдуз Шамил кизи
магистр, Каршинский государственный технический университет
Республика Узбекистан, г. Карши
ORCID: 0009-0000-2058-3272
E-mail: yulduzshamilovna2305@mail.ru

Библиографическое описание: Интегрированное моделирование системы «пласт-скважина-обустройство» для анализа причин снижения продуктивности и сценарной оценки работы массивных нефтегазоконденсатных залежей на поздней стадии // Universum: технические науки : электрон. научн. журн. Ахатова Г.А. кизи [и др.]. 2026. 10(151). URL: https://7universum.com/ru/tech/archive/item/23592

Integrated modelling of the “reservoir-well-surface facilities” system for productivity-decline diagnosis and scenario assessment of mature massive oil-gas-condensate accumulations

Akhatova Guliza Anvar qizi
PhD doctoral student
Karshi State Technical University
Uzbekistan, Karshi
Bozorov Ulugbek Suyun ogli
PhD, Independent researcher
Karshi State Technical University
Uzbekistan, Karshi
Khayitov Laziz Komilovich
PhD doctoral student
Karshi State Technical University
Uzbekistan, Karshi
Samatov Sherzod Shavkatovich
senior Lecturer
University of Economics and Pedagogy
Uzbekistan, Karshi
Jurayeva Yulduz Shamil qizi
Master’s degree holder, Karshi State Technical University
Uzbekistan, Karshi

Аннотация

Цель работы – оценить, как разные ограничения в цепи «пласт-скважина-система сбора» могут вызывать сходное снижение нормированной подачи на поздней стадии разработки нефтегазоконденсатных залежей. Использована стационарная модель узлового баланса давлений с линейной и квадратичной составляющими сопротивления притоку и дополнительными потерями в стволе и наземной сети. Пять сценариев рассчитаны на единых условных параметрах; промысловая калибровка не проводилась. Получены значения безразмерной подачи 1,174 для базового состояния, 1,000 при ухудшении прискважинной зоны, 1,000 при росте противодавления, 0,846 при сочетании факторов и 1,214 при согласованном изменении параметров. В последнем случае прирост относительно совместно ухудшенного сценария составляет 43,5 %, однако не доказывает достижение оптимального режима и не представляет прогноз добычи. Показано, что одинаковая подача не позволяет однозначно определить причину потерь без дополнительных измерений давлений. Практическое значение схемы состоит в предварительном разделении пластовых и технологических ограничений перед более детальным многофазным моделированием. Для применения к конкретным залежам необходимы PVT-данные, фазовые проницаемости, учёт конденсатного блокирования, геологической неоднородности и эксплуатационных ограничений.

Abstract

The study aims to determine how different restrictions within a reservoir-well-gathering system can produce similar reductions in normalized flow during late-stage oil-gas-condensate development. A steady-state nodal pressure-balance model combines linear and quadratic inflow resistance with wellbore and surface-network losses. Five scenarios use a common set of explicitly

hypothetical inputs; no calibration against field measurements was performed. The calculated dimensionless flow rates are 1.174 for the baseline, 1.000 for increased near-wellbore resistance, 1.000 for higher surface backpressure, 0.846 for their combined effect and 1.214 for a coordinated parameter adjustment. The final rate exceeds the combined-deterioration case by 43.5 %, but neither establishes an optimum operating point nor represents a field-production forecast. Equal observed rates cannot uniquely identify the underlying mechanism without additional pressure measurements. The model may therefore support preliminary screening of reservoir-related and surface-system restrictions before detailed multiphase simulation. Field application requires PVT characterization, phase relative permeabilities, condensate banking, geological heterogeneity, pressure-depletion dynamics and verified operating constraints.

Ключевые слова: газоконденсатная залежь, продуктивность скважин, узловой анализ, призабойная зона, противодавление, конденсатное блокирование, сценарный расчёт.

Keywords: gas-condensate accumulation, well productivity, nodal analysis, near-wellbore zone, backpressure, condensate banking, scenario analysis.

Введение

На поздней стадии разработки нефтегазоконденсатных залежей уменьшение дебита не всегда обусловлено исключительно снижением пластового давления или ухудшением фильтрационных свойств призабойной зоны. На фактическую подачу одновременно влияют гидравлические потери в стволе, противодавление трубопроводной сети и режим подготовки продукции. Для залежей массивного строения диагностика осложняется неоднородностью насыщения и распределения давления, поэтому увеличение проводимости пласта не обязательно приводит к соразмерному приросту подачи при наличии ограничений системы сбора. Задача заключается не только в оценке отдельных сопротивлений, но и в разграничении их совместного влияния.

Узловой анализ давно применяется для согласования характеристик притока и подъёма продукции. Так, Kamga Ngankam и соавт. [2] для нефтяной скважины исследовали влияние диаметра насосно-компрессорных труб, выкидной линии, устьевого давления и скин-фактора; расчёт с опорой на PVT- и промысловые данные позволил обосновать изменение рабочего режима. Преимущество такого подхода – связь технологических параметров с рабочей точкой скважины; ограничение при переносе на другую залежь – необходимость настройки исходных зависимостей и учёта её флюидных свойств.

В работе Mepaiyeda и соавт. [3] интегрированы модели пласта, скважин и наземной сети для нефтедобывающего объекта дельты Нигера; рассмотрены давление сепарации, штуцирование и переключение маршрутов потока. Yadua и Lawal [7] предложили расчёт производительности интегрированной системы с включением скважин, штуцеров, трубопроводов и сепараторов, причём результаты были сопоставлены с полевыми данными. Эти исследования демонстрируют пользу системного подхода, однако их численные эффекты зависят от конкретной инфраструктуры и проверенных параметров. Поэтому перенос достигнутых приростов на иной объект без идентификации коэффициентов методически некорректен.

Обзор Yu и соавт. [8] показывает развитие совместного моделирования «пласт-ствол-трубопроводная сеть» с согласованием давления и ограничений взаимодействующих подсистем. В последующем исследовании Yu и соавт. [9] интегрированный расчёт рассмотрен для нефтяных месторождений с очень высокой обводнённостью. Эти разработки существенно полнее простого стационарного баланса, поскольку ориентированы на эксплуатационные системы и комплексное регулирование. Вместе с тем используемые в нефтяных задачах зависимости нельзя без дополнительных предпосылок считать достаточными для газоконденсатного течения.

Специфику газоконденсатных залежей отражают Fevang и Whitson [1], исследовавшие продуктивность газоконденсатных скважин с учётом фазовых явлений, а также Reis и Carvalho [5], предложившие композиционное моделирование течения на поровом уровне и показавшие зависимость относительных фазовых проницаемостей от условий потока. Safari-Beidokhti и Hashemi [6] анализировали влияние конденсатного блокирования для трещиновато-пористых коллекторов; Zeinedini и соавт. [10] применили комбинированные вычислительные подходы к оценке относительной проницаемости. Физико-химические процессы в призабойной зоне различных коллекторов рассмотрены Meyliev и соавт. [4]. Следовательно, расчёт только с постоянными коэффициентами сопротивления не описывает выпадение конденсата, изменение насыщенностей и реальную динамику истощения.

Таким образом, в опубликованных работах подробно представлены как узловой анализ, так и многофазное интегрированное моделирование. В настоящей работе не предлагается новый закон фильтрации и не заявляется более высокая точность по сравнению с промыслово калиброванными моделями. Научно-методическая задача состоит в другом: на одном воспроизводимом наборе граничных условий показать, что различающиеся по физическому происхождению ограничения могут дать одинаковую нормированную подачу, и определить, какие измерения необходимы для их последующего различения. Цель исследования – сопоставить пять демонстрационных сценариев и установить границы применимости упрощённого баланса давления. Все параметры условны; геометрия массивной залежи, фазовое состояние и характеристики конкретного промысла в расчёт не включены.

Материалы и методы

При заданной стационарной точке рассматриваются одна скважина и эквивалентные потери в системе сбора. Введена нормированная подача $x = q/q_{\text{оп}}$, где $q_{\text{оп}}$ - условный нормирующий расход. Баланс давлений:

$$p_{\text{пл}} - p_{\text{сеп}} - C = Ax + (B + D)x^2. \quad (1)$$

Здесь $p_{\text{пл}}$, $p_{\text{сеп}}$ - пластовое и сепарационное давления; A, B - коэффициенты сопротивления притоку; C - условные постоянные потери; D - расходозависимые потери ствола и сбора (все коэффициенты - в МПа). Положительный корень при $A > 0$, $B + D > 0$ и $p_{\text{пл}} - p_{\text{сеп}} - C > 0$ равен:

$$x = \frac{-A+\sqrt{A^2+4(B+D)\left(p_{\text{пл}}-p_{\text{сеп}}-C\right)}}{2(B+D)}. \quad (2)$$

В уравнении (1) величина A характеризует линейную составляющую сопротивления притоку, B – его квадратичную составляющую, D – суммарные расходозависимые потери в стволе и наземной сети, а C – условную постоянную составляющую потерь. Разделение квадратичных слагаемых позволяет независимо изменять условное сопротивление прискважинной зоны и наземной части системы. Все коэффициенты относятся к выбранной нормировке расхода qоп; их значения нельзя переносить на реальные скважины без восстановления размерных зависимостей и калибровки по замерам.

Во всех сценариях условно $p_{пл} = 18$ МПа и $C = 4$ МПа (табл. 1). Повышение A, B моделирует ухудшение ПЗП, повышение $p_{сеп}$ - рост противодавления. Вариант «Настройка» задаёт частичное уменьшение обоих ограничений. Диапазоны подобраны только для демонстрации контрастов; их промысловая реализуемость не подтверждена.

В таблице 1 использованы пять иллюстративных сочетаний параметров при неизменных $p_{пл}$ = 18 МПа и C = 4 МПа. Для имитации ухудшения прискважинной зоны A увеличено с 5,0 до 6,5 МПа, B – с 2,0 до 2,5 МПа; для имитации роста противодавления $p_{сеп}$ увеличено с 4,0 до 6,0 МПа. В объединённом случае действуют оба изменения. В сценарии «Настройка» условно приняты $p_{сеп}$ = 3,2 МПа, A = 5,5 МПа, B = 2,0 МПа и D = 0,8 МПа. Числа выбраны для получения отчётливо различимых модельных ситуаций, а не по данным какого-либо месторождения; диапазоны не являются рекомендованными рабочими уставками оборудования.

Таблица 1. Условные параметры и результаты пяти сценариев

Параметр	База	ПЗП	Сбор	Оба	Настройка
$p_{сеп}$, МПа	4,0	4,0	6,0	6,0	3,2
A, МПа	5,0	6,5	5,0	6,5	5,5
B, МПа	2,0	2,5	2,0	2,5	2,0
D, МПа	1,0	1,0	1,0	1,0	0,8
Подача x	1,174	1,000	1,000	0,846	1,214
К базе, %	0,0	−14,8	−14,8	−27,9	+3,4

Область применимости схемы ограничена одной условной стационарной рабочей точкой, положительной разностью давлений и заданным набором постоянных коэффициентов. Модель не учитывает взаимосвязь фазового состава с давлением, выпадение конденсата ниже давления начала конденсации, зависимости krg(Sc) и krc(Sc), а также изменение проницаемости и пластового давления во времени. Поэтому для реального газоконденсатного объекта требуется сначала определить фазовые характеристики по PVT-исследованиям, уточнить параметры насыщения и фильтрации, затем согласовать расчёт со скважинными и наземными измерениями [1, 5, 6, 10].

Результаты и обсуждение

Исходному варианту соответствует $3x^2 + 5x - 10 = 0$ и $x = 1,174$, совместному ухудшению - $3,5x^2 + 6,5x - 8 = 0$ и $x = 0,846$. Итоги представлены в таблице 1 и на рисунке 1.

Сопоставление показывает диагностическую неоднозначность: два разных изменения – повышение сопротивлений A и B либо увеличение $p_{сеп}$ – дают одинаковую подачу x = 1,000, то есть снижение примерно на 14,8 % относительно базового режима. Сочетание ограничений уменьшает x до 0,846 (−27,9 %). Таким образом, одного наблюдаемого дебита недостаточно для выбора между воздействием на призабойную зону и изменением режима наземной сети.

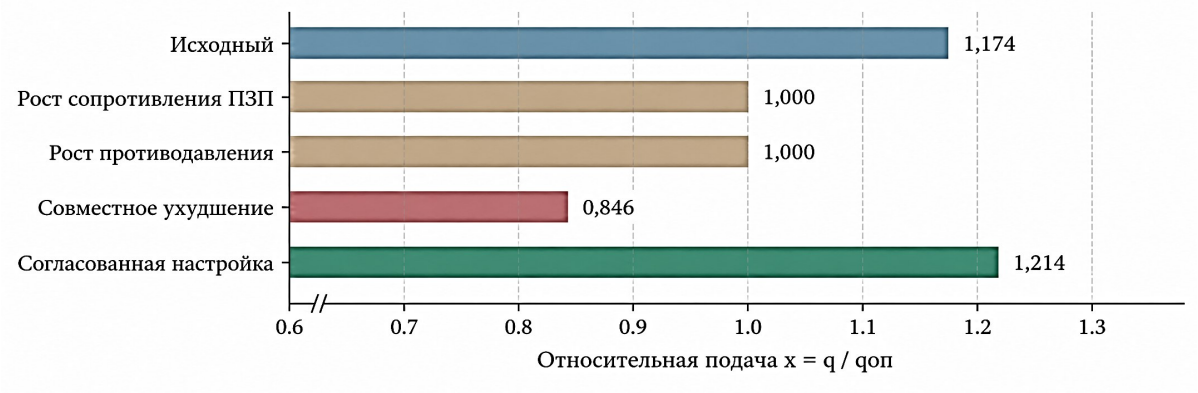


Рисунок 1. Сопоставление нормированных подач

При ухудшении ПЗП и при росте давления сепарации одинаково $x = 1,000$, хотя причины различны. Для их различения необходимы измерения пластового, забойного, устьевого и сепарационного давлений. Условная «Настройка» повышает x на 43,5 % относительно «Оба», или на 3,4 % к базе; это не прогноз промысловой добычи.

Рост нормированной подачи от 0,846 до 1,214 составляет (1,214/0,846−1)·100 % ≈ 43,5 % по более точным вычисленным значениям; относительно исходного состояния изменение равно примерно +3,4 %. Это только результат сравнения заранее заданных сценариев. В отличие от полевых интегрированных исследований [2, 3, 7, 9], в данной схеме не выполнялись подбор управляющих переменных по целевой функции, проверка допустимого давления сепарации, расчёт пропускной способности и экономическое обоснование. Поэтому термин «оптимальный режим» к сценарию «Настройка» неприменим.

Чувствительность имеет знаки $\frac{\partial x}{\partial A} = -\frac{x}{K} < 0$ и $\frac{\partial x}{\partial p_{сеп}} = -\frac{1}{K} < 0$, где $K = A + 2(B + D)x$. Оптимизация не доказана: отсутствуют целевая функция, эксплуатационные ограничения и идентификация коэффициентов по измерениям [3, 7-9].

Для практической диагностики необходим совместный ряд наблюдений пластового, забойного, устьевого и сепарационного давлений, фактического расхода, состава продукции и параметров системы сбора. Если повышается сопротивление призабойной зоны, требуется дополнительно исследовать её состояние и возможное конденсатное блокирование; если возрастает противодавление, следует проверить ограничения трубопроводов и сепарации. Тем самым представленная модель не заменяет многофазный расчёт, а помогает сформулировать проверяемые гипотезы для последующей идентификации причин снижения продуктивности.

Заключение

Упрощённый узловой баланс давления позволил воспроизводимо сопоставить пять условных режимов системы «пласт-скважина-обустройство». Показано, что ухудшение проводимости прискважинной зоны и рост наземного противодавления могут приводить к одинаковой нормированной подаче (x = 1), тогда как совместное действие двух ограничений снижает её до 0,846. Согласованное изменение условных параметров повышает расчётную подачу до 1,214, что соответствует +43,5 % относительно совместно ухудшенного сценария, но не доказывает оптимальности режима и не прогнозирует фактическую добычу. Прикладное назначение схемы – предварительная идентификация возможных ограничений и обоснование программы измерений. Дальнейшее использование для массивных нефтегазоконденсатных залежей требует учёта фазовых превращений, конденсатного блокирования, неоднородности пласта, динамики давления, технологических ограничений и калибровки по промысловым данным.

Список литературы

1. Fevang O., Whitson C.H. Modeling Gas-Condensate Well Deliverability // SPE Reserv. Eng. – 1996. – T. 11, № 4. – P. 221–230. – DOI: 10.2118/30714-PA.
2. Kamga Ngankam R.M., Dongmo E.D., Nitcheu M. et al. Production Step-Up of an Oil Well through Nodal Analysis // J. Eng. – 2022. – Art. 6148337. – DOI: 10.1155/2022/6148337.
3. Mepaiyeda E.B., Aghabuilo C.G., Saliu O. Optimizing oil field productivity using integrated system modelling: A comprehensive approach for identifying and maximizing oil production in a Niger Delta field // J. Pet. Gas Eng. – 2024. – T. 16, № 2. – P. 17–28. – DOI: 10.5897/JPGE2024.0377.
4. Meyliev X.B., Samatov Sh.Sh., Boykobilova M.M. Physicochemical transformation processes in the near-wellbore zone of different reservoir types // Innovatsion texnologiyalar. – 2025. – № 4 (60). – P. 33–41. – DOI: 10.70769/2181–4732.ITJ.2025–4.04.
5. Reis P.K.P., Carvalho M.S. Pore-scale compositional modeling of gas-condensate flow: Effects of interfacial tension and flow velocity on relative permeability // J. Pet. Sci. Eng. – 2021. – T. 202. – Art. 108454. – DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108454.
6. Safari-Beidokhti M., Hashemi A. Condensate blockage effects in well test analysis of dual-porosity/dual-permeability, naturally fractured gas condensate reservoirs: a simulation approach // J. Pet. Explor. Prod. Technol. – 2016. – T. 6. – P. 729–742. – DOI: 10.1007/s13202-015-0214-6.
7. Yadua A.U., Lawal K.A. A new method to evaluate integrated production system capacity in oil fields // Pet. Explor. Dev. – 2023. – T. 50, № 3. – P. 665–674.
8. Yu H., Wang Y., Cheng C. et al. Advances and outlook of integrated reservoir-wellbore-pipe network simulation technology // Energy Geoscience. – 2024. – T. 5, № 4. – Art. 100315. – DOI: 10.1016/j.engeos.2024.100315.
9. Yu H., Wang P., Wang Y. et al. Integrated Simulation and Optimization of Reservoir-Wellbore-Surface Systems in Ultrahigh Water Cut Oil Fields // Energy Sci. Eng. – 2025. – T. 13, № 7. – P. 3503–3514. – DOI: 10.1002/ese3.70124.

10. Zeinedini E., Dabir B., Dadvar M. Integrating computational fluid dynamic, artificial intelligence techniques, and pore network modeling to predict relative permeability of gas condensate // Scientific Reports. – 2022. – T. 12. – Art. 21457. – DOI: 10.1038/s41598-022-24468-z.