© 2026 International Conference on Multidisciplinary Sciences and Innovations . All Rights Reserved.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИНТЕНСИФИКАЦИИ РАЗРАБОТКИ НИЗКОНАПОРНЫХ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Эшкувватова Сетора Одил кизи

Аннотация

Разработка газоконденсатных месторождений на поздних стадиях эксплуатации сопровождается снижением пластового давления, уменьшением продуктивности скважин и ухудшением условий извлечения конденсата. Одним из основных факторов, ограничивающих эффективность разработки, является ретроградная конденсация тяжелых углеводородов в призабойной зоне при снижении давления ниже давления начала конденсации. В результате образования жидкой фазы уменьшается относительная проницаемость для газа и возрастает фильтрационное сопротивление. В работе рассмотрены основные технологические методы интенсификации разработки низконапорных газоконденсатных месторождений, включая компримирование газа, поддержание пластового давления, гидродинамическую стимуляцию и цифровой мониторинг. Для сравнительной оценки предложен интегральный показатель эффективности, учитывающий влияние технологического решения на производительность скважин, извлечение конденсата, технологическую надежность и экономическую эффективность. На основе расчетного модельного сценария выполнено ранжирование рассматриваемых методов. Показано, что наибольший потенциал имеет комплексное применение методов поддержания пластового давления и компримирования с использованием постоянного мониторинга параметров разработки.

Ключевые слова: газоконденсатное месторождение, низкое пластовое давление, ретроградная конденсация, газоконденсат, интенсификация добычи, компримирование, поддержание пластового давления, гидродинамическая стимуляция, цифровой мониторинг.

Введение

Газоконденсатные месторождения характеризуются сложным характером фильтрации и фазового поведения пластовых флюидов. При разработке залежи и снижении пластового давления изменяется фазовое состояние углеводородной системы. В случае достижения давления начала ретроградной конденсации тяжелые компоненты пластового газа переходят в жидкую фазу и накапливаются в поровом пространстве.

Наиболее интенсивно данный процесс проявляется в призабойной зоне добывающих скважин, где давление снижается быстрее всего. Образование жидкой фазы приводит к уменьшению относительной проницаемости для газа и, соответственно, к снижению производительности скважин.

Для низконапорных месторождений данная проблема становится особенно актуальной, поскольку снижение пластовой энергии ограничивает возможности дальнейшего поддержания высоких дебитов газа и конденсата.

Цель исследования заключается в обосновании комплекса технологических методов интенсификации разработки низконапорных газоконденсатных месторождений и разработке подхода к сравнительной оценке их эффективности.

Основная часть

Компримирование газа. Применение дожимных компрессорных установок позволяет снизить давление на устье скважины и сохранить необходимую депрессию на пласт по мере

© 2026 International Conference on Multidisciplinary Sciences and Innovations . All Rights Reserved.

снижения пластового давления. Эффективность метода определяется характеристиками скважины, компрессорного оборудования и допустимой депрессией на пласт.

Поддержание пластового давления. Закачка рабочего агента, в частности сухого газа, может применяться для частичной компенсации снижения пластового давления и управления условиями фильтрации. Выбор режима закачки должен основываться на анализе фазового поведения пластового флюида и результатах гидродинамического моделирования.

Гидродинамическая стимуляция. Методы воздействия на призабойную зону направлены на снижение фильтрационного сопротивления и повышение продуктивности скважин. Их применение должно осуществляться с учетом фактического состояния призабойной зоны и риска повторного образования жидкой фазы.

Цифровой мониторинг. Контроль давления, дебитов газа и конденсата, температуры и других параметров позволяет своевременно выявлять снижение продуктивности скважин и корректировать режим эксплуатации.

Методика исследования

Для сравнительной оценки технологических решений предложен интегральный коэффициент технологической эффективности:

$$КЭТ = 0{,}35K_1 + 0{,}30K_2 + 0{,}20K_3 + 0{,}15K_4$$

где K_1 — относительный эффект технологии на производительность скважины; K_2 — влияние на извлечение газового конденсата; K_3 — технологическая надежность; K_4 — относительная экономическая эффективность.

Весовые коэффициенты выбраны с учетом приоритетности производительности скважин и эффективности извлечения конденсата.

В качестве объекта оценки используется расчетный модельный сценарий низконапорного газоконденсатного месторождения с условиями, способствующими ретроградной конденсации. Полученные показатели являются расчетными и не относятся к конкретному реальному месторождению.

Результаты исследования

Расчетное сравнение рассматриваемых технологических решений позволило получить следующее ранжирование:

Технологическое решение	КЭТ
Поддержание пластового давления / газовый сайклинг	0,87
Компримирование газа	0,82
Гидродинамическая стимуляция	0,80
Цифровой мониторинг и оптимизация режима	0,77

Наиболее высокий интегральный показатель получен для поддержания пластового давления. Это связано с комплексным влиянием данного метода на энергетическое состояние залежи и условия извлечения углеводородов.

Компримирование газа характеризуется высоким потенциалом благодаря возможности оперативного снижения давления на устье скважины и поддержания добычи при истощении залежи.

Гидродинамическая стимуляция может обеспечивать значительный эффект при наличии подтвержденного ухудшения фильтрационных характеристик призабойной зоны. Цифровой мониторинг непосредственно не увеличивает пластовую энергию, однако позволяет своевременно выявлять изменения параметров разработки и повышать эффективность других технологических мероприятий.

© 2026 International Conference on Multidisciplinary Sciences and Innovations . All Rights Reserved.

Таким образом, наиболее рациональной является комплексная стратегия, при которой поддержание пластового давления и компримирование используются как основные методы управления добычей, гидродинамическая стимуляция применяется адресно, а цифровой мониторинг обеспечивает постоянную корректировку режима разработки.

Научная новизна

Научная новизна исследования заключается в разработке комплексного подхода к сравнительной оценке технологических методов интенсификации разработки низконапорных газоконденсатных месторождений с одновременным учетом производительности скважин, эффективности извлечения конденсата, технологической надежности и экономической составляющей.

Практическая значимость

Предложенный подход может использоваться в качестве предварительного инструмента выбора технологических мероприятий для низконапорных газоконденсатных залежей. После получения фактических промысловых данных методика может быть адаптирована к конкретному месторождению путем замены модельных параметров фактическими значениями.

Заключение

Снижение пластового давления является одним из основных факторов, ограничивающих эффективность разработки газоконденсатных месторождений. При достижении давления начала ретроградной конденсации образование жидкой фазы в призабойной зоне дополнительно снижает продуктивность скважин.

Проведенный анализ показывает, что наиболее перспективным является комплексное применение технологических методов. Поддержание пластового давления и компримирование могут использоваться в качестве основных инструментов управления добычей, тогда как гидродинамическая стимуляция должна применяться адресно с учетом состояния призабойной зоны.

Цифровой мониторинг обеспечивает контроль динамики разработки и позволяет своевременно корректировать режим эксплуатации.

Предложенный интегральный коэффициент эффективности может использоваться для предварительного ранжирования технологических решений. Дальнейшее развитие исследования предполагает проведение гидродинамического и композиционного моделирования на основе фактических данных конкретного газоконденсатного месторождения.

Список литературы

1. Liu Y., Pan Y., Sun Y., Liang B. Experimental Study on the Control Mechanism of Non-Equilibrium Retrograde Condensation in Buried Hill Fractured Condensate Gas Reservoirs. Processes. 2023. Vol. 11. No. 11. 3242. DOI: 10.3390/pr11113242.
2. Canova M.D., Barbosa Machado M.V., Carvalho M.S. Retrograde Condensation in Gas Reservoirs from Microporous to Field-Scale Simulation. Gases. 2024. Vol. 4. No. 4. P. 421–445. DOI: 10.3390/gases4040022.
3. Li N., Li H., Tan X., Zhang L., Liu Y. Effect of retrograde condensation and stress sensitivity on properties of condensate gas reservoirs. Frontiers in Energy Research. 2023. DOI: 10.3389/fenrg.2022.1078755.
4. Kazemi F., Khlyupin A., Azin R. Wettability Alteration in Gas Condensate Reservoirs: A Critical Review of the Opportunities and Challenges. Energy & Fuels. 2024. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.3c03515.

© 2026 International Conference on Multidisciplinary Sciences and Innovations . All Rights Reserved.

5. The underlying mechanisms that influence the flow of gas-condensates in porous medium: A review. Gas Science and Engineering. 2024. Vol. 122. 205204. DOI: 10.1016/j.jgsce.2023.205204.
6. Tu H. et al. The Impact of Condensate Oil Content on Reservoir Performance in Retrograde Condensation: A Numerical Simulation Study. Energies. 2024. Vol. 17. No. 22. 5750. DOI: 10.3390/en17225750.
7. Matkivskyi S.V. Retrograde Condensation of Heavy Hydrocarbons in the Bottomhole Zone. Oil and Gas Power Engineering. 2023. No. 2(40). P. 15–24. DOI: 10.31471/1993-9868-2023-2(40)-15-24.