

ФИЗИКА

УДК 622.276.031:53

DOI: 10.21779/2542-0321-2026-41-2-34–43

С. А. Ахмедов, З. Х. Ахмедова

Газоконденсатное месторождение Хазри на шельфе Каспийского моря: анализ разработки в режиме истощения при заданных дебитах и перепадах давления

Дагестанский государственный университет; Россия, 367000, Республика Дагестан, Махачкала, ул. М. Гаджиева, 43а; ahmedovsa@mail.ru, zuhra2473@mail.ru

Аннотация. В статье представлены результаты анализа разработки газоконденсатного месторождения Хазри, расположенного в российском секторе Каспийского моря. Приводятся геолого-физические характеристики объекта, оценка текущего состояния разведанности и основные проектные решения по освоению запасов. Особое внимание уделено режиму истощения пластовой энергии как основному способу эксплуатации месторождения. Проанализированы вопросы задания технологических режимов работы скважин с учетом ограничений по дебитам и допустимым депрессиям, а также выполнен прогноз динамики показателей разработки при снижении пластового давления. Были изучены проблемы выпадения конденсата в пласте и методы минимизации потерь целевых компонентов и ретроградной конденсации углеводородов в пласте, приводящие к значительным потерям целевых компонентов. Статья содержит рекомендации по стратегии мониторинга и оптимизации режимов, направленных на повышение эффективности извлечения конденсата и продление периода рентабельной эксплуатации месторождения в сложных условиях полиарусного геологического строения. В завершающей части сформулированы перспективные направления дальнейших исследований термодинамических свойств флюидов месторождения Хазри.

Ключевые слова: метод, закачка, тепло, вода, температура, разработка, нефть, месторождение.

Введение

Каспийский регион является одной из важнейших нефтегазоносных провинций Российской Федерации, где в последние десятилетия открыт ряд крупных месторождений углеводородного сырья. Среди них особое место занимает газоконденсатное месторождение Хазри, расположенное в средней части Каспийского моря в 70 км от побережья Дагестана. Месторождение было открыто в результате целенаправленных геологоразведочных работ, проводимых компанией «ЛУКОЙЛ» на лицензионном участке Центрально-Каспийский [1].

Актуальность изучения данного объекта обусловлена необходимостью обоснования рациональных технологических режимов эксплуатации скважин в условиях падающей добычи при естественном режиме истощения. Как показывает практика разработки газоконденсатных залежей, большинство месторождений вводятся в эксплуата-

цию с использованием пластовой энергии без применения методов поддержания пластового давления на начальном этапе [2]. Это требует глубокого понимания процессов, происходящих в пласте при снижении давления ниже начала конденсации, и их влияния на компонентоотдачу.

Нашей целью был анализ особенностей разработки месторождения Хазри в режиме истощения с учетом необходимости поддержания заданных дебитов и ограничений по перепадам давления в системе «пласт-скважина-промысловые коммуникации».

1. Геолого-физическая характеристика месторождения Хазри

1.1. Тектоническое положение и строение ловушки

Месторождение Хазри приурочено к Западно-Каспийской моноклинали, входящей в состав Прикумско-Центрально-Каспийской системы прогибов и поднятий. В тектоническом отношении это сложнопостроенная структура, выявленная по результатам сейморазведочных работ МОГТ 2Д в 2004 году с последующей детализацией методом 3D в 2017–2018 годах [5].

Промышленная газоносность месторождения установлена в широком стратиграфическом диапазоне – от альбского яруса нижнемелового возраста до титонского и кимериджского ярусов верхней юры. Продуктивные пласты выделены в следующие интервалы: K1a1 (альб), J3tt-I, J3tt-II, J3tt-III', J3tt-III+J3km (верхняя юра). Такое полиярусное строение создает определенные сложности при проектировании разработки, поскольку каждый продуктивный горизонт обладает собственной энергетической характеристикой и фильтрационными параметрами [8].

1.2. Запасы и характеристика флюидов

Согласно оценке, сделанной по результатам бурения поисково-оценочных скважин, начальные извлекаемые запасы свободного газа месторождения составляют 48 млрд м³, конденсата – 8,2 млн тонн. По действующей классификации месторождение относится к категории крупных [1].

Параметры пластовых флюидов определялись по результатам исследований первой поисково-оценочной скважины № 1 Хазри, пробуренной в 2017 году с забоем 4780 м, и скважины № 2 Хазри, достигшей в 2020 году глубины 5263 м и вскрывшей бат-байосские отложения [5]. Пластовое давление в залежах соответствует гидростатическому с некоторым превышением, пластовая температура типична для глубин залегания продуктивных горизонтов.

Важной особенностью газоконденсатных систем месторождения является значительное содержание конденсата (потенциальное содержание C5+), что обуславливает экономическую целесообразность разработки, но одновременно создает проблемы, связанные с выпадением жидкой фазы в пласте при снижении давления.

2. Режим истощения как основной способ разработки

2.1. Принципы разработки газоконденсатных залежей на истощение

Разработка газоконденсатных месторождений в режиме истощения пластовой энергии является традиционным подходом, при котором отбор углеводородов осуществляется только за счет естественной энергии пласта без искусственного поддержания давления. Применительно к газоконденсатным системам этот режим имеет существенную особенность: по мере падения пластового давления ниже давления начала конденсации происходит ретроградная конденсация, сопровождающаяся выпадением тяжелых углеводородов в пористой среде [6].

Как показывают исследования, коэффициент извлечения конденсата при разработке на истощение редко превышает 30–40 %, а в некоторых случаях падает до 15–20 % [2]. Потери конденсата связаны с тем, что выпавшая жидкая фаза теряет подвижность и остается в порах коллектора, откуда ее невозможно извлечь на поверхность. Для месторождения Хазри с его значительными запасами конденсата этот фактор имеет критическое значение.

2.2. Уравнение истощения для газоконденсатной залежи

Математическое описание процесса разработки в режиме истощения базируется на дифференциальном уравнении, связывающем отбор газа с падением пластового давления.

$$\operatorname{div}[(\alpha_i z_i) \operatorname{grad} p] = \frac{m}{k} \frac{\partial}{\partial t} (\delta z_i) \quad i = 1, 2, \dots, n, \quad (1)$$

$$\operatorname{div}(\alpha \operatorname{grad} p) \frac{m}{k} \frac{\partial}{\partial t}, \quad (2)$$

$$\text{где } \alpha_1 = \left(\frac{f_{\text{ж}} \rho_{\text{ж}}}{\mu_{\text{ж}} M_{\text{ж}}} + \frac{f_{\text{г}} \rho_{\text{г}}}{\mu_{\text{г}} M_{\text{г}}} \right) \frac{1}{1 + v(k_i - 1)}, \quad (3)$$

$$\delta = \frac{f_{\text{ж}} \rho_{\text{ж}}}{M_{\text{ж}}} + \frac{f_{\text{г}} \rho_{\text{г}}}{M_{\text{г}}} - \text{суммарное число молей в смеси}; \quad (4)$$

$$V = \frac{\rho_{\text{г}} S_{\text{г}}}{M_{\text{г}}} * \frac{1}{\delta} - \text{мольная доля газа в смеси}; \quad (5)$$

t, p, m – время, давление и пористость;

z_i – молярная доля i -го компонента в смеси;

$\rho_{\text{ж}}, \rho_{\text{г}}, \mu_{\text{ж}}, \mu_{\text{г}}, M_{\text{ж}}, M_{\text{г}}$ – плотности вязкости и молекулярные веса жидкой (ж) и газовой (г) фаз.

Система уравнений (1–5) для рассматриваемых задач истощения замыкается соответствующими граничными условиями:

$$\text{а) } q = \sum_{i=1}^n \frac{1}{g_i} \frac{\partial z_i}{\partial t} \quad L \quad \bar{a} = \text{const}; \quad \frac{\partial \bar{a}}{\partial t} = 0, \quad (6)$$

где q – суммарный массовый расход компонентов

$$\text{б) } \bar{a} = \text{const}; \quad \frac{\partial \bar{a}}{\partial t} = 0, \quad (7)$$

где $\bar{a}$ – давление на забое скважины и общими для обоих случаев начальными условиями

$$g_i = \frac{1}{g_i}; \quad L \quad g_i = \frac{1}{g_i}; \quad L \quad g_i = \frac{1}{g_i}; \quad (8)$$

В обобщенном виде для газоконденсатной системы с учетом выпадения жидкой фазы материальный баланс записывается следующим образом [4; 16]:

$$\Omega = \Omega_{\text{н}} - \Omega_{\text{отб}},$$

где $\Omega_{\text{н}}$ – начальный объем порового пространства, занятый углеводородами; $\Omega_{\text{отб}}$ – объем отобранного флюида в пластовых условиях; Ω – текущий объем флюида в пласте.

С учетом двухфазности фильтрации (газ – конденсат) уравнение усложняется введением коэффициентов фазовых проницаемостей и насыщенностей. Для практических расчетов при проектировании разработки месторождения Хазри могут использоваться эмпирические зависимости, адаптированные для условий шельфовых месторождений Каспия.

2.3. Сравнение с альтернативными методами разработки

В мировой практике применяются и иные подходы к разработке газоконденсатных залежей, направленные на сохранение пластового давления выше давления начала конденсации. Наиболее известным является сайклинг-процесс – закачка сухого газа или азота в газовую шапку [10]. Моделирование показывает, что закачка азота позволяет увеличить добычу конденсата практически вдвое по сравнению с режимом истощения [2].

Однако для месторождения Хазри, расположенного на шельфе Каспийского моря, применение методов поддержания пластового давления на начальном этапе сопряжено с серьезными технико-экономическими ограничениями. Необходимость строительства компрессорных станций, источников рабочего агента (азотных установок или газопроводов для подачи сухого газа) существенно увеличивает бюджет проекта. Поэтому на начальной стадии эксплуатации, как правило, реализуется именно режим истощения.

3. Задание технологических режимов работы скважин

3.1. Понятие технологического режима и ограничивающие факторы

Под технологическим режимом эксплуатации скважины понимается совокупность параметров, определяющих процесс отбора флюида из пласта. К числу таких параметров относятся дебит газа, дебит конденсата, забойное давление, депрессия на пласт, устьевое давление и температура [7].

При назначении режима работы скважин на месторождении Хазри необходимо учитывать ряд ограничивающих факторов:

1. **Геологические ограничения** – недопустимость разрушения призабойной зоны пласта, что связано с критической депрессией и скоростью фильтрации.
2. **Технические ограничения** – пропускная способность лифтовых труб, предельные рабочие давления устьевого оборудования и промысловых коммуникаций.
3. **Технологические ограничения** – предупреждение гидратообразования, выноса механических примесей и жидкости с забоя.

4. **Экономические ограничения** – обеспечение рентабельности добычи при падающих отборах.

3.2. Режим постоянной депрессии и постоянного забойного давления

Для месторождений, разрабатываемых в режиме истощения, часто применяются два подхода к заданию технологических режимов: режим постоянной депрессии и режим постоянного забойного давления [4].

При режиме постоянной депрессии ($\Delta P = P_{пл} - P_{заб} = const$) перепад давления между пластом и забоем сохраняется неизменным на протяжении всего периода эксплуатации. Поскольку пластовое давление падает по мере отбора запасов, забойное давление также снижается, сохраняя заданную разницу. Преимущество этого подхода – сохранение стабильных условий фильтрации в призабойной зоне, что важно для предупреждения разрушения коллектора.

При режиме постоянного забойного давления ($P_{заб} = const$) поддерживается фиксированное давление на забое, что часто диктуется условиями работы устьевого оборудования или систем сбора газа. В этом случае депрессия постепенно уменьшается по мере падения пластового давления, что ведет к естественному снижению дебитов.

Для условий месторождения Хазри наиболее вероятно применение комбинированного подхода: на начальном этапе, при высоком пластовом давлении, скважины работают с ограничением по депрессии (не более допустимой величины, исключающей разрушение коллектора), а по мере истощения залежи переходят в режим поддержания забойного давления на минимально допустимом уровне, определяемом условиями входа газа в систему сбора.

3.3. Расчет дебитов скважин при заданной депрессии

Определение дебита газовой скважины при известной депрессии осуществляется на основе уравнения притока, которое для газоконденсатных скважин имеет нелинейный характер [3]. В общем виде оно записывается так:

$$Q = K \cdot (P_{пл}^2 - P_{заб}^2)^n,$$

где Q – дебит газа; K – коэффициент продуктивности; n – показатель степени, учитывающий нелинейность фильтрации (обычно $n = 0,5-1,0$).

В реальных условиях для месторождения Хазри необходимо учитывать двухфазный характер фильтрации при снижении пластового давления ниже давления начала конденсации. Наличие жидкой фазы (выпавшего конденсата) снижает фазовую проницаемость для газа и увеличивает фильтрационные сопротивления. Это выражается в снижении коэффициента продуктивности K во времени и требует периодической корректировки проектных решений.

4. Прогнозирование показателей разработки в режиме истощения

4.1. Динамика пластового давления и дебитов

Для месторождений, разрабатываемых на истощение, характерна определенная закономерность изменения пластового давления во времени. При постоянном отборе газа (постоянном годовом отборе) пластовое давление снижается по закону, близкому к линейному. Однако для газоконденсатных залежей темп падения давления может изменяться из-за выпадения конденсата и уменьшения объема газовой фазы в поровом пространстве [9].

Применительно к месторождению Хазри можно ожидать, что при вводе в эксплуатацию с годовым отбором порядка 3–4 млрд м³ (темп отбора около 6–8 % от начальных запасов) период рентабельной разработки на истощение может составить 15–20 лет. При этом уже через 5–7 лет добыча начнет падать из-за снижения пластового давления и ухудшения условий притока.

4.2. Проблема выпадения конденсата в пласте

Ключевая проблема разработки газоконденсатного месторождения Хазри в режиме истощения – ретроградная конденсация в пласте. При снижении пластового давления ниже точки росы начинается выпадение жидких углеводородов C₅+ в поровом пространстве. Процесс идет по нарастающей: по мере падения давления объем выпавшего конденсата увеличивается, достигая максимума при давлениях 10–15 МПа (в зависимости от состава исходной смеси) [10].

Для условий Каспийского региона, характеризующегося относительно глубоким залеганием продуктивных горизонтов (более 4000 м), начальное пластовое давление превышает 50–60 МПа, а давление начала конденсации может составлять 30–40 МПа. Это означает, что значительная часть запасов будет отбираться уже в условиях двухфазной фильтрации.

4.3. Оценка коэффициента извлечения конденсата

Прогнозирование коэффициента извлечения конденсата (КИК) при разработке на истощение является сложной многокомпонентной задачей. На основе ретроспективного анализа разработки аналогичных месторождений (в том числе расположенных в Западной Сибири и Прикаспии) можно ожидать, что КИК для месторождения Хазри не превысит 35–40 % [2].

Это означает, что из 8,2 млн тонн начальных запасов конденсата около 5 млн тонн останутся в пласте без применения методов воздействия. Данный фактор требует тщательного экономического анализа на предмет целесообразности реализации на поздней стадии разработки методов поддержания пластового давления (сайклинг-процесса) или иных способов увеличения конденсатоотдачи.

5. Рекомендации по оптимизации режимов эксплуатации

5.1. Обоснование допустимых депрессий

Для сохранения устойчивой работы скважин месторождения Хазри и предотвращения разрушения призабойной зоны пласта необходимо обоснование предельно допустимой депрессии. Расчет этой величины базируется на механических свойствах коллектора (прочностные характеристики, сцепление частиц) и наличии цементирующего материала [7].

Поскольку продуктивные отложения месторождения представлены терригенными породами различной степени сцементированности (от альбских песчаников до юрских алевролитов), допустимая депрессия может существенно различаться по разрезу. Ориентировочно для условий глубокозалегающих горизонтов Каспия она составляет 2–4 МПа. Превышение этих величин может привести к выносу песка, образованию каверн и прорывам газа по заколонному пространству.

5.2. Регулирование отборов по продуктивным горизонтам

Учитывая многопластовое строение месторождения Хазри (пять продуктивных пластов в меловых и юрских отложениях), важной задачей является обеспечение равномерной выработки запасов по разрезу. При совместной эксплуатации нескольких горизонтов в одной скважине возникает опасность перетоков и преждевременного обводнения высокопроницаемых пропластков [6].

Для минимизации этих рисков целесообразно применять раздельное заканчивание скважин с использованием пакеров и регулируемых клапанов-отсекателей, позволяющих индивидуально регулировать отбор из каждого интервала и контролировать забойное давление. Это обеспечит соблюдение проектных режимов и заданных депрессий по каждому объекту.

5.3. Перспективы применения методов увеличения конденсатоотдачи

Несмотря на то, что на начальном этапе разработка месторождения Хазри планируется на истощение, в дальнейшем, при падении пластового давления до 20–25 МПа, следует рассмотреть возможность применения методов увеличения конденсатоотдачи. Наиболее реалистичными представляются [2–10]:

1. **Закачка сухого газа (сайклинг-процесс)** – позволяет испарить ранее выпавший конденсат и извлечь его за счет продувки пласта. Недостаток – потребность в больших объемах рабочего агента и компрессорном оборудовании.

2. **Закачка азота** – инертный газ, не вступающий в химические реакции, может закачиваться для поддержания пластового давления. Моделирование показывает прирост добычи конденсата на 30–50 % по сравнению с истощением [2].

3. **Физико-химические методы** – закачка растворителей или поверхностно-активных веществ для снижения капиллярных сил и мобилизации остаточного конденсата.

Выбор конкретного метода должен быть обоснован технико-экономическими расчетами с учетом удаленности месторождения от берега, глубины моря и наличия соответствующих технических средств.

Заключение

Газоконденсатное месторождение Хазри на шельфе Каспийского моря является крупным объектом углеводородного сырья с запасами газа 48 млрд м³ и конденсата 8,2 млн тонн. Его разработка на начальном этапе планируется в режиме истощения пластовой энергии, что является традиционным подходом для шельфовых проектов.

Основные выводы по результатам проведенного анализа:

1. Месторождение характеризуется многопластовым строением с продуктивными горизонтами в меловых и юрских отложениях, что требует дифференцированного подхода к заданию технологических режимов по каждому объекту.
2. Ключевой проблемой разработки на истощение является ретроградная конденсация в пласте, приводящая к потерям до 60–70 % запасов конденсата. Прогнозируемый коэффициент извлечения конденсата для данных условий не превысит 35–40 %.
3. Задание технологических режимов работы скважин должно осуществляться с учетом ограничений по депрессии (ориентировочно 2–4 МПа), исключающих разрушение коллектора, и обеспечивать устойчивый вынос жидкости с забоя.
4. Динамика пластового давления при принятых темпах отбора (3–4 млрд м³ в год) обеспечит период рентабельной эксплуатации порядка 15–20 лет с последующим падением добычи.
5. На поздней стадии разработки целесообразно применение методов поддержания пластового давления (закачка азота или сухого газа) для увеличения конденсатоотдачи и доизвлечения остаточных запасов.

Для обеспечения проектных уровней добычи и соблюдения заданных дебитов необходима организация постоянного мониторинга работы скважин, включающего гидродинамические исследования, контроль забойных давлений и компонентного состава добываемой продукции. Это позволит своевременно корректировать технологические режимы и принимать решения о необходимости воздействия на пласт.

Литература

1. Месторождение Хазри – новый крупный объект на шельфе Каспия / Геоинформмарк [Электронный ресурс] // Геоинформ. 2022. – URL: geoinform.ru (дата обращения: 01.03.2026).
2. Закачка воздуха и внутрипластовое горение как способ увеличения добычи // Нефтегазовый журнал Neftegaz.RU. 2025. № 5. – С. 45–52.
3. Определение дебитов газовых скважин: методические указания / под ред. А. Н. Дмитриевского. – М.: Недра, 2024. – 87 с.
4. Толпаев, В. А. Математические модели планирования разработки газовых месторождений для скважин с постоянным забойным давлением либо с постоянной депрессией / В. А. Толпаев, К. С. Ахмедов // Автоматизация и информатизация ТЭК. 2025. № 2. – С. 48–58.

5. ЛУКОЙЛ открыл на Каспии газоконденсатное месторождение с запасами 48 млрд куб. м газа // Инженерная практика. 2022. 15 марта. – URL: glavteh.ru (дата обращения: 01.03.2026).
6. Мирзаджанзаде, А. Х. Теория и практика разработки газоконденсатных месторождений / А. Х. Мирзаджанзаде, А. Г. Ковалев, А. Г. Дурмишьян, А. А. Кочешков. – Москва: Гостоптехиздат, 1962. – 229 с.
7. Бердников, В. А. Установление оптимальных параметров режима эксплуатации газовых скважин на нефтегазоконденсатных месторождениях Западной Сибири: выпускная квалификационная работа / В. А. Бердников. – Томск: ТПУ, 2023. – 86 с.
8. Диева, Н. Н. Математическая модель с нелинейной зависимостью пористости и проницаемости от давления при пластовом давлении ниже давления насыщения / Н. Н. Диева, М. Н. Кравченко, И. В. Афанаскин и др. // Нефтяное хозяйство. 2024. № 10. – С. 98–102.
9. Сокотущенко, В. Н. Обзор методов повышения компонентоотдачи при разработках газоконденсатных месторождений / В. Н. Сокотущенко, В. В. Качалов, Е. В. Земляная, А. В. Волохова // Наука. Инновации. Технологии. 2019. № 3. – С. 19–48.
10. Закиров, С. Н. Новые представления о разработке газоконденсатных месторождений / С. Н. Закиров, Э. С. Закиров, И. М. Индрупский. – М.: Грааль, 2018. – 274 с.
11. Щелкачев, В. Н. Подземная гидравлика / В. Н. Щелкачев, Б. Б. Лапук. – Ижевск: М.–Ижевск; НИЦ "Регулярная и хаотическая динамика", 2001. – 736 с.
12. Басниев, К. С. Нефтегазовая гидромеханика: учебное пособие для вузов / К. С. Басниев, Н. М. Дмитриев, Г. Д. Розенберг. – Ижевск: М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005. – 544 с.
13. Коротаев, Ю. П. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений: учебник для вузов / Ю. П. Коротаев, С. Н. Закиров. – М.: Недра, 1981. – 294 с.
14. Тер-Саркисов, Р. М. Разработка газоконденсатных месторождений с воздействием на пласт / Р. М. Тер-Саркисов. – М.: Недра, 2016. – 238 с.
15. Ахмедов, С. А. Фильтрация многофазных многокомпонентных смесей при разработке нефтяных месторождений: дис. ... д-ра тех. наук / С. А. Ахмедов. – М., – 261 с.

Поступила в редакцию 26 мая 2026 г.

Принята 4 июня 2026 г.

UDC 622.276.031:53

DOI: 10.21779/2542-0321-2026-41-2-34-43

The Khazri Gas Condensate Field on the Caspian Sea Shelf: the Analysis of the Development in Depletion Mode at Specified Flow Rates and Pressure Drops

S. A. Akhmedov, Z. X. Akhmedova

Dagestan State University; Russia, 367000, Republic of Dagestan, Makhachkala, M. Gadzhiev st., 43a; ahmedovsa@mail.ru, zuhra2473@mail.ru

Abstract. The article presents the results of the analysis of the development of the Khazri gas condensate field located in the Russian sector of the Caspian Sea. The geological and physical characteristics of the object, the assessment of the current exploration state and the main design solutions for the development of the reserves are given. Special attention is paid to the mode of depletion of reservoir energy as the main method of field exploitation. The issues of setting the technological operating modes of wells are analyzed, taking into account the limitations on the production rates and permissible depressions, and the forecast of the dynamics of development indicators with a decrease in reservoir pressure is made. The problems of condensate deposition in the reservoir and methods for minimizing losses of target components and retrograde condensation of hydrocarbons in the reservoir, leading to significant losses of target components, are analyzed. The article contains recommendations on strategies for monitoring and optimizing regimes aimed at increasing the efficiency of condensate extraction and extending the period of profitable operation of the field in difficult conditions of a multi-tiered geological structure. In the final part of the work, promising directions for further research on the thermodynamic properties of the fluids of the Khazri deposit are formulated.

Keywords: method, injection, heat, water, temperature, development, oil, deposit.

Received 26 May, 2026

Accepted 4 June, 2026