

УДК 553.98; <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2024-5.24>
<https://orcid.org/0000-0002-7979-1188>

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЦИРКУЛЯЦИИ ГАЗА ПРИ РАЗРАБОТКЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ: АНАЛИЗ НА ПРИМЕРЕ КАРАЧАГАНАКСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



Б.С. АХЫМБАЕВА,
PhD, ассоциированный профессор
кафедры «Нефтяная инженерия»,
b.akhymbayeva@satbayev.university

SATBAYEV UNIVERSITY,
Республика Казахстан, 050013, г. Алматы, ул. Сатпаева, 22а

Данная статья посвящена анализу технологических процессов разработки Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения (КНГКМ) с применением рециркуляции газа. Рециркуляция газа представляет собой ключевой метод, направленный на поддержание пластового давления в газоконденсатной залежи, что позволяет значительно увеличить коэффициент извлечения углеводородов и обеспечить долгосрочную устойчивость разработки месторождения. Одной из основных задач является предотвращение снижения пластового давления, что критически важно для сохранения стабильной добычи конденсата и предотвращения перерасхода газа.

Исследование фокусируется на ключевых технологических процессах, включая компримирование газа, его осушку, охлаждение и последующую закачку в залежь через нагнетательные скважины. Технические параметры компрессорных станций, оснащённых трёхступенчатыми центробежными компрессорами, были детально проанализированы с точки зрения их влияния на эффективность всего процесса рециркуляции. В статье приведены расчёты изменения положения границы раздела между сырым и сухим газом с течением времени, что позволяет оценить динамику движения газа в пласте и прогнозировать дальнейшие изменения в режиме эксплуатации нагнетательных и добывающих скважин.

Технико-экономический анализ сценариев закачки показал, что оптимальной стратегией является закачка 40% добываемого газа обратно в залежь. Этот вариант де-

монстрирует наиболее высокие показатели углеводородоотдачи, а также обеспечивает минимальные затраты на поддержание пластового давления. Выбор этого сценария закачки способствует максимизации извлекаемых запасов углеводородов и поддержанию стабильного уровня добычи, что подтверждается результатами моделирования. Также были рассмотрены технические аспекты эксплуатации компрессорных станций, что позволяет минимизировать риски гидратообразования и коррозии, улучшить эксплуатационные характеристики оборудования и обеспечить долгосрочную надёжность системы.

Результаты проведённых исследований позволяют сделать вывод о высокой эффективности рециркуляции газа как метода разработки газоконденсатных месторождений, и могут быть применены при планировании и управлении аналогичными проектами в других регионах.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: рециркуляция газа, Карачаганак, пластовое давление, компримирование, углеводородоотдача.

ГАЗ КОНДЕНСАТТЫ КЕН ОРЫНДАРЫН ИГЕРУ КЕЗІНДЕ ГАЗДЫ ҚАЙТА ӨНДЕУДІ ТЕХНОЛОГИЯЛЫҚ ОҢТАЙЛАНДЫРУ: ҚАРАШЫҒАНАҚ КЕН ОРНЫНЫҢ МЫСАЛЫНДА ТАЛДАУ

Б.С. АХЫМБАЕВА, PhD, «Мұнай инженериясы» кафедрасының қауымдастырылған профессоры, b.akhymbayeva@satbayev.university

SATBAYEV UNIVERSITY,

Қазақстан Республикасы, 050013, Алматы қ., Қ.Сәтбаева 22а көшесі,

Бұл мақала газды қайта өңдеуді қолдана отырып, Қарашығанақ мұнай-газ конденсаты кен орнын (ҚМГККО) игерудің технологиялық процестерін талдауға арналған. Газды қайта өңдеу-бұл көмірсутектерді алу коэффициентін едәуір арттыруға және кен орнын игерудің ұзақ мерзімді тұрақтылығын қамтамасыз етуге мүмкіндік беретін газ конденсаты кен орнындағы қабат қысымын ұстап тұруға бағытталған негізгі әдіс. Негізгі міндеттердің бірі-конденсатты тұрақты өндіруді сақтау және газдың артық шығынын болдырмау үшін өте маңызды қабат қысымының төмендеуін болдырмау.

Зерттеу негізгі технологиялық процестерге, соның ішінде газды сығымдауға, оны кептіруге, салқындатуға және кейіннен айдау ұңғымалары арқылы кен орнына айдауға бағытталған. Үш сатылы центрифугалық компрессорлармен жабдықталған компрессорлық станциялардың техникалық параметрлері олардың бүкіл рециркуляция процесінің тиімділігіне әсері тұрғысынан егжей-тегжейлі талданды. Мақалада уақыт өте келе шикі және құрғақ газ арасындағы интерфейс позициясының өзгеруінің есептеулері келтірілген, бұл қабаттағы газ қозғалысының динамикасын бағалауға және айдау және өндіру ұңғымаларын пайдалану режиміндегі одан әрі өзгерістерді болжауға мүмкіндік береді.

Айдау сценарийлерінің техникалық-экономикалық талдауы оңтайлы стратегия өндірілген газдың 40% - кен орнына қайта айдау екенін көрсетті. Бұл опция көмірсутек шығарудың ең жоғары көрсеткіштерін көрсетеді, сонымен қатар қабат қысымын ұстап тұрудың минималды шығындарын қамтамасыз етеді. Бұл айдау сценарийін таңдау көмірсутектердің алынатын қорын барынша арттыруға және модельдеу нәтижелерімен расталған өндірістің тұрақты деңгейін сақтауға ықпал етеді. Компрессорлық станцияларды пайдаланудың техникалық аспектілері де қарастырылды, бұл гидратация мен коррозия қаупін азайтуға, жабдықтың өнімділігін жақсартуға және жүйенің ұзақ мерзімді сенімділігін қамтамасыз етуге мүмкіндік береді.

Жүргізілген зерттеулердің нәтижелері газ конденсаты кен орындарын игеру әдісі ретінде газды қайта өңдеудің жоғары тиімділігі туралы қорытынды жасауға мүмкіндік береді және басқа аймақтардағы ұқсас жобаларды жоспарлау мен басқаруда қолданылуы мүмкін.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: газды қайта өңдеу, Қарашығанақ, қабат қысымы, компримирлеу, көмірсутек беру.

TECHNOLOGICAL OPTIMIZATION OF GAS RECIRCULATION IN THE DEVELOPMENT OF GAS CONDENSATE FIELDS: ANALYSIS ON THE EXAMPLE OF THE KARACHAGANAK FIELD

B.S. AKHYMBAYEVA, PhD, Associate Professor of the Department of «Petroleum Engineering»,
b.akhymbayeva@satbayev.university

«SATBAYEV UNIVERSITY»,
Republic of Kazakhstan, Almaty, 050013, Satpayev str., 22a

This article is devoted to the analysis of technological processes for the development of the Karachaganak oil and gas condensate field (KOGCF) using gas recirculation. Gas recirculation is a key method aimed at maintaining reservoir pressure in a gas condensate deposit, which significantly increases the hydrocarbon recovery coefficient and ensures the long-term sustainability of field development. One of the main tasks is to prevent a decrease in reservoir pressure, which is critically important for maintaining stable condensate production and preventing overspending of gas.

The research focuses on key technological processes, including gas compression, drying, cooling and subsequent injection into the reservoir through injection wells. The technical parameters of compressor stations equipped with three-stage centrifugal compressors were analyzed in detail in terms of their impact on the efficiency of the entire recirculation process. The article presents calculations of changes in the position of the interface between crude and dry gas over time, which allows us to assess the dynamics of gas movement in the reservoir and predict further changes in the operating mode of injection and production wells.

A technical and economic analysis of injection scenarios has shown that the optimal strategy is to pump 40% of the extracted gas back into the reservoir. This option demonstrates the highest rates of hydrocarbon recovery, and also provides minimal costs for maintaining reservoir pressure. The choice of this injection scenario contributes to maximizing recoverable hydrocarbon reserves and maintaining a stable production level, which is confirmed by the simulation results. The technical aspects of the operation of compressor stations were also considered, which minimizes the risks of hydrate formation and corrosion, improves the operational characteristics of the equipment and ensures long-term reliability of the system.

The results of the conducted research allow us to conclude about the high efficiency of gas recirculation as a method of developing gas condensate fields, and can be applied in planning and managing similar projects in other regions.

KEYWORDS: gas recirculation, Karachaganak, reservoir pressure, compression, hydrocarbon recovery.

Введение. Разработка газоконденсатных месторождений представляет собой сложную задачу, требующую применения современных технологических решений для поддержания пластового давления и увеличения коэффициента извлечения углеводородов. Одним из ключевых методов, применяемых для этих целей, является рециркуляция газа, которая заключается в обратной закачке сухого газа в пласт. Этот процесс позволяет избежать значительного снижения пластового давления, что критически важно для поддержания стабильной добычи конденсата и нефти. В условиях, когда месторождение начинает истощаться, закачка газа помогает сохранить пластовое давление на уровне, необходимом для эффективной работы скважин и оборудования.

Карачаганакское нефтегазоконденсатное месторождение (КНГКМ) – одно из крупнейших в мире – расположено на северо-западе Казахстана и обладает значи-

тельными запасами природного газа и конденсата [1]. Разработка этого месторождения требует применения передовых методов управления пластовым давлением, так как снижение давления может привести к существенным потерям углеводородов и ухудшению качества добываемого газа. Для обеспечения эффективной разработки была предложена схема рециркуляции газа, при которой добываемый газ после осушки и компримирования вновь закачивается в залежь через нагнетательные скважины.

Важнейшим аспектом данной технологии является процесс компримирования газа до высоких давлений (до 550 МПа), что требует использования высокоэффективных компрессорных станций. В частности, на Карачаганакском месторождении применяются трёхступенчатые центробежные компрессоры, работающие от газовых турбин. Эти компрессоры обеспечивают необходимое давление и надёжность процесса закачки, а также позволяют оптимизировать расход энергии на каждом этапе [2].

Одной из основных целей настоящего исследования является анализ различных технологических сценариев закачки газа и выбор наиболее оптимального с точки зрения технико-экономической эффективности. Было рассмотрено несколько вариантов, включая полную и частичную компенсацию пластового давления с использованием рециркуляции газа. На основе расчётов и анализа эксплуатационных характеристик оборудования было предложено закачивать 40% добываемого газа обратно в пласт, что обеспечивает поддержание необходимого уровня пластового давления и максимизирует извлекаемые запасы углеводородов.

Также в работе рассматриваются особенности работы нагнетательных скважин и компрессорных станций, включая такие ключевые аспекты, как осушка газа, предотвращение гидратообразования и коррозии, а также охлаждение газа на различных стадиях компримирования [3]. Проведён детальный расчёт динамики изменения положения границы раздела между сырым и сухим газом, что позволяет прогнозировать изменения в процессе закачки и разработке месторождения.

Таким образом, актуальность данного исследования заключается в необходимости повышения эффективности разработки крупных газоконденсатных месторождений, таких как Карачаганак, путём оптимизации технологических процессов закачки газа и поддержания пластового давления. Результаты исследования могут быть применены для планирования разработки аналогичных месторождений в Казахстане и за его пределами, где использование рециркуляции газа становится всё более важным элементом обеспечения устойчивой добычи углеводородов.

Материалы и методы. Исследование технологических процессов разработки Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения (КНГКМ) основано на анализе данных, полученных в ходе эксплуатации компрессорных станций нагнетания газа, а также на моделировании динамики закачки газа и изменения положения границы раздела между сырым и сухим газом. Основными материалами исследования являются технические параметры компрессорного оборудования, данные об осушке и компримировании газа, а также результаты технико-экономических расчётов различных сценариев закачки газа в залежь [4]. Методы исследования включают моделирование технологических процессов, инженерные расчёты и экономический анализ эффективности сценариев разработки.

Технологическая схема закачки газа на Карачаганакском месторождении включает несколько ключевых этапов: осушку газа, компримирование, охлаждение и последующую закачку газа через нагнетательные скважины. Важной частью схемы является осушка газа, которая осуществляется с использованием гликолевых установок DRIZO. Это позволяет снизить содержание влаги до 0,0001% об., что предотвращает образование гидратов и коррозию в системе закачки. Процесс осушки газа необходим для поддержания стабильной работы системы, так как в противном случае влажный газ может привести к серьезным осложнениям [5].

Компримирование газа осуществляется трёхступенчатыми центробежными компрессорами, которые обеспечивают повышение давления до 550 МПа. Каждая компрессорная линия включает газовую турбину, центробежный компрессор и вспомогательное оборудование. Между ступенями компрессоров осуществляется промежуточное охлаждение газа, что позволяет поддерживать оптимальную температуру и предотвращает перегрев оборудования. Охлаждение необходимо для повышения эффективности процесса компримирования и предотвращения износа оборудования.

После осушки и компримирования газ распределяется по системе нагнетательных скважин через коллекторные и выкидные линии. Давление на устье скважин поддерживается на уровне 50-55 МПа в зависимости от их удалённости от компрессорной станции. Газ распределяется по скважинам с помощью регуляторов расхода, что позволяет контролировать процесс закачки. Фонтанная арматура, установленная на каждой скважине, обеспечивает автоматическое управление закачкой и контроль давления.

Режим работы нагнетательных скважин зависит от нескольких факторов, включая давление нагнетания, текущее пластовое давление и приемистость скважин. Максимально допустимое забойное давление скважин ограничено давлением гидроразрыва пласта, которое на Карачаганакском месторождении составляет около 650 МПа. При этом фактическое давление на устье скважины варьируется в зависимости от приёмистости пласта, его проницаемости и текущего пластового давления. Важно, что режим работы нагнетательных скважин напрямую влияет на динамику закачки газа и эффективность разработки месторождения.

Одним из ключевых аспектов исследования является расчёт динамики изменения положения границы раздела между сырым и сухим газом во времени. Для этого использовался метод последовательной смены стационарных состояний.

В центре газоконденсатной залежи расположена батарея нагнетательных скважин, на периферии – батарея эксплуатационных скважин. Режим пласта – газовый, течение газа изотермическое. Движение газа описывается линейным законом. Считаем плотности закачиваемого и сырого газа практически одинаковыми, контакт сухого и сырого газа – вертикальной плоскостью. Диффузией газа в зоне контакта пренебрегаем, считаем, что от границы раздела до эксплуатационных скважин движется сырой газ, от нагнетательных скважин до границы раздела – сухой газ. Для простоты приближенного расчета батареи нагнетательных и эксплуатационных скважин заменим дренажными галереями. Суммарный расход газа, закачиваемого через n нагнетательных скважин сухого газа, $Q_c = Q_c(t)$ и суммарный дебит эксплуатационных скважин $N = N(t)$ заданы во времени [6].

Исходные данные: $R_k = 3000\text{м}$, $R_c = R_3 = 0,084\text{м}$, $p_n = 57\text{ МПа}$, $h = 148,4\text{м}$, $m = 0,104$, $\mu_c = \mu_ж = 0,084\text{ МПа}\cdot\text{с}$, $k = 3,22 \cdot 10^{-3}\text{ мкм}^2$, $R_6 = 250\text{м}$, давления начала конденсации $p_{нк} = 48,5\text{ МПа}$, $\Omega_n = 436,15 \cdot 10^6\text{ м}^3$, $\Omega_0 = 3,029 \cdot 10^6\text{ м}^3$, $Q_c = N = 18,1 \cdot 10^6\text{ м}^3/\text{сут}$.

Определяется изменение во времени положения границы раздела $R=R(t)$, давления на границе раздела $p^l=p^l(t)$, давлений на забоях нагнетательных и эксплуатационных скважин: $p_c=p_c(t)$, $p_3=p_3(t)$.

Обозначим: R_c – радиус нагнетательной скважины; R_3 – радиус эксплуатационной скважины; k – коэффициент проницаемости; m – коэффициент пористости; μ_c , $\mu_ж$ – динамические коэффициенты вязкости сухого и жирного газа соответственно; h – мощность пласта; R_k – радиус окружности галереи, на которой расположены эксплуатационные скважины; R_6 – радиус батареи нагнетательных скважин.

Используем метод последовательной смены стационарных состояний.

Расход газа при закачке можно выразить следующей формулой:

$$Q_c = \frac{d}{dt} \left(\Omega_1 \frac{p_1}{p_a} \right), \quad (1)$$

где Ω_1 – объем порового пространства залежи, занятый сухим газом,

$$\Omega_1 = \pi R^2 h m, \quad (2)$$

p_1 – средневзвешенное по объему давление в области, занятой сухим газом; p_a – атмосферное давление.

Интегрируя уравнение (1) в пределах от 0 до t и от p_n до p_1 , получим

$$Q_s = \frac{\Omega_1 p_1 - \Omega_0 p_n}{p_a}, \quad (3)$$

$Q_s = \int_0^t Q_c dt$ приведенный к атмосферному давлению и пластовой температуре объем закаченного газа в пласт;

Ω_0 , p_n – начальный объем порового пространства и давление в области, занятой сухим газом при $t = 0$.

При отборе газа аналогично имеем

$$N = - \frac{d}{dt} \left[\left(\frac{\Omega_n - \Omega_1}{p_a} \right) p_2 \right], \quad (4)$$

Ω_n – объем порового пространства газовой залежи, принимаемый постоянным, $\Omega_n = \frac{d}{dt} \pi R_k^2 h m$.

Интегрируя уравнение (4) в пределах от 0 до t и от p_n до p_2 , получим

$$Q_{от} = \frac{p_n(\Omega_n - \Omega_0) - p_2(\Omega_n - \Omega_1)}{p_a}, \quad (5)$$

$Q_{от} = \int_0^t N dt$ – объем отобранного газа из залежи, приведенный к атмосферному давлению и пластовой температуре;

p_2 – средневзвешенное по объему давление в области, занятой сырым газом.

В случае радиального движения газа средневзвешенное по объему давление с большой степенью точности можно принять равным контурному, т.е. $p_1 \approx p_2 \approx p^l$.

Тогда, вычитая из выражения (3) выражение (5), после простых преобразований получим

$$p^I = p_i + \frac{(Q_\varphi - Q_{OT})p_a}{\Omega_i}, \quad (6)$$

Подставляя выражение (6) в (3) с учетом уравнения (2), получим

$$R = \sqrt{\frac{(Q_\varphi \delta_a + \Omega_0 \delta_i) \Omega_i}{\pi h m [\delta_i \Omega_i + (Q_\varphi - Q_{OT}) p_a]}}, \quad (7)$$

Зная $p^I = p^I(t)$, $R = R(t)$, легко получить все остальные требуемые зависимости.

В том случае, если объемы отбираемого сырого газа и возвращаемого сухого газа и возвращаемого в пласт одинаковы, процесс циркуляции можно рассматривать как движение несжимаемой жидкости в пласте. При этом легко допустить, что вязкости и плоскости сырого и сухого газа практически одинаковы. Общий перепад давлений между нагнетательными и эксплуатационными скважинами мал при высоком пластовом давлении [7].

Практика показывает, что во многих случаях объемы закачиваемого и возвращаемого в пласт газа примерно одинаковы.

Закачка сухого газа в этом случае приводит к перемещению контура питания (границы раздела сухого и сырого газа) по определенному закону к эксплуатационным скважинам или к перемещению контура стока по тому же закону от нагнетательных скважин. Одинаковое количество отбираемого и возвращаемого в пласт газа приводит к тому, что давление на перемещающейся границе раздела p^I остается все время постоянным и равным начальному пластовому давлению. [8]

При разработке газоконденсатных месторождений, особенно на ранней стадии, когда имеются потребители сухого газа, и в ряде других случаев отмечается, что в пласт возвращается не все количество отбираемого газа.

В этом случае, процессы, происходящие в пласте, будут несколько сложнее, и трудно будет подсчитать необходимое количество нагнетательных и эксплуатационных скважин, а также число компрессоров.

Время вытеснения сырого газа сухим найдем, приняв в формуле (7) $R = R_c$, $Q_\varphi = Q_{OT}$, $Q_\varphi = Q_c t$:

$$t = \frac{\Omega_n p_n - \Omega_0 p_n}{Q_c p_a} = \frac{(436,15 * 10^6 - 3,029 * 10^6) * 57 * 10^6}{18,1 * 10^6 * 0,1 * 10^6} = 13639,7 \text{ сут} \approx 37,4 \text{ лет}. \quad (8)$$

Положив $Q_{OT} = Q_\varphi$ в формуле (6), получим

$$p^I = p_n = const. \quad (9)$$

В процессе расчёта предполагается, что движение газа в пласте можно рассматривать как радиальное движение несжимаемой жидкости. Плотности сырого и сухого газа принимаются близкими друг к другу, а влияние диффузии на зону контакта газов можно считать незначительным. Таким образом, моделировалась динамика перемещения границы раздела, что позволило прогнозировать изменение технологических параметров в зависимости от времени закачки газа.

Экономический анализ эффективности сценариев закачки газа также является важной частью исследования. Рассматривались различные сценарии, включая ча-

стичную и полную компенсацию пластового давления за счёт рециркуляции газа. Технико-экономический анализ показал, что закачка 40% добываемого газа обратно в пласт является наиболее оптимальным вариантом с точки зрения затрат и углеводородоотдачи. Этот сценарий обеспечивает достаточный уровень пластового давления для долгосрочной стабильной добычи углеводородов, а также минимизирует капитальные затраты на эксплуатацию компрессорных станций.

Моделирование технологических процессов и экономическая оценка эффективности разных сценариев позволили выбрать оптимальную стратегию закачки газа, которая учитывает как технологические, так и экономические аспекты. Моделирование процесса перемещения границы раздела помогло понять, как динамика закачки влияет на общее поведение пласта и эффективность разработки месторождения.

Результаты и обсуждение. Результаты исследования показывают, что эффективная разработка Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения (КНГКМ) возможна при использовании схемы рециркуляции газа с закачкой 40% добываемого газа обратно в залежь. Такой сценарий закачки был выбран на основании технико-экономических расчетов, а также анализа работы компрессорных станций нагнетания газа и динамики перемещения границы раздела между сырым и сухим газом [9]. Подробное обсуждение полученных данных и их интерпретация представлены ниже.

1. Эффективность закачки газа

Первым ключевым результатом исследования стало подтверждение того, что закачка 40% добываемого газа обратно в пласт позволяет поддерживать пластовое давление на оптимальном уровне. Поддержание давления является критически важным для увеличения коэффициента извлечения углеводородов, в частности конденсата и нефти, что напрямую влияет на общую эффективность разработки месторождения. Анализ показал, что снижение пластового давления ниже определённого уровня может привести к значительному уменьшению объёмов извлекаемого конденсата, а также к потере газа, что приведёт к снижению общей доходности проекта [10].

Вариант закачки 40% добываемого газа оказался наиболее оптимальным с точки зрения затрат на эксплуатацию компрессорных станций и сохранение приемлемого уровня углеводородоотдачи. При этом он обеспечивает достаточное пластовое давление, что позволяет снизить вероятность осложнений, связанных с падением давления ниже критических значений, таких как образование гидратов и снижение продуктивности эксплуатационных скважин.

2. Анализ работы компрессорных станций нагнетания газа

Технические параметры компрессорных станций нагнетания газа (КСНГ) играют важную роль в обеспечении эффективной закачки газа обратно в залежь. В исследовании было установлено, что трёхступенчатые центробежные компрессоры, используемые на КНГКМ, обеспечивают необходимый уровень компримирования газа до давления 550 МПа, что достаточно для закачки газа в залежь на требуемую глубину. Промежуточное охлаждение газа между ступенями компримирования позволило поддерживать стабильные температурные условия в системе, что минимизирует износ оборудования и снижает риски перегрева.

Компрессорные станции показали высокую надёжность и производительность, что позволяет поддерживать стабильную работу системы закачки газа на протяжении

нии длительных периодов эксплуатации. Кроме того, за счет многоступенчатого сжатия газа удалось достичь значительного снижения капитальных затрат, так как потребовалось меньшее количество компрессорных линий по сравнению с альтернативными решениями. Это подтверждает технико-экономическую эффективность выбранного оборудования для нагнетания газа.

Особое внимание в исследовании уделено осушке газа перед компримированием, что является важной частью процесса подготовки газа для закачки. Установки осушки DRIZO обеспечивают необходимый уровень влагосодержания, что предотвращает возникновение коррозии в системе и образование гидратов в трубопроводах. Влажность газа после осушки составляет менее 0,0001%, что соответствует требованиям безопасности и долговечности системы нагнетания [11].

3. Изменение положения границы раздела между сырым и сухим газом

Одним из ключевых аспектов исследования стало моделирование перемещения границы раздела между сырым и сухим газом во времени. Результаты расчётов показали, что граница раздела с течением времени постепенно смещается к эксплуатационным скважинам. В начальные периоды закачки газа, перемещение границы происходит относительно быстро, что связано с большим перепадом давления между нагнетательными и эксплуатационными скважинами. Однако по мере продолжения процесса скорость перемещения границы замедляется, так как происходит выравнивание давления в пласте.

Полученные данные представлены в *таблице 1* и на *рисунке 1*, где показано изменение положения границы раздела в зависимости от времени.

Таблица 1 – Изменение положения границы раздела со временем

t, сут	150	365	515	730	2000	4000	6000	8000	10000	12000	14000
R, м	313,5	489	580,9	691,6	1144,7	1618,9	1982,8	2289,5	2559,7	2804,1	3028,7

На ранних стадиях закачки наблюдается более быстрое перемещение границы, что связано с высокими перепадами давления между закачиваемым и сырым газом. По мере закачки газа происходит снижение динамики перемещения границы, что объясняется выравниванием давления в различных зонах пласта. Этот процесс положительно сказывается на общей стабильности разработки месторождения, так как позволяет избежать резких перепадов давления и обеспечить плавное изменение режима работы скважин [12].

Долгосрочное моделирование показало, что при выбранном сценарии закачки газа (40% от добываемого объёма) граница раздела продолжает смещаться в сторону эксплуатационных скважин на протяжении нескольких лет. Это свидетельствует о том, что процесс рециркуляции газа позволяет поддерживать стабильное давление в пласте и обеспечивает эффективную работу нагнетательных и добывающих скважин на длительный срок.

4. Экономический анализ сценариев закачки

Экономический анализ различных сценариев закачки газа показал, что закачка 40% добываемого газа обратно в пласт является наиболее эффективной стратегией с точки зрения капитальных и эксплуатационных затрат. Альтернативные сценарии,

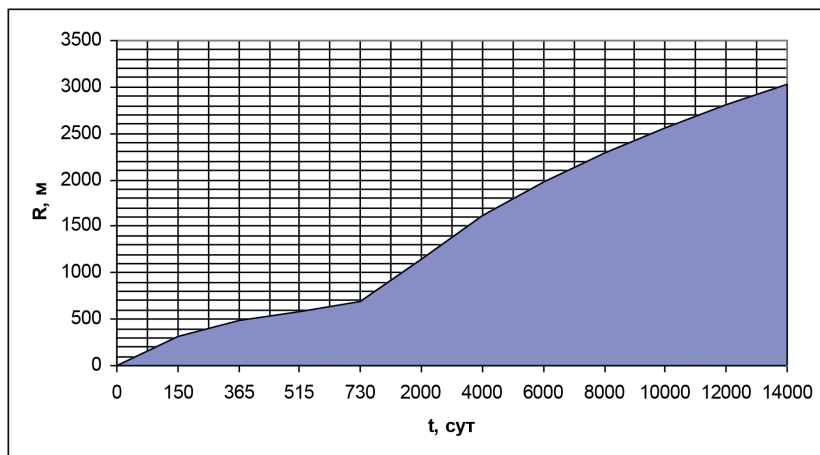


Рисунок 1 – Изменение положения границы раздела со временем

включающие закачку 20% или 60% газа, были оценены как менее экономически целесообразные. Закачка меньшего объема газа (20%) не обеспечивает необходимого уровня пластового давления для долгосрочной стабильной работы месторождения, что приводит к увеличению риска падения продуктивности скважин [13]. Закачка 60% добываемого газа, напротив, требует значительно больших затрат на строительство и эксплуатацию компрессорных станций, что не оправдывает себя с точки зрения получаемых объемов углеводородов.

Оптимизация сценария закачки газа на уровне 40% позволяет достичь баланса между затратами на строительство и эксплуатацию оборудования и максимизацией углеводородоотдачи. При этом данный сценарий демонстрирует высокую рентабельность на протяжении всего жизненного цикла разработки месторождения. Результаты экономического анализа также показали, что внедрение трёхступенчатых центробежных компрессоров с промежуточным охлаждением является оптимальным выбором для снижения капитальных и эксплуатационных затрат [14].

5. Долгосрочные перспективы разработки месторождения

Результаты моделирования и анализа технико-экономических показателей подтверждают, что выбранный сценарий закачки газа и использование современных компрессорных станций позволяют обеспечить долгосрочную стабильность разработки месторождения. Перемещение границы раздела между сырым и сухим газом свидетельствует о том, что процесс закачки будет эффективен на протяжении многих лет, а закачка газа в объеме 40% от добываемого объема является достаточной для поддержания пластового давления на требуемом уровне [15].

Таким образом, исследование показало, что использование рециркуляции газа на Карачаганакском месторождении способствует увеличению углеводородоотдачи, снижению рисков, связанных с падением пластового давления, и оптимизации затрат на эксплуатацию оборудования.

Заключение. Исследование технологических процессов разработки Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения (КНГКМ) с применением рецир-

куляции газа подтвердило высокую эффективность этого метода для поддержания пластового давления и увеличения углеводородоотдачи. Основная задача рециркуляции газа заключается в компенсации падения пластового давления путем обратной закачки сухого газа в залежь, что позволяет сохранять стабильные условия добычи углеводородов, включая конденсат и нефть. Результаты исследования демонстрируют, что закачка 40% добываемого газа обратно в пласт является наиболее эффективной стратегией с точки зрения технико-экономических показателей.

Применение трёхступенчатых центробежных компрессоров, работающих от газовых турбин, позволяет достичь необходимого давления для закачки газа в пласт, а также снизить эксплуатационные затраты за счет оптимизации процесса компримирования. Эти компрессоры обеспечивают сжатие газа до 550 МПа с промежуточным охлаждением между ступенями, что предотвращает перегрев оборудования и снижает его износ. Высокий уровень надежности компрессорных станций также подтвержден результатами моделирования и эксплуатационными данными, что позволяет поддерживать стабильную работу системы закачки газа на длительный срок.


Одной из ключевых технологических задач является осушка газа перед компримированием. Применение гликолевых установок DRIZO позволило снизить влажность газа до уровня 0,0001% об., что предотвратило образование гидратов и коррозии в трубопроводах и компрессорах. Это особенно важно в условиях высоких давлений и низких температур, когда вероятность образования гидратов возрастает. Технические решения, принятые при проектировании системы осушки и компримирования газа, показали свою эффективность и надежность в длительной эксплуатации.

Моделирование динамики перемещения границы раздела между сырым и сухим газом подтвердило, что при выбранном сценарии закачки газа (40% от добываемого объема) граница раздела постепенно смещается к эксплуатационным скважинам. Это позволяет поддерживать высокую эффективность процесса вытеснения сырого газа сухим, что стабилизирует добычу углеводородов и минимизирует риск снижения продуктивности скважин. Долгосрочное моделирование показало, что система закачки газа сможет поддерживать необходимое пластовое давление на протяжении многих лет, обеспечивая стабильную работу месторождения.

Технико-экономический анализ различных сценариев закачки газа показал, что закачка 40% добываемого газа является оптимальной с точки зрения затрат и получаемой углеводородоотдачи. Этот сценарий позволяет минимизировать капитальные вложения на строительство и эксплуатацию компрессорных станций, сохраняя при этом достаточный уровень пластового давления для долгосрочной разработки месторождения. Другие сценарии закачки, такие как закачка 20% или 60% газа, были оценены как менее эффективные. Закачка меньшего объема газа (20%) не обеспечивает необходимого давления в пласте, что приводит к падению продуктивности скважин, а закачка большего объема (60%) требует значительных дополнительных затрат на оборудование, что делает этот сценарий экономически нецелесообразным.

В результате проведенного исследования можно сделать вывод о том, что рециркуляция газа на КНГКМ является высокоэффективной технологией для поддержания стабильного уровня добычи углеводородов и повышения общей рентабель-

ности проекта. Выбранный сценарий закачки газа и используемые технические решения обеспечивают оптимальное соотношение между затратами на эксплуатацию и получаемой углеводородоотдачей. Эти результаты могут быть использованы для планирования и оптимизации разработки других газоконденсатных месторождений как в Казахстане, так и за его пределами.

Таким образом, рециркуляция газа является ключевым элементом эффективной разработки газоконденсатных месторождений, особенно на поздних стадиях разработки, когда необходимо поддерживать пластовое давление для увеличения коэффициента извлечения углеводородов. Применение современных компрессорных технологий, таких как трёхступенчатые центробежные компрессоры с промежуточным охлаждением, а также эффективная осушка газа перед компримированием позволяет минимизировать риски и обеспечить стабильную работу системы на длительный срок. 

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Akhymbayeva B., Employment of mud-pulse generator for improvement of efficiency of a wellbore producing in complex mining and geological conditions // *Petroleum Research*, 2023, <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2023.07.004> .
- 2 Moldabayeva G., Abileva S., Study and determination of regularities in variability of oil rheological properties to enhance oil recovery // *Periodicals of Engineering and Natural Sciences*, 2021, 9(4), pp. 44-60, <http://dx.doi.org/10.21533/pen.v9i4.2299>.
- 3 Akhymbayeva B., Naurzybayeva D., Mauletbekova B., Ismailova J., Peculiarities of drilling hard rocks using hydraulic shock technology // *Особливості буріння твердих порід із застосуванням гідродувної технології* // *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, 2022, (5), pp. 20-25.
- 4 Akhymbayeva B.S., Akhymbayev D.G., Naurzybayeva, D.K., Mauletbekova, B.K., The process of crack propagation during rotary percussion drilling of hard rocks // *Periodicals of Engineering and Natural Sciences*, 2021, 9(4), pp. 392-416.
- 5 Ismailova J.A., Delikesheva D.N., Akhymbayeva B.S., Logvinenko A., Narikov K.A. Improvement of Sweep Efficiency in a Heterogeneous Reservoir *Smart Science*, 2021, 9(1), pp. 51-59, DOI: 10.1080/23080477.2021.1889259 .
- 6 Б.С. Ахымбаева., Технология бурения направленных скважин генераторами гидроимпульсного воздействия. – Алматы 2022, 149 страниц, ISBN 978-601-323-338-3.
- 7 Y. Li, J. Peng, K. Bo, C. Huang, Y. Zhang, and P. Zhang “Analysis on the Mechanical Properties of Granite Rock Near the Wellbore After Percussive Drilling and AWJ Perforation,” *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 184, article number 106489, 2020.
- 8 D. Beike, and M. H. Holtz, “Cost Functions for Oil Well Drilling, Lease Equipment and Well Operation in Texas,” in *SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium Dallas*, 1995.
- 9 Y. Zhao, C. Zhang, Z. Zhang, K. Gao, J. Li, and X. Xie, “The Rock Breaking Mechanism Analysis of Axial Ultra-High Frequency Vibration Assisted Drilling by Single PDC Cutter,” *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 205, article number 108859, 2021.
- 10 P. K. Katiyar, “A Comprehensive Review on Synergy Effect Between Corrosion and Wear of Cemented Tungsten Carbide Tool Bits: A Mechanistic Approach”, *International Journal of Refractory Metals and Hard Materials*, vol. 92, article number 105315, 2020.

- 11 H. Wang, Q. Zhao, S. Xin, Y. Zhao, S. Huang, W. Zhou, and W. Zeng, "Fatigue Crack Propagation Behaviors in Ti-5Al-3Mo-3V-2Zr-2Cr-1Nb-1Fe Alloy with STA and BASCA Heat Treatments," *International Journal of Fatigue*, vol. 151, article number 106368, 2021.
- 12 V. V. Bodryshev, L. G. Nartova, and L. N. Rabinskiy, "Digital Interpretation of Gas Dynamics Problems as a Means of Optimizing Fundamental General Engineering Education," *Asia Life Sciences*, vol. 2, pp. 759-774, 2019.
- 13 Michał Kubrak, Agnieszka Malesińska, Apoloniusz Kodura, Kamil Urbanowicz, Paweł Bury, Michał Stosiak, "Water Hammer Control Using Additional Branched HDPE Pipe," *Energies* 2021, 30 Nov 2021, 14(23), 8008; <https://doi.org/10.3390/en14238008>
- 14 Santos, N.B.C., Fagundes, F.M., de Oliveira Arouca, F., Damasceno, J.J.R. (2018). Sedimentation of solids in drilling fluids used in oil well drilling operations. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 162, 137–142. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.12.026>
- 15 Azin, R., Izadpanahi, A., & Zahedizadeh, P. (2022). Basics of Oil and Gas Flow in Reservoirs. *Fundamentals and Practical Aspects of Gas Injection*, 73-142. https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-030-77200-0_3