

УДК 622.276

МРНТИ 52.47.00

DOI: [10.54859/kjogi108866](https://doi.org/10.54859/kjogi108866)

Получена: 23.04.2025.

Одобрена: 26.08.2025.

Опубликована: 30.09.2025.

Оригинальное исследование

Оптимизация закачки газа в карбонатные пласты с высоким давлением: подход к контролю забойного и устьевого давлений для недопущения автогидроразрыва пласта

Б.К. Хасанов, А.М. Степанчук, А.Т. Жолдыбаева

Кашаган Б.В., г. Астана, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Смешивающееся вытеснение нефти газом в карбонатных коллекторах с высоким пластовым давлением играет ключевую роль в увеличении нефтеотдачи и поддержании пластового давления. Управление забойным и устьевым давлением представляет собой значительную задачу из-за необходимости максимизации объёма закачки и риска автогидроразрыва пласта при высоких давлениях закачки. Существующие стратегии часто полагаются на регулирование устьевого давления и объёма закачки как на основные инструменты управления скважиной.

Цель. Анализ оптимизированной стратегии управления закачкой газа путём точного регулирования работы скважины для предотвращения автогидроразрыва пласта, максимизация эффективности закачки газа.

Материалы и методы. В работе используются методы сбора и анализа производственных и геологических данных, эмпирические модели прогнозирования, а также методы статистического анализа для повышения точности и надёжности прогнозов. Данный подход задействует современные алгоритмы и технологии для обработки большого объёма данных, что позволяет формировать более точные и обоснованные прогнозы основных производственных показателей разработки месторождения.

Результаты. Результаты анализа показали, что оптимизация закачки газа возможна за счёт снижения пластового давления при одновременном увеличении устьевого давления, что позволяет поддерживать стабильное забойное давление из-за увеличения потерь давления на трение в стволе насосно-компрессорных труб. Управление устьевым давлением и расходом газа позволяет эксплуатировать скважину при постоянном забойном давлении. В настоящее время предельное забойное давление определено для скважин, а допустимое устьевое давление ограничено и, согласно ранее проведённым испытаниям, может быть увеличено. Это позволит повысить объём закачиваемого газа, что, в свою очередь, будет способствовать увеличению добычи нефти. При этом подтверждено, что забойное давление останется в пределах допустимого значения и будет строго контролироваться прямыми замерами глубинных манометров.

Заключение. В исследовании проанализирован оптимизированный подход к управлению закачкой газа, включающий мониторинг давления в режиме реального времени, узловой анализ скважина-пласт, динамическое регулирование устьевого давления и регулирования расхода газа. Результаты подчеркивают важность учета нелинейных потерь давления при проектировании безопасных и эффективных стратегий закачки, что позволяет предотвратить автогидроразрыв пласта и обеспечить долгосрочную целостность коллектора.

Ключевые слова: карбонатный коллектор, высокое пластовое давление, PROSPER, узловой анализ, статистика, устьевое давление закачки, забойное давление, оптимизация.

Как цитировать:

Хасанов Б.К., Степанчук А.М., Жолдыбаева А.Т. Оптимизация закачки газа в карбонатные пласты с высоким давлением: подход к контролю забойного и устьевого давлений для контроля недопущения автогидроразрыва пласта // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №3. С. 22–31.

DOI: [10.54859/kjogi108866](https://doi.org/10.54859/kjogi108866).

UDC 622.276

CSCSTI 52.47.00

DOI: [10.54859/kjogi108866](https://doi.org/10.54859/kjogi108866)

Received: 23.04.2025.

Accepted: 26.08.2025.

Published: 30.09.2025.

Original article

Optimizing Gas Injection in High-Pressure Carbonate Reservoirs: Controlling Bottomhole and Tubing Head Pressures to Avoid Formation Fracturing

Bakhytzhan K. Khassanov, Artem M. Stepanchuk, Assel T. Zholdybayeva

Kashagan B.V., Astana, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: In high-pressure carbonate reservoirs, miscible gas injection is a key method for enhancing oil recovery and maintaining reservoir pressure. The main challenge lies in controlling bottomhole pressure (BHP) and tubing head pressure (THP) while maximizing injection volumes and preventing formation fracturing. Current strategies typically rely on THP regulation and injection rates as the primary means of well control.

Aim: This study aims to analyze an optimized gas injection strategy based on precise well control to prevent formation fracturing and improve injection efficiency.

Materials and methods: The study uses production and geological data analysis, empirical forecasting models, and statistical techniques to enhance the accuracy and reliability of predictions. Modern algorithms and data-processing technologies are applied to handle large datasets, allowing for more accurate and consistent forecasts of key field development indicators.

Results: The results indicate that gas injection can be optimized by lowering reservoir pressure and increasing tubing head pressure (THP). This stabilizes bottomhole pressure (BHP) because of increased frictional losses in the tubing string. Controlling THP and gas rates allows stable BHP operation. Currently, maximum BHP limits have been established for the wells, while allowable THP is restricted but can be increased based on previous test results. An increase in THP would enable higher gas injection volumes, leading to improved oil recovery. BHP remained within safe limits and was monitored directly with downhole pressure gauges.

Conclusion: This study presents an optimized approach to gas injection management, based on real-time pressure monitoring, well–reservoir nodal analysis, dynamic control of tubing head pressure (THP), and regulation of gas flow rates. The results emphasize the need to consider nonlinear pressure losses when designing safe and efficient injection strategies. Considering these effects helps prevent formation fracturing and ensures long-term reservoir integrity.

Keywords: *carbonate reservoir; high-pressure carbonate reservoir; PROSPER; nodal analysis; statistical analysis; tubing head pressure (THP); bottomhole pressure (BHP); optimization.*

To cite this article:

Khassanov BK, Stepanchuk AM, Zholdybayeva AT. Optimizing Gas Injection in High-Pressure Carbonate Reservoirs: Controlling Bottom Hole and Tubing Head Pressures to Avoid Formation Fracturing. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2025;7(3):22–31. DOI: [10.54859/kjogi108866](https://doi.org/10.54859/kjogi108866).

ӨОЖ 622.276
ГТАХР 52.47.00

DOI: [10.54859/kjogi108866](https://doi.org/10.54859/kjogi108866)

Қабылданды: 23.04.2025.

Мақұлданды: 26.08.2025.

Жарияланды: 30.09.2025.

Түпнұсқа зерттеу

Жоғары қысымды карбонатты қабаттарға газ айдауды оңтайландыру: қабатты автоматты түрде сумен жаруды болдырмау үшін кенжар және сағалық қысымды бақылау тәсілі

Б.К. Хасанов, А.М. Степанчук, Ә.Т. Жолдыбаева

Қашаған Б.В., Астана қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Жоғары қысымды карбонатты коллекторлардағы мұнайдың газбен араласуы мұнай шығаруды арттыруда және қабат қысымын сақтауда шешуші рөл атқарады. Кенжар мен сағалық қысымды басқару айдау көлемін ұлғайту қажеттілігіне және жоғары айдау қысымындағы қабатты автоматты түрде сумен жару қаупіне байланысты маңызды міндет болып табылады. Қолданыстағы стратегиялар көбінесе ұңғыманы басқарудың негізгі құралдары ретінде сағалық қысым мен айдау көлемін реттеуге сүйенеді.

Мақсаты. Қабатты автоматты түрде сумен жарудың алдын алу үшін ұңғыманың жұмысын дәл реттеу арқылы газ айдауды басқарудың оңтайландырылған стратегиясын талдау, газ айдау тиімділігін арттыру.

Материалдар мен әдістер. Жұмыста өндірістік және геологиялық деректерді жинау және талдау әдістері, болжаудың эмпирикалық модельдері және болжамдардың дәлдігі мен сенімділігін арттыру үшін статистикалық талдау әдістері қолданылады. Бұл тәсіл деректердің үлкен көлемін өңдеу үшін заманауи алгоритмдер мен технологияларды қолданады, бұл кен орнын игерудің негізгі өндірістік көрсеткіштерінің дәлірек және негізделген болжамдарын қалыптастыруға мүмкіндік береді.

Нәтижелері. Талдау нәтижелері газ айдауды оңтайландыру сағалық қысымды жоғарылату кезінде қабат қысымын төмендету арқылы мүмкін болатынын көрсетті, бұл сорғы-компрессорлық құбырлардың оқпанындағы үйкеліс қысымының жоғалуына байланысты тұрақты кенжар қысымын сақтауға мүмкіндік береді. Сағалық қысым мен газ шығынын басқару ұңғыманы тұрақты қысыммен басқаруға мүмкіндік береді. Қазіргі уақытта ұңғымалар үшін шекті кенжар қысымы анықталды, ал рұқсат етілген сағалық қысым шектеулі және бұрын жүргізілген сынақтарға сәйкес ұлғайтылуы мүмкін. Бұл айдалатын газ көлемін ұлғайтуға мүмкіндік береді, бұл өз кезегінде мұнай өндіруді ұлғайтуға ықпал етеді. Бұл ретте кенжар қысымы рұқсат етілген мән шегінде қалатыны және тереңдік манометрлерінің тікелей өлшеулерімен қатаң бақыланатыны расталды.

Қорытынды. Зерттеу нақты уақыттағы қысымды бақылауды, ұңғыма-қабат түйінін талдауды, сағалық қысымды динамикалық реттеуді және газ шығынын реттеуді қамтитын газ айдауды басқарудың оңтайландырылған тәсілін талдады. Нәтижелер қауіпсіз және тиімді айдау стратегияларын жобалау кезінде сызықтық емес қысымның жоғалуын есепке алудың маңыздылығын көрсетеді, бұл автоматты түрде сумен жарудың алдын алуға және коллектордың ұзақ мерзімді тұтастығын қамтамасыз етуге мүмкіндік береді.

Негізгі сөздер: карбонатты коллектор, жоғары қабат қысымы, PROSPER, түйінді талдау, статистика, сорғының сағалық қысымы, ұңғыма түбінің қысымы, оңтайландыру.

Дәйексөз келтіру үшін:

Хасанов Б.К., Степанчук А.М., Жолдыбаева Ә.Т. Жоғары қысымды карбонатты қабаттарға газ айдауды оңтайландыру: қабатты автоматты түрде сумен жаруды болдырмау үшін кенжар және сағалық қысымды бақылау тәсілі // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №3. 22–31 б.

DOI: [10.54859/kjogi108866](https://doi.org/10.54859/kjogi108866).

Введение

Смешивающееся вытеснение нефти газом является одной из наиболее эффективных технологий увеличения нефтеотдачи в карбонатных коллекторах с высоким пластовым давлением. Данный метод способствует поддержанию давления в пласте (далее – ППД), улучшению вытеснения нефти и увеличению охвата залежи вытесняющим агентом [1]. Однако успешное применение технологии требует точного контроля параметров закачки, поскольку чрезмерное давление может привести к автогидроразрыву пласта, снижению эффективности вытеснения нефти и потере контроля над разработкой месторождения [2, 3].

Карбонатные пласты характеризуются сложной геологической структурой, высокой неоднородностью, наличием естественных трещин и чувствительностью проницаемости к изменению давления. Эти факторы усложняют процесс управления закачкой газа и требуют детального анализа взаимодействия забойного (далее – ВНР, от *англ.* Bottom Hole Pressure) и устьевого (далее – ТНР, от *англ.* Tubing Head Pressure) давления. Традиционно регулирование закачки осуществляется за счёт контроля ТНР, однако значительные потери давления в стволе скважины ограничивают возможность точного управления ВНР [4].

В данном исследовании представлен подход к оптимизации закачки газа, основанный на анализе полевых данных, моделировании с использованием программного обеспечения (далее – ПО) PROSPER и изучении производительности скважин. Основное внимание уделяется выявлению оптимального диапазона давлений, который обеспечивает эффективное управление процессом закачки без риска нарушения целостности пласта. Полученные результаты могут быть использованы для разработки стратегий повышения нефтеотдачи при эксплуатации карбонатных месторождений с высоким пластовым давлением.

Анализ полевых данных

Важность контроля ВНР и ТНР

Контроль ВНР играет критически важную роль в предотвращении превышения давления автогидроразрыва пласта, что позволяет избежать нежелательной стимуляции коллектора и разрушения целостности покрышки коллектора. Регулирование ТНР, в свою очередь, используется для управления условиями потока в стволе скважины. Однако его влияние на ВНР зачастую ограничено из-за потерь давления, возникающих по мере движения газа по стволу скважины. Эти потери могут быть вызваны гидравлическим трением потока газа в насосно-компрессорных трубах (далее – НКТ), который находится в сверхкритическом состоянии (близком к жидкости), что формирует нелинейную зависимость между ВНР и ТНР. В результате увеличение ТНР не всег-

да приводит к пропорциональному росту ВНР, что требует комплексного подхода к управлению параметрами закачки [5].

Предыдущие исследования в области регулирования ВНР и ТНР

В научной литературе рассмотрены различные аспекты управления закачкой газа в карбонатные коллекторы с акцентом на регулирование ВНР. Так, Holmes, et al. [6] была предложена многосегментная модель скважины для оценки взаимодействия ВНР и ТНР в сложных геологических условиях. Исследование показало, что регулирование ТНР само по себе не всегда приводит к эффективному увеличению ВНР из-за потерь давления в стволе скважины.

Исследование Semenov, et al. [7], посвящённое моделированию закачки газа в карбонатные коллекторы оффшорных месторождений Абу-Даби, выявило критические значения давления закачки, превышение которых приводило к прорыву газа в добывающие скважины.

В работе Peng, et al. [8] использовано многокомпонентное моделирование потока для оценки влияния ТНР на стабилизацию ВНР. Результаты показали, что стабильность ВНР зависит от диаметра труб, мониторинга в реальном времени и других факторов.

В исследовании Schreiber, et al. [9] изучена динамика закачки газа по технологии водогазового воздействия при контролируемых условиях ВНР. Авторы предложили алгоритмы динамического управления, позволяющие оптимизировать скорость закачки газа и повысить стабильность работы скважины.

В работе Congge, et al. [10] проанализированы стратегии закачки кислых газов в карбонатные пласты. Исследование показало, что при высоких скоростях закачки регулирование ТНР становится неэффективным для управления ВНР из-за увеличивающихся потерь давления.

Однако, несмотря на существующие достижения, большинство стратегий закачки газа продолжает опираться на регулирование ТНР, не учитывая в полной мере потери давления на трение, гидростатические эффекты и сопротивление НКТ. В рамках данного исследования решаются следующие задачи:

- оценка влияния ТНР на ВНР с использованием полевых данных и моделирования в ПО PROSPER;
- определение нелинейных закономерностей потерь давления, влияющих на стабилизацию ВНР;
- разработка оптимизированного диапазона закачки, который учитывает баланс между регулированием ТНР, объёмами закачки и механизмами контроля потерь давления.

Таким образом, представленная работа вносит вклад в разработку эффективных стратегий управления закачкой газа в карбонатных коллекторах с высоким давлением, а также обеспечивает основу для дальнейших исследований

в области оптимизации эксплуатационных режимов скважин.

Обзор изучаемого объекта

В рамках исследования зависимости ВНР и ТНР нагнетательных скважин были собраны и проанализированы полевые данные одного из уникальных месторождений Казахстана, которое является карбонатным трещиноватым коллектором с высоким пластовым давлением. Анализ проводился на участке, где эксплуатация ведётся с применением обратной закачки добываемого попутного газа в пласт для ППД.

В анализе использованы данные четырёх скважин, где были установлены датчики ВНР, что позволяет в реальном времени отслеживать динамику изменения ВНР. На рис. 1 представлена диаграмма одной из нагнетательных скважин анализируемого объекта.

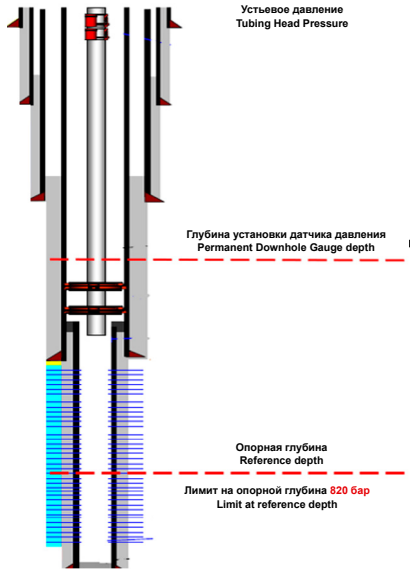


Рисунок 1. Диаграмма нагнетательной скважины
Figure 1. Injection well diagram

Глубина установки датчика ВНР составляет 3600 mTVD, а опорная глубина – 4300 mTVD. Установленный лимит давления на данной глубине составляет 820 бар (795 бар на глубине установки манометра). Плотность закачиваемого газа в сверхкритическом состоянии составляет 0,52 уд. веса, что оказывает влияние на перераспределение давления в стволе скважины [11, 12].

На рис. 2 представлена зависимость между объемом закачки газа и ВНР относительно ТНР за трёхлетний период.

Основные наблюдения:

1. Рост ТНР приводит к увеличению приемистости скважины, что позволяет наращивать объем закачки газа.
2. ВНР достигает максимального значения 820 бар, после чего его рост прекращается, не-

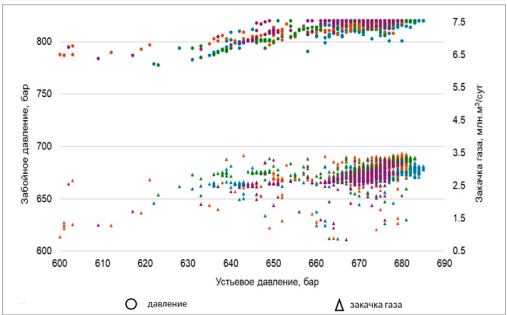


Рисунок 2. Зависимость объема закачки газа и ВНР от ТНР

Figure 2. Gas injection rate and BHP vs. THP

смотря на дальнейшее повышение приемистости.

3. Константа ВНР при максимальной приемистости связана с потерями на трение и дополнительными потерями в стволе скважины.

Таким образом, эффективное управление давлением закачки в нагнетательных скважинах требует учёта не только ТНР, но и динамики потерь на трение, особенно при увеличенных скоростях движения газа.

Материалы и методы

Теоретическая основа контроля ВНР-ТНР

В газонагнетательных скважинах зависимость между ВНР и ТНР описывается следующим уравнением (1) [14, 15]:

$$P_{тр} = BHP - THP - P_h - P_{сопр}, \tag{1}$$

где $P_{тр}$ – потери давления на трение, бар; P_h – гидростатическое давление столба жидкости, бар; $P_{сопр}$ – дополнительное сопротивление, бар.

Уравнение (1) показывает, что ВНР зависит не только от ТНР. Хотя ТНР может быть напрямую отрегулировано на поверхности и служит основным параметром управления, его влияние на ВНР может снижаться из-за механизмов потери энергии, таких как трение и гидростатические эффекты.

Гидростатическое давление (P_h) предсказуемо и варьируется в зависимости от глубины и плотности жидкости или газа.

Потери давления на трение ($P_{тр}$) требуют особого контроля, т.к. они возрастают с увеличением скорости потока газа и могут нарушить прямую зависимость между ТНР и ВНР.

Одним из наиболее значимых факторов, влияющих на эффективность закачки газа, являются потери давления на трение в системе ствола скважины. Эти потери рассчитываются согласно уравнению Дарси-Вейсбаха для закачки газа в сверхкритическом состоянии (2) [16]:

$$P_{тр} = \lambda \frac{L}{d} \times \frac{v^2}{2} \times \rho_f, \tag{2}$$

где λ – коэффициент трения, который зависит от шероховатости поверхности труб и характера потока (ламинарный или турбулентный; чем выше коэффициент трения, тем больше потери давления в системе); L – длина трубопровода, напрямую влияющая на общее сопротивление потоку газа (чем больше длина скважины, тем выше потери давления), м; d – эквивалентный диаметр трубы или канала потока (увеличение диаметра труб обычно снижает потери давления, но может быть ограничено конструктивными особенностями скважины), м; v – линейная скорость потока газа (при увеличении скорости потери давления возрастают экспоненциально ввиду турбулентности), м/с; ρ_f – плотность жидкости, влияющая на общее падение давления, т.к. более плотные жидкости создают большее гидростатическое сопротивление, кг/м³.

Таким образом, исходя из уравнения Дарси-Вейсбаха (2) следует, что потери давления на трение зависят от скорости и расхода газа или жидкости (3):

$$P_{\text{тр}} \approx Q^2, \quad (3)$$

где Q – расход жидкости, м³/с.

Потери давления на трение имеют нелинейную зависимость от скорости потока. Это

означает, что при увеличении расхода газа потери давления возрастут непропорционально больше [11, 17].

При низких скоростях закачки влияние потерь на трение минимально, и увеличение ТНР напрямую приводит к росту ВНР. При высоких скоростях потери на трение доминируют, создавая эффект плато, когда дальнейшее увеличение ТНР может не привести к значительному росту ВНР.

На практике для эффективного управления закачкой газа требуется:

- мониторинг ВНР в режиме реального времени с использованием глубинных датчиков замера давления;

- адаптивное управление ТНР (включая замер в режиме реального времени) на основе динамического моделирования условий скважины с использованием специализированных программных комплексов (например, ПО PROSPER);

- прогнозное моделирование, позволяющее предсказать влияние изменений скорости закачки газа на распределение давления по стволу скважины.

Понимание и применение этих теоретических принципов позволяет обеспечить более стабильную и эффективную закачку газа при минимизации риска превышения предела давления автогидроразрыва в условиях карбонатных пластов с высоким давлением.

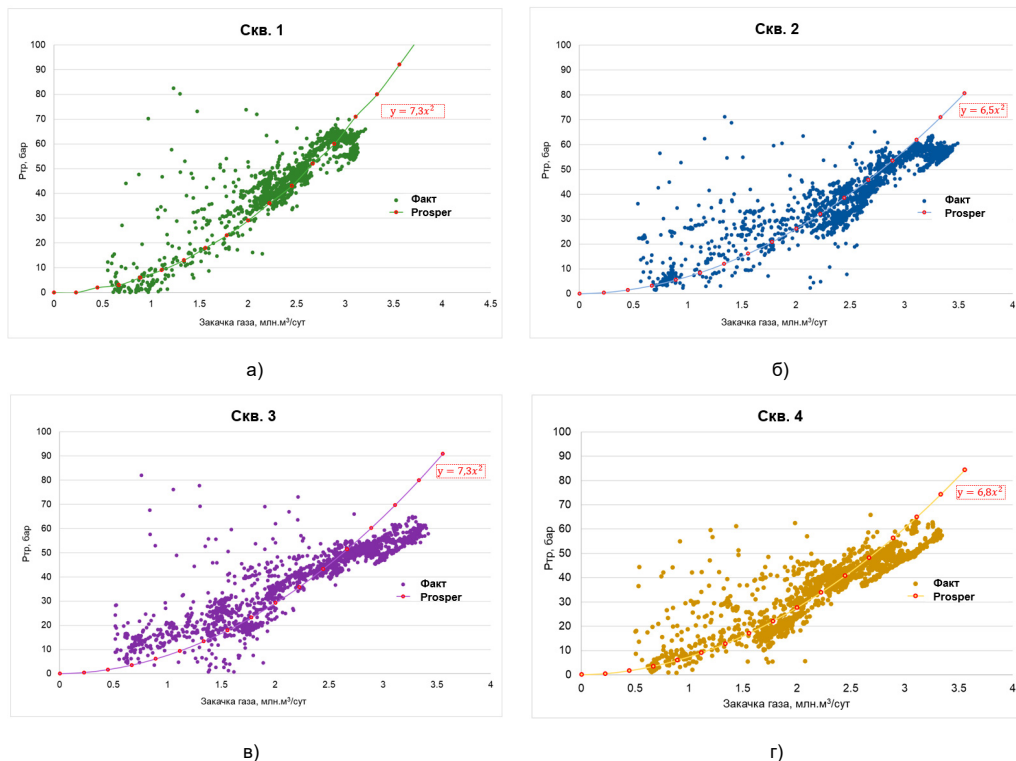


Рисунок 3. Потери давления на трение в зависимости от закачки газа
Figure 3. Frictional pressure losses vs. gas injection rate

а) скв. 1 / Well No. 1; б) скв. 2 / Well No. 2; в) скв. 3 / Well No. 3; г) скв. 4 / Well No. 4

Рассчитать потери давления можно как аналитическим методом, так и с помощью специализированного ПО PROSPER.

Результаты моделирования в PROSPER

В ПО PROSPER для нагнетательных скважин были рассчитаны потери давления на трение. Анализ зависимости давления от объёма закачки газа показывает, что с увеличением объёмов закачки наблюдается рост потерь давления на трение согласно квадратичной зависимости от расхода закачиваемого газа (рис. 3).

Данные, полученные в ПО PROSPER, хорошо согласуются с фактическими измерениями, особенно при низких и средних значениях расхода газа. В области высоких расходов газа отклонения увеличиваются, что может быть связано с неучтёнными факторами, такими как турбулентный режим течения или влияние дополнительных сопротивлений в системе. Квадратичная зависимость подтверждает, что доминирующим механизмом потерь давления является трение в НКТ.

На основании моделирования, проведённого с использованием ПО PROSPER, рассчитаны значения ВНР в зависимости от расхода газа при двух значениях ТНР (665 и 685 бар) на примере одной из скважин изучаемого объекта. Представленные данные показаны в табл. 1 и на рис. 4.

Таблица 1. Результаты ПО PROSPER на примере одной скважины
Table 1. PROSPER results for a single well

Расход газа, млн м³ Gas injection rate, mln m³	Давление, бар Pressure, bar				На глубине манометра ВНР, бар, при: BHP at gauge depth, bar, at		Лимит ВНР BHP limit	На опорной глубине ВНР, бар, при: BHP at reference depth, bar, at:		Лимит ВНР BHP limit	
	THR 685 бар	THR 665 бар	P _{тр}	P _н	THR 685 бар	THR 665 бар		THR 685 бар	THR 665 бар		
1	2	3	4	5	6=2+4+5		7=3+4+5	8	9	10	11
0,00	685	665	0	188	873	853	795	898,7	878,7	820,7	
0,23	685	665	0	187	872	852	795	897,7	877,7	820,7	
0,45	685	665	-2	187	871	851	795	896,7	876,7	820,7	
0,67	685	665	-3	187	868	848	795	893,7	873,7	820,7	
0,89	685	665	-6	188	867	847	795	892,7	872,7	820,7	
1,11	685	665	-9	188	863	843	795	888,7	868,7	820,7	
1,34	685	665	-13	187	859	839	795	884,7	864,7	820,7	
1,56	685	665	-18	187	854	834	795	879,7	859,7	820,7	
1,78	685	665	-23	187	849	829	795	874,7	854,7	820,7	
2,00	685	665	-29	187	843	823	795	868,7	848,7	820,7	
2,22	685	665	-36	185	834	814	795	859,7	839,7	820,7	
2,45	685	665	-43	186	828	808	795	853,7	833,7	820,7	
2,67	685	665	-52	186	820	800	795	845,7	825,7	820,7	
2,89	685	665	-60	186	811	791	795	836,7	816,7	820,7	
3,11	685	665	-71	184	798	778	795	823,7	803,7	820,7	
3,33	685	665	-80	184	789	769	795	814,7	794,7	820,7	
3,56	685	665	-92	183	776	756	795	801,7	781,7	820,7	
3,78	685	665	-104	183	764	744	795	789,7	769,7	820,7	
4,00	685	665	-117	182	751	731	795	776,7	756,7	820,7	
4,22	685	665	-128	181	738	718	795	763,7	743,7	820,7	

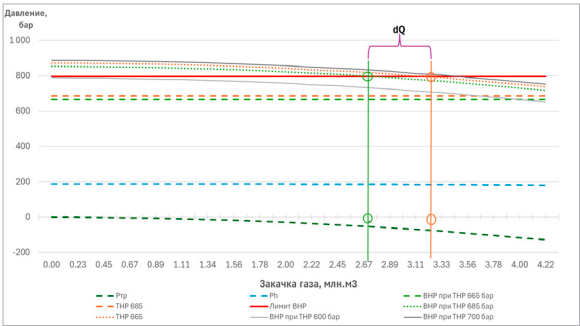


Рисунок 4. Зависимость давления от объёма закачки на примере одной скважины
Figure 4. Bottomhole pressure vs. gas injection rate (single well)

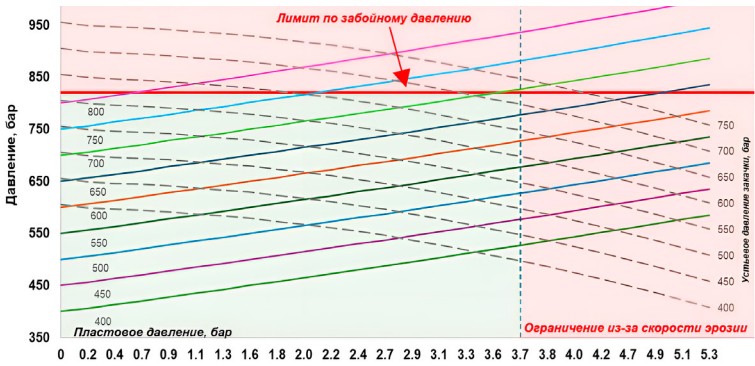


Рисунок 5. Узловой анализ «скважина – пласт»
Figure 5. Well-reservoir nodal analysis

Сплошная линия – кривая притока, пунктирная линия – характеристика лифта
Solid line – inflow curve; dashed line – lift performance curve

Результаты показывают, что при увеличении расхода газа наблюдается снижение ВНР. Особенно заметно влияние трения в интервале расходов от 2,67 до 3,3 млн м³, обозначенном на графиках линиями.

Преобразовав данные в гистограмму зависимости ВНР от ТНР для различных показателей приемистости газа, получен технологический режим скважины. Под технологическим режимом нагнетательной скважины следует понимать совокупность основных параметров её работы, обеспечивающих получение предусмотренных на данный период объёмов закачки и соблюдение условий надёжности эксплуатации.

На рис. 5 построены линии зависимости ВНР от ТНР для различных значений расхода газа (0–5,3 млн м³).

На основании закона притока для газонагнетательной скважины и уравнения (4) была построена палетка узлового анализа, отображающая взаимодействие между скважиной и пластом [18]:

$$q_{inj} = C(BHP^2 - p_{res}^2)^n$$

где q_{inj} – приемистость газа, м³/сут;
 C – коэффициент приемистости, м³/сут/бар;
 p_{res} – пластовое давление, бар.

Графическая интерпретация результатов, представленная на рис. 5, позволяет визуально оценить оптимальные и предельные режимы работы нагнетательной системы. Сплошные линии на диаграмме отражают характеристики притока скважины, тогда как пунктирные линии представляют характеристики пласта. Пересечение этих линий формирует рабочее пространство, в котором достигается устойчивый баланс между пластом и скважиной при различных значениях расхода газа и давлений.

Красная горизонтальная линия на графике указывает на предельно допустимое значение ВНР. Область выше этой линии считается небезопасной для эксплуатации, т.к. превышение ВНР может привести к нарушению герметичности, автогидро разрыву пласта или другим нежелательным явлениям. Также на графике выделена зона скоростной эрозии, ограничивающая максимально допустимые расходы при заданных давлениях.

Диаграмма дополнительно учитывает возможные расчётные отклонения и погрешности, что повышает надёжность оценки. Такой подход позволяет оперативно оценить допустимые сочетания параметров закачки, обеспечивающие не только выполнение производственных задач, но и соблюдение условий надёжности эксплуатации.

Узловой анализ в данном контексте выступает не просто как средство визуализации, а как полноценная расчётная модель взаимодействия «скважина – пласт». Это позволяет увязать поведение системы в единую структуру и точно определить границы технологически и физически допустимых режимов.

Таким образом, узловой анализ представляет собой универсальный инструмент для проектирования, оптимизации и контроля процессов закачки газа в нагнетательные скважины, значительно повышая точность инженерных решений и устойчивость эксплуатации системы в целом.

Обсуждение

Результаты проведённого исследования демонстрируют, что управление закачкой газа в карбонатных коллекторах с высоким пластовым давлением требует комплексного подхода, в котором важную роль играют замеры забойного давления и динамическое регулирование устьевых параметров. Традиционно контроль осуществляется преимущественно через ограничение устьевого давления и расхода газа, что зачастую приводит к недоиспользованию потенциала скважины. В данной работе показано, что за счёт учёта нелинейных потерь давления в НКТ возможно повышение устьевого давления без превышения допустимого забойного давления, что позволяет увеличить общий объём закачки.

Полученные результаты подчёркивают важность мониторинга режима работы скважин в реальном времени. В условиях высоких пластовых давлений даже незначительные отклонения параметров могут привести к нежелательным последствиям, включая риск автогидро разрыва пласта и нарушения целостности коллектора. Таким образом, надёжность применёемых систем и быстрое действие алгоритмов регулирования становятся определяющими факторами успешности внедрения предложенного подхода.

Сравнение с данными предыдущих испытаний подтверждает возможность повышения допустимого устьевого давления без выхода за пределы безопасного диапазона забойного давления. Это указывает на то, что исторически установленные лимиты зачастую могут быть пересмотрены и адаптированы с учётом более детализированного анализа, что имеет прямой практический эффект, выражающийся в росте объёмов закачиваемого газа и, как следствие, в увеличении нефтеотдачи.

Заключение

Проведённое исследование подтверждает необходимость комплексного подхода к управлению закачкой газа в нагнетательные скважины в условиях высоких пластовых давлений. Основное внимание уделено взаимодействию ВНР и ТНР с учётом гидравлических потерь на трение в стволе скважины, что является ключевым фактором при расчёте и регулировании технологических режимов.

Результаты моделирования показали, что потери давления на трение не только существенно влияют на ВНР, но и носят ярко выраженный нелинейный характер. Это связано с возрастанием сопротивления потоку в трубопроводе, описываемым квадратичной зависимостью, аналогичной уравнению Дарси-Вейсбаха (2). В таких условиях регу-

лирование закачки только за счёт изменения ТНР оказывается недостаточным, особенно при высоких расходах.

На основе зависимостей, построенных между ВНР, ТНР и расходом газа, сформулирована технологическая карта режимов эксплуатации, позволяющая подобрать оптимальные параметры закачки в зависимости от технических ограничений, таких как предельно допустимое ВНР, ограничение из-за скорости эрозии. Моделирование подтвердило возможность поддержания ВНР в безопасных пределах даже при увеличении ТНР при условии его корректного контроля и использования глубинных манометров.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Авторы заявляют об отсутствии внешнего финансирования при проведении исследования.

Конфликт интересов. Авторы декларируют отсутствие явных и потенциальных конфликтов интересов, связанных с публикацией настоящей статьи.

Вклад авторов. Все авторы подтверждают соответствие своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Хасанов Б.К. – разработка концепции исследования, постановка задачи; Степанчук А.М. – формирование методологии; Жолдыбаева А.Т. – сбор и анализ производственных и геологических данных, построение эмпирических моделей и выполнение узлового анализа.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Mukanov A.R., Bigeldiyev A., Batu A., Kuvanyshv A.M. Features of field development with tight carbonate reservoirs by waterflooding // SPE Russian Petroleum Technology Conference; October 21–22, 2020; Virtual. Available from: onepetro.org/SPECTCE/proceedings-abstract/20CTC/20CTC/D013S002R001/449773.
2. Бакиров А.И. Совершенствование технологии извлечения нефти заводнением из карбонатных коллекторов месторождений : дисс. ... канд. техн. наук. Бугульма, 2018. Режим доступа: www.dissercat.com/content/sovershenstvovanie-tehnologii-izvlecheniya-nefti-zavodnieniem-iz-karbonatnykh-kollektorov. Дата обращения: 12.03.2025.
3. Ahmed T.H. Equations of state and PVT analysis: Applications for improved reservoir modeling. Houston, TX : Gulf Professional Publishing, 2007. 384 p.
4. Икмасанов В.А., Бобб И.Ф., Ганиев Б.Г. Изучение закономерностей оптимизации забойных давлений для трещинно-поровых коллекторов // Нефтяное хозяйство. 2017. №10. С. 94–97. doi: [10.24887/0028-2448-2017-10-94-97](https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-10-94-97).
5. ТатНИПИнефть. Методическое руководство по определению предельно-допустимых забойных давлений (РД 153-39.0-918-15). Бугульма : ПАО «Татнефть», 2015. 29 с.
6. Holmes J.A., Barkve T., Lund. Application of a multisegment well model to simulate flow in advanced wells // SPE European Petroleum Conference; October 20–22, 1998; The Hague, Netherlands. Available from: onepetro.org/SPEEURO/proceedings-abstract/98EUROPEC/98EUROPEC/SPE-50646-MS/191110.
7. Semenov A., Altaf B., Allouti A., et al. History matching of integrated reservoir simulation model for green field offshore Abu Dhabi // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference; November 13–16, 2017; Abu Dhabi, UAE. Available from: onepetro.org/SPEADIP/proceedings-abstract/17ADIP/17ADIP/D021S030R002/200153.
8. Peng L., Han G., Chen Z., et al. Dynamically coupled reservoir and wellbore simulation research in two-phase flow systems: A critical review // Processes. 2022. Vol. 10, N 9. doi: [10.3390/pr10091778](https://doi.org/10.3390/pr10091778).
9. Schreiber M., Pruess K., Garcia J. Optimizing oil recovery: A sector model study of CO₂-water alternating gas injection // Processes. 2025. Vol. 13, N 3. doi: [10.3390/pr13030700](https://doi.org/10.3390/pr13030700).
10. Pan Y., Liu X., Yang Zh. Study on the Stabilization Mechanism of Gas Injection Interface in Fractured-Vuggy Reservoirs // Energies. 2025. Vol. 18, N 8. doi: [10.3390/en18081996](https://doi.org/10.3390/en18081996).
11. Danesh A. PVT and phase behaviour of petroleum reservoir fluids, Developments in Petroleum Science. Amsterdam : Elsevier Science, 1998. 400 p.
12. McCain W.D., Jr. The properties of petroleum fluids (2nd ed.). Tulsa : PennWell Publishing Company, 1990.

Ключевым выводом стало понимание того, что управление ВНР требует сбалансированного подхода: необходимо одновременно учитывать расход, давление и конфигурацию скважинного оборудования, а также динамическое поведение системы. Возможность удержания ВНР на заданном уровне достигается за счёт управления ТНР и объёмом закачки без выхода за пределы допустимых эксплуатационных параметров.

Таким образом, полученные результаты создают прочную основу для оптимизации технологических режимов эксплуатации нагнетательных скважин в условиях сложных характеристик месторождения.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. This study was not supported by any external sources of funding.

Competing interests. The authors declare that they have no competing interests.

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Bakhytzhn K. Khassanov developed the study concept and defined the research objectives; Artem M. Stepanchuk designed the methodology; Assel T. Zholdybayeva collected and analyzed production and geological data, built empirical models, and performed nodal analysis.

13. Иктисанов В.А., Бобб И.Ф., Фокеева Л.Х. Последствия отклонений забойных давлений от оптимальных значений// Нефть и газ. 2017. №8. С. 60–64.
14. Gerhart P.M., Gerhart A.L., Hochstein J.I. Munson, Young and Okiishi's fundamentals of fluid mechanics (8th ed.). Hoboken, NJ : Wiley, 2016. 816 p.
15. Ahmed T.H. Reservoir engineering handbook (2nd ed.). Houston, TX : Gulf Professional Publishing, 2001. 1000 p.
16. Mukherjee H., Brill J.P. Multiphase flow in wells (Monograph Series No. 17). Richardson, TX : Society of Petroleum Engineers, 1999. 156 p.
17. Economides M.J., Hill A.D., Ehlig-Economides C.A. Petroleum production systems (2nd ed.). Upper Saddle River, NJ : Prentice Hall, 2012. 609 p.
18. Beggs H.D. Production optimization: Using nodal analysis for oil and gas production (Rev. ed.). Tulsa, OK : OGCI and Petroskills Publications, 2003. 411 p.

REFERENCES

1. Mukanov AR, Bigeldiyev A, Batu A, Kuvanyshev AM. Features of field development with tight carbonate reservoirs by waterflooding. SPE Russian Petroleum Technology Conference; 2020 Oct 21–22; Virtual. Available from: onepetro.org/SPECTCE/proceedings-abstract/20CTC/20CTC/.
2. Bakirov AI. Sovershenstvovaniye tekhnologii izvlecheniya nefti zavodneniyem iz karbonatnykh kollektorov mestorozhdeniy [dissertation]. Bugulma; 2018. Available from: www.dissercat.com/content/sovershenstvovanie-tehnologii-izvlecheniya-nefti-zavodneniem-iz-karbonatnykh-kollektorov. (In Russ).
3. Ahmed TH. *Equations of state and PVT analysis: Applications for improved reservoir modeling*. Houston, TX: Gulf Professional Publishing; 2007.
4. Iktissanov VA, Bobb IF, Ganiev BG. Study of the problem of optimization of bottomhole pressure for fractured-porous reservoirs. *Oil Industry*. 2017;10:94–97. doi: [10.24887/0028-2448-2017-10-94-97](https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-10-94-97).
5. TatNIPneft. Metodicheskoye rukovodstvo po opredeleniyu predelno-dopustimyykh zaboynykh davleniy (RD 153-39.0-918-15). Bugulma: PAO «Tatneft»; 2015. 29 p. (In Russ).
6. Holmes JA, Barkve T, Lund. Application of a multisegment well model to simulate flow in advanced wells. SPE European Petroleum Conference; 1998 Oct 20–22; The Hague, Netherlands. Available from: onepetro.org/SPEEURO/proceedings-abstract/98EUROPEC/98EUROPEC/SPE-50646-MS/191110.
7. Semenov A, Altaf B, Allouti A, et al. History matching of integrated reservoir simulation model for green field offshore Abu Dhabi. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference; 2017 Nov 13–16; Abu Dhabi, UAE. Available from: onepetro.org/SPEADIP/proceedings-abstract/17ADIP/17ADIP/D021S030R002/200153.
8. Peng L, Han G, Chen Z, et al. Dynamically coupled reservoir and wellbore simulation research in two-phase flow systems: A critical review. *Processes*. 2022;10(9):1778. doi: [10.3390/pr10091778](https://doi.org/10.3390/pr10091778).
9. Schreiber M, Pruess K, Garcia J. Optimizing oil recovery: A sector model study of CO₂-water alternating gas injection. *Processes*. 2022;13(3):700. doi: [10.3390/pr13030700](https://doi.org/10.3390/pr13030700).
10. Pan Y, Liu X, Yang Z. Study on the Stabilization Mechanism of Gas Injection Interface in Fractured-Vuggy Reservoirs. *Energies*. 2025;18(8):1996. doi: [10.3390/en18081996](https://doi.org/10.3390/en18081996).
11. Danesh A. PVT and phase behaviour of petroleum reservoir fluids, Developments in Petroleum Science. Amsterdam: Elsevier Science; 1998. 400 p.
12. McCain WD, Jr. The properties of petroleum fluids (2nd ed.). Tulsa: PennWell Publishing Company; 1990.
13. Iktissanov VA, Bobb IF, Fokeeva LH. Consequences of bottom-hole pressure deviations from optimal values. *Oil Industry*. 2017;8:60–64. (In Russ).
14. Gerhart PM, Gerhart AL, Hochstein JI. *Munson, Young and Okiishi's fundamentals of fluid mechanics (8th ed.)*. Hoboken, NJ: Wiley; 2016. 816 p.
15. Ahmed TH. *Reservoir engineering handbook (2nd ed.)*. Houston, TX: Gulf Professional Publishing; 2001. 1000 p.
16. Mukherjee H, Brill JP. *Multiphase flow in wells (Monograph Series No. 17)*. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers; 1999. 156 p.
17. Economides MJ, Hill AD, Ehlig-Economides CA. *Petroleum production systems (2nd ed.)*. Upper Saddle River, NJ: Prentice Hall; 2012. 609 p.
18. Beggs HD. *Production optimization: Using nodal analysis for oil and gas production (Rev. ed.)*. Tulsa, OK: OGCI and Petroskills Publications; 2003. 411 p.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Хасанов Бахытжан Кенесович

ORCID [0009-0007-2006-9127](https://orcid.org/0009-0007-2006-9127)

e-mail: b.khassanov@kbv.kz.

Степанчук Артём Михайлович

ORCID [0009-0000-6022-7141](https://orcid.org/0009-0000-6022-7141)

e-mail: a.stepanchuk@kbv.kz.

***Жолдыбаева Асель Талгатовна**

ORCID [0000-0002-1015-0593](https://orcid.org/0000-0002-1015-0593)

e-mail: a.zholdybayeva@kbv.kz.

AUTHORS' INFO

Bakhytzhann K. Khassanov

ORCID [0009-0007-2006-9127](https://orcid.org/0009-0007-2006-9127)

e-mail: b.khassanov@kbv.kz.

Artem M. Stepanchuk

ORCID [0009-0000-6022-7141](https://orcid.org/0009-0000-6022-7141)

e-mail: a.stepanchuk@kbv.kz.

***Assel T. Zholdybayeva**

ORCID [0000-0002-1015-0593](https://orcid.org/0000-0002-1015-0593)

e-mail: a.zholdybayeva@kbv.kz.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author