



© Коллектив авторов,
2025



УДК 622.276.4
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-90-94>

ОЦЕНКА МАКСИМАЛЬНОЙ ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН ДЛЯ ОБРАТНОЙ ЗАКАЧКИ ГАЗА НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГРУППЫ КОМПАНИЙ «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»

А.В. Войводяну, В.В. Иликбаев, И.В. Коваленко, В.В. Вирт, А.С. Виноградов*
Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Тюмень

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Разработка нефтяных месторождений, расположенных в отдаленных, труднодоступных районах с отсутствием развитой инфраструктуры внешнего транспорта нефти и газа, осложняется проблемой утилизации попутного нефтяного газа. Оптимизация этого процесса требует подбора количества нагнетательных скважин и оценки максимальной приемистости единичной скважины.

Цель. Оценка максимальной приемистости нагнетательных скважин для обратной закачки добываемого попутного нефтяного газа.

Материалы и методы. Анализ геолого-геофизической информации по месторождению и применение существующего мирового опыта по определению приемистости газонагнетательных скважин.

Результаты. На примере нефтегазового месторождения описан подход, приведены примеры расчетов по определению максимальной приемистости газонагнетательных скважин.

Заключение. Определена максимальная приемистость и требуемое количество газонагнетательных скважин для утилизации в пласт добываемого попутного нефтяного газа.

Ключевые слова: обратная закачка газа, временные хранилища газа, приемистость газонагнетательных скважин

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Войводяну А.В., Иликбаев В.В., Коваленко И.В., Вирт В.В., Виноградов А.С. Оценка максимальной приемистости нагнетательных скважин для обратной закачки газа на примере месторождения группы компаний «Газпром нефть». ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(2):90–94. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-90-94>

Статья поступила в редакцию 23.01.2025

Принята к публикации 24.02.2025

Опубликована 30.06.2025

ESTIMATION OF THE MAXIMUM EFFICIENCY OF INJECTION WELLS FOR GAS RE-INJECTION USING THE EXAMPLE OF A FIELD OF THE GAZPROM NEFT COMPANY GROUP

Artyom V. Voivodianu, Valery V. Ilikbaev, Igor V. Kovalenko, Vitaly I. Virt, Anton S. Vinogradov*
Gazprom neft company group, RF, Tumen

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. The development of oil fields located in remote, hard-to-reach areas with a lack of developed infrastructure for external transportation of oil and gas is complicated by the problem of associated petroleum gas utilization. Optimizing this process requires selecting the number of injection wells and estimating the maximum injection well efficiency.

Aim. Estimation of the maximum efficiency of injection wells for the reverse injection of produced associated petroleum gas.

Materials and methods. Analysis of geological and geophysical information on the field and application of existing international experience in determining the efficiency of gas injection wells.

Results. Using the example of an oil and gas field, the approach is described, and examples of calculations for determining the maximum intake capacity of gas injection wells are given.

Conclusion. The maximum efficiency and required number of gas injection wells for utilization of the produced associated petroleum gas into the reservoir have been determined.

Keywords: reverse injection of gas, temporary gas storage facilities, gas injection well efficient

Conflict of interest: the authors declare that there is no conflict of interest.

For citation: Voivodianu A.V., Ilikbaev V.V., Kovalenko I.V., Virt V.I., Vinogradov A.S. Estimation of the maximum efficiency of injection wells for gas re-injection using the example of a field of the Gazprom neft company group. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(2):90–94. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-90-94>

Manuscript received 23.01.2025

Accepted 24.02.2025

Published 30.06.2025

ВВЕДЕНИЕ

Как отмечается в работе [1], выбор наилучшего способа эффективного использования попутный нефтяной газ (ПНГ) приобретает особую значимость на начальном этапе освоения месторождений. Это связано с отсутствием развитой производственной инфраструктуры и продолжительными сроками возведения установок для подготовки и транспортировки ПНГ.

Данная проблема наиболее актуальна при вводе в эксплуатацию нефтегазовых месторождений, характеризующихся высоким газовым фактором (свыше 100 м³/сут) и потенциальным риском его резкого увеличения вследствие прорывов газа из газовой шапки.

МЕТОДЫ

В качестве одного из потенциальных решений проблемы рационального использования попутного нефтяного газа на начальной стадии разработки месторождений может быть рассмотрена организация временных подземных хранилищ газа с соответствующей системой разработки, например посредством закачки газа в газовые шапки.

Формирование таких временных подземных хранилищ газа (ВПХГ) позволит выполнить требования законодательства о недрах и обеспечить соблюдение норматива по рациональному использованию газа, установленного Правительством РФ на уровне 95 %. Внедрение технологии закачки и хранения попутного газа в пластах-коллекторах ставит перед собой ряд ключевых задач:

- обеспечение требуемых объемов и темпов закачки ПНГ;
- гарантия герметичности объекта хранения и сохранности газа в условиях многолетнего повышения пластового давления;
- минимизация воздействия на разработку нефтяных участков месторождения;
- максимизация рентабельности коэффициента извлечения хранимых объемов ПНГ;
- соблюдение экологических норм и стандартов.

Аналогичный вопрос рассматривался при проектировании разработки Арчинского

месторождения [3]. На основании гидродинамического моделирования был сделан вывод о технической осуществимости возвратной закачки газа и дополнительной закачки «стороннего» газа. Однако окончательное решение о внедрении данной технологии не принято. Тем не менее в работе обоснована возможность 100 % утилизации добываемого ПНГ путем его закачки обратно в пласт.

При проектировании и эксплуатации ПХГ на временной основе, учитывая особенности геологического строения и физико-геологических характеристик месторождения, ключевым аспектом при определении темпов закачки и объемов хранения является допустимое давление нагнетания газа.

Впервые проблема оценки прочности геологических структур с целью определения предельного давления нагнетания, исключая образование вертикальных трещин в глинистой оболочке, была решена Ю.П. Желтовым в его работе «Деформация горных пород» [2].

На основе уточнения теории Ю.П. Желтова была разработана модель Симонсона (E.R. Simonson), предназначенная для расчёта максимально допустимых давлений нагнетания. Данная модель применима к геологическим объектам хранения, представленным различными типами горных пород, и позволяет получать результаты, соответствующие мировому опыту проведения работ по подземному хранению газа.

ДЛЯ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ВЫСОКИМ ГАЗОВЫМ ФАКТОРОМ В РЕГИОНАХ С НЕДОСТАТОЧНО РАЗВИТОЙ ИНФРАСТРУКТУРОЙ ПРЕДЛОЖЕНО ВРЕМЕННОЕ РЕШЕНИЕ ПО СОЗДАНИЮ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА И ИХ ЗАПОЛНЕНИЮ ПОСРЕДСТВОМ ТЕХНОЛОГИИ ОБРАТНОЙ ЗАКАЧКИ ГАЗА В ГАЗОВЫЕ ШАПКИ.

При определении максимального допустимого давления закачки газа в пласт использовались следующие допущения:

- в призабойной зоне скважины имеется естественная трещина, пронизывающая коллектор и покрышку;

- однородный коллектор толщиной $h_{\text{кол}}$ перекрыт сверху и снизу покрывками толщиной $h_{\text{покр}}$;
- давление от стенки скважины до контура ее питания принимается постоянным и равным $P_{\text{пл}}$.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Для данного месторождения группы компаний «Газпром нефть» существует методика комплексной оценки параметров объектов разработки для закачки газа [3]. Методика включает в себя следующие критерии оценки, из суммы баллов по которым определяют наиболее перспективные кандидаты:

- геологические параметры пласта. Тип залежи, глубина залегания, объем газосодержащих пород, средняя газонасыщенная толщина, пластовое давление и т.д.;
- изученность пласта. Наличие кернового материала, объем специальных исследований и т.д.;
- фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС). Проницаемость, вязкость, расцененность, и т.д.

Таблица 1. Геолого-физическая характеристика объектов для закачки газа месторождения группы компаний «Газпром нефть». Составлено авторами
Table 1. Geological and physical characteristics of the gas injection facilities of the Gazprom neft company group. Prepared by the authors

Параметры	Значения	
	НП ₂₋₃	НП ₄
Средняя глубина залегания пласта, м	1799	1814
Пористость, д.ед.	0,20	0,20
Коэффициент сжимаемости пор, $10^{-4} \cdot 1/\text{МПа}$	4,30	4,24
Коэффициент сжимаемости породы, $10^{-4} \cdot 1/\text{МПа}$	0,4	0,4
Пластовое давление, МПа	18,0	18,1
Эффективная газонасыщенная толщина, м	13,0	13,8
Суммарная толщина покрывки, м	13,9	28,7
Коэффициент Пуассона для коллекторов, д.ед.	0,26	0,26
Коэффициент Пуассона для покрывки, д.ед.	0,4	0,4

Таблица 2. Данные для расчета. Составлено авторами
Table 2. Calculation data. Prepared by the authors

Пласт	НП ₂₋₃	НП ₄
Начальное пластовое давление, МПа	18,0	18,1
Максимальное забойное давление, МПа	23,6	24,6
Коэффициент превышения над начальным пластовым давлением, д.ед.	1,31	1,36
Боковое горное давление пласта-коллектора, МПа	20,5	20,9
Боковое горное давление пласта-покрывки, МПа	24,5	25,1

С учетом комплексной оценки наиболее перспективными пластами для закачки газа месторождения группы компаний «Газпром нефть» являются пласты НП2-3, НП4. Геолого-физическая характеристика указанных пластов представлена в **табл. 1**.

Таблица 2 демонстрирует результаты расчетов максимального допустимого и рекомендуемого забойного давления, а также бокового давления горных пород пласта-покрывки и пласта-коллектора. Полученные значения находятся в соответствии с общепринятыми мировыми стандартами проведения гидроразрыва пласта (ГРП).

В качестве примера коэффициент превышения максимально допустимого давления нагнетания над начальным пластовым давлением для пластов с горизонтальным залеганием на месторождениях Карашурское, Калужское, Щелковское и Полторацкое варьируется в пределах от 1,17 до 1,64. Для пластов данного месторождения группы компаний «Газпром нефть» полученные значения составляют 1,31 для пластов НП2-3 и 1,36 для пласта НП4.

При оценке точности расчетов большое значение имеет соответствие максимально допустимого забойного давления установленным параметрам. Оно не должно превосходить боковое давление покрывки и быть меньше бокового давления пласта-коллектора. В рассматриваемом случае данное условие выполняется.

Для определения максимального устьевого давления, помимо максимально допустимого забойного давления, учитываются данные о проницаемости пластов.

Для определения величины приемистости использовалась формула:

$$Q = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4B(P_{\text{заб}}^2 - P_{\text{пл}}^2)}}{B}, \quad (1)$$

где A и B — коэффициенты фильтрационного сопротивления, зависящие от физико-химических и геолого-физических свойств газа и пласта:

- для горизонтальных скважин:

$$A = \frac{a^*}{2L} \left[\frac{2}{vh} \left(vh + r_c \ln \frac{r_c}{r_c + vh} \right) + \frac{R_k - vh}{r_c + vh} \right], \quad (2)$$

$$B = \frac{b^*}{8L^2} \left[\frac{2}{vh} \left(\ln \frac{r_c + vh}{r_c} - \frac{vh}{r_c + vh} \right) + \frac{R_k - vh}{(r_c + vh)^2} \right], \quad (3)$$

где:

$$a^* = \frac{\mu z P_{\text{ат}} T_{\text{пл}}}{k T_{\text{ат}}}, \quad (4)$$

$$b^* = \frac{\rho_{\text{ат}} z P_{\text{ат}} T_{\text{пл}}}{l T_{\text{ат}}}, \quad (5)$$

Таблица 3. Характеристика дебитов газовых скважин, полученных по результатам испытаний в разведочных и эксплуатационных скважинах. Составлено авторами
Table 3. Characteristics of gas well flow rates obtained from the results of tests in exploration and production wells.
 Prepared by the authors

	НП ₂₋₃		НП ₄	
	Дебит скважин, тыс. м ³ /сут	Абсолютно свободный дебит, тыс. м ³ /сут	Дебит скважин, тыс. м ³ /сут	Абсолютно свободный дебит, тыс. м ³ /сут
Диапазон изменения	39,2–308,7	63,5–733,5	4,9–335,0	174,2–1454,1
Среднее значение	141,3	341,5	106,4	558,5
Кол-во скважин	17	16	20	14

μ, ρ, Z — вязкость, плотность, коэффициент сверхсжимаемости газа,
 $P_{\text{атм}}, T_{\text{атм}}, T_{\text{пл}}$ — давление и температура в поверхностных и пластовых условиях,
 k, v — проницаемость и анизотропия пласта,
 L — длина ГС,
 l — коэффициент шероховатости,
 h — мощность пласта,
 R_k, r_c — радиус контура питания и радиус скважины соответственно.
 Коэффициент шероховатости для горизонтальных скважин был принят по аналогии с коэффициентом вертикальных скважин. Определение коэффициента шероховатости для вертикальных скважин осуществляется посредством коэффициента b^* , который, в свою очередь, определяется на основе экспериментально полученного коэффициента фильтрационного сопротивления B .

$$b^* = \frac{8L^2 B}{\frac{2}{vh} \left(\ln \frac{r_c + vh}{r_c} - \frac{vh}{r_c + vh} \right) + \frac{R_k - vh}{(r_c + vh)^2}}, \quad (6)$$

$$l = \frac{\rho_{\text{ст}} Z P_{\text{ат}} T_{\text{пл}}}{b^* T_{\text{ст}}}. \quad (7)$$

Значения коэффициентов фильтрационного сопротивления a и b для вертикальных скважин использованы по результатам испытаний разведочных скважин (количество определений a и b : НП2-3 — 9, НП4 — 11).
 Расчёты были проведены как для вертикальных, так и для горизонтальных скважин с длиной горизонтального ствола от 100 до 1000 м с шагом 100 м.
 На основании расчёта приемистости определено количество скважин, необходимое для закачки газа обратно в пласт. Максимальный объём обратной закачки газа за расчетный период составит 0,78 млрд м³ для пласта НП2-3 и 2,88 млрд м³ для пласта НП4. Результаты расчётов для скважин различных конструкций представлены в таблице 4.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведённые расчеты подтверждают наибольшую эффективность закачки ПНГ через горизонтальные скважины

Таблица 4. Зависимость приемистости и количества скважин от длины горизонтального участка ствола. Составлено авторами
Table 4. Dependence of the pick-up rate and the number of wells on the length of the horizontal section of the trunk. Prepared by the authors

Тип скважины		Показатели	Пласты	
			НП ₂₋₃	НП ₄
Вертикальная скважина		Приемистость, тыс. м ³ /сут	216	368
		Кол-во скважин, ед.	11	24
Длина горизонтальной скважины, м	100	Приемистость, тыс. м ³ /сут	485	1576
		Кол-во скважин, ед.	5	6
	200	Приемистость, тыс. м ³ /сут	718	2653
		Кол-во скважин, ед.	3	3
	300	Приемистость, тыс. м ³ /сут	920	3399
		Кол-во скважин, ед.	3	3
	400	Приемистость, тыс. м ³ /сут	1071	3953
		Кол-во скважин, ед.	2	2
	500	Приемистость, тыс. м ³ /сут	1187	4379
		Кол-во скважин, ед.	2	2
	600	Приемистость, тыс. м ³ /сут	1279	4717
		Кол-во скважин, ед.	2	2
	700	Приемистость, тыс. м ³ /сут	1354	4991
		Кол-во скважин, ед.	2	2
	800	Приемистость, тыс. м ³ /сут	1416	5218
		Кол-во скважин, ед.	2	2
	900	Приемистость, тыс. м ³ /сут	1468	5409
		Кол-во скважин, ед.	2	2
	1000	Приемистость, тыс. м ³ /сут	1513	5571
		Кол-во скважин, ед.	2	2

протяжённостью 500 м, обеспечивающие требуемую пропускную способность. В расчётный период для объекта НП2-3 при объёме добычи ПНГ в 0,78 млрд м³ и среднем суточном дебите 1,19 млн м³/сут потребуется эксплуатация двух нагнетательных скважин. Аналогично, для объекта НП4 при объеме закачки в 2,88 млрд м³ также

необходимо задействовать две нагнетательные скважины. Следовательно, на основе проведённых расчётов определены основные технологические параметры применения технологии обратной закачки для объектов НП2-3 и НП4 месторождения группы компаний «Газпром нефть».

Список литературы

1. *Фоминых О.В.* Ресурсосберегающие технологии нефтяной промышленности / О.В. Фоминых, С.А. Леонтьев, А.В. Иванов, А.Н. Марченко. СПб.: Недра; 2011. 184 с.
 2. *Мисник В.Н.* Технология утилизации попутного нефтяного газа обратной закачкой в газовую шапку / В.Н. Мисник, С.И. Грачев, А.Н. Халин. Нефтепромысловое дело. 2016;7: 36–39.
 3. *Войводяну А.В., Иликбаев В.В., Вирт В.В., Виноградов А.С.* Обоснование объекта для обратной закачки попутного нефтяного газа на примере месторождения группы компаний «Газпром нефть». *PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти.* 2024;9(3):129–134.
 4. *Желтов Ю.П.* Деформация горных пород. Москва: Недра. 1966; 198.
- References**
1. Fominykh O.V. Resource-saving technologies in oil industry / O.V. Fominykh, S.A. Leontiev, A.V. Ivanov, A.N. Marchenko. St. Petersburg: Nedra. 2011; 184.
 2. Misnik V.N. Petroleum gas utilization technology by re-injection into a gas cap / V.N. Misnik, S.I. Grachev, A.N. Khalin // Oilfield business. 2016;7: 36–39.
 3. Voivodianu A.V., Ilikbaev V.V., Virt V.I., Vinogradov A.S. Determination of optimal oil reservoir for associated petroleum gas injection on the example of a field of the Gazprom нефт company group. *PROneft. Professionally about oil.* 2024;9(3):129–134.
 4. Zheltov Yu.P. *Deformation of rocks.* Moscow: Nedra. 1966; 198.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.В. Войводяну — разработал концепцию статьи, определил актуальность проблемы и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

В.В. Иликбаев — верифицировал инженерные расчеты.

И.В. Коваленко — рецензировал окончательную версию статьи.

В.И. Вирт — произвел анализ существующего опыта закачки и хранения газа в подземных пластах.

А.С. Виноградов — провел инженерные расчеты.

Artyom V. Voivodianu — developed the concept of the article, determined the relevance of the problem and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Valery V. Ilikbaev — verification calculations.

Igor V. Kovalenko — reviewed the final version of the article.

Anton S. Vinogradov — engineering.

Vitaly I. Virt — experience of reservoir gas injection

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Артём Васильевич Войводяну — сотрудник, Группа компаний «Газпром нефть»

Валерий Витальевич Иликбаев — сотрудник, Группа компаний «Газпром нефть»

Игорь Викторович Коваленко — сотрудник, Группа компаний «Газпром нефть»

Виталий Игоревич Вирт — сотрудник, Группа компаний «Газпром нефть»

Антон Сергеевич Виноградов* — сотрудник, Группа компаний «Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Artyom V. Voivodianu — Employee, Gazprom нефт company group

Valery V. Ilikbaev — Employee, Gazprom нефт company group

Igor V. Kovalenko — Employee, Gazprom нефт company group

Vitaly I. Virt — Employee, Gazprom нефт company group

Anton S. Vinogradov* — Employee, Gazprom нефт company group
3–5, Pochtamtskaya str., Saint Petersburg, 190000, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author