УДК 622.276.6
https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-27-33

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

© Коллектив авторов, 2025

CC BY 4.0

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ЗАКАЧКИ ГАЗА В ПЛАСТ НА ПРИМЕРЕ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГРУППЫ КОМПАНИЙ «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»

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

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Сокращение затрат на добычу продукции нефтяного месторождения особенно остро стоит в условиях применения дорогостоящих методов повышения нефтеотдачи пластов. Подбор оптимального скважинного оборудования нагнетательных скважин при осуществлении обратной ПНГ в пласт, позволяет существенно снизить операционные затраты и технологические риски на закачку газа.

Цель. Определение оптимальных технологических параметров скважинного оборудования при проектировании разработки нефтегазоконденсатного месторождения с системой обратной закачки добываемого попутного нефтяного газа.

Материалы и методы. Анализ геолого-геофизической информации по месторождению и применение существующего мирового опыта и методик по определению технологических параметров обратной закачки газа в пласты.

Результаты. На примере проектирования разработки нефтегазового месторождения, описан подход и алгоритмы определения технологических параметров закачки газа в пласт. Показано влияние характеристик пластов на конечный результат.

Заключение. Определены технологические параметры закачки газа в пласт.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ, насосно-компрессорные трубы для закачки газа, газонагнетательная скважина

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Войводяну А.В., Виноградов А.С., Иликбаев В.В., Вирт В.В. Определение основных технологических параметров закачки газа в пласт на примере проектирования разработки месторождения группы компаний «Газпром нефть». PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(1):27–33. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-27-33

Статья поступила в редакцию 12.12.2024
Принята к публикации 24.01.2025
Опубликована 31.03.2025

DETERMINATION OF THE MAIN TECHNOLOGICAL PARAMETERS OF GAS INJECTION INTO THE RESERVOIR USING THE EXAMPLE THE FIELD DEVELOPMENT OF THE GAZPROM NEFT COMPANY GROUP

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

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. Reducing the cost of oil production is particularly acute in the context of the use of expensive methods to enhance oil recovery. The determination of optimal downhole equipment for gas injection wells can significantly reduce operating costs and technological risks for gas injection.

Aim. Determination of optimal technological parameters of downhole equipment when designing the development of an oil and gas condensate field with associated petroleum gas injection.

Materials and methods. Analysis of geological and geophysical information on the field and application of existing international experience and techniques for determining the technological parameters of gas injection into reservoirs.

Results. Using the example of designing the gas and oil fild development, the approach and algorithms for determining the technological parameters of gas injection into the reservoir are described. The influence of reservoir characteristics on the final result is shown.

Conclusion. The technological parameters of gas injection into the reservoir have been determined.

Keywords: associated petroleum gas, gas injection tubing, gas injection well

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

For citation: Voivodianu A.V., Vinogradov A.S., Ilikbaev V.V., Virt V.I. Determination of the main technological parameters of gas injection into the reservoir using the example the field development of the Gazprom neft company group. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(1):27–33. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-27-33

Manuscript received 12.12.2024
Accepted 24.01.2025
Published 31.03.2025

Одной из важнейших задач на всех стадиях разработки месторождения является сокращение затрат на добычу, подготовку, а также транспорт добываемой продукции. Особенно остро она стоит на месторождениях, где осуществляются энергоемкие методы повышения нефтеотдачи пластов. К таким случаям относится одно из месторождений группы компаний «Газпром нефть», где поддержание пластового давления осуществляется методом обратной закачки в пласт добываемого попутного нефтяного газа.

При проектировании оборудования необходимо учитывать, что коэффициент полезного действия компрессорной установки при закачке газа в пласт определяется технологическим режимом работы газонагнетательных скважин и зависит от многих факторов, в том числе от конструктивных особенностей строения эксплуатационных скважин. В зависимости от использования типоразмера лифтовых колонн, установленных в нагнетательных скважинах, изменяется величина потерь давления при движении газа в стволе, следовательно, снижается или увеличивается давление нагнетания газа на устье, что приводит к изменению параметров работы поверхностного оборудования.

ДЛЯ КОРРЕКТНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С СИСТЕМОЙ ОБРАТНОЙ ЗАКАЧКИ ДОБЫВАЕМОГО ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ПРЕДЛОЖЕН ПОДХОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ЗАКАЧКИ ГАЗА В ПЛАСТ С ПОСЛЕДУЮЩЕЙ ОЦЕНКОЙ ВЛИЯНИЯ ХАРАКТЕРИСТИК ПЛАСТОВ НА КОНЕЧНЫЙ РЕЗУЛЬТАТ.

На стадии проектирования, для целей подбора оптимального погружного оборудования газонагнетательных скважин, проведено моделирование величин устьевых давлений, необходимых для закачки газа в продуктивную залежь месторождения. Расчеты выполнены в специализированном программном комплексе при помощи интерактивного обеспечения. При прогнозировании распределения давления в насосно-компрессорных трубах (НКТ) использована корреляция «Beggs and Brill», которая применяется в расчетах трубной гидравлики вертикальных, горизонтальных и наклонных участков в условиях течения одно- и многофазного потока.

Расчеты выполнены по нескольким вариантам, которые позволяют оценить устьевые давления для нагнетательных скважин при их эксплуатации на максимальном потенциале, а также с учетом проведения оптимизации выбранного варианта разработки месторождения и ограничения приемистости нагнетательных скважин для предотвращения раннего прорыва закачиваемого газа к нефтяным скважинам. Для учета изменения условий работы оборудования в результате эволюции основных геолого-технологических параметров пласта в зависимости от стадии реализации проекта, а также для учета потенциальных рисков, расчеты проводились по нескольким сценариям.

- Сценарий 1 — энергетическое состояние пластов первоначальное, давление нагнетания и приемистость газонагнетательных скважин максимальная ($P_{заб} = P_{заб\ мах}$).
- Сценарий 2 — прогнозируется изменение параметров работы пласта и нагнетательных скважин, в том числе рост пластового давления на 50 % от максимальной репрессии, забойное давление закачки на первоначальном максимальном уровне, наблюдается снижение приемистости газонагнетательных скважин.
- Сценарий 3 — на данной стадии разработки отмечается увеличение пластового давления на 75 % от максимальной репрессии, при этом прогнозируется значительное снижение среднесуточной приемистости по нагнетательным скважинам более 70 % от первоначального уровня. Давление на забое при закачке газа максимальное.
- Сценарий 4 — характеризуется ограничением приемистости нагнетательных скважин (до 600 тыс. $м^3$/сут.) и соответственно невысокими значениями создаваемой репрессии на пласт с целью обеспечения запаса прочности проекта. Пластовое давление соответствует начальному уровню.

Отход по предполагаемым объектам закачки принят максимальный и соответствует 1500 м, при этом длина горизонтального ствола составляет 500 м.

Согласно техническим требованиям на проектирование компрессорной установки для закачки газа в пласт на рассматриваемом месторождении, рабочей средой является осушенный отбензиненный природный газ, что определяет однофазное, газообразное состояние закачиваемой смеси в рабочем диапазоне величин температуры и давления. В этом случае потери давления за счет эффектов проскальзывания жидкой и газовой фазы отсутствуют. Поэтому основными параметрами, влияющими на расчет устьевого давления, являются силы гравитации и потери на трение.

Рассмотрено несколько вариантов прогноза устьевого давления по нагнетательным скважинам с учетом изменения основных геолого-технологических показателей при закачке газа — пластового давления, репрессии, приемистости, геометрии скважин и диаметров лифтовых труб — согласно запроектированной конструкции нагнетательных скважин. Для предотвращения образования трещин ГРП и ухода закачанного газа в соседние пласты, ранее определено максимально допустимое забойное давление в газонагнетательной скважине на уровне 24,5 МПа. Согласно представленным сценариям 1–3 по реализации технологии обратной закачки газа в продуктивные пласты данного месторождения, средняя приемистость одной газонагнетательной скважины при максимальном давлении нагнетания газа изменяется в широком диапазоне и составляет 871 800–3 164 200 м^3/сут.

По рекомендуемому варианту, для снижения рисков прорыва нагнетаемого газа к нефтяным скважинам, предусматривается ограничение приемистости нагнетательного фонда скважин на уровне от 400 000 до 600 000 м^3/сут. Ниже представлены результаты расчетов максимального давления на устье необходимого для закачки газа в пласт (**рис. 1**):

- для скважин, оборудованных НКТ диаметром 89 мм — 55,3 и 69,1 МПа;
- для скважин, оборудованных НКТ диаметром 114 мм — 26,5 и 27,0 МПа;
- для скважин, оборудованных НКТ диаметром 127 мм — 24,6 и 25,9 МПа;
- для скважин, оборудованных НКТ диаметром 146 мм — 22,4 и 24,3 МПа;
- для скважин, оборудованных НКТ диаметром 168 мм — 21,2 и 22,6 МПа;
- для скважин, оборудованных НКТ диаметром 178 мм — 20,9 и 22,2 МПа.

Как показали проведенные расчеты, расхождения по устьевому давлению при работе лифтовых систем незначительные и не превышают 10 %, за исключением параметров работы скважин, оборудованных НКТдиаметром 89 мм, где устьевое давление может достигать 69,1 МПа. Аномально высокое давление нагнетания при использовании насосно-компрессорных труб наименьшего диаметра обусловлено возникновением в столе скважины дополнительных гидравлических потерь давления на преодоление сил трения, в этом случае применение НКТ представленного диаметра нецелесообразно. Поэтому типоразмер трубы 89 мм рассмотрен для газонагнетательных скважин, характеризующихся невысокой производительностью, соответствующей сценариям 3 и 4.

Параметры работы скважин, в которых предусмотрен спуск лифтовых труб диаметром от 114 до 178 мм можно считать удовлетворительными. Скорость движения газового потока в период максимальной приемистости (сценарий 1) составит 16,5 м/с. Согласно исходным данным (см. **табл. 1**), в процессе разработки пласта, прогнозируется снижение скоростных характеристик потока (вариант 3), за счет уменьшения производительности нагнетательных скважин. При этом минимальная скорость нисходящего потока снижается до значений в 2,0 м/с, следовательно, самый низкий уровень гидравлических потерь (менее 0,066 МПа) будет достигнут при использовании НКТ диаметром 178 мм. Необходимо отметить, что распределения давления в скважинах, оборудованных НКТ

Таблица 1. Исходные данные по сценариям. Составлено авторами
Table 1. The initial data for the scenarios. Prepared by the authors

0,176 mm	Описание	Глубина спуска НКТ (абс. отм.), м	Забойное давление, МПа	Репрессия, МПа	Пластовое давление, МПа	Приемистость, тыс. м^3/сут	Устьевая температура, °С	Пластовая температура, °С
1	Рзаб = Рзаб max	1868	24,6	6,5	18,1	3164,2	35,0	59,0
2	Рпл тек = Рпл нач + 50,0 % от максимальной репрессии		24,6	3.3	21,4	1717,9		
3	Рпл тек = Рпл нач + 75,0 % от максимальной репрессии		24,6	1,6	23,0	871,8		
4	Оптимизированный		19,5	1,4	18,1	600,0		

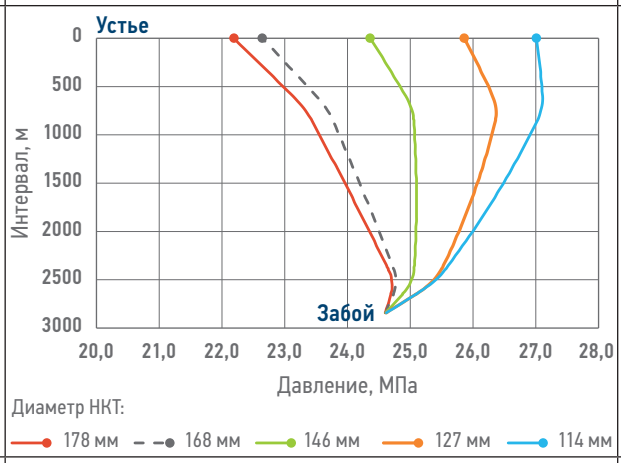
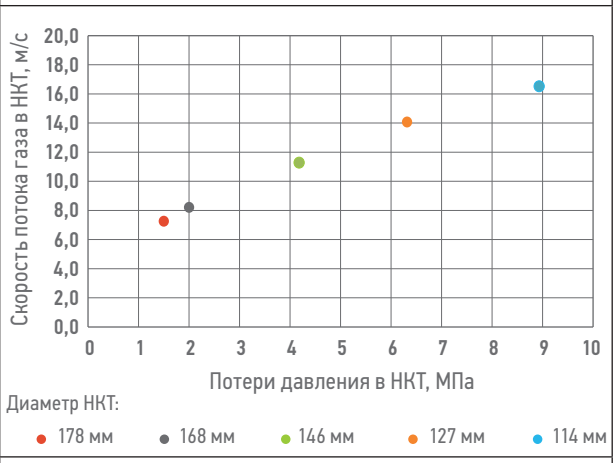
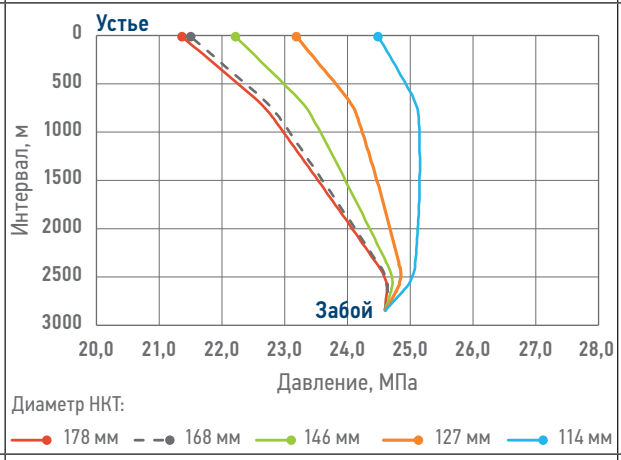
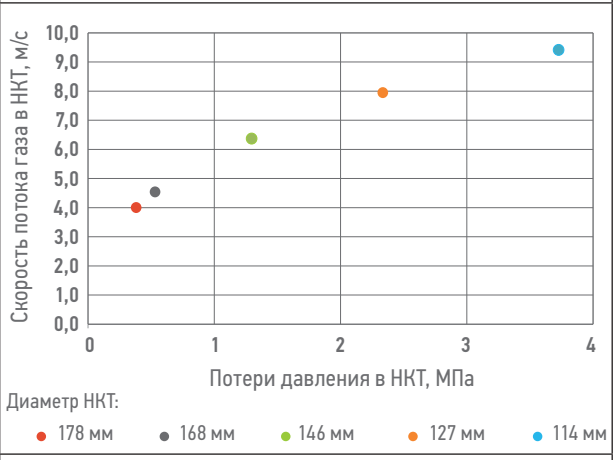
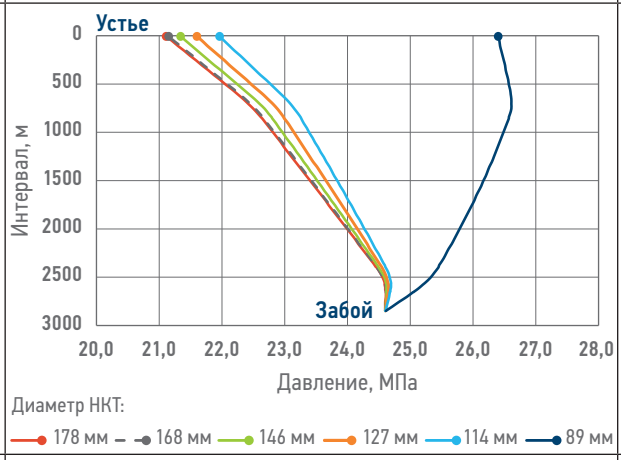
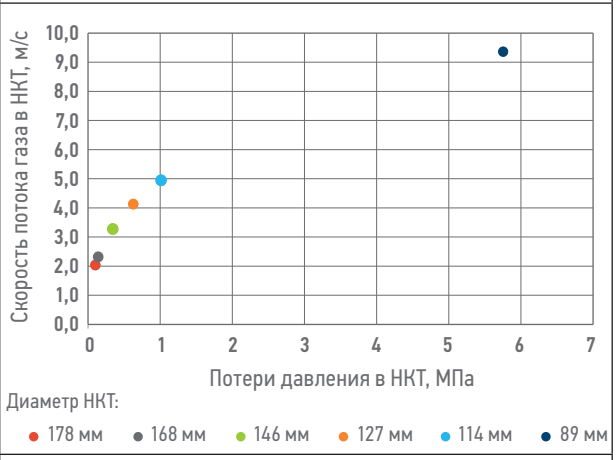
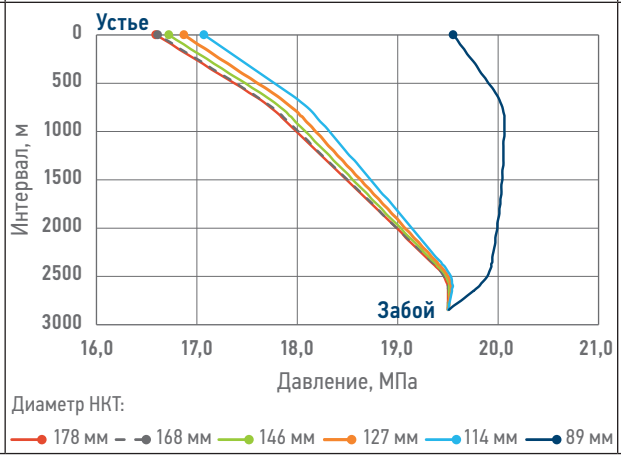
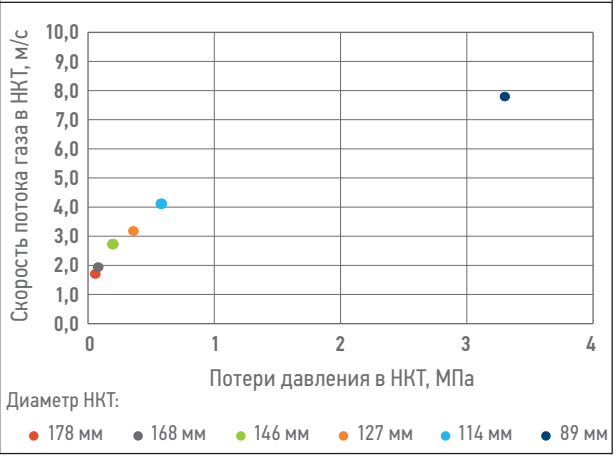
Сценарий	Профиль распределения давления	Величина гидравлических сопротивлений
1		
2		
3		
4		

Рис. 1. Результаты расчетов давлений в НКТ при нагнетании газа в пласт. Составлено авторами
Fig. 1. Results of calculations of pressure in tubing when gas is injected into the reservoir. Prepared by the authors

диаметром 168, 178 мм имеют одинаковый характер, расхождения по расчетным данным минимальные, к примеру, устьевое давление нагнетания газа в пласт в случае применения лифтовой колонны 168 мм, отличается против использования компоновки диаметром 178 мм не более, чем на 1,5 %. В этой связи спуск труб меньшего диаметра (168 мм) по экономическим и технологическим соображениям будет предпочтительнее.

Использование лифтовых труб диаметром 114, 127 и 146 мм позволит получить более высокие скоростные характеристик потока нагнетаемого газа. Учитывая уровень гидравлических потерь при движении газа в скважинах, оборудованных лифтовыми трубами 114–146 мм, эффективным можно считать использование насосно-компрессорных труб с наружным диаметром 146 мм.

Результаты проведения оценки давления на устье нагнетательных скважин по оптимальному варианту представлены ниже (**рис. 1**):

- для скважин, оборудованных НКТ диаметром 89 мм — 18,6 и 19,6 МПа;
- для скважин, оборудованных НКТ диаметром 114 мм — 16,8 и 17,1 МПа;
- для скважин, оборудованных НКТ диаметром 127 мм — 16,6 и 16,9 МПа;
- для скважин, оборудованных НКТ диаметром 146 мм — 16,5 и 16,7 МПа;
- для скважин, оборудованных НКТ диаметром 168 мм — 16,5 и 16,6 МПа;
- для скважин, оборудованных НКТ диаметром 178 мм — 16,5 и 16,6 МПа.

Как видно на графиках (**рис. 1**), устьевое давление для закачки газа может изменяться от 16,5 до 19,6 МПа при использовании НКТ наружным диаметром 178 мм и 89 мм соответственно. Скорость газового потока в скважинах при использовании максимального и минимального проходного сечения труб будет изменяться от 1,4 до 7,8 м/с. Максимальные гидравлические потери на преодоление сил трения (3,3 МПа), отмечаются по нагнетательным скважинам при использовании НКТ диаметром 89 мм, соответственно минимальные потери (0,04 Мпа) прогнозируются при эксплуатации скважин, оборудованных трубами диаметром 178 мм.

Выполненный анализ позволяет сделать следующие выводы, что параметры работы насосно-компрессорных труб за исключением скважин, оборудованных лифтовыми трубами 89 мм, имеют не значительные расхождения по технологическим параметрам, в том числе скорости потока, возникающих градиентов давления и температуры. Использование НКТ данного диаметра возможно в узком диапазоне значений приемистости нагнетательных скважин (200–400 тыс. м^3/сут). В случае превышения заданного расхода при движении потока в НКТ неизбежно возникновение высоких гидравлических потерь в скважине, что значительно увеличивает энергозатраты на реализацию процесса обратной закачки газа в пласт. В этой связи перспективным может быть использование труб наружным диаметром 114 мм. С одной стороны, данный типоразмер обеспечит стабильный режим работы нагнетательных скважин в широком диапазоне значений расхода газового потока (**рис. 1**) и, с другой стороны, позволит улучшить экономическую привлекательность проекта (низкая себестоимость труб против других типоразмеров, возможность использования внутрискважинного

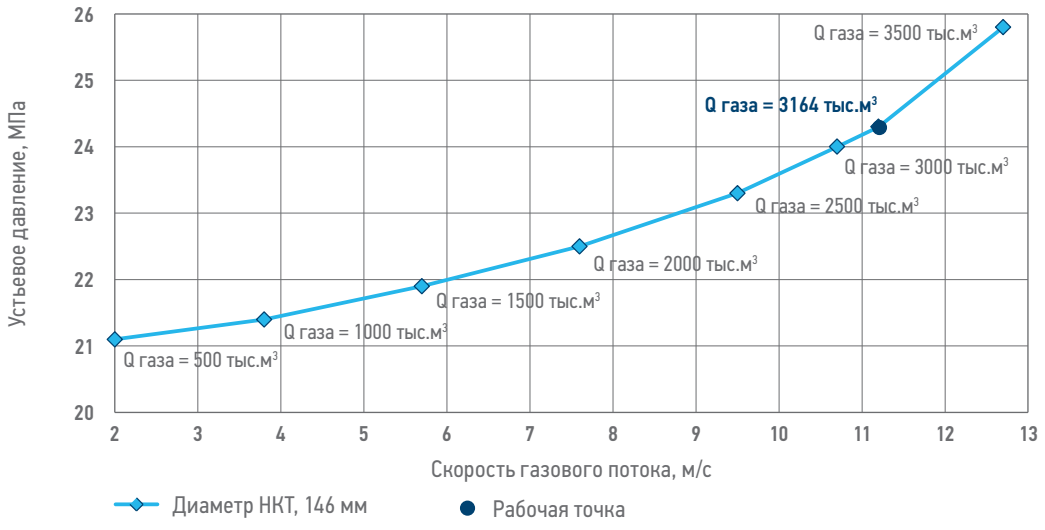


Рис. 2. Прогнозные параметры лифта 146 мм. Составлено авторами
Fig. 2. Forecast parameters for tubing 146 mm. Prepared by the authors

Таблица 2. Прогноз устьевого давления по нагнетательному фонду месторождения. Составлено авторами
Table 2. Forecast of wellhead pressure of gas injection wells of the field. Prepared by the authors

Сценарий	Сценарий	Рзаб, МПа	Репрессия, МПа	Рпл, МПа	Приемистость, тыс. м^3/сут	Руст, МПа			
						отход 600 м	отход 1000 м	отход 1500 м	отход 2300 м
1	Рзаб = Рзаб max	24,6	6,5	18,1	3164,2	24,1	24,4	24,4	—
2	Рпл тек = Рпл нач + 50,0 % от максимальной репрессии	24,6	3,3	21,4	1717,9	21,9	22,0	22,1	—
3	Рпл тек = Рпл нач + 75,0 % от максимальной репрессии	24,6	1,6	23,0	871,8	21,2	21,2	21,3	—
4	Оптимизированный	19,5	1,4	18,1	600,0	—	—	17,1	—

противовыбросового оборудования серийного производства).

Таким образом, для обеспечения проектных уровней закачки газа на первичном этапе работы нагнетательного фонда скважин, характеризующегося высокой производительностью, начальным пластовым давлением и максимальным значением создаваемой репрессии на пласт, расчетное давление на устье составит 24,3 МПа. В рекомендуемом варианте, характеризующимся ограничением приемистости нагнетательных скважин (до 600 тыс. м^3/сут, пласт НП$_4$) и, соответственно, не высокими значениями создаваемой репрессии на пласт, с целью обеспечения запаса прочности проекта, расчетное давление на устье газонагнетательных скважин составит 17,1 МПа.

Прогнозные параметры работы некоторых лифтовых систем, рекомендуемых к применению, приведены на рис. 2 и в табл. 2.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Для обеспечения работы нагнетательного фонда скважин, характеризующегося максимальным значением создаваемой репрессии и начальным пластовым давлением, расчетное максимальное давление на устье скважин составит 24,3 МПа.
2. Согласно проведенным расчетам, максимальные гидравлические потери отмечаются при работе скважин, оборудованных НКТ диаметром 89 мм, в этой связи представленный типоразмер труб к использованию в период пиковой закачки газа по объектам (1341–3164 тыс. м^3/сут/скв) не рекомендуется.
3. Прогнозные параметры работы нагнетательных скважин, оборудованных насосно-компрессорными трубами диаметром 114, 127 и 146 мм не имеют ограничений к применению, являются унифицированными в широком диапазоне производительности скважин от 350 до 2000 тыс. м^3/сут, что является определяющим фактором при выборе типоразмера трубы. Однако в соответствии с рекомендуемым вариантом приемистость в среднем на одну газонагнетательную скважину составит в диапазоне до 600 тыс. м^3/сут. Проведенные расчеты показали, что наиболее оптимальным по величине гидравлических сопротивлений, возникающих в стволе НКТ при закачке газа с ограничением приемистости, является использование лифтовых труб диаметром 114 мм, при этом давления нагнетания газа по объектам закачки прогнозируется на уровне17,1 МПа.

Список литературы

1. *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). — С.129–134. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-129-134

2. *Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И.* Физика нефтяного и газового пласта // Москва: Изд-во «Недра». — 1982. — 311 с.

References

1. 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 neft company group. *PROneft. Professionally about Oil.* — 2024. — № 3. vol. 9. — P. 129–134. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-129-134

2. Gimatudinov Sh.K., Shirkovsky A.I. *Physics of oil and gas formation*. Moscow: Nedra, 1982, 311 p.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.В. Войводяну — разработал концепцию статьи, определил актуальность проблемы, рецензировал окончательную версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.
А.С. Виноградов — провел инженерные расчеты.
В.В. Иликбаев — верифицировал инженерные расчеты.
В.И. Вирт — произвел анализ существующего опыта закачки и хранения газа в подземных пластах.

Artyom V. Voivodianu — developed the concept of the article, determined the relevance of the problem, reviewed the final version of the article and agreed to take responsibility for all aspects of the work.
Anton S. Vinogradov — engineering calculations.
Valery V. Ilikbaev — verification calculations.

Vital I. Virt — experience of reservoir gas injection.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Артём Васильевич Войводяну — 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

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

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

Artyom V. Voivodianu — Employee, Gazprom neft company group

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

Valery V. Ilikbaev — Employee, Gazprom neft company group

Vital I. Virt — Employee, Gazprom neft company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author