

ОБОСНОВАНИЕ ОБЪЕКТА ДЛЯ ОБРАТНОЙ ЗАКАЧКИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГРУППЫ КОМПАНИЙ «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»

© Коллектив авторов,
2024



А.В. Войводяну, В.В. Иликбаев, В.В. Вирт, А.С. Виноградов*

Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Тюмень

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Цель. Разработка нефтяных частей месторождений углеводородного сырья (УВС), расположенных в отдаленных, труднодоступных районах с отсутствием инфраструктуры, осложняется проблемой утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ). Наиболее остро она проявляется при разработке узких нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных месторождений с массивной газовой шапкой, когда существует вероятность скачкообразного роста газового фактора в связи с прорывами газа к нефтяным скважинам из газовой шапки. Возможным способом решения проблемы рационального использования ПНГ в таких условиях является формирование системы разработки с применением технологии закачки газа в сооружаемые временные подземные хранилища. Для формирования такой системы необходимо обоснование объектов для закачки и временного хранения ПНГ, что является главной целью исследования.

Материалы и методы. Анализ геолого-геофизической информации по месторождению и изучение существующего опыта [3] закачки и хранения газа в подземных пластах. Формирование требований и параметров геологического объекта, которые способны повлиять на эффективность процесса закачки и хранения в нем газа.

Результаты. Сформирована методика комплексной оценки параметров геологического объекта для закачки газа. Она позволяет охарактеризовать все пласти месторождения с точки зрения возможности их использования для закачки и выделить наиболее перспективные по результатам ранжирования.

Заключение. В результате проведенного анализа с использованием комплексной оценки параметров обратной закачки газа установлено, что наиболее перспективными объектами для сооружения временного подземного хранилища газа на данном месторождении являются пласти НП₂₋₃, НП₄, Ю₂₋₆.

Ключевые слова: обратная закачка газа, объекты для закачки, параметры геологического объекта, критерии для оценки параметров.

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: 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». ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(3):129–134. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-129-134>

Статья поступила в редакцию 14.04.2024

Принята к публикации 25.05.2024

Опубликована 30.09.2024

DETERMINATION OF OPTIMAL OIL RESERVOIR FOR ASSOCIATED PETROLEUM GAS INJECTION
ON THE EXAMPLE OF A FIELD OF THE GAZPROM NEFT COMPANY GROUP

Artyom V. Voivodianu, Valery V. Ilikbaev, Vitaly I. Virt, Anton S. Vinogradov*

Gazprom neft company group, RF, Tyumen

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Aim. The development of oil zones of oil and gas fields located in remote, hard-to-reach areas with no infrastructure is complicated by the problem of utilization of associated petroleum gas (APG). This problem arises most acutely during the development of narrow oil rim in oil and gas condensate fields with a massive gas cap. In such a case, there is a possibility of an abrupt increase in the gas-oil ratio due to gas breakthroughs to oil wells from the gas cap. A possible way to solve the problem of rational use of APG in such conditions is to form a field development system using the technology of gas injection into temporary underground storage facilities. For this purpose, it is required to justify facilities used for the APG injection to temporary reservoirs, which is the main goal of the study.

Materials and methods. Analysis of geological and geophysical information of the oil field and study of world experience [3] of gas injection to underground reservoirs. Forming of requirements and parameters of a reservoir influencing efficiency of the process of gas injection.

Results. A methodology for a comprehensive assessment of the reservoir geological parameters for gas injection has been developed. It allows to characterize all reservoirs of the field in terms of the possibility of their use for gas injection and to identify the most acceptable.

Conclusion. As a result of the analysis, it was found that the most promising reservoir at this field for temporary storing of a gas are the layers NP₂₋₃, NP₄ и YU₂₋₆.

Keywords: gas reinjection, a reservoir for gas injection, a reservoir geological parameters, criteria for evaluating parameters

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Voivodianu A.V., Illybaev 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;9(3):129–134. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-129-134>

Manuscript received 14.04.2024

Accepted 25.05.2024

Published 30.09.2024

Рассматриваемое нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) расположено на юге полуострова Ямал и находится среди группы месторождений, простирающихся по одной линии на север вплоть до группы Тамбейских месторождений. Отсутствие инфраструктуры и сложные природные условия накладывают существенные ограничения на разработку месторождения. Компания в процессе проектирования разработки НГКМ столкнулась с проблемой выбора технологии рационального использования попутного нефтяного газа. Одним из способов решения этой проблемы в условиях отсутствия развитой промысловой инфраструктуры является создание временных подземных хранилищ

ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С БОЛЬШОЙ ГАЗОВОЙ ШАПКОЙ СУЩЕСТВУЕТ ПРОБЛЕМА УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО ГАЗА, КОТОРУЮ МОЖНО РЕШИТЬ ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЗАКАЧКИ ГАЗА ВО ВРЕМЕННЫЕ ПОДЗЕМНЫЕ ХРАНИЛИЩА.

газа, что обеспечит утилизацию ПНГ на начальной стадии разработки.

Известные технологии [1] рационального использования ПНГ предусматривают, как правило, строительство определенной промысловой инфраструктуры, что требует значительных временных и финансовых затрат. Закачка газа в объекты временного хранения позволяет выполнить требования лицензионного соглашения и охране окружающей среды, достичь норматива по рациональному использованию газа на уровне 95 %, утвержденного Правительством РФ. Эта технология по сравнению с известными требует меньшего количества инфраструктуры. Основными задачами технологии закачки и хранения ПНГ в пластах-коллекторах являются:

- обеспечение необходимых темпов и объемов закачки ПНГ;
- обеспечение герметичности объекта хранения и сохранности газа в условиях

многолетнего повышения пластового давления;

- минимальное влияние на разработку нефтяных частей месторождения;
- максимальный рентабельный коэффициент извлечения хранимых объемов ПНГ;
- охрана окружающей среды.

Ключевой задачей при создании временных подземных хранилищ газа является обоснование выбора геологических объектов для закачки ПНГ. При выборе объекта закачки газа необходимо соблюдение основных условий:

- 1) благоприятные геологические факторы объекта закачки газа;
- 2) техническая реализуемость закачки газа в данный объект (наличие оборудования, соответствующего геологическим, термобарическим и климатическим условиям и наличие скважин-кандидатов, техническое состояние которых позволит осуществлять закачку газа);
- 3) экономическая эффективность закачки;
- 4) безопасность, экологичность и обеспечение рационального использования недр.

Основными требованиями к объекту-кандидату для закачки газа являются способности принимать и надежно удерживать закачанный газ (наличие выдержанного по площади и толщине пласта-покрышки) на протяжении требуемого периода времени и в необходимых интервалах (глубинах) залежи, исключающих использование зоны активного водообмена. Следует отметить, что подобная проблема рассматривалась ранее [2] для других месторождений углеводородов (УВ). Поэтому при выборе объекта закачки рассмотрены все продуктивные пласти разреза месторождения с различным насыщением:

- **газовые:** ПК₁, ХМ₁, ХМ₃, ТП₀;
- **нефтегазовые:** ТП₁₋₄;
- **газоконденсатные:** БЯ₂₂, БЯ₂₄, Ю₁₁¹, Ю₁₁², Ю₁₁³;
- **нефтегазоконденсатные:** БЯ₂₃, НП₁, НП₂₋₃, НП₄, НП₅¹, НП₅², НП₇, НП₈ и Ю₂₋₆;
- **водоносные:** БЯ₁₀, НП₆.

Кроме того, существует возможность закачки газа в водоносные пласти, залегающие

полого, и непродуктивные (водоносные) ловушки пластов НП₆, БЯ₁₀.

На основании анализа геолого-геофизической информации по объектам месторождения и изучения существующего опыта [3] закачки и хранения газа в подземных пластах сформулированы требования и параметры объекта, которые способны повлиять на эффективность процесса закачки и хранения в нем газа. Эти параметры характеризуют геологические особенности объекта закачки и технологические особенности реализации процесса закачки газа (**табл. 1**).

Каждый из параметров имеет принципиальное значение. Особенно хотелось бы отметить параметр «Поровый объем газосодержащих пород», который дает возможность оценить объем пор (пустот) в породе, связанных между собой и способных вместить в себя газ, и является аналогом известного параметра «эффективная пористость» [4]. Для сопоставления порового объема газосодержащих пластов и объемов газа для закачки введен параметр *коэффициент вместимости*.

Коэффициент вместимости — это отношение порового объема газосодержащих пород к объемам газа для закачки в пластовых условиях.

$$K_{\text{вмест}} = \frac{V_{\text{пор}}^{\text{газ}}}{V_{\text{закач}}^{\text{пл}}},$$

где $V_{\text{пор}}^{\text{газ}}$ — порового объема газосодержащих пород, млн м³; $V_{\text{закач}}^{\text{пл}}$ — объем газа для закачки в пластовых условиях, млн м³.

Для определения порового объема газосодержащих пород используется формула:

$$V_{\text{пор}}^{\text{газ}} = S * h * k_{\text{п}},$$

где S — площадь газоносности, тыс. м²; h — средневзвешенная по площади газонасыщенная мощность, м; $k_{\text{п}}$ — коэффициент открытой пористости газонасыщенных коллекторов, доли ед.

Объем для закачки газа в пластовых условиях $V_{\text{закач}}^{\text{пл}}$ определяется по формуле:

$$V_{\text{закач}}^{\text{пл}} = V_{\text{закач}}^{\text{атм}} \times B_g,$$

где B_g — объемный коэффициент газа (коэффициент объемного расширения газа), д.ед.

$$B_g = \frac{0,00350958 * z_{\text{пл}} * T_{\text{пл}}}{P_{\text{пл}}},$$

где $z_{\text{пл}}$, $T_{\text{пл}}$, $P_{\text{пл}}$ — коэффициент сверхсжимаемости, температура и давление в пластовых условиях; $V_{\text{закач}}^{\text{атм}}$ — объем газа для закачки в поверхностных условиях, млн м³.

Проанализировав геологические и технологические параметры по выделенным

объектам разработки месторождения, можно сделать предварительные выводы.

Наиболее привлекательным по типу залежи при выборе объекта закачки являются газовые залежи пластов ПК₁ (массивная), ХМ₁ (пластовая), ТП₁₋₄ (массивная), не имеющие литологических и тектонических экранов. Залежи пластов ХМ₃ и ТП₀ сводовые, частично литологически ограниченные, осложнены наличием малоамплитудных тектонических нарушений, не являющихся экраном.

Залежи пластов группы БЯ (пласты БЯ₂₂, БЯ₂₃ и БЯ₂₄) пластово-сводовые, частично или полностью заглинанизированы, литологически ограниченные. Залежи пласта БЯ₂₃ литологически и тектонически экранированные, восточная залежь пласта БЯ₂₃ отделена от основной субмеридиональным разломом. Залежи пластов НП₁, НП₂₋₃, НП₄, НП₅¹ заглинанизированы с северной и северо-западной части, литологически и тектонически экранированные. Имеют по несколько залежей, в том числе отделенных субмеридиональным разломом и зоной полного отсутствия коллектора в пласте. Залежи пластов НП₅², НП₇ и НП₈¹ литологически ограниченные, распространенные на южном склоне месторождения. Залежь пласта НП₈ тектонически экранирована.

Пласти группы Ю (Ю₂₋₆, Ю₁₁¹, Ю₁₁², Ю₁₁³), за исключением пласта Ю₁₁¹, включают несколько залежей. Залежи пласта Ю₂₋₆ тектонически экранированные, одна залежь экранируется региональным разломом. Основная залежь массивного типа. Залежи пласта Ю₁₁² пластово-сводовые, тектонически и литологически экранированные. Пласт Ю₁₁³ состоит из одной пластово-сводовой залежи, в южной части

Таблица 1. Параметры геологического объекта, влияющие на закачку газа
Table 1. Reservoir parameters that affect gas injection

№ п/п	Параметр
1	Тип залежи
2	Глубина залегания, м
3	Объем газосодержащих пород, млн м ³
4	Поровый объем газосодержащих пород / Добыча газа в пластовых условиях
5	Общая геологическая изученность объекта
6	Выдержанность покрышки по толщине, м (диапазон / сред.)
7	Средняя газонасыщенная толщина, м
8	Наличие кернового материала, м
9	Проницаемость, мД
10	Расчлененность (продуктивной части/общая), д.ед.
11	Пластовое давление, МПа

ограниченной зоной отсутствия коллектора, вторая залежь приурочена к тектоническому блоку и выделена лишь по материалам геофизических исследований скважин.

При выборе объекта из нефтегазоконденсатных пластов для снижения рисков расформирования нефтяной оторочки необходимо рассматривать пласти вводимые на первом этапе НП₂₋₃, НП₄, НП₅¹, НП₈ и Ю₂₋₆ с целью поддержания пластового давления в газовой шапке.

После детального изучения объектов-кандидатов по выделенным параметрам осуществляется их сравнение и ранжирование. С целью наиболее наглядного сравнения объектов-кандидатов, предлагается использовать систему баллов, которая характеризует каждый параметр с точки зрения влияния на процесс закачки и хранения газа: положительное — 3 балла, нейтральное — 2 балла и отрицательное — 1 балл.

Важным параметром при выборе объекта закачки газа является $K_{\text{вмест}}$ пласта, поэтому балл, соответствующий этому коэффициенту, корректируется путем умножения на $K_{\text{вмест}}$. Предлагаемая система ранжирования учитывает степень влияния каждого параметра, как на процесс закачки в целом, так и на каждое из трех условий отдельно. Сумма оценок всех параметров позволяет охарактеризовать геологические объекты с точки зрения возможности их использования для закачки и выделить наиболее перспективные по результатам ранжирования.

Критерии для оценки параметров геологического объекта для закачки газа представлены в табл. 2.

Количество баллов комплексной оценки параметров по геологическим объектам, рассматриваемым для закачки, представлено на рис. 1.

Наиболее привлекательным по количеству набранных баллов, при проведении комплексной оценки параметров, являются пласти Ю₂₋₆ и НП₂₋₃, набравшие 33,1 и 30,6 балла, соответственно. Данные пласти имеют наибольшие объемы порового пространства газосодержащих пород, хорошую геологическую изученность, оптимальную глубину залегания.

Однако имеется ряд факторов по пластам Ю₂₋₆ и НП₂₋₃, которые могут негативно сказать при осуществлении закачки газа:

- пласт Ю₂₋₆ осложнен достаточно высокой степенью расчлененности коллектора 35,9 и наличием обширной подгазовой нефтяной частью. Высокая расчлененность, неоднородность пласта и наличие чередующихся пропластков с высокими и низкими фильтрационно емкостными свойствами (ФЕС) может привести к созданию локальных зон аномально высокого пластового давления (АВПД) в зонах с высокими ФЕС. Увеличение давления в газовой шапке пласта в результате закачки газа может вызвать прорывы газа в нефтяную часть пласта и, как следствие, снижение извлечения газа и нефти;
- пласт НП₂₋₃ имеет незначительный по толщине пласт-покрышку, толщина которого изменяется в диапазоне от 1,0 м до 16,2 м (средняя толщина пласта-покрышки составляет 6,3 м). При увеличении пластового давления в результате закачки газа

Таблица 2. Критерии для оценки параметров геологического объекта для закачки газа
Table 2. Criteria for evaluating reservoir parameters for gas injection

№ п/п	Параметр	Градация / Оценка					
		газовая и газоконденсатная	3	нефтегазоконденсатная	2	нефтегазовая и нефтяная	1
1	Тип залежи*						
2	Глубина залегания, м	500-1000	3	1000-2000	2	2000-3000	1
3	Объем газосодержащих пород, млн м ³	менее 500	1	1000-2000	2	более 1000	3
4	$K_{\text{вмест}}$	менее 1	$1 * K_{\text{вмест}}$	от 1 до 2	$2 * K_{\text{вмест}}$	более 2	$3 * K_{\text{вмест}}$
5	Общая геологическая изученность объекта	не изучен	1	недоизучен	2	изучен	3
6	Выдержанность покрышки по толщине, м (диапазон) / сред.	менее 10	1	от 10 до 30	2	более 30	3
7	Средняя газонасыщенная толщина, м	менее 5	1	от 5 до 10	2	более 10	3
8	Наличие кернового материала, м	нет	1	есть	3		
9	Проницаемость, мД	менее 10	1	от 10 до 30	2	более 30	3
10	Расчлененность (продуктивной части/общая), д.ед.	менее 5	3	от 5 до 10	2	более 10	1
11	Пластовое давление, МПа	менее 10	3	от 10 до 20	2	более 20	1

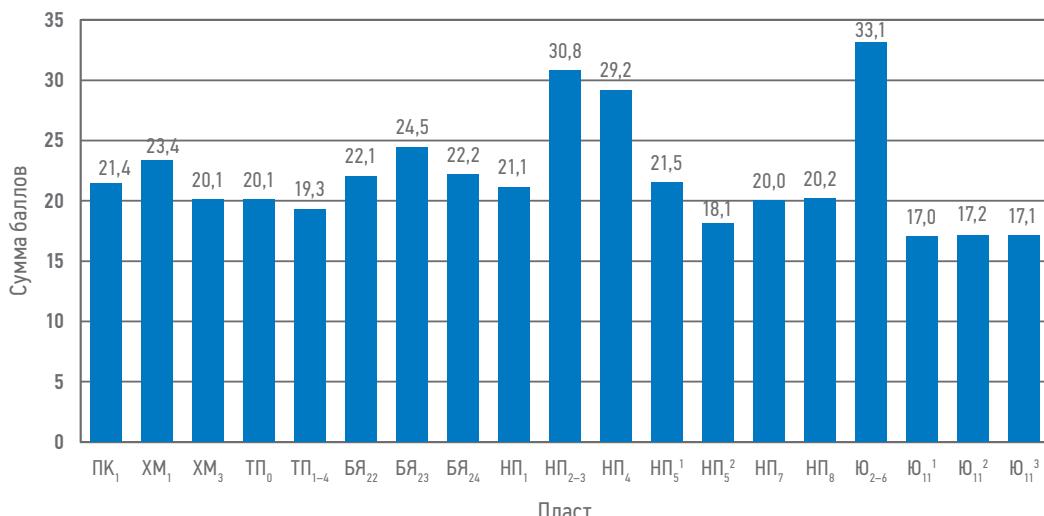


Рис. 1. Количество баллов комплексной оценки параметров по геологическим объектам. Составлено авторами
Fig. 1. The sum of points for a comprehensive parameters assessment for each reservoir. Prepared by the authors

возможно образование проницаемых окон между пластами НП₂₋₃ и НП₁ и, как следствие, возникновение межпластовых перетоков. Пласт НП₁ имеет более выдержанную по толщине покрышку. Ее толщина изменяется от 3,6 до 38,2 м, в среднем составляя 14,8 м.

Еще одним перспективным пластом для закачки газа является пласт НП₄. Пласт имеет достаточный объем порового пространства газосодержащих пород для осуществления в него закачки газа, хорошую геологическую

изученность, наличие кернового материала, оптимальную глубину залегания и хорошие фильтрационно-емкостные свойства. Выдержанность покрышки пласта составляет изменяется в диапазоне от 2,0 до 22,1 м, составляя в среднем 7,6 м.

В результате проведенного анализа с использованием комплексной оценки параметров обратной закачки газа установлено, что наиболее перспективными объектами для сооружения временного подземного хранилища газа являются пласти НП₂₋₃, НП₄, Ю₂₋₆.

Список литературы

- Фоминых ОВ, Леонтьев СА, Иванов АВ, Марченко АН. Ресурсосберегающие технологии нефтяной промышленности. — СПб.: изд-во «Недра», 2011. — 184 с.
 - Мисник ВН, Грачев СИ, Халин АН. Технология утилизации попутного нефтяного газа обратной закачкой в газовую шапку // Нефтепромысловое дело. — 2016. — № 7. — С. 36–39.
 - Исаева НА. Разработка технологии и методов регулирования хранения попутного газа в пластах-коллекторах временных подземных хранилищ: дис. ... канд. техн. наук. — Специальность: 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений». Москва, 2011. — 122 с.
 - Гиматудинов ШК, Ширковский АИ Физика нефтяного и газового пласта. — Москва: изд-во «Недра», 1982. — 311 с.
- References**
- 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 p.
 - 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, no. 7, pp. 36–39.
 - Isaeva N.A. Development of technology and methods of regulating storage of petroleum gas in reservoir of temporary underground storages. Dissertation of the Candidate of Technical Sciences: 25.00.17. Moscow., 2011. 122 p.
 - 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.

В.В. Иликбаев — провел ранжирование геологического объекта для закачки газа.

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.

Valery V. Ilikbaev — reservoir ranking for gas injection.

В.И. Вирт — произвел анализ существующего опыта закачки и хранения газа в подземных пластах.
А.С. Виноградов — сформировал критерии оценки параметров геологического объекта для закачки газа.

Vitaly I. Virt — experience of reservoir gas injection.
Anton S. Vinogradov — criteria for evaluating parameters of reservoir for gas injection.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

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

Artyom V. Voivodianu — Employee, Gazprom neft company group

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

Valery V. Ilikbaev — Employee, Gazprom neft company group

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

Vitaly I. Virt — Employee, Gazprom neft company group

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

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

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author