

МОДЕЛИРОВАНИЕ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ УСТЬЕВОГО СТРУЙНОГО УСТРОЙСТВА ДЛЯ ОБРАТНОЙ ЗАКАЧКИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

**Р.Н. Коротков^{1,*}, Д.М. Овчаренко¹, Д.Д. Сидоренко², В.А. Тимошенко¹,
А.В. Федоров¹, М.В. Симонов²**

¹Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Томск

²Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. В условиях высокого газового фактора добываемой продукции актуальной задачей является поиск новых решений по полезному использованию попутного нефтяного газа (ПНГ). В рамках данной работы проведен анализ существующих решений по утилизации, а также рассмотрена технология использования устьевого струйного устройства (эжектора) для закачки попутного нефтяного газа обратно в пласт при помощи нагнетательных скважин.

Цель. Разработка нового технического решения по утилизации попутного нефтяного газа.

Материалы и методы. В качестве исходных данных использовались текущие режимы работы скважин, а также данные о геометрических параметрах устьевого струйного устройства. Для проведения расчетов использовался пакет макросов на языке программирования VBA, а также программное обеспечение (ПО) для статического и динамического моделирования скважин.

Результаты. Предложен новый способ утилизации попутного нефтяного газа, подобрана оптимальная конструкция устьевого струйного устройства, создан универсальный инструмент по анализу режимов работы эжектора, опытным путем доказана эффективность предлагаемого решения.

Заключение. В результате проведенного анализа, расчетов и опытно-промышленных испытаний определено, что устьевое струйное устройство является эффективным методом утилизации попутного нефтяного газа.

Ключевые слова: газовый фактор, попутный нефтяной газ, утилизация газа

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Коротков Р.Н., Овчаренко Д.М., Сидоренко Д.Д., Тимошенко В.А., Федоров А.В., Симонов М.В. Моделирование и экспериментальное исследование устьевого струйного устройства для обратной закачки попутного нефтяного газа. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(2):95–103.
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-95-103>

Статья поступила в редакцию 07.02.2025

Принята к публикации 10.03.2025

Опубликована 30.06.2025

MODELING AND EXPERIMENTAL STUDY OF A WELLHEAD JET DEVICE FOR THE REINJECTION OF ASSOCIATED PETROLEUM GAS

**Roman N. Korotkov^{1,*}, Diana M. Ovcharenko¹, Daniil D. Sidorenko², Viktor A. Timoshenko¹,
Andrey V. Fedorov¹, Maksim V. Simonov²**

¹Gazprom neft company group, RF, Tomsk

²Gazprom neft company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. In conditions of high gas factor of the extracted products, the urgent task is to find new solutions for gas utilization. Within the framework of this work, the analysis of existing solutions for utilization was carried out, and it is proposed to use in a new way the technology of using a wellhead jet device (ejector) for pumping associated petroleum gas back into the formation using injection wells.

Aim. Development of a new technical solution for the utilization of associated petroleum gas.

Materials and methods. The current operating modes of the wells, as well as data on the geometric parameters of the wellhead jet device, were used as initial data. A package of macros in the VBA programming language was used to perform the calculations and steady state and transient well simulation.

Results. A new method for the utilization of associated petroleum gas was proposed, the optimal design of the wellhead jet device was selected, a universal tool for analyzing the operating modes of the ejector was created, and the effectiveness of the proposed solution was experimentally proven.

Conclusion. As a result of the analysis, calculations and pilot tests, it was determined that the wellhead jet device is an effective method for utilizing associated petroleum gas.

Keywords: gas factor, associated petroleum gas, gas utilization

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

For citation: Korotkov R.N., Ovcharenko D.M., Sidorenko D.D., Timoshenko V.A., Fedorov A.V., Simonov M.V. Modeling and experimental study of a wellhead jet device for the reinjection of associated petroleum gas. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(2):95–103. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-95-103>

Manuscript received 07.02.2025

Accepted 10.03.2025

Published 30.06.2025

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день нефтегазовая отрасль сталкивается с рядом технологических вызовов. В соответствии с Энергетической стратегией России до 2035 года одним из ключевых направлений является повышение энергоэффективности и внедрение энергосберегающих технологий в топливно-энергетический комплекс [1]. Это связано не только с экологическими аспектами, но и с экономической выгодой, поскольку рациональное использование ресурсов позволяет снизить затраты и повысить рентабельность активов. Одним из важных индикаторов успешного решения этих задач является уровень полезного использования попутного нефтяного газа (ПНГ), который должен составлять не менее 95 %. Достигение данного показателя требует внедрения инновационных решений, так как традиционные методы утилизации не всегда эффективны или экономически оправданы.

жидких углеводородов. В таких условиях актуальным становится поиск новых технологических решений, позволяющих не только минимизировать потери, но и повысить эффективность добычи углеводородов.

СУЩЕСТВУЮЩИЕ МЕТОДЫ

При наличии развитой инфраструктуры одним из наиболее распространенных решений является применение компрессорных установок для закачки ПНГ обратно в пласт. Данная технология позволяет избежать его сжижение и поддерживать пластовое давление. Однако, несмотря на высокую эффективность, использование компрессоров не всегда целесообразно. Во-первых, это значительные капитальные и эксплуатационные затраты, что делает такой метод утилизации экономически оправданным далеко не во всех случаях. Во-вторых, для стабильной работы компрессоров необходима развитая инфраструктура и постоянное техническое обслуживание, что может быть проблематично для удаленных районов.

Альтернативным способом переработки ПНГ является его использование для генерации электроэнергии, необходимой для обеспечения работы нефтегазовых месторождений. Данный метод позволяет снизить зависимость от внешних источников электроэнергии и повысить автономность работы месторождений. Однако данное решение имеет и существенные недостатки. Во-первых, реализация таких проектов требует закупки дорогостоящего оборудования, зачастую импортного, что увеличивает сроки окупаемости. Во-вторых, коэффициент полезного действия таких установок не всегда высок, а их эксплуатация сопряжена с дополнительными затратами на техническое обслуживание. Кроме того, в условиях нестабильных цен на нефть и газ экономическая целесообразность подобных проектов остается под вопросом. Таким образом,

ДЛЯ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЬЯНОГО ГАЗА В УСЛОВИЯХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ИНФРАСТРУКТУРНЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ ПРЕДЛОЖЕН НОВЫЙ СПОСОБ ЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ С УЧЕТОМ ПОДБОРА ОПТИМАЛЬНОЙ КОНСТРУКЦИИ УСТЬЕВОГО СТРУЙНОГО УСТРОЙСТВА И СОЗДАНИЯ УНИВЕРСАЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА ПО АНАЛИЗУ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭЖЕКТОРА.

АКТУАЛЬНОСТЬ

Нефтегазовые компании регулярно сталкиваются с вызовами утилизации ПНГ, вызванными рядом технических и инфраструктурных ограничений. Ключевыми факторами в данном случае являются недостаточная пропускная способность трубопроводных систем, рост линейного давления и прорывы газа по скважинам. Иногда данные факторы приводят к остановкам добывающих скважин, что сказывается на общем уровне добычи

в исследовании предлагается закачка ПНГ обратно в пласт за счет работы струйного устройства [2].

ПРЕДЛАГАЕМОЕ РЕШЕНИЕ

В традиционном варианте устьевое струйное устройство (УСУ) используется для снижения давления в затрубном пространстве добывающих скважин. Работа устьевого струйного устройства основана на принципе насоса, где кинетическая энергия одной среды (рабочего потока) передается другой среде (перекачиваемому газу). После смешения поток направляется через диффузорное устройство, где скорость снижается, а давление возрастает. Такое решение позволяет эффективно использовать кинетическую энергию для перекачки газа без необходимости в компрессорных установках (**рис. 1**).

Новизна предлагаемого подхода заключается в использовании УСУ для закачки добываемого попутного нефтяного газа в пласт через нагнетательные скважины. В данном случае устройство размещается на манифольде нагнетательной скважины, а газ напрямую откачивается из затрубного пространства добывающей скважины. Полученная водогазовая смесь возвращается обратно в пласт, что позволяет не только эффективно утилизировать ПНГ, но и поддерживать пластовое давление [3].

Таким образом, предложенное решение представляет собой оптимальный баланс между эффективностью, экономической доступностью и технологической простотой, что делает его перспективным для широкого внедрения в нефтегазовой отрасли.

Конструкция устройства позволяет длительно работать в условиях агрессивной водогазовой среды, а также оперативно регулировать расходы и давления за счет своей модульной конструкции. Модульная конструкция УСУ позволяет изменять диаметры сопла и камеры смешения, что дало возможность установить дополнительные

закономерности, не выявленные в ходе моделирования работы устройства.

Для нефтегазоконденсатного месторождения Z рассмотрены особенности геологического строения, текущее состояние разработки и выявлены ее основные недостатки. Газовый фактор по скважинам данного месторождения изменяется от 500 до 50000 м³/т, а ввиду падения пластового давления наблюдаются прорывы газа и рост объема добываемого ПНГ [4]. В целях моделирования и испытания технологии разработана принципиальная схема обвязки устьевого струйного устройства (**рис. 2**).

РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

Для моделирования системы были заданы следующие граничные условия:

1. Затрубное давление добывающей скважины (давление пассивного потока).
2. Текущее пластовое давление.

В целях моделирования нагнетательной скважины построена IPR-модель (зависимость дебита скважины от давления в точке расчета). При построении IPR-модели определено, что дополнительный расход газа не изменяет приемистость по воде и забойное давление, поэтому принято упрощение об использовании IPR только по воде, не учитывая приемистость пласта по газу (**рис. 3**). В результате моделирования подобрана конструкция эжектора, позволяющая работать в целевой области. Подбор производился таким образом, чтобы минимизировать давление на входе в устройство по активной линии ввиду существующего технического ограничения по диапазону давлений блочной кустовой насосной станции.

ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ

В ходе подготовки к опытно-промышленным испытаниям (ОПИ) байпасная линия была подключена напрямую к нагнетательной скважине без использования УСУ

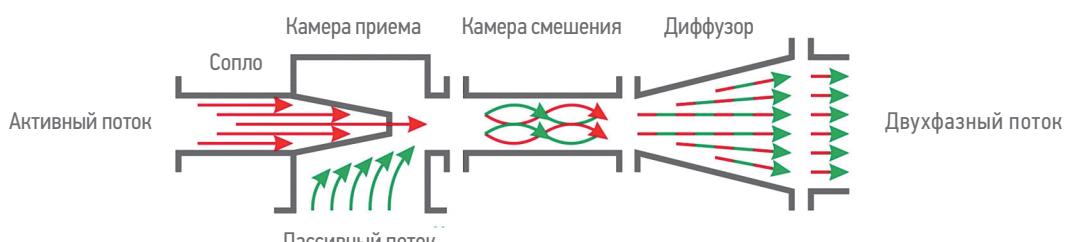


Рис. 1. Принцип действия струйного насоса. Составлено авторами
Fig. 1. Operating principle of a jet pump. Compiled by the authors

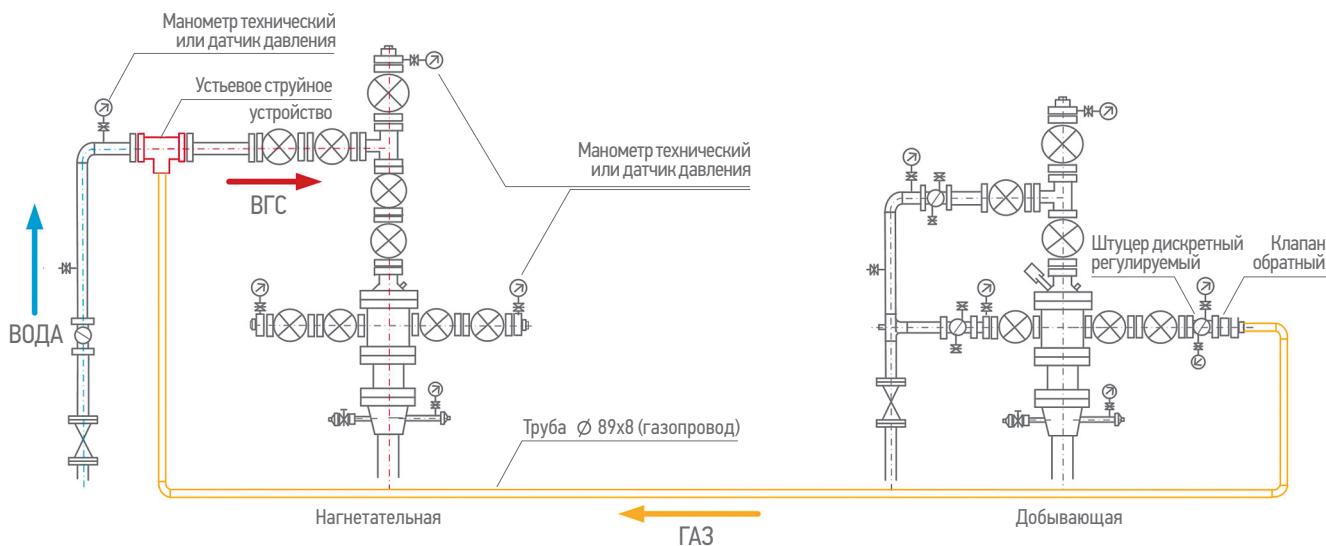


Рис. 2. Принципиальная схема установки устьевого струйного устройства. Составлено авторами
Fig. 2. Schematic diagram of the installation of a wellhead jet device. Compiled by the authors

при текущем режиме ($P_{buf} = 80$ атм, $Q_{water} = 86 \text{ м}^3/\text{сут}$, $Q_{gas} = 13$ тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$). В ходе анализа динамики проведения ОПИ выявлен рост буферного давления нагнетательной скважины (рис. 4). Для выявления причины роста давления проведено динамическое моделирование, которое позволило определить, что ПНГ всплывает в процессе закачки, так как скорость потока жидкой фазы меньше скорости всплытия газа. Оценка забойного давления на данном режиме показывает, что целевое забойное давление (давление для поддержания репрессии) не достигнуто, так как наличие даже небольшой объемной доли газа в потоке значительно снижает гидростатическую составляющую забойного давления. При расчете на текущий режим работы скважины

без закачки газа получено значение 350 атм. Данное значение принято целевым. Для достижения целевого забойного давления при закачке газожидкостной смеси (ГЖС) необходимо увеличить буферное давление на нагнетательной скважине, как показано на рис. 5.

Для определения возможностей закачки ГЖС в пласт построена карта буферных давлений для различных расходов газа при фиксированном забойном давлении (рис. 6).

В связи с необходимостью поддержания более высокого буферного давления для закачки ГЖС предложено использовать встроененный в устьевую обвязку эжектор. Принцип работы данного струйного устройства основан на передаче энергии

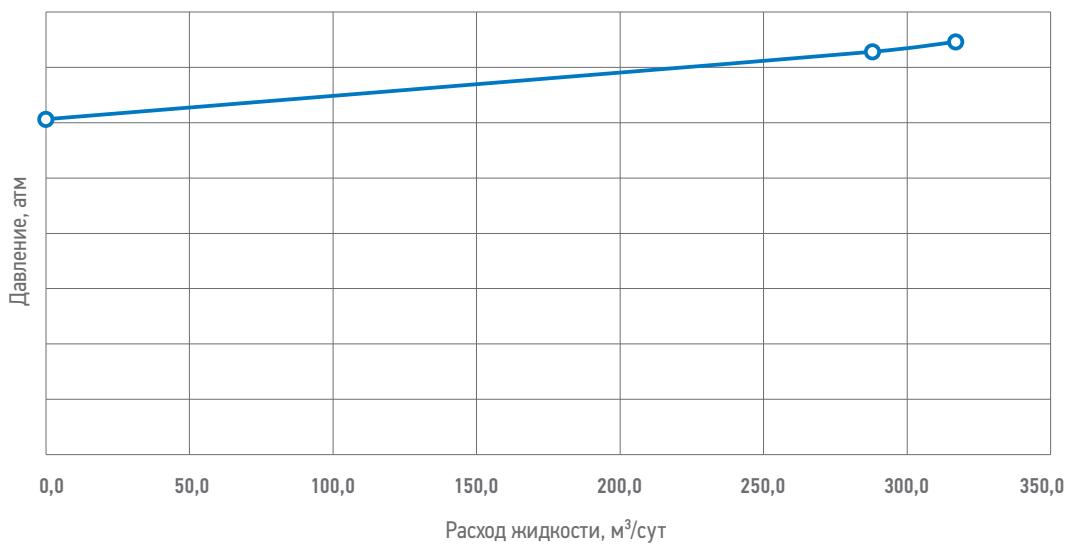


Рис. 3. IPR-модель нагнетательной скважины. Составлено авторами
Fig. 3. IPR model of an injection well. Compiled by the authors

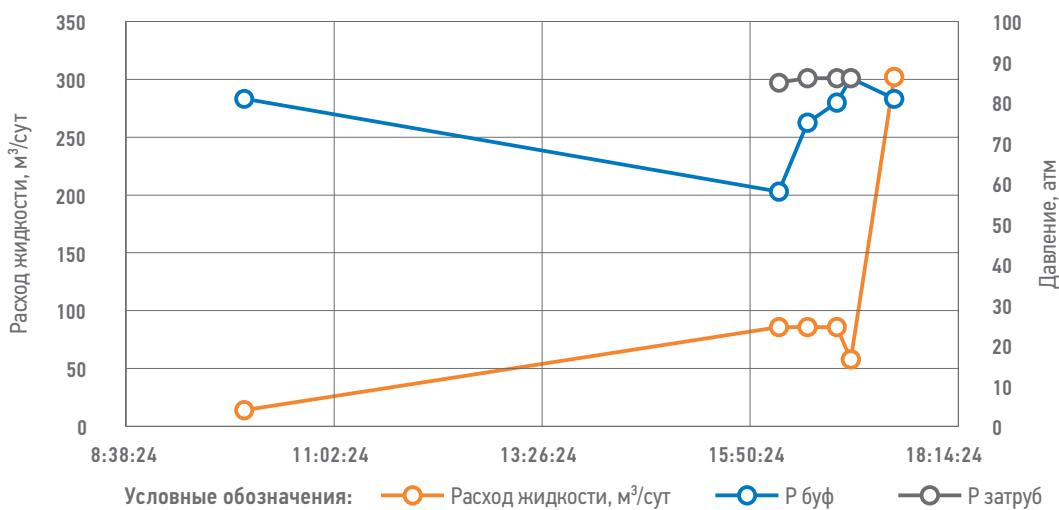


Рис. 4. Технологические параметры процесса проведения ОПИ. Составлено авторами
Fig. 4. Technological parameters of the pilot testing process. Compiled by the authors

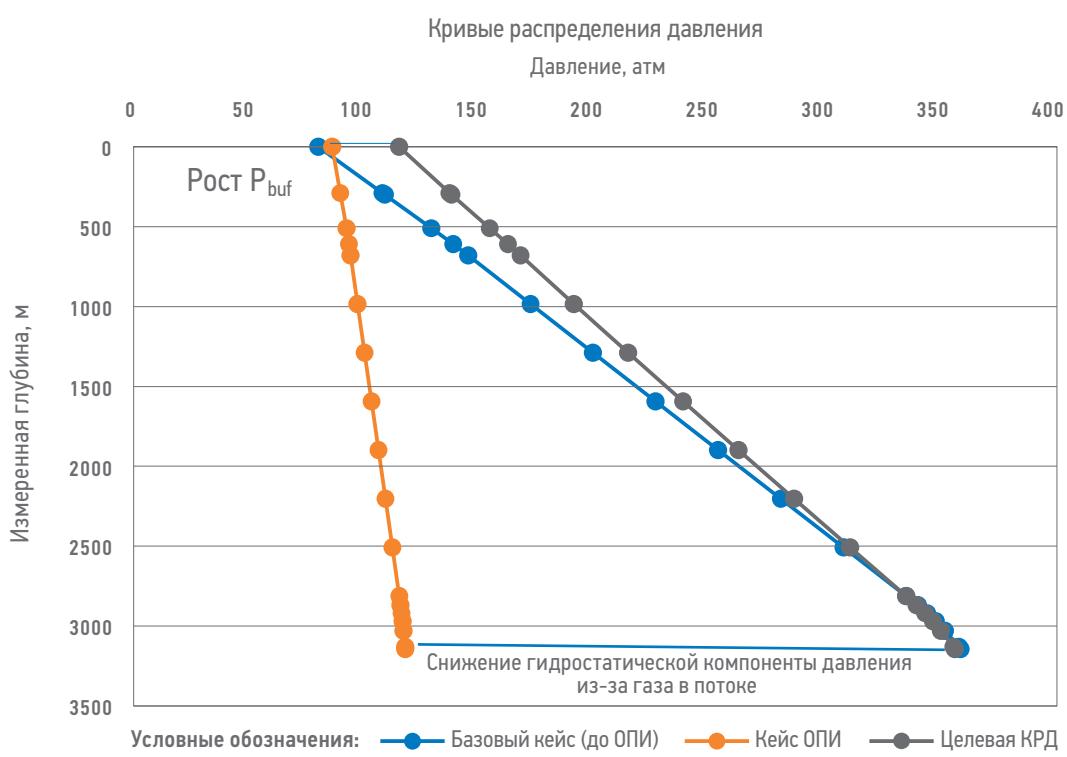


Рис. 5. Распределение давления при закачке воды и ГЖС. Составлено авторами
Fig. 5. Pressure distribution during injection of water and gas. Compiled by the authors

между потоками: активный (рабочий) поток, направляемый по силовой линии от насоса в сопло, создает струю рабочей жидкости в камере смешения [5]. В камере смешения активный поток начинает взаимодействие с перекачиваемым агентом (газом), из-за поверхностных сил трения между фазами происходит перемешивание агентов, при этом энергия передается от активного потока к перекачиваемому [6]. При переходе потока из камеры смешения в диффузор его скорость снижается,

а статическое давление потока возрастает. Смесь, полученная в ходе смешения, выходит из струйного устройства с промежуточным давлением. Основными ограничениями работы струйных устройств являются кавитация и выход в область звуковых скоростей [7]. Расчет параметров работы УСУ производится с помощью модели, предложенной Schlumberger (далее — модель PIPESIM). Ниже приведена система уравнений для определения технологических параметров работы УСУ:

Карта буферных давлений для обеспечения закачки

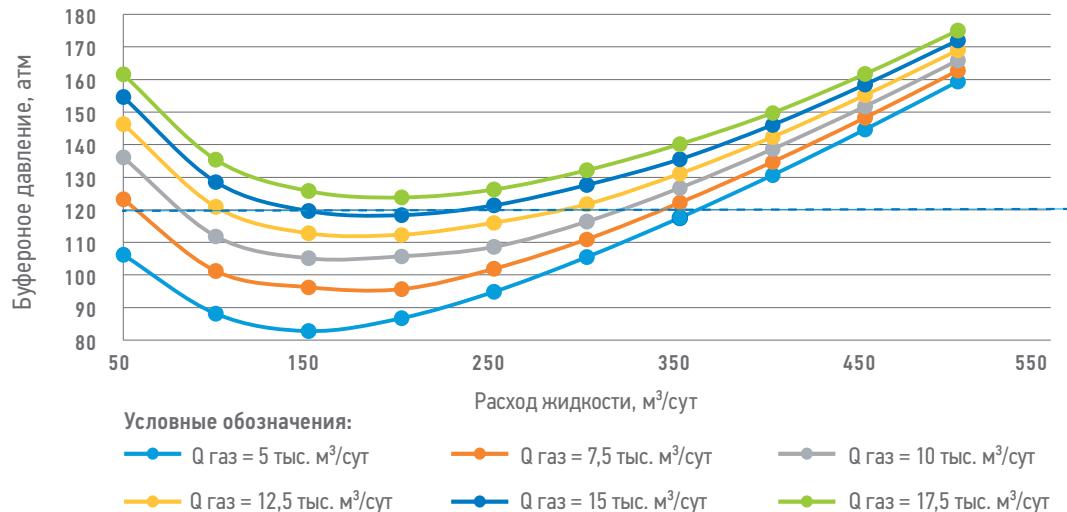


Рис. 6. Карта буферных давлений для обеспечения целевого P_{wf} . Составлено авторами
Fig. 6. Map of buffer pressures to ensure target P_{wf} . Compiled by the authors

$$\left\{ \begin{array}{l} F_{an} = \frac{A_n}{A_t}, (1) \quad F_p = \frac{\rho_s}{\rho_{act}}, (2) \quad F_q = \frac{q_s}{q_p}, (3) \\ F_m = F_p F_q, (4) \quad u = \frac{q_s}{q_{act}}, (5) \quad u_m = F_p \times u, (6) \\ B = \frac{(1 - 2F_{an})F_{an}^2}{(1 - F_{an})^2}, (7) \\ u_{cav} = \left(\frac{1 - F_{an}}{F_{an}} \right) \times \sqrt{\frac{(1 + k_n) \times P_s}{1,35 \times (P_{act} - P_s) + P_{in}}}, (8) \\ r_p = \frac{2F_{an} + BF_m^2 - (1 + K_{td})F_{an}^2(1 + F_m)^2}{(1 + K_n) - 2F_{an} + BF_m^2 - (1 + K_{td})F_{an}^2(1 + F_m)^2}, (9) \\ dP = (P_{disjet} - P_s) = \frac{(r_p P_{act} + P_s)}{(1 + r_p)} - P_s, (10) \\ AMS = 0,01327 q_s \sqrt{\frac{1}{P_s (API + 131,5)}}, (11) \\ AS = A_t - A_n > AMS, (12) \\ 0,23 < F_{an} = \frac{A_n}{A_t} < 0,6, (13) \end{array} \right.$$

где F_{an} , A_n , A_t , F_p , $\rho_{suction}$, ρ_{act} , F_q , q_s , q_p , F_m , $q_{suction}$, q_{act} , u_m , B , u_{cav} , k_n , $P_{suction}$, P_{act} .
Для согласования системы «делящая скважина — байпасная линия — УСУ — нагнетательная скважина» рассмотрим систему уравнений:

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{wfprod} = P_{h_{prodcas}} + P_{fr_{prodcas}} - \Delta P_{ESP} + P_{h_{prod_{tub}}} + P_{fr_{prod_{tub}}} + P_{buf_{prod}}, (1) \\ P_{wfprod} = P_{h_{prodcas}} + P_{fr_{prodcas}} + P_{h_{dyn}} + P_{fr_{prodcas}} + P_{cas_{ann}}, (2) \\ P_{suction} = P_{ann_{prod}} - \Delta P_{line}, (3) \\ P_{buf_{inj}} = P_{disjet} = f(Q_{gas}, Q_{water}, P_{act}, P_{suction}, d_{noz}, d_{throat}, \rho_{gas}, \rho_{water}, r_p), (4) \\ P_{wf_{inj}} = P_{buf_{inj}} + P_{h_{inj}} - P_{fr_{inj}}, (5) \\ P_{wf_{inj}} \geq P_{wf_{target}}, (6) \end{array} \right.$$

Система имеет следующие ограничения:

1. $P_{act} \leq 120$ атм — ограничение со стороны БКНС.
2. $P_{suction}$ — ограничение режимом работы со стороны добывающей скважины 1002.

3. $5 \text{ тыс. м}^3/\text{сут} < Q_{gas} < 15 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$ — экономическое ограничение.

4. Риск гидратообразования в устьевой обвязке.

В ходе запуска в работу УСУ получена динамика закачки ПНГ, приведенная на **рис. 7**.

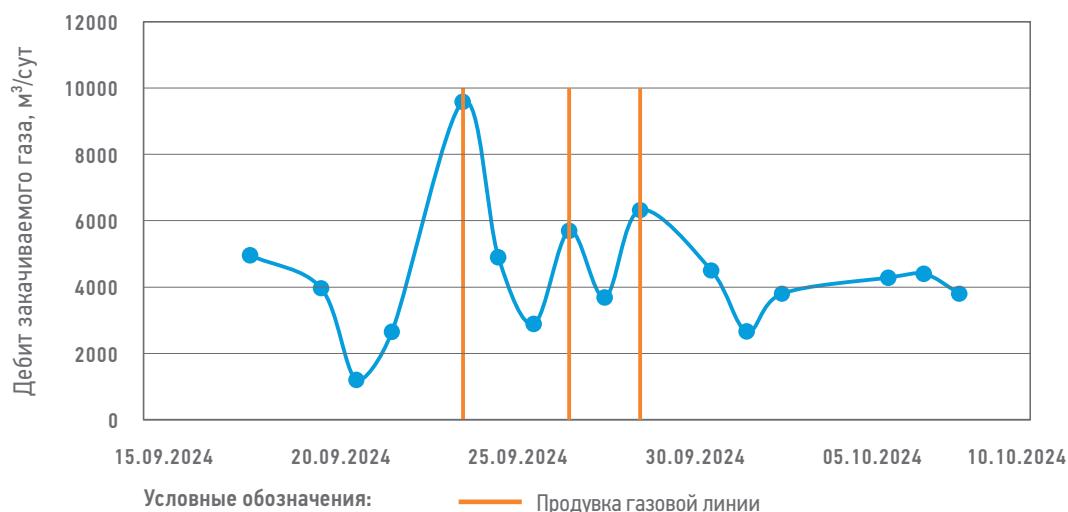


Рис. 7. Динамика закачки газа в процессе ОПИ. Составлено авторами
Fig. 7. Dynamics of gas injection during pilot testing. Compiled by the authors

а также все технологические параметры и результаты расчета приведены в **табл. 1**.

По результатам проведения ОПИ получены следующие результаты:

1. В стабильном режиме с соблюдением перепада давлений в системе было достигнуто целевое значение закачки ПНГ.
2. При снижении температуры окружающей среды ниже 0 °C неоднократно выявлено образование гидратных пробок по газовой линии, что требует дополнительных

технических решений для исключения гидратообразования.

РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ

В ходе работы над проектом подобрана оптимальная конструкция устьевого струйного устройства для нефтегазоконденсатного месторождения Z с учетом геологических и технических условий. Путем моделирования

Таблица 1. Технологические параметры проведения ОПИ. Составлено авторами
Table 1. Technological parameters for conducting pilot testing. Compiled by the authors

Дата	Рбұф нагн. сқв, атм	Рзатр доб. сқв, атм	Qliq, м ³ /сут	Q _{gas} , м ³ /сут	dP, атм	D сопла, мм	D камеры, мм	T, С	Комментарий	Абсолютная ошибка, атм
18.09.2024	60.00	46.00	216	4956	66	5	8	9		
20.09.2024	67.00	47.00	216	3966	61	5	8	22		
21.09.2024	65.00	45 => 66	202	1200	70 => 52	5	10	7...22	Гидрат на ОК УСУ	
22.09.2024	72.00	57.00	214	2652	52	5	10	7..20		
24.09.2024	45...60	43...65	250	9587	98...75	5	10	2...7	Продувка газовой линии, рост эффективности	
25.09.2024	87...75	55.00	216...274	4900	53...80	5	10	0...6	Рост ... Рзатр, разжатие затруба на 6 мм	7
26.09.2024	73.00	55.00	216	2892	52	5	10	0...3	Стабилизация работы УСУ	5
27.09.2024	68.00	50.00	216	5695	54	5	10	1...11	Рост эффективности после продувки газовой линии	9
29.09.2024	70.00	51.00	216	6321		5	10	15	Рост эффективности после продувки газовой линии	-3
01.10.2024	73.00	53.00	230	4500	62	5	12	9...21		1
03.10.2024	70.00	54.00	230	3800	70	5	12	3...14	Продувка газовой линии	
06.10.2024	61.00	53.00	230	4284	72	5	12	0..16		8
07.10.2024	72.00	53.00	230	4400	70	5	12	4...9		3
08.10.2024	80.00	53.00	255	3800		5	12	1...9		1

и опытно-промышленных испытаний определена зависимость пропускной способности устройства от давления и расхода жидкости. Опытным путем доказана возможность утилизации ПНГ в пласт нагнетательных скважин при помощи УСУ,

Для определения нижней границы эффективности зафиксирован дебит по газу в объеме 5 тыс. м³/сут, полезное использование которого позволяет получить дополнительную добычу по нефти за счет запуска простаивающих

по инфраструктурным ограничениям скважин. На основании полученных результатов сформирована финансово-экономическая модель и принято решение о дальнейшем тиражировании технологии.

По итогам испытаний получено экспертное заключение научно-технического центра компании об успешности, даны рекомендации по учету в проектных решениях кустовых площадок перспективной технологии по утилизации попутного нефтяного газа.

Список литературы

1. Энергетическая стратегия развития РФ на период до 2035 г. Распоряжение Правительства Российской Федерации № 1523-р от 9.06.2020.
2. Осичева Л.В. Разработка технологии утилизации попутного газа в нефтепромысловом сборе с использованием струйного аппарата: дис. ... канд. техн. наук. — М: Рос. гос. ун-т нефти и газа им. Губкина, 2004.
3. Акрамов БШ, Икласова ЖУ, Суюнгарiev ГЕ. Утилизации попутного нефтяного газа с применением технологии водогазового воздействия. Наука, техника и образование. 2024;93(1):21–24.
4. Коротков РН. Использование устьевого струйного устройства для закачки газа в нагнетательные скважины / Коротков Р.Н., Овчаренко Д.М. // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXVIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. — Томск: Изд-во ТПУ; 2024.
5. Wilman J.T. Jet Pumps. EUR 3253. 1966; 64. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://aei.pitt.edu/91233/1/3253.pdf>
6. Apasov R.T. и др. Повышение эффективности разработки пластов с низконапорным природным газом с применением эжектирующих устройств. Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2024;168(6):99–114.
7. Wang Z.-H. et al. Investigation of flue gas water-alternating gas (flue gas — WAG) injection for enhanced oil recovery and multicomponent flue gas storage in the postwaterflooding reservoir / Z.-H. Wang, B.-W. Sun, P. Guo, S.-S. Wang, H. Liu, Y. Liu, D.-Y. Zhou, B. Zhou. Petroleum Science. 2021;18:870–882. <https://doi.org/10.1007/s12182-021-00548-z>

References

1. Energy development strategy of the Russian Federation for the period up to 2035. Order of the Government of the Russian Federation No. 1523-r of 06/09/2020
2. Osicheva L. V. *Development of technology for utilization of associated gas in oil field gathering using a jet device: diss.* Moscow: Russian State University of Oil and Gas named after Gubkin, 2004.
3. Akramov B. Sh., Iklasova Zh. U., Suyungariev G. E. Utilization of associated petroleum gas using water-gas impact technology. *Science, technology and education.* 2024;93(1):21–24.
4. Korotkov R.N. *Use of a wellhead jet device for pumping gas into injection wells* / Korotkov R.N., Ovcharenko D.M. Problems of geology and subsoil development: Proceedings of the XXVIII International Symposium named after Academician M.A. Usov of students and young scientists. Tomsk: TPU Publishing House, 2024.
5. Wilman J.T. Jet Pumps. EUR 3253. 1966; 64. [Electronic resource]. Access mode: <http://aei.pitt.edu/91233/1/3253.pdf>.
6. Apasov R.T. et al. Improving the efficiency of development of formations with low-pressure natural gas using ejector devices. *News of higher educational institutions. Oil and gas.* 2024;168(6):99–114.
7. Wang Z.-H. et al. Investigation of flue gas water-alternating gas (flue gas — WAG) injection for enhanced oil recovery and multicomponent flue gas storage in the postwaterflooding reservoir / Z.-H. Wang, B.-W. Sun, P. Guo, S.-S. Wang, H. Liu, Y. Liu, D.-Y. Zhou, B. Zhou // *Petroleum Science.* 2021;18:870–882. <https://doi.org/10.1007/s12182-021-00548-z>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Р.Н. Коротков — реализация и мониторинг проекта, разработка концепции статьи.

Д.М. Овчаренко — реализация и мониторинг проекта, разработка концепции статьи.

Д.Д. Сидоренко — численное моделирование устьевого струйного устройства, разработка концепции статьи.

В.А. Тимошенко — автор идеи, разработка технических чертежей, реализация и мониторинг проекта.

А.В. Федоров — оказание экспертной поддержки в реализации проекта.

М.В. Симонов — оказание экспертной поддержки в написании статьи.

Roman N. Korotkov — project implementation and monitoring, developed the concept of the article.

Diana M. Ovcharenko — project implementation and monitoring, developed the concept of the article.

Daniil D. Sidorenko — developed the concept of the article, developed a numerical modeling of wellhead jet device, article concept development.

Viktor A. Timoshenko — author of the idea, developed technical drawings, of the tread, implementation and monitoring of the project.

Andrey V. Fedorov — provided expert support in the implementation of the project.

Maksim V. Simonov — provided expert support in the writing of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Роман Николаевич Коротков* — менеджер-руководитель направления по интеграции и развитию, Группа компаний «Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Диана Маратовна Овчаренко — главный специалист, Группа компаний «Газпром нефть»

Даниил Денисович Сидоренко — специалист, Группа компаний «Газпром нефть»

Виктор Алексеевич Тимошенко — начальник цеха, Группа компаний «Газпром нефть»

Андрей Владимирович Федоров — начальник центра, Группа компаний «Газпром нефть»

Максим Владимирович Симонов — руководитель центра, Группа компаний «Газпром нефть»

Roman N. Korotkov* — Manager Head of integration and development, Gazprom neft company group
3–5, Pochtamtskaya str., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Diana M. Ovcharenko — Chief specialist, Gazprom neft company group

Daniil D. Sidorenko — Specialist, Gazprom neft company group

Viktor A. Timoshenko — Site administrator, Gazprom neft company group

Andrey V. Fedorov — Head of the center, Gazprom neft company group

Maksim V. Simonov — Head of the center, Gazprom neft company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author