

Повышение эффективности разработки пластов с низконапорным природным газом с применением эжектирующих устройств

**Р. Т. Апасов¹, М. В. Сивкова^{1*}, И. И. Елизаренко¹, Э. Х. Нигматуллин¹,
Ш. Б. Эралиев¹, Ю. К. Зинченко¹, Н. А. Першин²**

¹Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

²Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия

*sivkovamv@gmail.com

Аннотация. Анализ текущего состояния разработки уникальных месторождений природного газа Западной Сибири свидетельствует о вступлении настоящих активов в завершающий период разработки, что сопровождается критически низкими величинами давлений, недостаточными для транспортировки газа до устья скважины. На сегодняшний день доля таких запасов низконапорного газа (ННГ) увеличивается, но существующие техники и технологии не обеспечивают эффективную и рентабельную добычу. Цель настоящей работы — разработка универсального решения по совершенствованию процесса извлечения запасов низконапорного природного газа истощенного сеноманского продуктивного горизонта на основе промышленного внедрения газового эжектора, устройства, в котором полное давление газового потока увеличивается за счет турбулентного смешения с более высоконапорным потоком. Это обуславливает анализ трех вариантов установки эжектора: в добывающей газовой скважине, на устье добывающей газовой скважины, в газосборной сети. В ходе комплексного анализа определены оптимальные геометрические параметры и рабочие характеристики эжектора на основе численных расчетов. Выполнено моделирование процесса работы эжектора в гидродинамическом симуляторе и рассчитаны технологические показатели разработки объектов. Представлено технико-экономическое обоснование проектных решений и выбран оптимальный вариант размещения газового эжектора на объектах ННГ.

Ключевые слова: газовый эжектор, эжектирующие устройства, низконапорный природный газ, высоконапорный природный газ, сеноманские газовые залежи, ачимовские газовые залежи

Для цитирования: Повышение эффективности разработки пластов с низконапорным природным газом с применением эжектирующих устройств / Р. Т. Апасов, М. В. Сивкова, И. И. Елизаренко [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-6-99-114 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 6. – С. 99–114.

Increasing the efficiency of development of reservoirs with low-pressure natural gas using ejector devices

**Renat T. Apasov¹, Ilya I. Elizarenko^{1*}, Eldar H. Nigmatullin¹,
Sherzodbek B. Eraliev¹, Mariia V. Sivkova¹, Julia K. Zinchenko¹,
Nikita A. Pershin²**

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²University of Tyumen, Tyumen, Russia

*sivkovamvv@gmail.com

Abstract. An analysis of the current conditions of development of unique natural gas fields in Western Siberia reveals that these resources are entering the final development phase. This phase is characterized by critically low pressures insufficient to transport gas to the wellhead. At present time, the share of low-pressure gas reserves increases, but techniques and technologies do not provide efficient and cost effective production. The aim of this study is to develop a universal decision to enhance the extraction process of low-pressure natural gas from the depleted Cenomanian production horizon based on commercial introduction a gas ejector. A gas ejector is device in which the total pressure of the gas flow boosts through turbulent mixing with a higher-pressure flow. This necessitates an analysis of three installation options for the ejector: in the production gas well, at the wellhead, and in the gas collection network. A comprehensive analysis has determined the optimal geometric parameters and operating characteristics of the ejector based on numerical calculations. Modelling of the ejector operation process in hydrodynamic simulator was performed and technological indicators of object development were calculated. Additionally, a technical and economic justification for the design solution has been provided, and the most effective placement of the gas ejector in low-pressure gas fields has been selected.

Keywords: gas ejector, ejecting devices, low-pressure natural gas, high-pressure natural gas, Cenomanian gas reservoirs, Achimov gas reservoirs

For citation: Apasov, R. T., Elizarenko, I. I., Nigmatullin, E. H., Eraliev, Sh. B., Sivkova, M. V. ...& Pershin, N. A. (2024). Increasing the efficiency of development of reservoirs with low-pressure natural gas using ejector devices. *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 99-114. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-6-99-114

Введение

Низконапорным природным газом (ННГ) называется газ с низкой величиной давления на устье, недостаточном для подачи его на компрессорную станцию или установку подготовки газа [1]. В разрезе структуры запасов уникальных месторождений Западной Сибири (Медвежье, Уренгойское, Заполярное, Ямбургское) низконапорный природный газ представлен газом истощенных залежей сеноманского продуктивного горизонта, энергетический потенциал которых достиг критических значений. ННГ составляет 30 % от общих запасов природного газа в Западной Сибири, причем ожидаемый прирост к запасам ННГ составит более 9 трлн м³ к 2035 году.

С учетом небольшого пластового давления сеноманского пласта (1,5–2 МПа) повышение коэффициента извлечения газа (КИГ) при существующих технологиях и техниках добычи газа затруднено. Извлечение природного газа возможно с использованием альтернативных методов увеличения эффективности добычи ННГ, к которым относятся ввод дожимной компрессорной станции (ДКС), применение мобильных компрессорных установок (МКУ) [2]. Однако зачастую это сопровождается высоким уровнем капиталовложений, низкой рентабельностью и технологическими рисками. Поэтому газодобывающие компании вынуждены прибегать к отказу от разработки пластов низконапорного газа ввиду отсутствия эффективных и экономически целесообразных решений.

Месторождения севера Западной Сибири характеризуются многослойностью, что означает наличие природного газа в более глубоких горизонтах (валанжинский, ачимовский, юрский). При эксплуатации нижележащих залежей газ избыточного давления (35–40 МПа) подвергается дросселированию на устье добывающей скважины. Это давление высоконапорного потока может быть использовано для увеличения газового потока низконапорного потока. Для того чтобы обеспечить передачу энергии от одного потока к другому, следует в процессе добычи высоконапорного газа (ВНГ) осуществить турбулентное смешение с ННГ. В результате смешанный поток будет устремляться к устью скважины и отбирать газ истощенных сеноманских залежей. Данный принцип реализуется в газовом эжекторе. За счет простого технического исполнения и малой себестоимости эжектор активно применяется в качестве универсального решения в различных промышленных отраслях, в том числе газодобывающей.

Анализ отечественного и зарубежного промышленного опыта показал технологическую эффективность эжектора в обвязке устья газодобывающих скважин и системе внутринефтепромыслового сбора газа Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения, а также шельфового газоконденсатного месторождения Ячэн (Китай) [3, 4]. Внедрение эжектора позволило продлить срок работы скважины, увеличить общую величину давления, что повысило суммарную добычу газа на месторождениях.

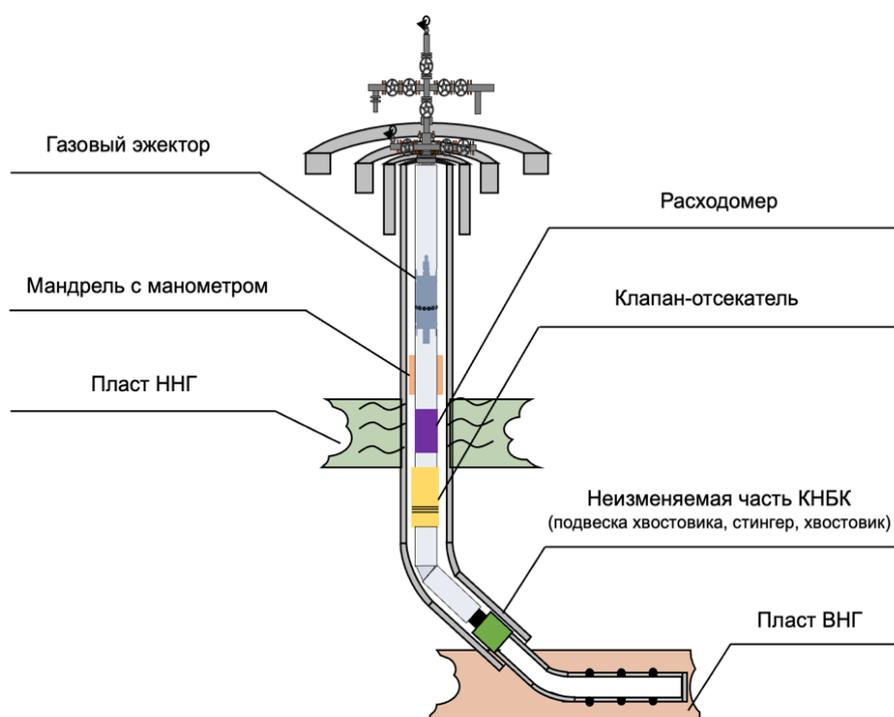


Рис. 1. Концептуальная схема установки газового эжектора в скважине

В настоящей работе газовый эжектор рассматривается как технология повышения давления на объектах ННГ, что обуславливает анализ трех вариантов установки эжектора.

- Эжектор в добывающей газовой скважине (эксплуатация объектов ННГ и ВНГ осуществляется по насосно-компрессорным трубам (НКТ)) (рис. 1).

Отметим, что данный вариант установки реализуется за счет специальной конструкции эжектора, позволяющей осуществлять селективное воздействие (ОПЗ) или доступ к интервалам ННГ и ВНГ при проведении промыслово-геофизических (ПГИ) или гидродинамических (ГДИ) исследований. Конструкция основана на уже существующих на рынке нефтегазового оборудования решениях и предусматривает установку двух вставок, замена которых осуществляется с помощью канатной техники или использования гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ).

В настоящее время авторским коллективом ведутся работы по оформлению заявки на государственную регистрацию и выдачу патента на изобретение.

- Эжектор на устье добывающей газовой скважины (эксплуатация объекта ННГ осуществляется по затрубному пространству скважины, в то время как эксплуатация объекта ВНГ осуществляется по НКТ) (рис. 2);

- Эжектор в газосборной сети (ГСС) (скважина, эксплуатирующая объект ННГ, подключается в линию скважины, работающей на объект ВНГ) (рис. 3).

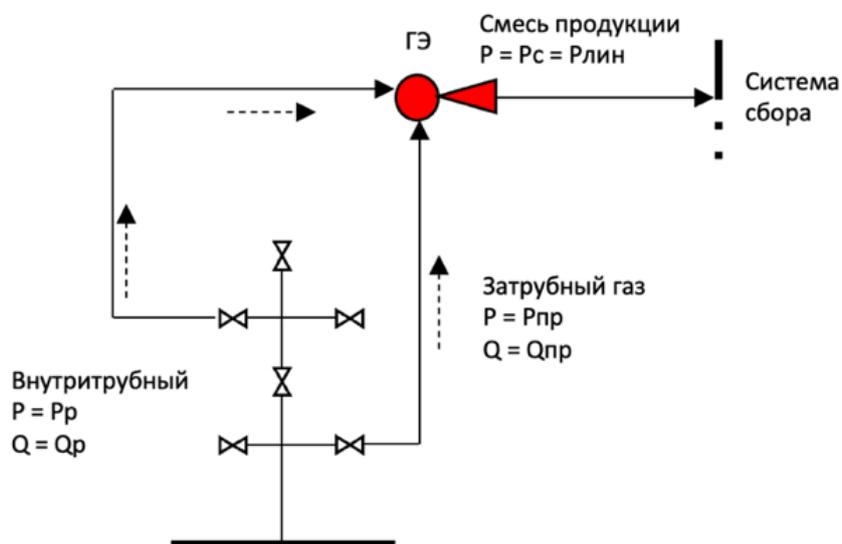


Рис. 2. Концептуальная схема установки газового эжектора на устье скважины

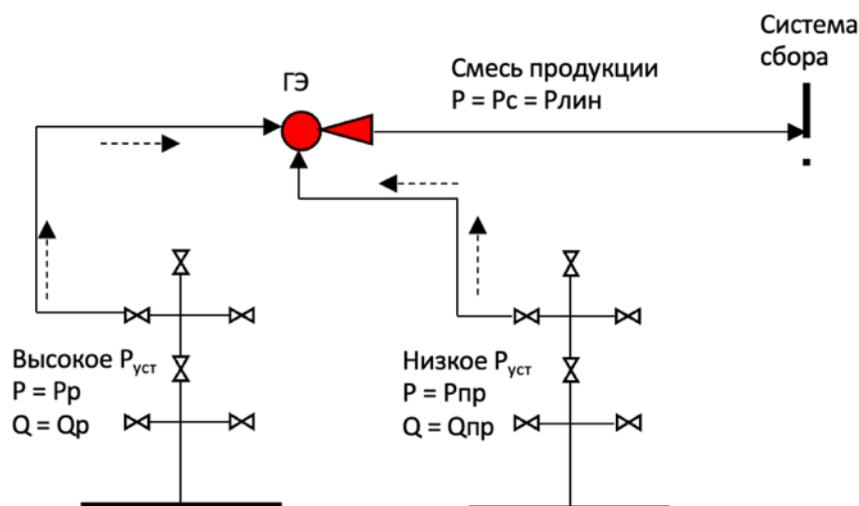


Рис. 3. Концептуальная схема установки газового эжектора в ГСС

Для комплексной оценки эффективности промышленного внедрения газового эжектора по каждому рассматриваемому варианту предлагается определение оптимальных геометрических параметров и рабочих характеристик эжектора на основе численных расчетов, в том числе влияние воды на эффективность эжектора; моделирование процесса работы эжектора в гидродинамическом симуляторе; выбор схемы размещения; технико-экономическое обоснование.

Объект и методы исследования

Газовый эжектор — это устройство, в котором полное давление газового потока увеличивается под действием струи другого, более высоконапорного потока за счет обмена кинетической энергией.

Газовый эжектор состоит из сопел низконапорного и высоконапорного потоков, камеры смешения, диффузора (рис. 4).

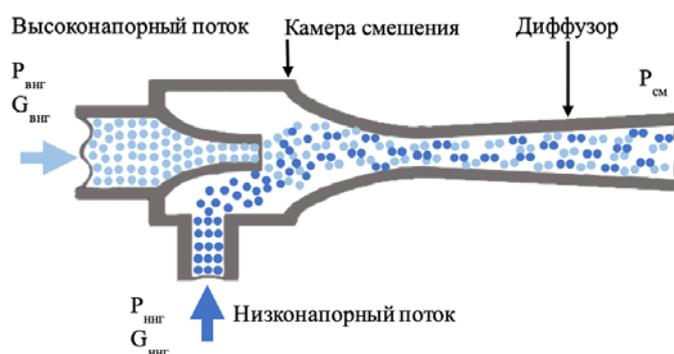


Рис. 4. Принципиальная схема газового эжектора

Геометрические параметры основных конструктивных элементов влияют на эффективность работы эжектора, характеризующуюся коэффициентом эжекции и степенью сжатия [5]:

Под коэффициентом эжекции подразумевается отношение массового расхода низконапорного потока к величине расхода высоконапорного потока:

$$n = \frac{G_{\text{ННГ}}}{G_{\text{ВНГ}}}, \quad (1)$$

где $G_{\text{ННГ}}$ – массовый расход низконапорного потока, кг/с; $G_{\text{ВНГ}}$ — массовый расход высоконапорного потока, кг/с.

Степень сжатия показывает отношение давления смеси на выходе из эжектора к давлению низконапорного потока:

$$\varepsilon = \frac{P_{\text{см}}}{P_{\text{ННГ}}}, \quad (2)$$

где $P_{\text{см}}$ — полное давление смеси, МПа; $P_{\text{ННГ}}$ — давление низконапорного потока, МПа.

Для определения оптимальных значений коэффициента эжекции и степени сжатия были вычислены геометрические параметры и рабочие характеристики эжектора на 3D-модели газового эжектора и рассчитаны значения давлений ВНГ и ННГ в ПО ANSYS (табл. 1).

Таблица 1

Геометрические параметры эжектора

Наименование	Значение, мм
Радиус камеры смешения	12
Длина камеры смешения	900
Радиус сопла ВНГ	3
Радиус ВНГ	10
Радиус ННГ	10

Численные расчеты были организованы с помощью библиотеки Fluid Flow (CFX), состоящей из элементарных модулей: Geometry, Mesh, Setup, Solution, Results.

Первый модуль Geometry представляет собой инструмент по созданию 3D-модели эжектора. При моделировании гидрогазодинамики в ANSYS нужно учесть, что необходимо создавать не твердое тело, а вычитать это твердое тело из объема, то есть моделировать объем газа.

Второй модуль Mesh был использован для построения сетки эжектора, то есть набора ячеек, в пределах которого ведутся расчеты эжектора. Задаваемые параметры данного модуля представлены в таблице 2.

Таблица 2

Параметры модуля Mesh

Наименование	Значение
Max Size	0,01
Element Size	0,007
Curvature Min Size	0,00007
Growth Rate	Linear
Inflation	On
Maximum Layers	5
Growth Rate	1,2
Inflation Option	Smooth Transition
Boundary	Wall

Третий модуль Setup нужен для задания граничных условий построенной сетки: давление или расход газов на входе и выходе из эжектора при помощи функции Boundary.

В настоящей работе граничные параметры на двух входах в эжектор задаются давлением (Total Pressure (stable)) с определенным диапазоном (табл. 3). Типы входов в эжектор задаются как Inlet, на выходе — Opening. Такой тип граничного условия на выходе обусловлен более достоверным результатом в ходе расчетов.

Таблица 3

Граничные параметры модуля Setup

Наименование	Значение
Материал	CH4 Ideal Gas
Reference Pressure	10 Bar
Max. Iterations	150
Residual Target	RMS 0.00001
Диапазон ВНГ	100–300 шаг 50 бар
Диапазон ННГ	10–60 шаг 5 бар
Диапазон давления на выходе	10–60 шаг 10 бар
Flow Regime	Subsonic

Четвертый модуль Solution рассчитывает заданную модель. На рисунке 5 представлены графики сходимости решения: чем меньше значение Variable Value, тем достовернее результат.

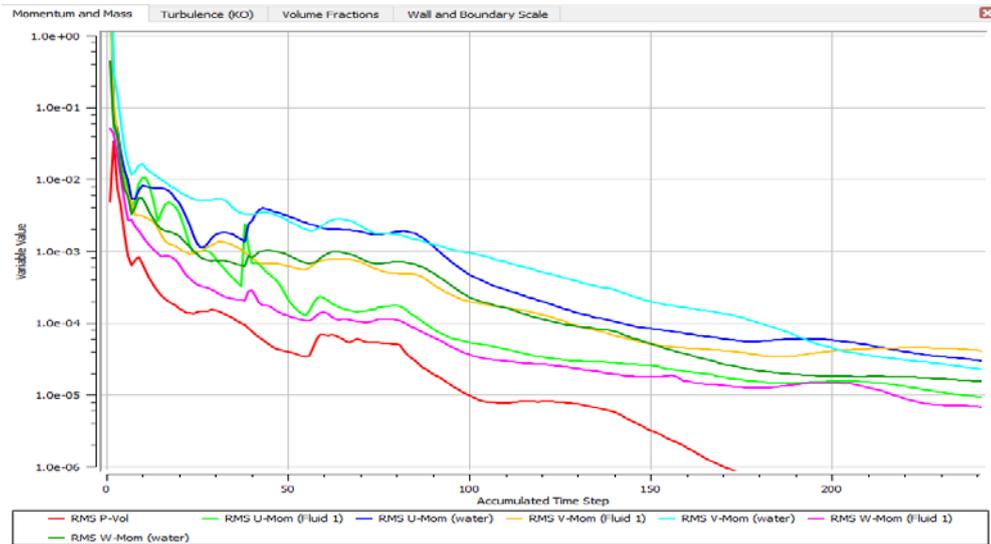


Рис. 5. График расчета в модуле Solution

Пятый и последний модуль Solution демонстрирует результаты расчетов. Здесь имеется возможность наглядно узнать вектора скоростей потоков флюида и рассчитанные параметры в любой точке геометрии с помощью вкладки Calculators (рис. 6).

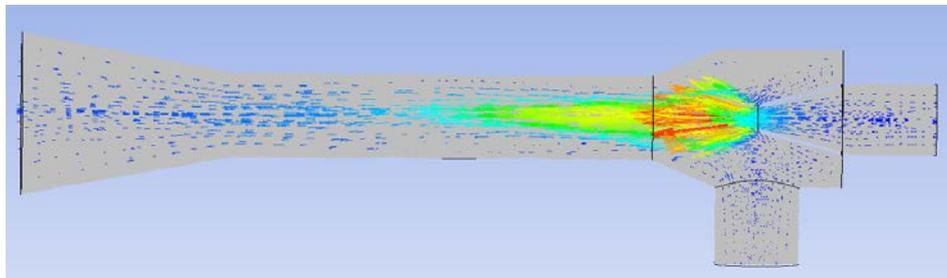


Рис. 6. Распределение векторов скоростей в эжекторе

Далее была создана матрица пяти варьируемых параметров: давление ВНГ, давление ННГ, давление на выходе из эжектора, радиус сопла, радиус камеры смешения. На выходе были определены массовые расходы ННГ на выходе из эжектора для расчета критического потока, степени сжатия и коэффициента эжекции.

На рисунке 7 в качестве примера представлена зависимость коэффициента эжекции от степени сжатия при равном 300 бар давлении ВНГ.

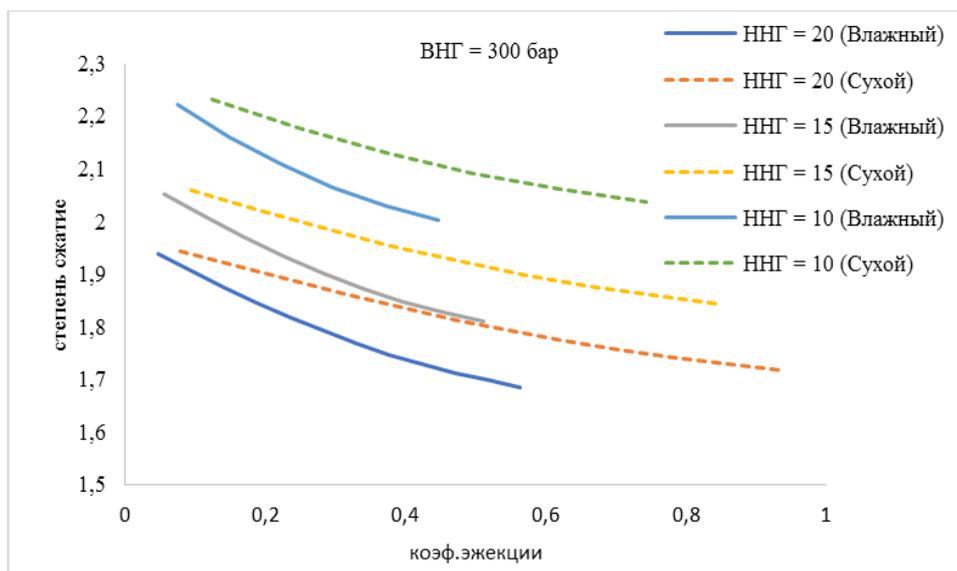


Рис. 7. График зависимости массового расхода ННГ от давления ННГ

Ввиду отсутствия в открытых источниках информации о влиянии наличия капельной жидкости в потоке на эффективность работы эжектора данная оценка была выполнена с помощью численного решения в ANSYS. Например, при увеличении доли воды на 10 % (при ВГФ = 0,0002864 м³/м³) массовый расход ННГ уменьшается в среднем на 13 % или 45 тыс. м³/сут.

Итоговые результаты численного моделирования геометрических параметров и рабочих характеристик газового эжектора были представлены в виде матрицы, после аппроксимации которой были сформированы VFR таблицы для дальнейшего моделирования и оценки эффективности рассматриваемых вариантов на базе гидродинамической модели объекта-аналога с помощью гидродинамического симулятора tНавигатор (опция Network).

Для создания полномасштабной гидродинамической модели были рассмотрены геолого-физические характеристики месторождений-аналогов с наличием пластов ННГ и ВНГ (Уренгойское, Ямбургское) (табл. 2) [6]. На основе изученных данных была построена секторная геологическая модель пластов ПК₁, соответствующая объекту ННГ, и Ач, соответствующая объекту ВНГ, в ПО Petrel.

Геолого-физические характеристики залежей

Параметр	Ямбургское месторождение			Уренгойское месторождение		
	Сеноман	Неоком	Ачимовские отложения	Сеноман	Неоком	Ачимовские отложения
Глубина пласта, м	1 000–1 200	2 500–3 200	3 417–4 080	1 000–1 700	1 700–3 200	3 500–4 100
Q, млрд м ³	590	1 000	–	804	–	1 трлн (газ), 400 млн т (конденсат)
Объем ННГ, млрд м ³	206,5	–	291,7	–	–	–
Пластовое давление МПа	5,8	28–32	52–76	2–5	30	50–69
Пластовая температура, °С	28	65–87	90–110	34	75–80	100–110
Пористость, %	27–38	13,7–16,8	14	25–30	–	12–20
Газонасыщенная толщина, м	30–35	22	1,4–12	45	–	8–10
Проницаемость, мкм ²	0,056	0,03–0,32	0,02–0,03	0,7–1,1	–	0,01

Далее были определены основные параметры гидродинамической модели для пластов ННГ и ВНГ с целью достоверного моделирования потенциальных условий внедрения газового эжектора.

Схемой расчета служит модель равновесной инициализации, при которой определяется начальное равновесное состояние пластовой системы. Тип модели — Black Oil, что корректно моделирует процессы фильтрации несмешивающихся потоков, учитывает упругие силы породы и флюидов.

Общее количество ячеек модели составило 1 019 200. Размеры ячеек по оси X — 70 м, по оси Y — 80 м и оси Z — 182 м. Газонасыщенная толщина в купольной части залежи пласта ПК₁ может достигать 35 м, Ач — 12 м. ГВК залежи ПК₁ проходит на глубине 1 053 м, Ач — 3 690 м (рис. 8).

Ввиду малых значений фильтрационно-емкостных свойств истощенной залежи сеноманского продуктивного горизонта и незначительной газонасыщенной толщины пласта Ач было принято решение об эксплуатации объектов моделирования горизонтальными скважинами. По модели пласта ПК₁ были расставлены 9 скважин, сгруппированные в кусты по 3 скважины, с длиной горизонтального ствола, равной 300 м. На объекте Ач по треугольной равномерной сетке расставлены 39 горизонтальных скважин с длиной ствола, равной 1 000 м и пяти стадийным гидроразрывом пласта.

На основе созданной гидродинамической модели пластов ПК₁ и Ач были инициализированы три варианта применения газового эжектора (в скважине, на устье) и определены значения таких технологических показателей

разработки, как дебит скважины, накопленная добыча газа для обоснования эффективности использования эжектора на объектах ННГ.

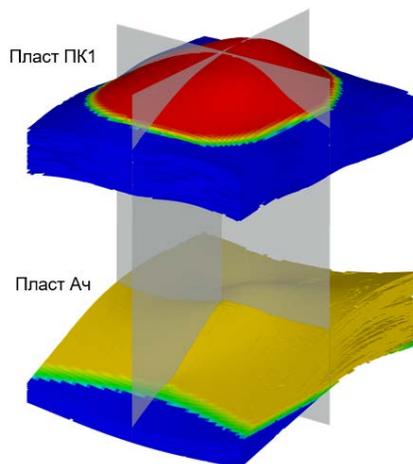


Рис. 8. Куб газонасыщенности пластов ПК₁ и Ач

Для учета истощения сеноманской газовой залежи предварительно выполнен расчет на 67 лет с девятью добывающими скважинами (рис. 9,10).

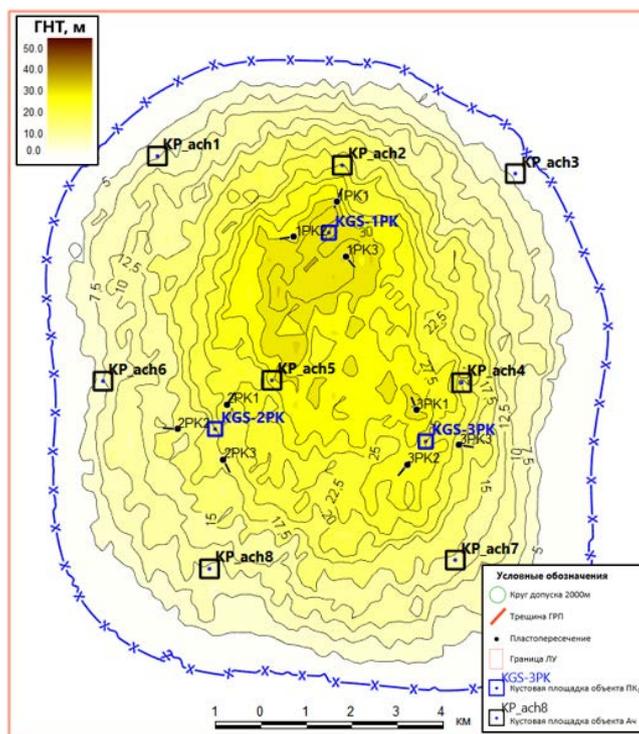


Рис. 9. Карта газонасыщенных толщин объекта ПК₁

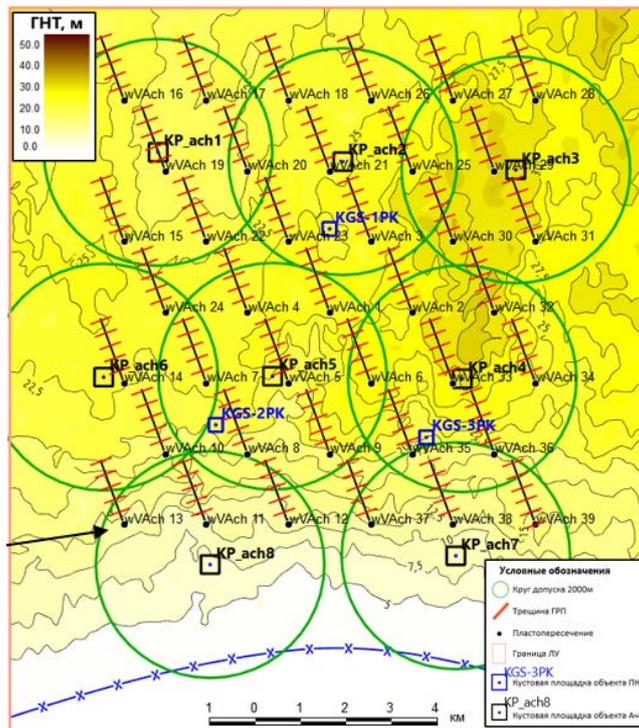


Рис. 10. Карта газонасыщенных толщин объекта Ач

Результаты

Результаты моделирования (расчетный период — 100 лет) показали, что на 30 год разработки осуществлено отключение трех скважин по причине недостижения критического дебита газа при среднем давлении в зонах отбора, равным 25–35 бар, а на 37 год произошло отключение скважин северной части. Таким образом, принято решение об установке трех эжекторов в 30 году и одного эжектора в 37 году.

Далее были построены профили добычи газа по объекту ПК₁ по первому варианту внутрискважинного размещения газового эжектора и второму — установка эжектора на устье скважины (рис. 11).

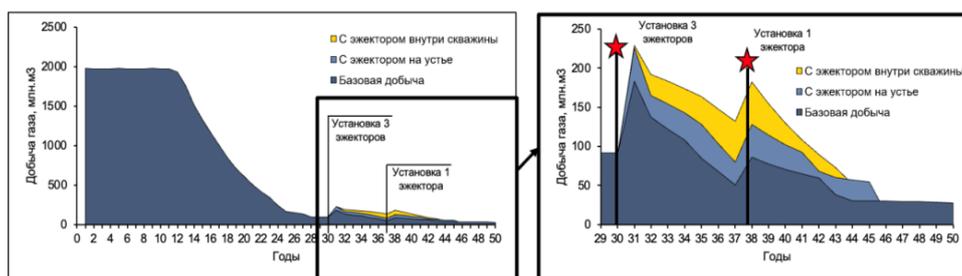


Рис. 11. Сравнительный график добычи газа по объекту ПК₁

На графике видно, что величина общей добычи с объекта ПК₁ выросла на 660,2 млн м³ по сравнению с базовым вариантом (в среднем на одну скважину 165 млн м³), а по второму варианту общая добыча с ПК₁ увеличилась на 293,9 млн м³ (в среднем на одну скважину 73,5 млн м³).

Для выбора оптимального варианта установки газового эжектора проведен анализ технико-экономических показателей, выступающих в качестве экономических критериев:

- капитальные затраты (CAPEX);
- эксплуатационные затраты (OPEX);
- выручка от реализации;
- прибыль от реализации;
- чистый дисконтированный доход (NPV);
- внутренняя норма рентабельности (IRR);
- индекс доходности (PI);
- срок окупаемости капитальных вложений (DPBP).

Данная система показателей позволяет обосновать выбор реализации оптимального варианта размещения газового эжектора для повышения эффективности разработки объектов ННГ.

По варианту установки газового эжектора в скважине капитальные затраты учтены в размере 427 млн руб. на 4 скважины и рассчитаны по основным направлениям выполнения работ: мероприятия по спуску-подъему подземного оборудования, глушение скважины, временная приостановка работ на скважине, сервисное сопровождение на посадку стингера, свинчивания эксплуатационных НКТ с контролем момента свинчивания, техническое дежурство, итоговое освоение, установка дополнительных датчиков (глубинный манометр, расходомер и т. д.).

По варианту размещения эжектора на устье скважины величина капитальных затрат на 4 скважины составила 280 млн руб., что включает монтаж комплекса оборудования, установку задвижек и клапанов, сооружение технологических эстакад.

Эксплуатационные затраты по двум вариантам установки эжектора представлены стоимостью сервиса по эксплуатации и обслуживанию газового эжектора. По первому варианту OPEX составил 80 млн руб., по второму варианту — 20 млн руб.

Величина чистого дисконтированного дохода была определена по формуле:

$$NPV = \sum_{t=1}^N \frac{CF_t}{(1+r)^t} = -IC + \sum_{t=1}^N \frac{CF_t}{(1+r)^t}, \quad (3)$$

где CF — денежный поток за период времени t ; IC — первоначальные инвестиции, r — ставка дисконтирования (принята в качестве 0,20); t — количество лет/иных временных промежутков (22 года с момента ввода эжектора).

Величина NPV по варианту установки эжектора в скважине составила 873,17 млн руб., в то время как на устье — 273,13 млн руб. (табл. 3).

Таблица 3

Экономический анализ проектных решений

Показатель	Газовый эжектор в скважине	Газовый эжектор на устье
CAPEX, млн руб	426,88	279,62
OPEX, млн руб	80	20
IRR, %	49	36
PI	2,72	1,91
DPBP, лет	2,78	3,24
NPV, млн руб	873,17	273,13

По величине определенных технико-экономических показателей оптимальным является вариант установки газового эжектора в скважине.

Обсуждение

С целью формирования комплексной оценки промышленного внедрения газового эжектора для разработки объектов ННГ предполагается организация дальнейших вычислений технологического эффекта при установке эжектора в ГСС.

Полученные результаты необходимы для сравнительного анализа вариантов размещения газового эжектора и обоснования наиболее оптимального.

Выводы

На основе результатов исследований по двум вариантам установки газового эжектора (в скважине, на устье) можно сделать заключение о целесообразности промышленного внедрения газового эжектора на объектах ННГ с целью увеличения доли извлечения запасов истощенного сеноманского продуктивного горизонта.

Главные факторы технологической эффективности:

- увеличение давления ННГ на выходе из эжектора за счет оптимальных геометрических параметров и рабочих характеристик устройства;
- увеличение величины дополнительной добычи природного газа по объекту ННГ и продление эксплуатационного периода скважины;
- высокие значения финансово-экономических показателей, свидетельствующих об инвестиционной привлекательности реализации решения.

В ходе сравнительного анализа подтверждено, что наибольшая технологическая эффективность обеспечивается за счет внутрискважинного размещения газового эжектора. Большая эффективность данного варианта по сравнению с вариантом установки на устье объясняется более длительной эксплуатацией объекта ННГ за счет установки эжектора в скважине и выноса потенциальной жидкости на поверхность смешанным потоком. В случае установки эжектора на устье поток ННГ, двигаясь по затрубному пространству, в определенный момент времени становится не способен выносить жидкость на поверхность и самозадавливается. Кроме этого, в данном варианте необходимо учитывать преодоление потерь давления в затрубном пространстве. Дальнейший детальный поиск и проработка решений подземного оснащения компоновки газодобывающей скважины, а также технического исполнения газового эжектора станет заключительным этапом для реализации опытно-промышленных испытаний.

Список источников

1. ЭНЕРГАЗ: опыт подготовки и компримирования низконапорного ПНГ / Пресс служба Группы компаний ЭНЕРГАЗ. – Текст : электронный // Neftegaz.RU. – 2020. – № 3 (99). – С. 80–87. URL: <https://magazine.neftegaz.ru/archive/536375/>.
2. Миллер, И. Я. Технические возможности добычи низконапорного газа / И. Я. Миллер, А. И. Апенькина. – Текст : непосредственный // Международный журнал наука плюс. – 2020. – № 2. – С. 5–9.
3. Сулейманов, М. А. Повышение эффективности эксплуатации газовых скважин путем использования устьевых газоструйных аппаратов / М. А. Сулейманов, А. Э. Федоров, О. А. Цой. – Текст : непосредственный // Территория Нефтегаз. – 2020. – № 1–2. – С. 20–28.
4. Ping, W. Giving a boost to low pressure gas well by installing gas ejector. / W. Ping, M. Brian Macdonald. – Text : electronic // SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, 25 October, Bali, Indonesia. – 2020. – URL: <https://doi.org/10.2118/196440-MS>.
5. Мазилевский, И. И. Исследование характеристик газо-газовых бездиффузорных струйных аппаратов : специальность 05.08.05 «Судовые энергетические установки и их элементы (главные и вспомогательные)» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Мазилевский Илья Игоревич. – Санкт-Петербург, 2016. – 230 с. – Текст: непосредственный.
6. Ли, Г. С. Опыт газоконденсатных исследований скважин Ачимовской толщи Уренгойского месторождения / Г. С. Ли, О. А. Шигидин, А. С. Голованов. – Текст : непосредственный // Экспозиция нефть газ. – 2017. – № 5(58). – С. 60–62.

References

1. ENERGAZ: experience in the preparation and compression of low-pressure APG. (2020). Press Service of the ENERGAZ Group of Companies. Neftegaz.RU, 3 (99). (In Russian). Available at: <https://magazine.neftegaz.ru/archive/536375>
2. Miller, I. Ya., & Apenkina, A. I. (2020). Technical possibilities of production of low-pressure gas. International journal science plus, (2), pp. 5-9. (In Russian).
3. Suleymanov, M. A., Fedorov, A. Je., & Tsoy, O. A. (2020). Improving the efficiency of gas well exploitation through the use of gas. Territorija Neftegaz, (1-2), pp. 20-28. (In Russian).

4. Ping, W., & Brian, M. (2020). Giving a Boost to Low Pressure Gas Well by Installing Gas Ejector. In SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition (p. D022S005R007). Available at: <https://doi.org/10.2118/196440-MS>.

5. Mazilevskij, I. I. (2016). Issledovanie harakteristik gazo-gazovyh bezdif-fuzornyz strujnyh apparatov. Diss. ... kand. techn. nauk. Saint-Petersburg, 230 p. (In Russian).

6. Li, G. S., Shigidin, O. A., & Golovanov, A. S. (2017). Gas condensate tests of wells in the Achimovskaya strata of the Urengoyskoe field. Exposition oil gas, 5(58), pp. 60-62. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Апасов Ренат Тимергалеевич, кандидат технических наук, эксперт Центра проектного обучения Высшей инженерной школы ЕГ, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Сивкова Мария Владимировна, студент Высшей инженерной школы ЕГ, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, sivkovamvv@gmail.com

Елизаренко Илья Игоревич, студент Высшей инженерной школы ЕГ, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Нигматуллин Эльдар Халимович, студент Высшей инженерной школы ЕГ, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Эралиев Шерзодбек Бахтиерович, студент Высшей инженерной школы ЕГ, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Зинченко Юлия Константиновна, студент Института геологии и нефтегазодобычи, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Першин Никита Андреевич, студент Физико-технического Института, Тюменский государственный университет, г. Тюмень

Renat T. Apasov, Candidate of Engineering, Expert of Project-Based Learning Center of Higher School of Engineering EG, Industrial University of Tyumen

Mariia V. Sivkova, Student of Higher School of Engineering EG, Industrial University of Tyumen, sivkovamvv@gmail.com

Ilya I. Elizarenko, Student of Higher School of Engineering EG, Industrial University of Tyumen

Eldar H. Nigmatullin, Student of Higher School of Engineering EG, Industrial University of Tyumen

Sherzodbek B. Eraliev, Student of Higher School of Engineering EG, Industrial University of Tyumen

Julia K. Zinchenko, Student of Institute of Geology and Oil and Gas Production, Industrial University of Tyumen

Nikita A. Pershin, Student of Institute of Physics and Technology, University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 12.04.2024; одобрена после рецензирования 29.04.2024; принята к публикации 14.05.2024.

The article was submitted 12.04.2024; approved after reviewing 29.04.2024; accepted for publication 14.05.2024.