

УДК УДК 622.692.4

МРНТИ 52.47.29

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108599>

Получена: 12.09.2022.

Одобрена: 24.03.2023.

Опубликована: 30.03.2023.

Оригинальное исследование

Применение моделирования для оптимизации системы нефтесбора месторождения N

А.А. Ермаков, А.Т. Баспаева, С.К. Амиров

Филиал КМГ Инжиниринг "КазНИПИМунайгаз", г. Актау, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. В период 2012–2021 гг. на западном, северном и центральном участке месторождения N было пробурено 456 скважин. Строительство дополнительных скважин в прибрежной зоне (западная часть) увеличит объём жидкости, поступающей на ГЗУ-А, которая уже работает с превышением проектной производительности. Учитывая вышеизложенное, было принято решение о строительстве на западном участке новой ГЗУ-П.

Цель. Целью данной работы послужила необходимость определения оптимального варианта размещения проектной ГЗУ-П.

Материалы и методы. Проведён гидравлический расчёт системы нефтесбора ЦДН-1 месторождения N по симуляции многофазного установившегося потока в специализированном программном комплексе с конвертацией при помощи геоинформационной системы для привязки к рельефу местности.

Результаты. Впервые полностью оцифрована трубопроводная система нефтесбора ЦДН-1 месторождения N. В ходе работы рассмотрено 4 варианта оптимизации системы сбора ЦДН-1 с различными местами локации строительства ГЗУ-П.

Ключевые слова: *система сбора нефти, трубопровод, гидравлический расчёт, скорость потока, давление.*

Как цитировать:

Ермаков А.А., Баспаева А.Т., Амиров С.К. Применение моделирования для оптимизации системы нефтесбора месторождения N // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2023. Том 5, №1. С. 94–102. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108599>.

UDC 622.692.4

CSCSTI 52.47.29

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108599>

Received: 12.09.2022.

Accepted: 24.03.2023.

Published: 30.03.2023.

Original article

Application of simulation to optimize the oil-gathering system of the “N” oil field

Abay A. Yermekov, Aynur T. Baspayeva, Sain K. Amirov

Branch of KMG Engineering LLP KazNIPImunaygas, Aktau, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: In the period of 2012–2021 456 wells were drilled in the western, northern and central sections of the N oil field. The construction of additional wells in the coastal zone (western part) will increase the volume of liquid entering the Group Metering Plant (GMP) -A, which is already operating above designed capacity. Given the above, it was decided to build a new GMP-P on the western section.

Aim: The purpose of this work was the need to determine the optimal option for placing the designed GMP-P.

Materials and methods: A hydraulic calculation of the Oil Production Shop's oil gathering system (OPS) of the N field was carried out by simulating a multi-phase steady flow in a specialized software package with conversion using a geographic information system for reference to the terrain.

Results: For the first time, the OPS-1 oil gathering pipeline system of the N field was completely digitized. In the course of the work, 4 options for optimizing the OPS-1 gathering system with different locations for the construction of the GMP-P were considered.

Conclusion: Based on the results of the study, option 2 of the GMP-P construction location was selected and justified.

Keywords: *Oil gathering system, pipeline, hydraulic calculation, flow rate, pressure.*

To cite this article:

Yermekov AA, Baspayeva AT, Amirov SK. Application of simulation to optimize the oil-gathering system of the “N” oil field. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2023;5(1):94–102.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108595>.

ӨОЖ 622.692.4

ҒТАХР 52.47.29

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108599>

Қабылданды: 12.09.2022.

Мақұлданды: 24.03.2023.

Жарияланды: 30.03.2023.

Түпнұсқа зерттеу

Н кен орнының мұнай жинау жүйесін оңтайландыру үшін модельдеуді қолдану

А.А. Ермаков, А.Т. Баспаева, С.К. Әміров

ҚМГ Инжиниринг-нің «ҚазМұнайГазГЗЖИ» филиалы, Ақтау қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. 2012–2021 жылдар аралығында N кен орнының батыс, солтүстік және орталық учаскелерінде 456 ұңғыма бұрғыланды. Қосымша ұңғымалардың жағалау аймағына (батыс бөлігі) салынуы, жобалық өнімділігінен артық жұмыс жасап отырған ТӨҚ-А-ға түсетін сұйықтық көлемін арттырады. Жоғарыда айтылғандарды ескере отырып, батыс учаскесінде жаңа ТӨҚ-П салынуы туралы шешім қабылданды.

Мақсат. Бұл жұмыстың мақсаты жобалық ТӨҚ-П-ны орналастырудың оңтайлы нұсқасын анықтау қажеттілігі болды.

Материалдар мен әдістер. Жер бедеріне байланыстыру үшін геоақпараттық жүйенің көмегімен түрлендірумен мамандандырылған бағдарламалық кешендегі көп фазалы тұрақты ағынды модельдеу бойынша N кен орнының МӨЦ-1 мұнай жинау жүйесінің гидравликалық есебі жүргізілді.

Нәтижелер. Алғаш рет N кен орнының МӨЦ-1 мұнай жинаудың құбыр жүйесі толығымен цифрландырылды, жұмыс барысында ТӨҚ-П құрылысының әртүрлі орындары бар МӨЦ-1 жинау жүйесін оңтайландырудың 4 нұсқасы қарастырылды.

Қорытынды. Зерттеу нәтижелері бойынша ТӨҚ-П құрылысының 2-нұсқасы таңдалды және негізделді. Зерттеу нәтижелері бойынша ТӨҚ-П құрылысының 2-нұсқасы таңдалды және негізделді.

Негізгі сөздер: бұрғылау технологиясы, көлденең ұңғымалар, өнімді горизонт, сулану, өндіру, мұнай шығару коэффициенті.

Дәйексөз келтіру үшін:

Ермаков А.А., Баспаева А.Т., Әміров С.К. N кен орнының мұнай жинау жүйесін оңтайландыру үшін модельдеуді қолдану // *Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы*. 2023. 5 том, №1, 94–102 б.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108599>.

Введение

Нефтяное месторождение N расположено на территории Мангистауской области Республики Казахстан и имеет сложившуюся систему внутрипромыслового сбора и подготовки нефти. В состав месторождения входят 3 цеха добычи нефти (далее – ЦДН), одним из наиболее загруженных является ЦДН-1.

Основным и целевым предназначением ЦДН-1 является добыча и транспортировка добываемой продукции от устьев скважин до групповых замерных установок (далее – ГЗУ) и от ГЗУ до Цеха подготовки и перекачки нефти (далее – ЦППН) месторождения N.

На ЦДН-1 продукция поступает с западного и центрального участков месторождения, к которому относятся ГЗУ-А, ГЗУ-Б и ГЗУ-В. Входящее давление на ГЗУ-А составляет 0,8 атм, на ГЗУ-Б и ГЗУ-В – 0,7 атм.

В ЦДН-1 количество действующих добывающих скважин, отражённых в разработанной модели, составило 1057 ед. Сбор продукции в ЦДН-1 осуществляется следующим образом: устья добывающих скважин – выкидные линии – нефтегазосборные коллекторы – ГЗУ – нефтесборные коллекторы – ЦППН. Замер производится на устьевых расходомерах индивидуально по каждой скважине.

В период 2012–2021 гг. на западном, северном и центральном участках (ГЗУ-А, ГЗУ-Б, ГЗУ-В ЦДН-1) месторождения было пробурено 456 скважин (2012 г. – 72 ед., 2013 г. – 62 ед., 2014 г. – 115 ед., 2015 г. – 64 ед., 2016 г. – 23 ед., 2017 г. – 28 ед., 2018 г. – 4 ед., 2019 г. – 12 ед., 2020 г. – 25 ед., 2021 г. – 51 ед.). В 2022 г. планировалось пробурить 17 скважин.

Выкидные линии данных скважин были подключены к уже существующим коллекторам: стальным и стеклопластиковым трубопроводам (далее – СПТ). Из-за удалённости новых скважин от существующих стальных коллекторов выкидные линии новых скважин монтировались с большой протяжённостью (300 м и более). Большая протяжённость выкидных линий новых скважин спровоцировала за собой ряд негативных последствий, выраженных в высоком устьевом давлении на скважинах (не менее 5–6 атм) и высоком гидравлическом сопротивлении в существующих нефтесборных коллекторах.

ГЗУ-А, находящаяся на западном участке месторождения, работает с превышением проектной производительности, в связи с чем возникают трудности при эксплуатации и ремонте оборудования. Не обеспечивается двухчасовой технологический резерв для накопления жидкости в аварийных ситуациях. По состоянию на 01.01.2021 г. фактическая загруженность ГЗУ-А превысила проектную мощность на 33%, а ГЗУ-Б загружена практически на полную проектную мощность (табл. 1).

Проведение ремонта одного из участков сборных коллекторов или оборудования на ГЗУ-А, ГЗУ-Б и ГЗУ-В приведёт к остановке большого количества добывающих скважин. При этом перенаправление потока жидкости на другие коллекторы приведёт к увеличению устьевого давления на добывающих скважинах, что чревато потерями добываемой жидкости. Из-за перегруженности ГЗУ-А возникают трудности при её эксплуатации и ремонте оборудования. Ещё одной серьёзной проблемой является возможность замены задвижек на узле учёта и участков трубопроводов. В случае полного аварийного отключения ГЗУ или при замене задвижек отсутствует возможность перенаправления потока жидкости на ближайшие ГЗУ. В этом случае есть реальный риск необходимости остановки всех скважин ГЗУ-А.

Строительство планируемых дополнительных скважин в прибрежной зоне (западная часть) увеличит объём жидкости, поступающей на ГЗУ-А, что также негативно скажется на гидравлике существующей системы сбора. Данные обстоятельства могут осложниться и тем, что планируется дополнительное бурение добывающих скважин по всей площади месторождения.

Таким образом, возникла острая необходимость строительства новой ГЗУ, которая позволит разгрузить существующую транспортную систему сбора жидкости на западном участке месторождения, более эффективно распределять добываемую жидкость, что приведёт к уменьшению гидравлических потерь и, в свою очередь, позволит снизить устьевое давление.

Учитывая вышеизложенное, в целях решения данной задачи на месторождении принято решение о строительстве новой ГЗУ-П, определено место локации и начата разработка рабочего проекта [1].

Таблица 1. Показатели по загруженности ГЗУ-А, ГЗУ-Б и ГЗУ-В ЦДН-1 месторождения N по состоянию на 01.01.2021 г.

Table 1. Indicators for the workload of GMP-A, GMP-B and GMP-V of OPS-1 of the field N as of 01/01/2021

ГЗУ GMP	Проектная мощность, м ³ /сут Designed capacity, m ³ /day	Фактическая загруженность Actual workload		Расчётная загруженность Designed workload	
		м ³ /сут m ³ /day	%	м ³ /сут m ³ /day	%
А/А	12 000	15940	133	12635	105
Б/В	8 000	7490	93	8395	105
В/У	12 000	7450	62	7681	64

Расчётно-экспериментальная часть

Для более детального технического обоснования проекта специалистами филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз» (далее – КазНИПИ) были проведены работы по оцифровке системы нефтесбора ЦДН-1 месторождения N с последующим проведением расчётов для анализа и выбора оптимальной локации строительства новой ГЗУ.

Необходимо отметить, что разработанная модель является первой цельно-сформированной цифровой моделью сложносоставной нефтесборной системы ЦДН-1 месторождения N.

Основными этапами проведения гидравлического расчёта явились:

- составление технологической схемы нефтесбора ЦДН-1 по состоянию на 01.01.2021 г. в специализированном программном комплексе по проектированию с последующей конвертацией с помощью геоинформационной системы для привязки к рельефу местности;

- проведение тепло-гидравлических расчётов существующего положения системы нефтесбора ЦДН-1 в специализированном программном комплексе по симуляции многофазного установившегося потока с учётом: рельефа местности, характеристик выкидных линий скважин и коллекторов, а также физико-химических свойств добываемого флюида [2, 3];

- проведение тепло-гидравлического расчёта в специализированном программном комплексе по симуляции многофазного установившегося потока с вариантами местоположений строительства ГЗУ-П на текущее положение и с учётом перспектив ввода новых скважин;

- сравнение фактических устьевых давлений с результатами расчёта существующей системы сбора и сравнение ре-

зультатов расчёта существующей системы сбора с результатами расчёта системы сбора с учётом строительства проектной ГЗУ-П.

Результаты

В результате проведенной работы были рассчитаны четыре варианта размещения строительства новой ГЗУ-П (рис. 1):

1. Вариант 1. Проектный вариант расположения ГЗУ-П. Текущее проектное положение не меняется.

2. Вариант 2. Проектный с дополнениями. В данном варианте предусматривается оптимизация Варианта 1 и планирование дополнительных врезок проектных коллекторов в существующие.

3. Вариант 3. Альтернативный вариант – предусматривается прокладка трубопроводов, как в варианте 1, планирование дополнительных врезок проектных коллекторов в существующие и перемещение ГЗУ-П на новую локацию, располагающуюся в «центре масс», а также вблизи пересечения крупных коллекторов.

4. Вариант 4. Альтернативный вариант: предусматривается прокладка трубопроводов, как в варианте 1, планирование дополнительных врезок проектных коллекторов в существующие и перемещение ГЗУ-П на новую локацию, располагающуюся в районе с менее плотной застройкой и вблизи коллекторов.

Расчёты по вариантам были проведены на текущее положение и с учётом перспектив ввода новых скважин в западной части месторождения.

Анализ изменения давлений на скважинах по вариантам показал, что за счёт строительства ГЗУ-П при выборе варианта 2 достигается разгрузка ГЗУ-А (рис. 2, 3), и западный участок ГЗУ-А является участком с максимальным снижением устьевого давления при вводе новой

ГЗУ-П. С учётом этого также наиболее перспективным является вариант 2 локации новой ГЗУ-П (рис. 4).

Преимущества и недостатки вариантов локации строительства новой

ГЗУ-П месторождения N представлены в табл. 2. По результатам расчётов с учётом расширения на запад вариант 2 оптимален среди прочих рассмотренных вариантов и был рекомендован к реализации.

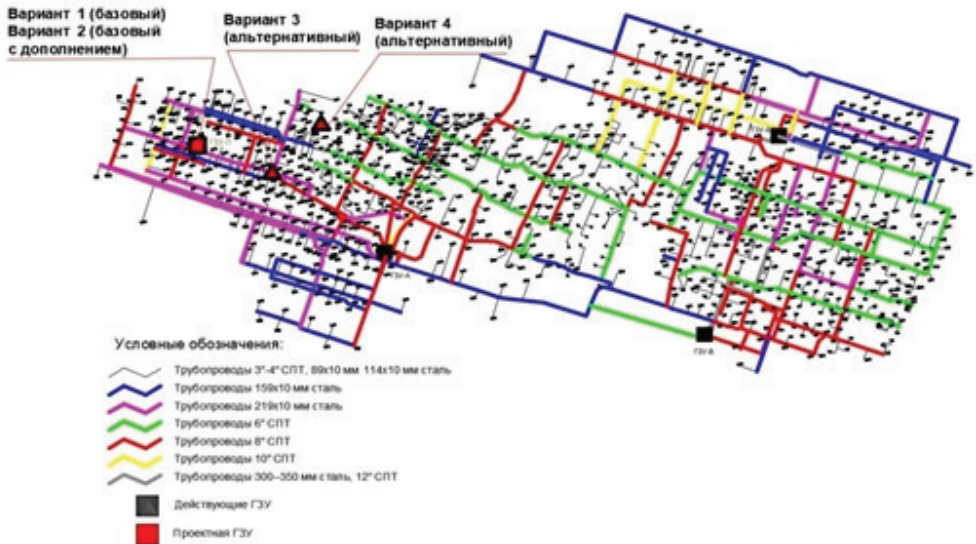


Рисунок 1. Варианты расположения строительства ГЗУ-П
Figure 1. Options for the location of the construction of GMP-P

Таблица 2. Преимущества и недостатки вариантов локации новой ГЗУ-П месторождения N
Table 2. Advantages and disadvantages of location options for the new GMP-P of the N oil field

Вариант Option	Примечание Notes	Преимущества Advantages	Недостатки Disadvantages
Вариант 1 (проектный) Option 1 (design case)	Вариант 1 был рассчитан в рабочем проекте и взят как базовый / Option 1 was calculated in the working draft and taken as the base option.	<ul style="list-style-type: none"> для Варианта 1 (базовый) выполнен рабочий проект, включающий в себя строительство ГЗУ-П и дополнительных коллекторов; нет дополнительных затрат на составление нового рабочего проекта; нет сдвига сроков реализации в связи с необходимостью перепроектирования. for Option 1 (basic) a detailed design has been completed, which includes the construction of a GMP-P and additional collectors; no additional costs for the preparation of a new working draft; there is no shift in terms of implementation due to the need for redesign. 	<ul style="list-style-type: none"> не проработаны возможные подключения в существующие коллекторы, вследствие чего не достигнут максимальный эффект снижения давления. possible connections to existing collectors have not been worked out, as a result of which the maximum effect of pressure reduction has not been achieved.
Вариант 2 (проектный с дополнением) Option 2 (design case with addition)	Оптимизация Варианта 1 с дополнительными врезками и перемычками в существующие коллекторы	<ul style="list-style-type: none"> более эффективное перераспределение жидкости между коллекторами; достигается максимальное суммарное снижение устьевых давлений; достигается существенное снижение загрузки ГЗУ-А; 	<ul style="list-style-type: none"> необходимость по врезкам в коллекторы. the need for tie-ins in the collectors.

продолжение таблицы 2
continuation of Table 2

Вариант Option	Примечание Notes	Преимущества Advantages	Недостатки Disadvantages
	Optimization of Option 1 with additional tie-ins and jump-over lines to existing collectors.	<ul style="list-style-type: none"> • минимальный объём изменений относительно запроецированного варианта, нет сдвига сроков строительства ГЗУ-П; • минимальные дополнительные капитальные и эксплуатационные затраты. • more efficient redistribution of fluid between collectors; • the maximum total decrease in wellhead pressure is achieved; • a significant reduction in the loading of GMP-A is achieved; • the minimum amount of changes relative to the designed option, there is no shift in the timing of the construction of GMP-P; • minimal additional capital and operating costs. 	
Вариант 3 (альтернативный) Option 3 (alternative)	<p>Вариант с расположением ГЗУ-П в «центре масс» западной части ЦДН-1, в районе пересечения нескольких коллекторов</p> <p>Option with GMP-P location in the "center of stuff" of the western part of OPS-1, in the area of intersection of several collectors.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • ГЗУ-П располагается в районе «центра масс» западной части, в непосредственной близости к пересечению нескольких коллекторов; • достигается максимальная, но незначительно отличающаяся от варианта 2 разгрузка ГЗУ-А (~150 м³/сут). • GMP-P is located in the area of the "center of stuff" of the western part, in close proximity to the intersection of several collectors; • the maximum unloading of GMP-A is achieved, but slightly different from option 2 (~150 m³/day). 	<ul style="list-style-type: none"> • необходимость корректировки / дополнения рабочего проекта с учётом изменения локации ГЗУ-П; • сдвиг сроков реализации проекта; • дополнительные затраты; • менее эффективное перераспределение жидкости между коллекторами относительно варианта 2; • высокая плотность застройки в данном районе; • по результатам расчёта снижение устьевых давлений меньше, чем в варианте 2. • the need to correct / supplement the working draft, taking into account the change in the location of the GMP-P; • shift of project implementation terms; • additional expenses; • less efficient redistribution of fluid between collectors as compared to option 2; • high-density development in the area; • according to the results of the calculation, the decrease in wellhead pressures is less than in option 2.
Вариант 4 (альтернативный) Option 4 (alternative)	<p>Вариант с расположением ГЗУ-П на территории с менее плотной застройкой</p> <p>Option with the location of GMP-P on the territory with a less-density development.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • ГЗУ-П располагается в районе с менее плотной застройкой в западной части, в непосредственной близости от крупного коллектора. • GMP-P is located in the area with a less-density development in the western part, in close proximity to a large collector. 	<ul style="list-style-type: none"> • необходимость корректировки/дополнения рабочего проекта с учетом изменения локации ГЗУ-П; • сдвиг сроков реализации проекта; • дополнительные затраты; • менее эффективное перераспределение жидкости между коллекторами относительно варианта 2; • по результатам расчёта снижение устьевых давлений меньше, чем в других вариантах. • the need to correct / supplement the working draft, taking into account the change in the location of the GMP-P; • shift of project implementation terms; • additional expenses; • less efficient redistribution of fluid between collectors as compared to option 2; • according to the results of the calculation, the decrease in wellhead pressures is less than in other options.

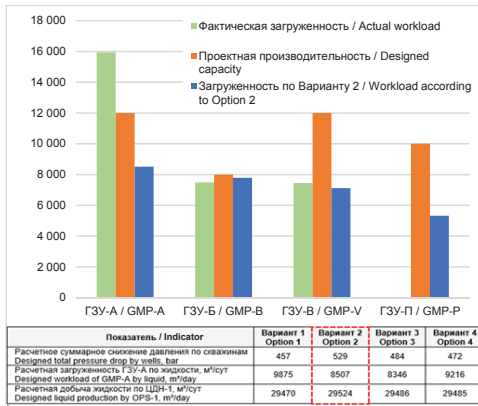


Рисунок 2. Загруженность ГЗУ ЦДН-1 за счет строительства ГЗУ-П по Варианту 2 без учета перспективной зоны на западе
Figure 2. Workload of the GMP of OPS-1 due to the construction of the GMP-P according to Option 2 without taking into account the prospective zone in the west

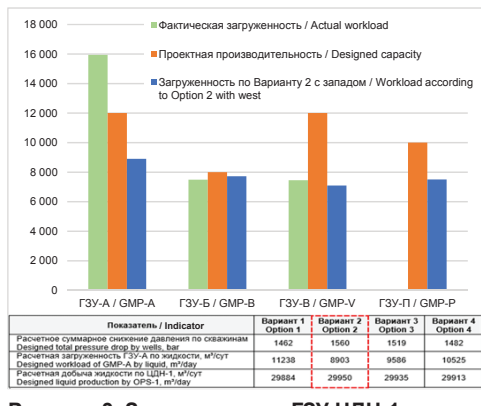


Рисунок 3. Загруженность ГЗУ ЦДН-1 за счет строительства ГЗУ-П по Варианту 2 с учетом перспективной зоны на западе
Figure 3. Workload of the GMP of OPS-1 due to the construction of the GMP-P according to Option 2 with taking into account the prospective zone in the west

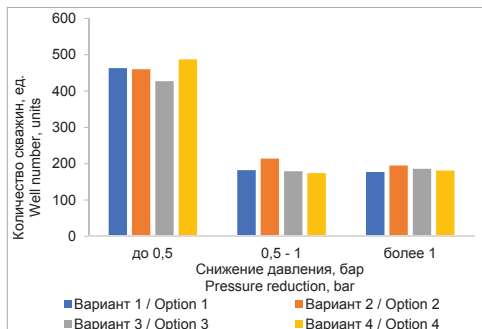


Рисунок 4. Статистика изменения давлений на скважинах по вариантам
Figure 4. Statistics of pressure changes in wells by options

Выводы и заключения

Научная новизна проведённой работы заключается в создании математической модели оценки и прогноза состояния участков сети нефтесбора, полученной зависимости снижения давления по скважинам от расположения проектной ГЗУ и дополнительных врезок и перемычек в существующие коллекторы с учётом перспективной зоны на западной части месторождения.

Практическая значимость построенной математической модели заключается в том, что созданная расчётная база позволяет недропользователю решать задачи эффективного проведения мониторинга системы нефтесбора, обоснованно подойти к реализации мероприятий по оп-

тимизации системы и объемов проводимых работ на стадии эксплуатации месторождения, учитывая прогнозную динамику разработки месторождения.

Проведённые работы по оцифровке нефтесборной системы ЦДН-1, расчётам выбора локации строительства новой ГЗУ-П месторождения N и последующий анализ расчётов по рассмотренным вариантам позволили сделать следующие выводы:

1. При строительстве новой ГЗУ-П в зависимости от вариантов на ~75–82% фонда скважин ЦДН-1 снижается устьевое давление на 0,1–1,7 атм.

2. Строительство ГЗУ-П позволит эффективно распределять добываемую жидкость на западном участке месторождения N и снизить нагрузку по жидкости существующей ГЗУ-А.

3. При выборе варианта 2 достигается оптимальное суммарное снижение устьевых давлений и существенное снижение нагрузки на ГЗУ-А. При этом необходим минимальный объём изменений относительно запроектированного варианта. Строительство дополнительных врезок может быть выполнено по отдельному проекту, что не повлияет на сроки реализации текущего проекта. Рекомендуется провести оценку технического состояния существующих коллекторов с целью подтверждения возможности строительства дополнительных врезок в соответствии с рекомендованным вариантом 2.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Авторы заявляют об отсутствии внешнего финансирования при проведении исследования.

Конфликт интересов. Авторы декларируют отсутствие явных и потенциальных конфликтов интересов, связанных с публикацией настоящей статьи.

Вклад авторов. Все авторы подтверждают соответствие своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Ермеков А.А. — разработка основ проведения исследования, контроль за ходом его проведения, общая редакция рукописи статьи, Баспаева А.Т. — систематизация и обработка данных исследования, их анализ и последующая интерпретация данных исследования, Амиров С.К. — выполнение расчетной части в специализированном программном обеспечении, написание статьи.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. This study was not supported by any external sources of funding.

Competing interests. The authors declare that they have no competing interests.

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work.

Ermekov A.A. — development of the basics for conducting the research, control over the progress of the research, general editorship of the manuscript of the article; Baspayeva A.T. — systematization and processing of the research data, their analysis and subsequent interpretation of the research data; Amirov S.K. — implementation of the calculation part in specialized software, writing an article.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Рабочий проект строительства ГЗУ-П. Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмунайгаз», 2022.
2. Садыков А.Ф. Симулятор многофазного потока PIPESIM – полный набор рабочих процессов для моделирования производственных операций // Нефть. Газ. Новации. 2019, №12. С. 36–40.
3. Основы PIPESIM: Учебное руководство, Version 2017. Schlumberger. 2017. 156 с.

REFERENCES

1. Working project for the construction of GMP-P. Branch of KMG Engineering LLP “KazNIPImunaygas”, Aktau, Kazakhstan; 2022.
2. Sadykov A.F. Multiphase Flow Simulator PIPESIM – a complete set of workflows for modeling production operations. *Oil. Gas. Innovations*. 2019;12:36–40.
3. PIPESIM Basics: Tutorial, Version 2017. Schlumberger. 2017. 156 p.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Ермеков Абай Алматаевич

e-mail: a.yermekov@kmge.kz.

Баспаева Айнура Танатбергеновна

e-mail: a.baspayeva@kmge.kz.

***Амиров Саин Кубейсинович**

e-mail: s.amirov@kmge.kz.

AUTHORS' INFO

Abay A. Yermekov

e-mail: a.yermekov@kmge.kz.

Aynur T. Baspayeva

e-mail: a.baspayeva@kmge.kz.

***Sain K. Amirov**

e-mail: s.amirov@kmge.kz.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author