

УДК 66.074.1; 66.078.2

<https://doi.org/10.24412/2310-8266-2022-1-2-53-59>

# Модернизация установки комплексной подготовки газа и дожимной компрессорной станции Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения с целью приема и подготовки попутного нефтяного газа

---

**Жагфаров Ф.Г., Григорьева Н.А., Срибная Т.Ю.**

Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 119991, Москва, Россия

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7344-015X>, E-mail: [firdaus\\_jak@mail.ru](mailto:firdaus_jak@mail.ru)ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2619-2541>, E-mail: [ngrig2003@list.ru](mailto:ngrig2003@list.ru)ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-1983-9597>, E-mail: [sribnatatyana@mail.ru](mailto:sribnatatyana@mail.ru)

**Резюме:** В статье рассматриваются вопросы промышленной подготовки природного и попутного газов методом низкотемпературной сепарации на установке комплексной подготовки газа, а также варианты компримирования сырья на дожимной компрессорной станции. Представлены модернизированные схемы процесса низкотемпературной сепарации углеводородного сырья и системы компримирования подготовленного газа Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения с учетом утилизации попутного нефтяного газа. Приведены основные критерии оценки эффективности принятых технических решений.

**Ключевые слова:** попутный нефтяной газ, установка комплексной подготовки газа, низкотемпературная сепарация, трехфазный сепаратор, дожимная компрессорная станция, газоперекачивающий агрегат.

**Для цитирования:** Жагфаров Ф.Г., Григорьева Н.А., Срибная Т.Ю. Модернизация установки комплексной подготовки газа и дожимной компрессорной станции Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения с целью приема и подготовки попутного нефтяного газа // НефтеГазоХимия, 2022. № 1-2. С. 53–59.

DOI: [10.24412/2310-8266-2022-1-2-53-59](https://doi.org/10.24412/2310-8266-2022-1-2-53-59)

## MODERNIZATION OF INTEGRATED GAS TREATMENT AND BOOSTER COMPRESSOR STATION OF ORENBURG OIL AND GAS CONDENSATE FIELD TO RECEPTION AND TREATMENT OF ASSOCIATED PETROLEUM GAS

**Firdaves G. Zhagfarov, Natalya A. Grigoryeva, Tatyana YU. Sribnaya**

Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), 119991, Moscow, Russia

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7344-015X>, E-mail: [firdaus\\_jak@mail.ru](mailto:firdaus_jak@mail.ru)ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2619-2541>, E-mail: [ngrig2003@list.ru](mailto:ngrig2003@list.ru)ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-1983-9597>, E-mail: [sribnatatyana@mail.ru](mailto:sribnatatyana@mail.ru)

**Abstract:** The article deals with the issues of field preparation of natural and associated gases by the method of low-temperature separation at a complex gas treatment unit, as well as options for compressing raw materials at a booster compressor station. Modernized schemes of the process of low-temperature separation of hydrocarbon raw materials and the system for compressing the treated gas of the Orenburg oil and gas condensate field are presented, taking into account the utilization of associated petroleum gas. The main criteria for evaluating the effectiveness of the adopted technical solutions are given.

**Keywords:** associated petroleum gas, complex gas treatment plant, low-temperature separation, three-phase separator, booster compressor station, gas compressor unit.

**For citation:** Zhagfarov F.G., Grigoryeva N.A., Sribnaya T.YU. MODERNIZATION OF INTEGRATED GAS TREATMENT AND BOOSTER COMPRESSOR STATION OF ORENBURG OIL AND GAS CONDENSATE FIELD TO RECEPTION AND TREATMENT OF ASSOCIATED PETROLEUM GAS. Oil & Gas Chemistry. 2022, no. 1-2, pp. 53–59.

DOI: [10.24412/2310-8266-2022-1-2-53-59](https://doi.org/10.24412/2310-8266-2022-1-2-53-59)

В последние годы в Российской Федерации значительно выросли объемы добываемого попутного нефтяного газа (ПНГ). Рациональное использование ПНГ является одним из наиболее важных показателей, характеризующих уровень промышленного развития страны. До недавнего времени существенные объемы ПНГ сжигались на факелах, что, с одной стороны, наносило колоссальный ущерб окружающей среде, а с другой – подразумевало потери ценнейшего для нефтегазохимии и энергетики сырья. В настоящее время переработка и утилизация попутного газа реализуется по двум основным направлениям: энергетическому, когда ПНГ используют в качестве топлива, и нефтехимическому, позволяющему получать ценные химические продукты с высокой добавленной стоимостью. Квалифицированное использование ПНГ зачастую осложняется либо отсутствием, либо недостаточными темпами развития газотранспортной и перерабатывающей инфраструктуры, особенно для малых и средних месторождений. В то же время в структуре нефтяных компаний именно такие месторождения составляют значительную часть. Подготовка и переработка ПНГ осложняются тем, что он имеет множество примесей и нестабильный состав. В связи с этим одним из важнейших этапов подготовки ПНГ к переработке является разработка оптимальной схемы его приема и дальнейшей транспортировки на газоперерабатывающие заводы или энергетические объекты. Важную роль в этом процессе могут играть уже существующие газодобывающие предприятия, в структуру которых входят установки комплексной подготовки газа (УКПГ), предназначенные для подготовки продукции газовых и газоконденсатных месторождений. Вовлечение в переработку значительных объемов ПНГ неизбежно потребует технического перевооружения таких объектов. В данной статье рассматриваются варианты модернизации УКПГ и дожимной компрессорной станции (ДКС) Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения в связи с вовлечением в переработку нового вида сырья – ПНГ, поступающего с месторождений ООО «Газпромнефть-Оренбург» и АО «Оренбургнефть».

Установка комплексной подготовки газа Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (УКПГ ОНГКМ) – обширный комплекс технологического газопромышленного оборудования и дополнительных систем, которые обеспечивают сбор и первичную подготовку природного газа и конденсата. Сырьем УКПГ ОНГКМ является природный или попутный газ, содержащий растворенные в нем жидкие углеводороды (газовый конденсат), пластовую воду с солями и механическими примесями и другие компоненты (углекислый газ, азот, сероводород). В сырье подается комплексный ингибитор коррозии и гидратообразования (чаще всего метанол), который образует с пластовой водой воднометанольную фазу. На объекте реализуется метод трехступенчатой низкотемпературной сепарации (НТС) с дросселированием для четкого разделения пластового флюида на сухой отбензиненный газ (СОГ), отвечающий требованиям СТО 03-3.1-2011 и нестабильный конденсат по СТО 03-3.2-2011. При промышленной подготовке пластовый флюид проходит несколько ступеней сепарации, что позволяет получить газ и конденсат достаточной степени осушки и очистки. Режим работы объекта обеспечивает практически 95% конденсацию жидкой фазы. Параметры потока, входящего на 1-ю ступень процесса НТС:  $T = 10-20\text{ }^{\circ}\text{C}$  и  $P = 4\text{ МПа}$ . На 2-й и 3-й ступенях про-

исходит снижение температуры на  $10-15\text{ }^{\circ}\text{C}$  и давления на  $1-2\text{ МПа}$  по сравнению с предыдущей ступенью [1]. На сегодняшний день средняя производительность установки по пластовому газу составляет около  $8\text{ млн м}^3/\text{сут}$ .

Цель модернизации объекта – замена части сепарационного оборудования в процессе НТС на 3-й и 4-й технологических линиях (ТЛ) установки с учетом поступления на УКПГ нового вида сырья – попутного нефтяного газа с месторождений ООО «Газпромнефть-Оренбург» и АО «Оренбургнефть». Отделенная газовая фаза будет направлена на ДКС для дальнейшей транспортировки на Оренбургский газоперерабатывающий завод (ОГПЗ); нестабильный газовый конденсат (НГК) совместно с нестабильным конденсатом Оренбургского НГКМ – ДКС, дожимную насосную станцию (ДНС) и ОГПЗ.

В табл. 1 представлены планируемые объемы поставок ПНГ с месторождений ООО «Газпромнефть-Оренбург» и АО «Оренбургнефть».

В состав попутного газа входят не только метан и этан, но и углеводороды  $C_3$ ,  $C_4$ , а также большое количество воды и механических примесей. Для более четкого разделения данной смеси на объектах промысловой подготовки сепарация происходит в несколько этапов. Модернизация предполагает схему утилизации попутного нефтяного газа с применением технологии низкотемпературной сепарации с установкой трехфазного сепаратора на второй ступени сепарации [2–3].

На рис. 1 представлена действующая технологическая схема процесса НТС УКПГ ОНГКМ. В работе предлагается замена двухфазного сепаратора С-02 на трехфазный.

Сырьевой поток с  $T = 10-20\text{ }^{\circ}\text{C}$  и  $P = 4-5\text{ МПа}$  направляется в первичный сепаратор С-01. Данный аппарат выполнен в виде вертикальной конструкции жалюзийного типа с отбойником жидкости на входе газа, сетчатым коагулятором и жалюзийной насадкой. В нижней части расположен сборник жидкой фазы. Благодаря отбойнику на входе отсеиваются крупные капли жидкости и механические примеси, мелкие капли задерживаются после коагуляции при помощи сетчатой и жалюзийной насадок. Таким образом, конденсат газа и метанольная вода накапливаются в нижней части С-01 и отводятся в разделитель первой ступени Р-1.

Газовая фаза из сепаратора С-01 подается в теплообменник Т-1 типа «газ–газ», где ее температура снижается от  $-18$  до  $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$  за счет холода встречного потока осушенного газа. Также в Т-1 происходит впрыск метанола через форсунки для предотвращения гидратообразования. При этом перепад давления между С-01 и Т-1 не должен составлять более  $0,15\text{ МПа}$ .

После теплообменника газ поступает в центробежный сепаратор С-02 прямооточного типа, в котором происходит отделение капельной жидкости.

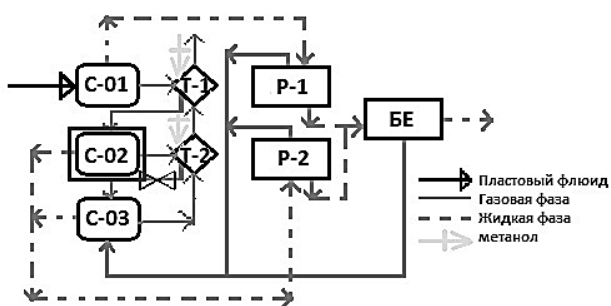
Газовая смесь из С-02 направляется в теплообменник Т-2 типа «газ–газ», где ее температура снижается от  $-18$  до

**Таблица 1**  
**Объем поставок ПНГ**

Месторождение	Год			
	2021	2022	2023	2024
Объем поставок ПНГ с месторождений ООО «Газпромнефть-Оренбург», млн $\text{м}^3$	191	234	158	131
Объем поставок ПНГ с месторождений АО «Оренбургнефть», млн $\text{м}^3$	151,5	161,9	169,5	175,4

**Рис. 1**

**Схема процесса НТС УКПГ ОНГКМ: С-01-03 – сепаратор, Т-1-2 – теплообменник, Р-1-2 – разделитель, БЕ – буферная емкость**



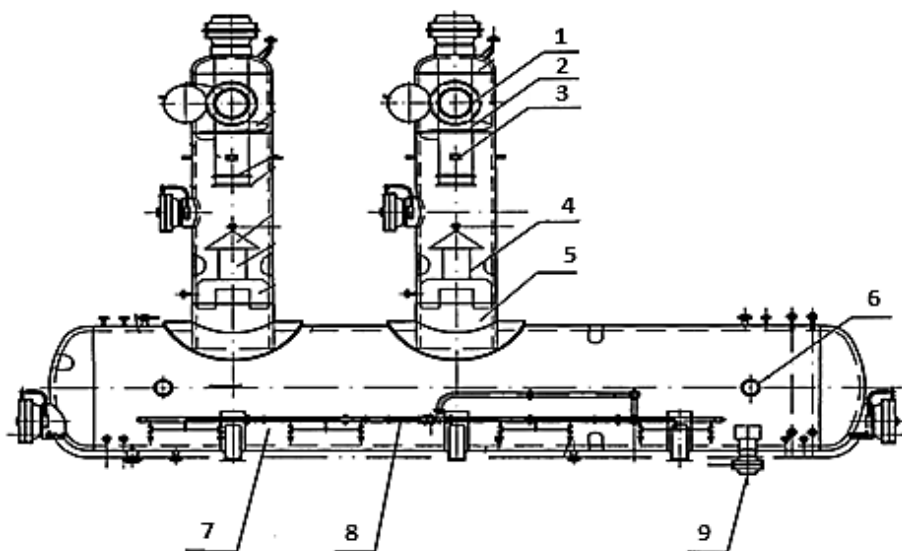
-25 °С за счет холода встречного потока осушенного газа. Также в Т-2 происходит впрыск метанола через форсунки в распределительной камере над перегородкой Т-2 для предотвращения гидратообразования. При этом перепад давления между С-02 и Т-2 не должен составлять более 0,15 МПа. Жидкая фаза из центробежного сепаратора С-02 через байпасную линию «конденсат–конденсат» направляется в разделитель 2-й ступени Р-2.

Для максимального извлечения газообразных углеводородов в схеме предусмотрено дросселирование потока. Таким образом, газовая фаза после Т-2 поступает в регулирующий штуцер, где давление потока падает с 4 до 3,5 МПа, а температура снижается с -25 до -30 °С.

Далее очищенный продукт направляется в низкотемпературный сепаратор 3-й ступени С-03, давление в котором регулируется двумя предохранительными клапанами со сбросом углеводородов на факел высокого и низкого давления.

**Рис. 2**

**Схема сепаратора-пробкоуловителя [5]: 1 – входной патрубок потока, 2 – спиральная поверхность, 3 – выходной патрубок очищенного газа, 4 – ребра, 5 – входной патрубок для жидкости, 6 – горизонтальная емкость, 7 – устройство сбора механических примесей, 8 – выводной патрубок для жидкости**



Осушенный газ из С-03 поступает в межтрубное пространство теплообменника Т-2, далее в теплообменник Т-1, где его температура повышается с -30 до -10 °С, а затем по трубопроводу направляется на ДКС. Жидкая фаза выводится в разделитель Р-2.

В разделителях типа Р-1 и Р-2 жидкость отстаивается, разделяется на три фазы: газовую, нестабильный газовый конденсат (НГК) и воднометанольный раствор (ВМР). НГК поступает в буферную емкость, где под действием силы тяжести окончательно отделяется от газовой фазы. ВМР из Р-1 и Р-2 отводится на установку регенерации метанола. Газовая часть из Р-1, Р-2 и буферной емкости (БЕ) направляется в С-03.

Реконструкция установки комплексной подготовки газа подразумевает замену двухфазного сепаратора С-02 на трехфазный, что обусловлено введением в структуру УКПГ технологических линий для приема нового вида сырья – ПНГ.

На действующей УКПГ ОНГКМ двухфазный сепаратор С-02 не обеспечивает полноценную очистку ПНГ от пластовой воды до требуемых показателей по СТО 03-3.1-2011, необходимых для дальнейшей транспортировки на ОГПЗ. В этой связи предлагается замена двухфазного газосепаратора на трехфазный сепаратор-пробкоуловитель, который позволит эффективно отделить около 98% жидкой фазы.

Трехфазные сепараторы являются наиболее популярным оборудованием для отделения от пластового флюида растворенной жидкой фазы и механических примесей. Трехфазный сепаратор представляет собой цилиндрический сосуд, который включает секцию приема сырья, осадительную секцию для отделения механических примесей и отбойную секцию для отделения капельной жидкости. Поступающая на сепарацию пластовая смесь имеет высокую начальную скорость, которая в дальнейшем увеличивается из-за отделения жидкой фазы и может достигать 100 м/с, что может спровоцировать аварийную ситуацию. Предлагаемая конструкция газосепаратора обеспечивает эффективное улавливание жидкостной пробки [4]. Один из современных вариантов трехфазного сепаратора-пробкоуловителя представлен на рис. 2.

В работе проводилось моделирование процесса НТС действующей и модернизированной установки.

Исходными данными для моделирования процесса НТС с применением нового сепаратора на 2-й ступени сепарации являются состав ПНГ на входе в УКПГ, степень отделения жидкой фазы в поступающем потоке в сепараторах, а также  $P_{вх}$ ,  $P_{вых}$ ,  $T_{вх}$ ,  $T_{вых}$  в С-01, С-02, С-03, которые представлены в табл. 2.

Технологическая схема модернизированного процесса низкотемпературной сепарации с учетом приема попутного газа представлена на рис. 3.

В табл. 3 представлен состав ПНГ после реконструкции технологических линий по подготовке нового вида сырья на УКПГ.

Установка трехфазных сепараторов-пробкоуловителей в процессе НТС УКПГ ОНГКМ на 3-й и 4-й техно-

логических линиях позволяет уменьшить количество пластовой воды до требуемых показателей и существенно уменьшить расход метанола. Технология также предполагает повторное использование насыщенного ингибитора из разделительных емкостей.

Подготовленная на установке НТС газовая фаза затем направляется на ДКС для дальнейшей транспортировки на Оренбургский газоперерабатывающий завод.

Дожимная компрессорная станция – современный комплекс сооружений и дополнительного технологического компрессорного и насосного оборудования для повышения давления добываемых углеводородов при транспортировке или закачке сырья в подземное хранилище в летний период. В процессе первичной подготовки газа и газового конденсата объект является стратегически значимым элементом, на котором происходит компримирование, очистка, охлаждение, осушка и замер движущихся потоков. ДКС может принимать природный газ, нестабильный конденсат, ПНГ и нефть, поступающие с УКПГ.

Дожимная компрессорная станция ОНГКМ предназначена для компримирования сырья (включая ПНГ Филипповской и Среднекаменноугольной залежи), поступающего с УКПГ с входным давлением 3 МПа, до выходного давления 5 МПа для дальнейшей транспортировки на ОГПЗ.

На входе в дожимную компрессорную станцию поток проходит сепарационную очистку от влаги и механических примесей, далее – более тонкую очистку в пылеуловителях, после компримируется при помощи газоперекачивающих агрегатов (ГПА) и поступает в трубопровод.

На начальных этапах разработки действующее пластовое давление оптимально для нормального функционирования скважины и транспор-

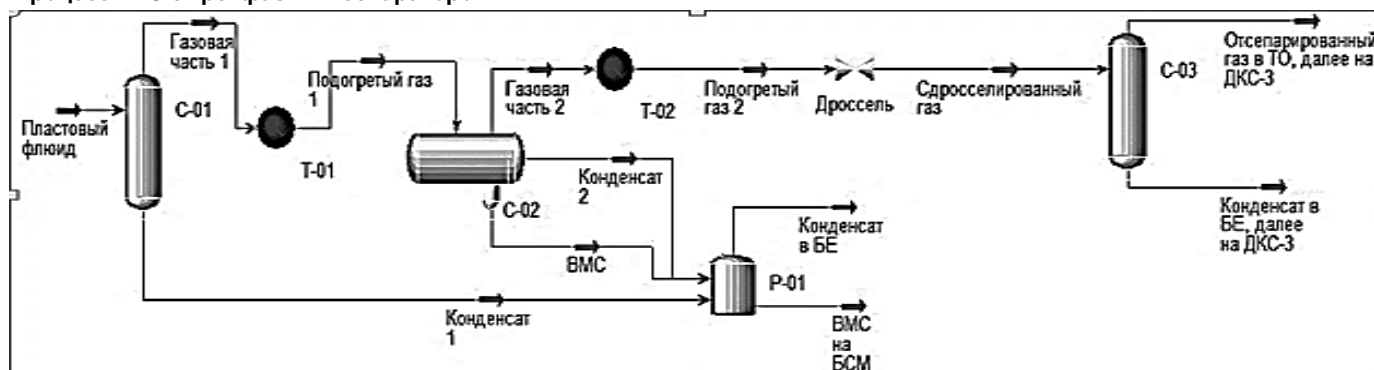
Таблица 2

Исходные данные для моделирования процесса НТС для ПНГ на 3-й и 4-й технологических линиях УКПГ ОНГКМ

Состав попутного нефтяного газа, поступающего на УКПГ	
Компонент	% мол.
C <sub>1</sub>	60,54
C <sub>2</sub>	17,06
C <sub>3</sub>	9,72
iC <sub>4</sub>	1,15
nC <sub>4</sub>	2,37
iC <sub>5</sub>	0,43
nC <sub>5</sub>	0,04
C <sub>6</sub>	0,02
N <sub>2</sub>	6,12
CO <sub>2</sub>	1,84
H <sub>2</sub> S	0,71
ρ при раб. усл., кг/м <sup>3</sup>	13,99
ρ при станд. усл., кг/м <sup>3</sup>	0,82
Пластовая вода, г/м <sup>3</sup>	33,7
Параметры С-01	
Т на входе, °С	10–20
Р на входе, МПа	4
Степень отделения жидкой фазы, %	80–85
Производительность, тыс. м <sup>3</sup> /ч	80
Параметры трехфазного сепаратора С-02	
Т на входе, °С	–10/–18
Р на входе, МПа	3–4
Степень отделения жидкой фазы, %	98–99
Унос жидкости, г/м <sup>3</sup>	0,02
Унос с газом C <sub>5+</sub> , г/м <sup>3</sup>	2,7
Параметры С-03	
Т на входе, °С	–10/–18
Р на входе, МПа	3–4
Степень отделения жидкой фазы, %	98–99
Т на выходе, °С	–10
Р на выходе, МПа	до 4

Рис. 3

Процесс НТС с трехфазным сепаратором



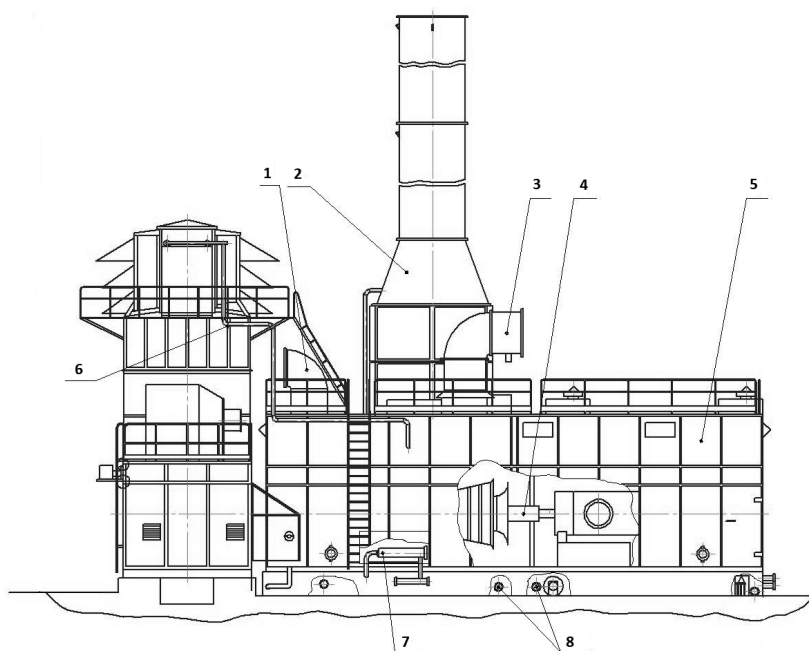
**Таблица 3**

**Состав ПНГ после реконструкции объекта**

Состав ПНГ на входе в УКПГ		Состав ПНГ на выходе с УКПГ	
компонент	% мол.	компонент	% мол.
C <sub>1</sub>	60,54	C <sub>1</sub>	68,16
C <sub>2</sub>	17,06	C <sub>2</sub>	23,31
C <sub>3</sub>	9,72	C <sub>3</sub>	0,51
iC <sub>4</sub>	1,15	iC <sub>4</sub>	0,22
nC <sub>4</sub>	2,37	nC <sub>4</sub>	0,32
iC <sub>5</sub>	0,43	iC <sub>5</sub>	0,13
nC <sub>5</sub>	0,04	nC <sub>5</sub>	0,03
C <sub>6</sub>	0,02	C <sub>6</sub>	0,02
N <sub>2</sub>	6,12	N <sub>2</sub>	5,98
CO <sub>2</sub>	1,84	CO <sub>2</sub>	0,61
H <sub>2</sub> S	0,71	H <sub>2</sub> S	0,71
Пластовая вода, г/м <sup>3</sup>	33,5	Пластовая вода, г/м <sup>3</sup>	0,02

**Рис. 4**

**Схема ГПА: 1 – система вентиляции патрубков, 2 – система отвода выхлопных газов, 3 – система охлаждения, 4 – турбоблок, 5 – контейнер, 6 – система подогрева циклового воздуха, 7 – газовая система, 8 – дренаж**



**Таблица 4**

**Характеристика ГПА 12 МВт**

Показатель	Значение
Мощность на валу силовой турбины, МВт	12
КПД на валу силовой турбины, %	35
Частота вращения силовой турбины, об/мин	6500
Ресурс, ч – назначенный	100000

тировки добытого флюида на УКПГ и ОГПЗ без использования компрессорного оборудования. Но на протяжении длительного периода эксплуатации скважин Р<sub>пл</sub> оказывается недостаточным для подачи добытых запасов в трубопровод [6].

Цель технического перевооружения объекта – переход на двухступенчатое компримирование сырья, а именно новое строительство блока компрессорного цеха (КЦ-2) 1-й ступени компримирования с переводом части газоперекачивающих агрегатов КЦ-1 в состав КЦ-2.

Модернизация также предполагает установку двух новых ГПА мощностью 12 МВт. Схема нового ГПА представлена на рис. 4.

Основные параметры работы нового оборудования на ДКС представлены в табл. 4.

На обеих ступенях сжатия находится по четыре газоперекачивающих агрегата. Итоговая технологическая схема предусматривает следующую компоновку ГПА: 1-я ступень – 2 рабочих + 1 резерв + 1 ремонт; 2-я ступень – 3 рабочих + 1 резерв + 1 ремонт.

Принципиальная схема действующей ДКС представлена на рис. 5.

Действующая схема дожимной компрессорной станции имеет следующие недостатки, которые препятствуют приему ПНГ:

- недостаточное количество ГПА, которые не способны справиться с возросшим объемом поступающего сырья;
- данное оборудование не может обеспечить показатели выходного давления (Р<sub>вых</sub>), требуемые для дальнейшей транспортировки газа на ОГПЗ.

Для обеспечения оптимальных показателей работы ДКС предлагается перевод части оборудования блока компримирования КЦ-1 в блок КЦ-2, а также установка двух новых ГПА мощностью 12 МВт.

На рис. 6 указана схема дожимной компрессорной станции с учетом блока модернизации.

Исходные данные для моделирования процесса двухступенчатого компримирования сырья приведены в табл. 5.

Итоговая схема процесса двухступенчатого компримирования сырья представлена на рис. 7.

Очищенный газ с УКПГ транспортируется на ДКС, дополнительно сепаруется, очищается от механических примесей, разделяется на газовую и жидкую фазу. Газовая часть поступает в блок КЦ-1 или КЦ-2 на 1-ю ступень

Рис. 5

Действующая схема ДКС

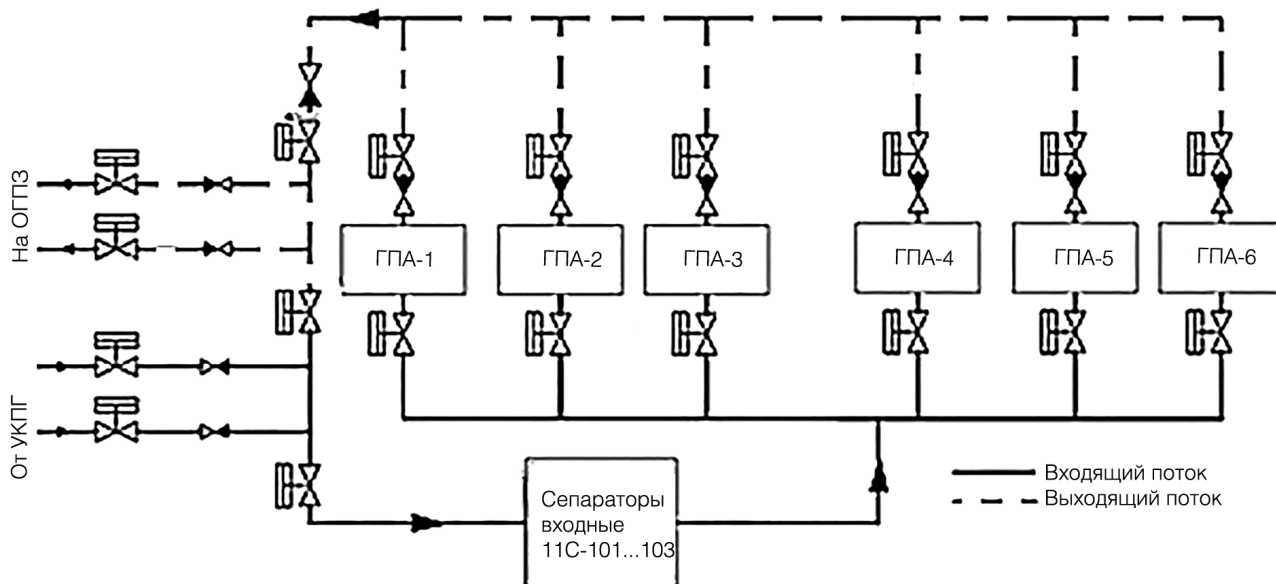
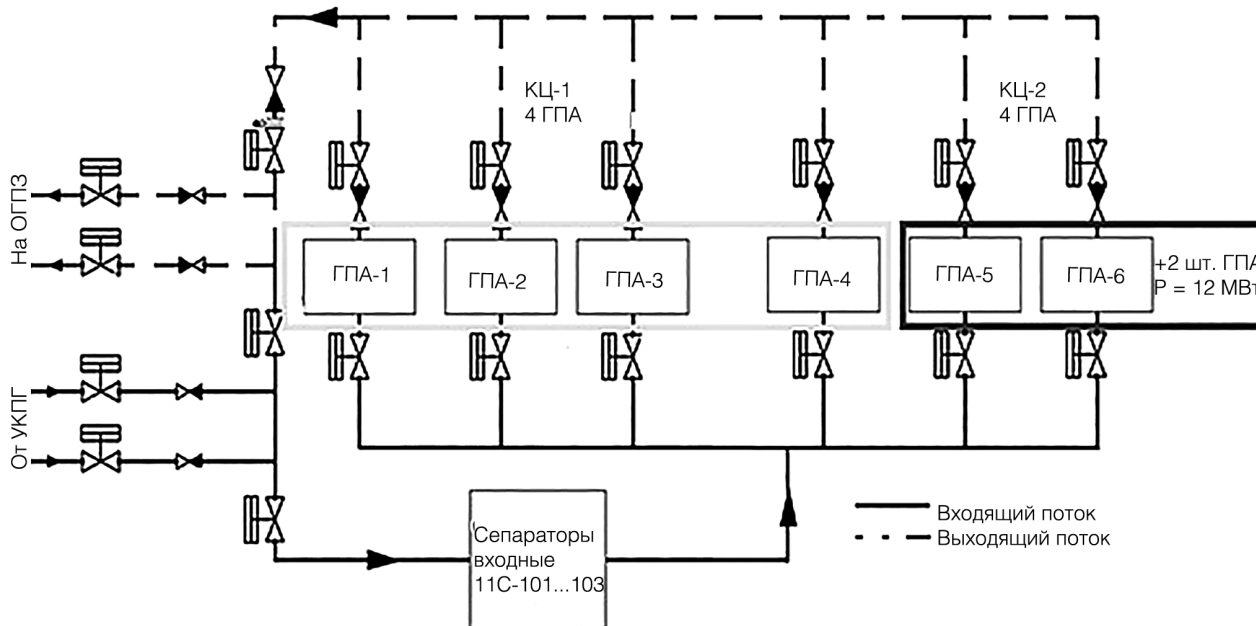


Рис. 6

Модернизированная схема ДКС



компримирования на один из четырех ГПА. Далее газ с давлением около 3 МПа направляется на 2-ю ступень сжатия, затем в трубопровод на ОГПЗ.

В табл. 6 представлены основные параметры процесса компримирования сырья до и после технического перевооружения ДКС.

Результаты расчетов показывают, что введение в структуру ДКС нового блока компримирования КЦ-2 с использованием новых ГПА позволяет достичь необходимого давления на выходе из ДКС для подачи газа в газопровод.

Таблица 5

Показатели ДКС до модернизации объекта

Показатель	Значение
Т на входе, °С	-10
Р на входе, МПа	3
Мощность при Рвхода = 31,5 кгс/см <sup>2</sup> , тыс. м <sup>3</sup> /ч	320
Т на выходе, °С	-5/+20
Р на выходе, МПа	4-4,5

Рис. 7

Схема процесса двухступенчатого сжатия подготовленного газа на ДКС

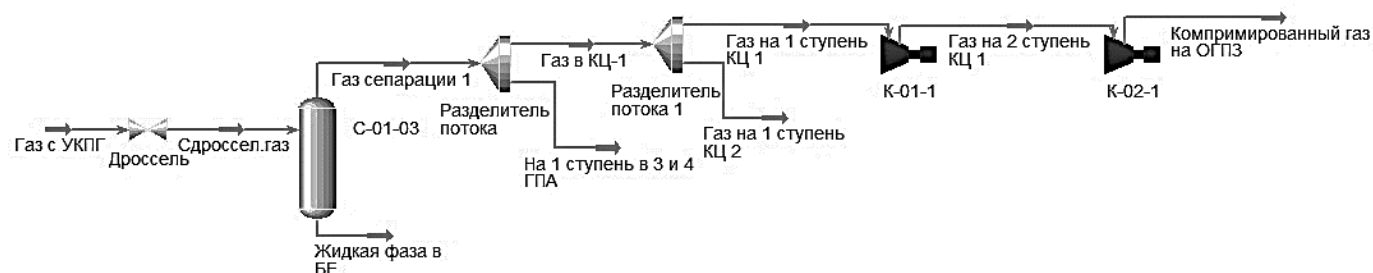


Таблица 6

Режим работы ДКС до и после модернизации

Режим работы ДКС до модернизации		Режим работы ДКС после модернизации	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
Т на входе, °С	-10	Т на входе, °С	-10
Р на входе, МПа	3	Р на входе, МПа	3
Мощность при $P_{\text{входа}} = 31,5 \text{ кгс/см}^2$ , тыс. м <sup>3</sup> /ч	320	Мощность при $P_{\text{входа}} = 31,5 \text{ кгс/см}^2$ , тыс. м <sup>3</sup> /ч	500
Т на выходе, °С	-5/+20	Р на выходе после 1 ст. КЦ, МПа	3-4
Р на выходе, МПа	4-4,5	Р на выходе после 2 ст. КЦ, МПа	6

Таким образом, варианты модернизации УКПГ и ДКС обеспечивают требуемые показатели процесса подготовки углеводородного сырья на ОНГКМ.

Выводы

1. Показано, что модернизация процесса низкотемпературной сепарации на УКПГ ОНГКМ, включающая замену двухфазного сепаратора на трехфазный сепаратор-пробкоуловитель, позволяет уменьшить количество пластовой воды в подготавливаемом сырье до требуемых показате-

лей, а также снизить расход метанола для предотвращения гидратообразования.

2. Техническое перевооружение дожимной компрессорной станции с вводом второго компрессорного цеха является рациональным решением для достижения требуемых значений выходного давления при транспортировке продукции ДКС на ОГПЗ с учетом падающего пластового давления на месторождении.

3. Эффективность принятых технических решений на УКПГ и ДКС подтверждается расчетными режимами работы промысловых объектов и характеристиками получаемой продукции.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аязгулов И.В. Анализ эффективности работы низкотемпературного сепаратора на газоконденсатном промысле № 22 Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения // Теория. Практика. Инновации. 2016. № 9. С. 7-10.
2. Разделительное и сепарационное оборудование: каталог. М.: Курганхиммаш, 2012. С. 22-26.
3. Оздоева А.Х. Выбор технологий полезного использования попутного нефтяного газа на основе экономических оценок: дис. канд. экон. наук: 08.00.05. М., 2016. С. 170.
4. Яркеева Н.Р., Ишбулатов И.А. К вопросу об эффективности технологии низкотемпературной сепарации // Нефтегазовое дело. 2019. № 1. С. 13-23.
5. Патент РФ № 2534634. Сепаратор-пробкоуловитель и способ его применения / Марушак Г.М., Шевцов А.П., Лачугин И.Г., Пырин М.И., Горшков В.К., Тронько Н.В. Опубл. 10.06.2014.
6. Воронежский А.В. Современные компрессорные станции. М.: Премиум Инжиниринг, 2009. С. 43-49.

REFERENCES

1. Ayazgulov I.V. Analysis of the efficiency of the low-temperature separator at the gas condensate field No. 22 of the Urengoy oil and gas condensate field. *Teoriya. Praktika. Innovatsii*, 2016, no. 9, pp. 7-10 (In Russian).
2. *Razdelitel'noye i separatsionnoye oborudovaniye* [Separation equipment]. Moscow, Kurgankhimnash Publ., 2012. pp. 22-26.
3. Ozdoyeva A.Kh. *Vybor tekhnologiy poleznogo ispol'zovaniya poputnogo nefyanogo gaza na osnove ekonomicheskikh otsenok*. Diss. kand. ekon. nauk [The choice of technologies for the beneficial use of associated petroleum gas based on economic estimates. Cand. econom. sci. diss.]. Moscow, 2016. p. 170.
4. Yarkeyeva N.R., Ishbulatov I.A. On the issue of the efficiency of low-temperature separation technology. *Neftegazovoye delo*, 2019, no. 1, pp. 13-23 (In Russian).
5. Marushak G.M., Shevtsov A.P., Lachugin I.G., Pyrin M.I., Gorshkov V.K., Tron'ko N.V. *Separator-probkoulovitel' i sposob yego primeneniya* [Separator-cork catcher and method of its application]. Patent RF, no. 2534634, 2014.
6. Voronetskiy A.V. *Sovremennyye kompressornyye stantsii* [Modern compressor stations]. Moscow, Premium Inzhiniring Publ., 2009. pp. 43-49.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРЕ / INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

**Жагфаров Фирдавес Гаптелфартович**, д.т.н., проф., и.о. завкафедрой газохимии, РГУ нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина.

**Григорьева Наталья Анатольевна**, к.х.н., доцент кафедры газохимии, РГУ нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина.

**Срибная Татьяна Юрьевна**, магистрант кафедры газохимии, РГУ нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина.

**Firdaves G. Zhagfarov**, Dr. Sci. (Tech.), Prof., Acting Head of the Department of Gas Chemistry, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University).

**Grigoryeva Natalya Anatolyevna**, Cand. Sci. (Chem.), Assoc. Prof. of the Department of Gas Chemistry, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University).

**Sribnaya Tatyana Yuryevna**, Undergraduate of the Department of Gas Chemistry, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University).