

3
НОМЕР

БОНЦ

ISSN 2304-9081

ЭЛЕКТРОННЫЙ ЖУРНАЛ

<http://www.elmag.uran.ru>

БЮЛЛЕТЕНЬ

ОРЕНБУРГСКОГО НАУЧНОГО ЦЕНТРА УРО РАН

Vulpes corsac Linnaeus, 1768

Корсак

Паженков А.С.



2021

УЧРЕДИТЕЛЬ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ НАУКИ
ОРЕНБУРГСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ЦЕНТР
УРАЛЬСКОГО ОТДЕЛЕНИЯ РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

© П.А. Квитко, 2021

УДК 66-963

П.А. Квитко

МОДЕРНИЗАЦИЯ УЗЛА ОХЛАЖДЕНИЯ НА УСТАНОВКЕ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ КАК СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ТОВАРНОГО ГАЗА ОРЕНБУРГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Цель. Определение оптимального способа улучшения температурного режима на установках комплексной подготовки газа Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения для снижения температуры точки росы товарного газа и увеличения степени извлечения тяжелых углеводородов.

Методы и материалы. При проведении исследования рассматривался накопленный опыт решений подобных задач. Оценка эффективности рассмотренных способов проводилась путем моделирования схем - текущей и модернизированной - с применением программного пакета.

Результаты. Проведенные изыскания могут быть применимы при рассмотрении путей модернизации действующей установки подготовки газа на Оренбургском месторождении.

Заключение. Результаты технологического расчета данных схем показали, что наиболее эффективной с точки зрения холодопроизводительности и выполнения требований к товарной продукции является установка в схеме источника искусственного холода.

Ключевые слова. Низкотемпературная сепарация, дроссель, турбодетандерный агрегат, температура точки росы.

P.A. Kvitko

MODERNIZATION OF THE COOLING UNIT AT THE LOW-TEMPERATURE SEPARATION UNIT AS A WAY TO INCREASE THE QUALITY OF COMMERCIAL GAS OF THE ORENBURG DEPOSIT

National University of Oil and Gas "Gubkin University"

Objective. Determination of the optimal way to improve the temperature conditions at the gas treatment units of the Orenburg oil and gas condensate field to reduce the dew point temperature of gas and increase the degree of heavy hydrocarbons recovery.

Methods and materials. The accumulated experience of similar issues was considered during the study. Evaluation of the effectiveness of the considered methods was carried out by modeling current and modernized technologies using a software package.

Results. The study can be applied when considering ways to modernize the existing gas treatment unit at the Orenburg field.

Conclusion. The results of the technological calculation of these schemes showed that the installation of an artificial cold source in the scheme is the most effective from the point of view of refrigerating capacity and meeting the requirements for marketable products.

Keywords. Low temperature separation, throttle, turbo expanding assembly, dew point temperature.

Введение

Сырой газ, поступающий из добывающих скважин, подлежит предварительной подготовке перед его подачей в магистральные трубопроводы. Отделение тяжелых углеводородов и капельной влаги является обязательным этапом для обеспечения бесперебойной и качественной транспортировки газа. С этой целью на месторождениях реализуются процессы сепарации предварительно охлажденного потока. Наименее капиталоемким и наиболее распространенным является метод подготовки газа методом низкотемпературной сепарации (НТС), где охлаждение потока производится путем его изоэнтальпийного расширения с применением дроссельного устройства. Такое исполнение нашло свое применение, в том числе, и на Оренбургском месторождении.

Вопрос о снижении качества выходного газа встает на каждой подобной установке рано или поздно в связи с постепенным снижением пластового давления, которое происходит по мере разработки месторождения. Этот процесс приводит ко многим изменениям как в пласте, так и на поверхности – непосредственно на установке подготовки. В пласте происходит неравномерное по площади выпадение растворенного в газе конденсата, что приводит к неоднородности состава поступающего в скважину газа [1]. Содержание влаги в газе также может варьировать в широких пределах в ходе разработки и извлечения углеводородов из залежи и последующего формирования притока подземных вод в газоконденсатную залежь [2]. Наличие воды, растворенной в пластовом газе, сказывается на характере фазовых переходов. При прорыве воды к скважинам в добываемом пластовом газе фиксируется пониженное содержание углеводородов C_{5+} .

Снижение свободного перепада давления влечет за собой и технологические затруднения в получении низких температур на установках подготовки газа. Дроссель-эффект не позволяет добиться значений температуры, которые бы обеспечивали необходимую степень сепарации.

Вышеуказанные закономерности характерны для Оренбургского месторождения, где они приводят к обогащению потока товарного газа тяжелыми углеводородами, что влечет за собой увеличение температуры точки росы и повышение риска образования гидратов в газопроводе. При этом на газ, подаваемый в магистральный трубопровод, установлены требования, которые не оказывается возможным выполнять при данных параметрах работы. Кроме того, устранение последствий попадания в газопровод тяжелых угле-

водородов и влаги включает в себя периодические операции, требующие дополнительных затрат.

Когда стоит необходимость более значительного снижения температуры потока, прибегают к более эффективным методам захлаживания нежели изоэнтальпийное расширение [3-11].

При том же перепаде давления турбодетандерные агрегаты могут обеспечивать получение более низких температур. Благодаря преобразованию части потенциальной энергии на неподвижных частях в кинетическую, а также перехода энергии в механическую работу на его подвижных частях происходит охлаждение газа, сопровождающееся совершением газом полезной работы, которая может быть использована в собственных целях. Замена дроссельного устройства на турбодетандер позволяет эффективнее вести сепарацию, так как протекающий в турбодетандере процесс близок к адиабатическому, который позволяет при сохранении прошлого перепада давления получить большее снижение температуры.

Применение источников искусственного холода – внешних холодильных циклов с применением того или иного хладагента – позволяет охлаждать поток до необходимой температуры независимо от величины перепада давления. В качестве хладагента используются пропан, этан, аммиак и смеси углеводородов. Выбор того или иного хладагента зависит от требований к степени извлечения конденсата и условий транспортировки газа по трубопроводам. Механизм производства искусственного холода базируется на выделении энергии при испарении сжиженных газов. Этот холод передается охлаждаемому газу, в результате чего пары хладагента конденсируются и возвращаются в цикл сжатия.

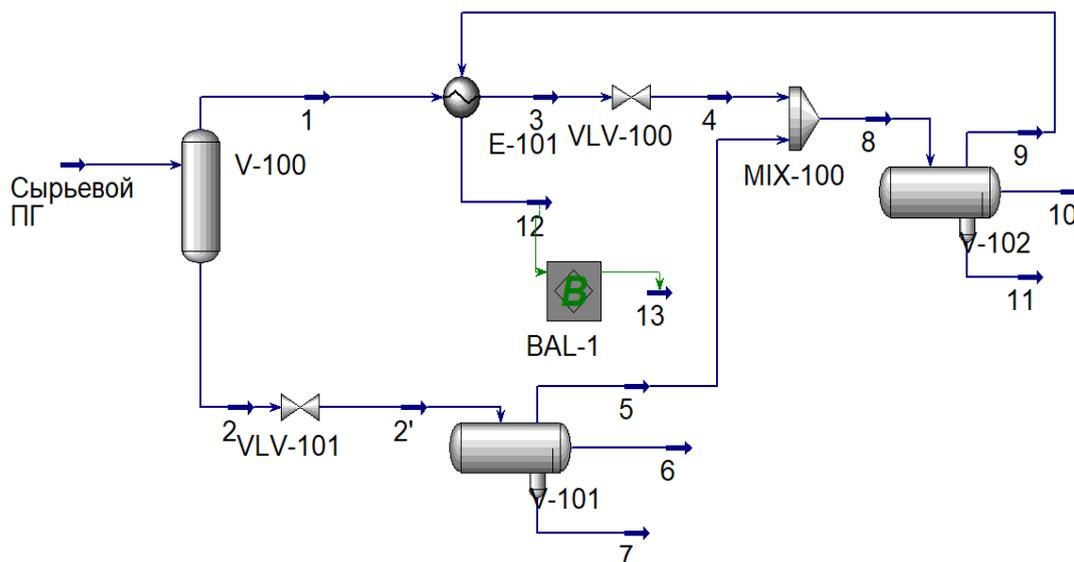
Установки НТС с холодильным циклом позволяют продлить период работы установки подготовки без ввода дожимной компрессорной станции и снизить энергетические затраты на сжатие газа в два раза по сравнению с сепарацией с применением изоэнтальпийного расширения. При этом эта технология требует значительного увеличения площади в связи с необходимостью дополнительного оборудования [3].

Цель работы – определение оптимального способа улучшения температурного режима на установках комплексной подготовки газа Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения для снижения температуры точки росы товарного газа и увеличения степени извлечения тяжелых углеводородов.

Материалы и методы

Для выявления оптимального метода усовершенствования процесса сепарации было проведено моделирование схемы действующей установки и схем предлагаемых вариантов модернизации.

На действующей установке поток сырьевого газа поступает с блока входных ниток в первичный сепаратор V-100, в котором осуществляется предварительное отделение конденсата и водно-метанольной смеси от потока газа. Далее поток газа направляется на охлаждение: сначала с помощью рекуперативного теплообменника E-101. Затем с помощью дроссельного устройства газ дополнительно охлаждается за счет изоэнтальпийного расширения и поступает в основной трехфазный сепаратор V-102. Отделившаяся газовая фаза направляется обратно в теплообменник E-101 для передачи тепла потоку сырого газа и далее в газопровод. Жидкая фаза из сепаратора V-100 проходит вторую ступень сепарации в аппарате V-101. Из него поток газовой фазы 5 поступает в низкотемпературный сепаратор, а потоки конденсата 6 и водно-метанольной смеси 7 в конденсатопровод и установку регенерации метанола соответственно (рис. 1).

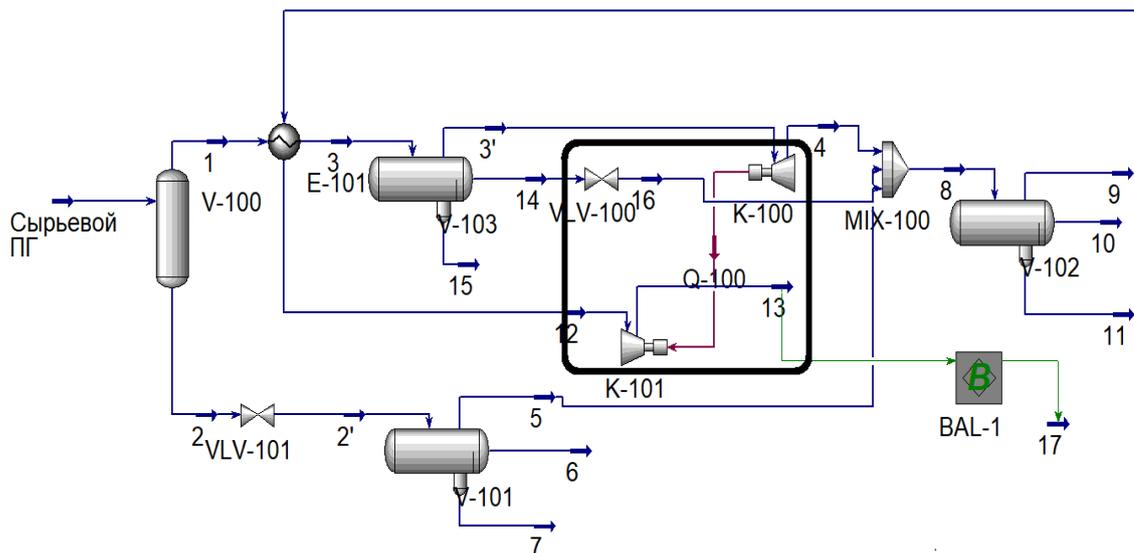


V-100, V-101, V-102 – сепаратор; E-101 – рекуперативный теплообменник; VLV-100, VLV-101 – дроссель; MIX-100 – смеситель;

Рис. 1. Технологическая схема НТС.

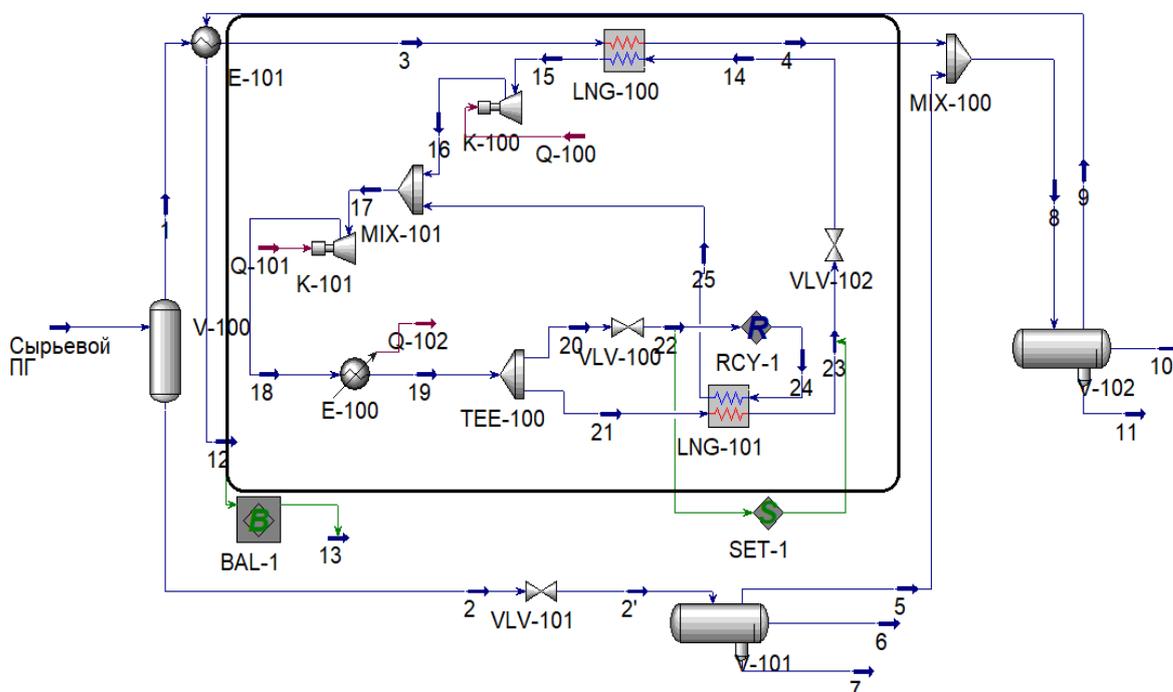
В целях снижения температуры потока 4 была смоделирована схема с внедрением турбодетандерного агрегата (ТДА) (рис. 2). Помимо этого она имеет в своем составе также дополнительный сепаратор V-103 для защиты

корпуса турбодетандера К-100, а также размещенный на одном валу с турбодетандером компрессор К-101.



V-100, V-101, V-102 – сепаратор; E-101 – рекуперативный теплообменник; V-103 – трубный сепаратор; VLV-100, VLV-101 – дроссель; MIX-100 – смеситель; K-100 – турбодетандер; K-101 – компрессор

Рис. 2. Технологическая схема НТС с турбодетандером.



V-100, V-101, V-102 – сепаратор; E-100, E-101 – рекуперативный теплообменник; VLV-100, VLV-101, VLV-102 – дроссель; MIX-100 – смеситель; LNG-100 – пропановый холодильник; K-100, K-101 – компрессор; TEE-100 – разделитель; LNG-101 – холодильник

Рис. 3. Технологическая схема НТС с пропановым холодильным циклом.

Следующей была смоделирована схема, где предусматривалась замена дроссельного устройства на пропановый холодильник (ПХ), выступающего в роли источника искусственного холода (рис. 3). В цикле предусмотрено двухступенчатое компримирование хладагента.

Результаты и обсуждения

Схема действующей установки НТС показала следующее: температура точки росы отсепарированного газа составляет +14,0 °С (при этом требуемое значение равно -10°С [12]), а содержание углеводородов C₅₊ остается практически неизменным по сравнению с сырьевым газом (табл.).

Таблица 1. Параметры газа до и после процесса НТС

Параметр	Сырьевой газ	Газ сепарации действующей схемы	Газ сепарации в схеме с ТДА	Газ сепарации в схеме с ПХ
CH ₄ , моль %	84,60	84,54	84,94	86,88
C ₂ H ₆ , моль %	3,84	3,89	3,85	3,61
C ₃ H ₈ , моль %	1,67	1,72	1,67	0,90
i-C ₄ H ₁₀ , моль %	0,31	0,30	0,30	0,09
n-C ₄ H ₁₀ , моль %	0,57	0,58	0,57	0,16
C ₅₊ , моль %	0,68	0,62	0,48	0,04
N ₂ , моль %	5,81	5,74	5,83	5,98
CO ₂ , моль %	0,81	0,83	0,79	0,79
H ₂ S, моль %	1,71	1,79	1,58	1,53
Температура точки росы, °С	-	+14,0	+3,4	-16,6

Такие параметры выходного потока говорят о том, что на данный момент эксплуатация установки ведется с большими потерями ценных компонентов в конденсате, а отсепарированный газ, поступающий в магистральный трубопровод, характеризуется значительными отклонениями в значениях требуемых показателей.

Смоделированная схема с заменой дросселя на турбодетандер показала низкий эффект от проведения подобного изменения схемы: температура точки росы составила +3,4°С, при этом количество углеводородов C₅₊ снижается лишь на 0,14%. Такие результаты можно обосновать недостаточным значением перепада давления для заметного снижения температуры сепарации.

В схеме с включением пропанового холодильного цикла в ходе сепарации в отсепарированном газе количество углеводородов C₅₊ снижается до 0,48%. При этом температура точки росы снижается до -16,6 °С.

Полученные данные доказывают, что включение пропанового холодильного цикла позволит проводить сепарацию более эффективно и добиваться необходимой четкости разделения при тех же входных параметрах газа.

Заключение

В ходе проведенного исследования были выявлены основные проблемы установки комплексной подготовки газа на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении, а именно: высокие значения температуры точки росы товарного газа и большое количество в его составе углеводородов C_{5+} . По итогам работы было выявлено, что введение в схему низкотемпературной сепарации на установке комплексной подготовки газа Оренбургского месторождения источника искусственного холода вместо дроссельного устройства позволит не только повысить качество товарной продукции и удовлетворить требования отраслевого стандарта к газу, поставляемому в магистральный трубопровод, но и обеспечить выделение дополнительного количества конденсата.

ЛИТЕРАТУРА

1. Назыров М. Р., Еремеева С.В, Валеева О.Н., Швец А.Н., Овчаренко А.И. Особенности учета углеводородов C_{5+} в добываемой пластовой смеси Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Газовая промышленность. 2017. 12: 52-58
2. Нестеренко М. Ю. Нестеренко Ю.М., Соколов А.Г. Геодинамические процессы в разрабатываемых месторождениях углеводородов (на примере Южного Предуралья). Екатеринбург: УрО РАН. 2015. 186 с.
3. Прокопов А.В., Кубанов А.Н., Истомин В.А. и др. Современное состояние технологий промысловой подготовки газа газоконденсатных месторождений. Вести газовой науки: Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. М.: Газпром ВНИИГАЗ. 2015. 3 (23): 100-108.
4. Кубанов А.Н., Козлов А.В., Прокопов А.В. и др. Применение турбохолодильной техники на УКПГ: компрессор-детандер или детандер-компрессор. Наука и техника в газовой промышленности. 2011. 3: 55–62.
5. Шешуков Н.Л. Сбор и подготовка продукции газовых и газоконденсатных месторождений: Уч. пособие. Тюмень, 2013. 100 с.
6. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. М.: «Недра», 1977. 192 с.
7. Гриценко А.И., Истомин В.А., Кульков А.Н., Сулейманов Р.С. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России. М.: «Недра», 1999. 473 с.
8. Бекиров Т.М., Лончаков Г.А. Технология обработки газа и конденсата. М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 1999. 596 с.
9. Хетагуров В.А., Слугин П.П., Воронцов М.А., Кубанов А.Н. Опыт и перспективы применения турбодетандерных агрегатов на промысловых технологических объектах газовой промышленности России. Газовая промышленность. 2018. 11: 14-22.
10. Ишмурзин А.А., Мияссаров Р.Ф., Махмутов Р.А. Низкотемпературная сепарация природного газа для извлечения целевых компонентов. Молодой ученый. 2017. 7: 69–72.
11. Земенков Ю.Д., Александров М.А., Маркова Л.М., Дудин С.М., Подорожников С.Ю., Никитина А.В. Техника и технологии сбора и подготовки нефти и газа: Учебник. Тюмень: Издательство ТюмГНГУ, 2015. 160 с.
12. СТО Газпром 089-2010 Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый

по магистральным газопроводам. Технические условия. М.: Газпром экспо, 2010. 20 с.

Поступила 23.09.2021 г.

(Контактная информация: **Квитко Полина Алексеевна** – магистр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина; адрес: 119991, Москва, Ленинский пр-т., д. 65; тел.: +7(977)2567851; e-mail: polinakvitko@gmail.com).

REFERENCES

1. Nazyrov M.R., Ereemeeva S.V., Valeeva O.N., Shvets A.N., Ovcharenko A.I. Peculiarities of Accounting for C5+ Hydrocarbons in Produced Reservoir Mixture of the Orenburg Oil and Gas Condensate Field. *Gas industry*. 2017. 12: 52-58
2. Nesterenko M. Yu. Nesterenko Yu.M., Sokolov A.G. Geodynamic processes in developing hydrocarbon deposits (on the example of the Southern Cis-Urals). Yekaterinburg: Ural Branch of the Russian Academy of Sciences. 2015. 186 p.
3. Prokopov A.V., Kubanov A.N., Istomin V.A. Sovremennoe sostoyanie tekhnologii promyslovoi preparatsiia gaza gazokondensatnykh poleznykh [Modern state of technology for field preparation of gas from gas condensate fields]. *Vesti gazovoy nauk-ki: Problems of development and operation of gas, gas condensate and oil and gas condensate fields*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ. 2015. 3(23): 100-108.
4. Kubanov A.N., Kozlov A.V., Prokopov A.V. and others. The use of turbo-refrigeration equipment at the GTP: compressor-expander or expander-compressor. *Science and technology in the gas industry*. 2011. 3: 55–62.
5. Sheshukov N.L. Collection and preparation of products from gas and gas condensate fields: Uch. allowance. Tyumen, 2013. 100 p.
6. Lutoshkin G.S. Collection and preparation of oil, gas and water. M.: "Nedra", 1977. 192 p.
7. Gritsenko A.I., Istomin V.A., Kulkov A.N., Suleimanov R.S. Gathering and field treatment of gas at the northern fields of Russia. M.: "Nedra", 1999. 473 p.
8. Bekirov T.M., Lonchakov G.A. Gas and condensate processing technology. M.: ООО "Nedra-Businesscenter", 1999. 596 p.
9. Khetagurov V.A., Slugin P.P., Vorontsov M.A., Kubanov A.N. Experience and prospects for the use of turbo-expander units at field technological facilities of the Russian gas industry. *Gas industry*. 2018. 11: 14-22.
10. Ishmurzin A.A., Miyassarov R.F., Makhmutov R.A. Low-temperature separation of natural gas for the extraction of target components. *Young scientist*. 2017. 7: 69–72.
11. Zemenkov Yu.D., Aleksandrov M.A., Markova L.M., Dudin S.M., Podorozhnikov S.Yu., Nikitina A.V. Technique and technology for the collection and preparation of oil and gas: Textbook. Tyumen: Tyumen State University Publishing House, 2015. 160 p.
12. STO Gazprom 089-2010 Combustible natural gas supplied and transported through main gas pipelines. Specifications. M.: Gazprom Expo, 2010. 20 p.

Образец ссылки на статью:

Квитко П.А. Модернизация узла охлаждения на установке низкотемпературной сепарации как способ повышения качества товарного газа оренбургского месторождения. Бюллетень Оренбургского научного центра УрО РАН. 2021. №3. 8с. [Электр. ресурс] (URL: <http://elmag.uran.ru:9673/magazine/Numbers/2021-3/Articles/ПАК-2021-3.pdf>).

DOI: 10.24411/2304-9081-2021-13001