

# Внедрение технологии совместного компримирования газа сеноманской залежи и ачимовских отложений

**А.Ю. Корякин**

генеральный директор  
[a.u.koryakin@gd-urengoy.gazprom.ru](mailto:a.u.koryakin@gd-urengoy.gazprom.ru)

**Р.Н. Исмагилов**

заместитель генерального директора по производству  
[r.n.ismagilov@gd-urengoy.gazprom.ru](mailto:r.n.ismagilov@gd-urengoy.gazprom.ru)

**В.Ф. Кобычев**

начальник технического отдела  
[v.f.kobychhev@gd-urengoy.gazprom.ru](mailto:v.f.kobychhev@gd-urengoy.gazprom.ru)

**С.А. Серебрянский**

инженер 1 категории отдела технологического мониторинга перспективных проектов  
[s.a.serebryanskiy@gd-urengoy.gazprom.ru](mailto:s.a.serebryanskiy@gd-urengoy.gazprom.ru)

ООО «Газпром добыча Уренгой»,  
 Новый Уренгой, Россия

**В статье рассмотрены результаты испытаний совместной эксплуатации ачимовской и сеноманской установок комплексной подготовки газа (далее — УКПГ) Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. Подача газа сепарации ачимовской установки для компримирования на вторую ступень сжатия газа сеноманской установки позволила повысить энергоэффективность газоперекачивающих агрегатов благодаря увеличению их загрузки. Применение схем совместной эксплуатации сеноманских и ачимовских промыслов перспективно на завершающей стадии разработки сеноманской залежи.**

**Материалы и методы**

Низкотемпературная сепарация и компримирование газа

**Ключевые слова**

ачимовские отложения, сеноманская залежь, дожимная компрессорная станция, межпромысловый коллектор, газоперекачивающий агрегат

В разрезе месторождений Большого Уренгоя выделено три этажа газоносности. Верхний этаж — сеноманские газовые залежи, залегающие на глубине 1030–1280 м. Средний этаж газоносности — нижнемеловые нефтегазоконденсатные залежи, образующие самостоятельные месторождения: Уренгойское, Ен-Яхинское, Северо-Уренгойское и Песцовое. Залежи этих месторождений относятся к валанжинским отложениям, в которых располагается до 17 газоносных пластов на глубинах от 1700 до 3340 м. Нижний этаж газоносности — ачимовские нефтегазоконденсатные залежи, располагаются на глубине 3550–4000 м.

На Уренгойском месторождении в 1978 и 1985 гг. были введены в промышленную эксплуатацию газовая (сеноманская) и газоконденсатная (валанжинская) залежи. Их разработка осуществляется на истощение пластовой энергии. Подготовка к магистральному транспорту продукции газовых залежей осуществляется абсорбционной осушкой на 16 сеноманских (УКПГ), а газоконденсатных залежей — низкотемпературной сепарацией на 5 валанжинских УКПГ. Подготовленный газ с установок направляется в межпромысловый коллектор (далее — МПК), состоящий из четырех ниток, через который подается на головные компрессорные станции и далее — в единую систему газоснабжения.

Для поддержания проектных уровней добычи газа с 1987 года на каждой сеноманской УКПГ были построены дожимные компрессорные станции (ДКС), которые состоят из двух цехов компримирования, с газоперекачивающими агрегатами (далее — ГПА) единичной мощностью 16 МВт.

По сравнению с пиковым уровнем, достигнутым в середине 80-ых годов, добыча газа к настоящему времени по основной площади месторождения сократилась примерно в 5 раз, что приводит к снижению загрузки технологического оборудования.

Для обеспечения необходимой загрузки сепараторов и аппаратов осушки газа производится вывод в резерв технологических ниток. Проектная компоновка цехов станций с минимальным числом ГПА (в основном 3 единицы на каждой ступени) и большой их производительностью приводит на стадии падающей добычи сеноманской залежи к недогрузке агрегатов. Для работы нагнетателей необходима подача части сжатого газа на вход ГПА, что приводит к перерасходу топливного газа.

Решением этой проблемы на месторождениях Большого Уренгоя стало внедрение схем совместной эксплуатации промыслов. Первоначально такой опыт был приобретен при реализации совместной эксплуатации сеноманских и валанжинских промыслов.

Валанжинские промыслы Уренгойского и Ен-Яхинского месторождений расположены на одних технологических площадках

с сеноманскими промыслами. Медленный темп отбора газа из валанжинских залежей и более высокие начальные пластовые давления позволяли до настоящего времени разрабатывать их практически с постоянным уровнем отбора.

Проектные решения по разработке валанжинской залежи предусматривали ввод двух компрессорных цехов (КЦ) при достижении входного давления 9,0 МПа перед УКПГ и подачу подготовленного газа в межпромысловый коллектор с давлением 6,0 МПа. Входное давление с валанжинских ДКС должно было составлять 11,0 МПа. Ввод ДКС был предусмотрен на УКПГ-1АВ, 2В в 2005 году, а на УКПГ-5В и 8В — в 2006 году. Указанная величина входного давления была достигнута на 2–3 года раньше, чем предусматривалось проектом. Строительство валанжинских ДКС задерживалось. Это вызвало необходимость разработать новые технические решения по обеспечению проектных уровней добычи газа и конденсата на валанжинских промыслах.

Специалистами ООО «Газпром добыча Уренгой» была разработана схема совместной эксплуатации сеноманских и валанжинских промыслов (рис. 1).

Благодаря внедрению на установках низкотемпературной сепарации схемы с дросселированием в две ступени и подаче подготовленного газа на расположенные рядом сеноманские ДКС, были обеспечены оптимальные параметры подготовки валанжинского газа [1]. При этом увеличилась загрузка ГПА сеноманских ДКС, был предотвращен перепуск топливного газа, что привело к сокращению его удельного расхода. Был оптимизирован и процесс подготовки сеноманского газа [2].

Разработанная инновация позволила вводить валанжинские ДКС при достижении входного давления на установку 5,5 МПа. В результате необходимости ввода валанжинских станций отодвинулась на несколько лет. Использование мощностей сеноманских ДКС позволило понизить мощность валанжинских ДКС и сократить количество ГПА. Также снизилась металлоемкость ДКС благодаря уменьшению выходного давления после ГПА с 11,0 МПа проектных до 7,5 МПа. Следует отметить, что рост давления на входе в установки низкотемпературной сепарации с 5,5 МПа до 7,5 МПа у схемы с дросселированием газа в две ступени и подаче подготовленного газа на сеноманские станции, а также с 9,0 МПа до 11,0 МПа у проектной схемы, связан с увеличением температуры газа на 20°C из-за его сжатия и с последующим охлаждением в аппарате воздушного охлаждения.

Комплекс решений по совместной эксплуатации сеноманских и валанжинских промыслов позволил значительно сократить затраты на развитие и эксплуатацию валанжинского дожимного комплекса [3]. Разработанные инновации были внедрены на

пяти газовых и газоконденсатных установках. Благодаря их применению была обеспечена устойчивая эксплуатация дожимного комплекса и установок подготовки газа.

Полученный опыт по совместной эксплуатации сеноманских и валанжинских промыслов был положен в основу разработанных технических решений по совместной эксплуатации сеноманских промыслов. В отличие от совместной эксплуатации сеноманских и валанжинских промыслов, расположенных рядом, необходимо было обеспечить транспортировку газа на расстояния, превышающие 10 км. Для этого было решено использовать высвободившиеся мощности межпромыслового коллектора (одну технологическую нитку МПК) для транспортировки газа между промыслами.

При реализации совместной эксплуатации сеноманских промыслов внедрены гибкие технологические схемы подготовки и транспортировки газа [4]. Перераспределение дожимных мощностей и потоков газа позволяет обеспечить требуемую степень повышения давления, оптимальную загрузку компрессорного оборудования и вывести в резерв часть мощностей компримирования и подготовки газа.

Гибкие схемы совместной эксплуатации промыслов уже доказали свою эффективность. При проведении реконструкции ДКС-2 и ДКС-5 требовалась их остановка. При этом необходимо было решить проблему эксплуатации валанжинских УКПГ-2В и УКПГ-5В, газ сепарации с которых компримировался соответственно на ДКС-2 и ДКС-5. Была реализована схема подачи газа с УКПГ-2В на ДКС УКПГ-4, при этом на УКПГ-4 также поступал газ с УКПГ-3. Аналогично была решена проблема со сжатием газа сепарации УКПГ-5В, газ с этой установки поступал для сжатия на ДКС УКПГ-7. Это позволило обеспечить надежную работу фонда скважин и промышленного оборудования подготовки газа на валанжинских УКПГ-2В, 5В.

Работы по внедрению технологии совместного компримирования газа сеноманской залежи месторождений Большого Уренгоя в основном выполнены. На примере УКПГ-1, 3, 4 видно (рис. 2), что при раздельной эксплуатации промыслов удельный расход топливного газа вторых ступеней ДКС значительно выше, чем при совместной. Кроме этого, в 2023 году работа ГПА становится невозможной по причине низкой загрузки, и потребуются реконструкция для замены действующего агрегата на агрегат с меньшей мощностью.

Реализованные схемы совместной эксплуатации сеноманских промыслов до 2029 года будут обеспечивать загрузку ГПА на номинальном уровне. В дальнейшем потребуются применение иных технических решений по оптимизации работы ДКС сеноманских УКПГ.

Одним из перспективных решений обеспечения необходимой загрузки ДКС сеноманских УКПГ является подача на II ступень сжатия газа сепарации ачимовских УКПГ. В таб. 1 приведены планируемые сроки ввода ДКС ачимовских УКПГ, согласно проекту «Дополнение к Единой технологической схеме разработки залежей углеводородного сырья ачимовских отложений Уренгойского месторождения». Первые очереди должны быть введены в период с 2028 по 2034 годы, а вторые — с 2032 по 2040 годы. Подключение обеих очередей предусматривается по следующей схеме: на первом этапе «ДКС-УКПГ», а

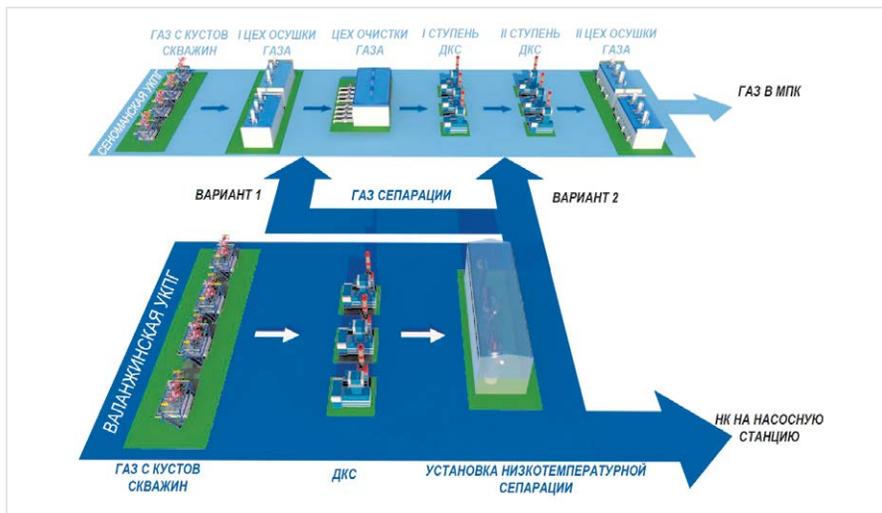


Рис. 1 — Схема совместной эксплуатации сеноманского и валанжинского УКПГ  
Fig.1 — Diagram of joint operation of Cenomanian and Valanginian GTPS

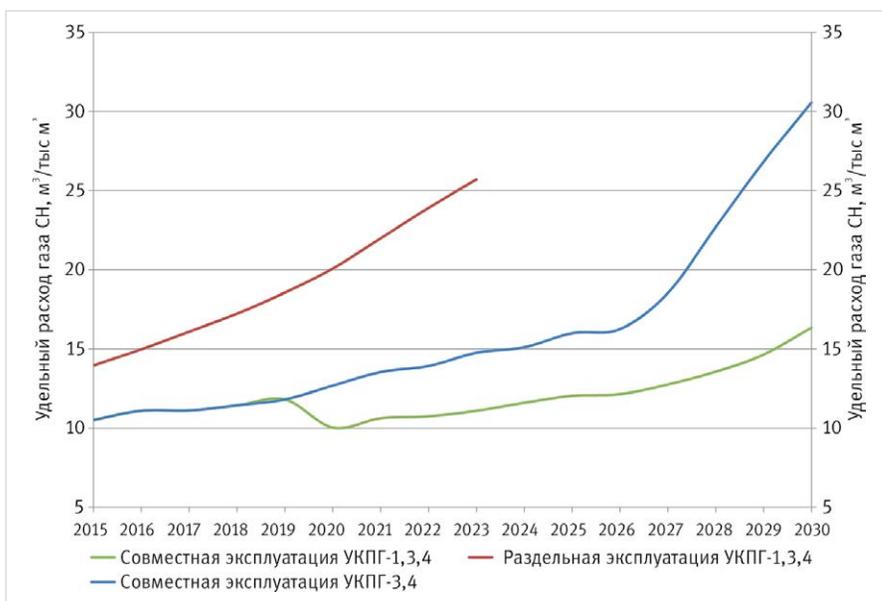


Рис. 2 — Удельный расход топливного газа на вторых ступенях сжатия при раздельной и совместной эксплуатации УКПГ-1, УКПГ-3 и УКПГ-4  
Fig.2 — Specific consumption of fuel gas at the second compression stages for separate and joint operation of GTP-1, GTP-3 and GTP-4

| УКПГ        | Сроки ввода |      |      |      |      |      |
|-------------|-------------|------|------|------|------|------|
|             | 31          | 21   | 22   | 30   | 41   | 51   |
| 1-я очередь | 2029        | 2028 | 2028 | 2033 | 2034 | 2034 |
| 2-я очередь | 2035        | 2033 | 2032 | 2037 | 2040 | 2039 |

Таб. 1 — Проектные сроки ввода компрессорных цехов ачимовских ДКС  
Tab.1 — Design time for commissioning of compressor workshops of Achimov's BCS

на втором — «ДКС-ДКС-УКПГ».

Как видно из таб. 1, ввод ачимовских ДКС потребуются в то же время, когда на сеноманских ДКС возникнет проблема обеспечения загрузки ГПА. С учетом имеющегося опыта совместной эксплуатации промыслов, были предложены технические решения по совместной эксплуатации сеноманских и ачимовских УКПГ. Для их оценки были проведены испытания работы УКПГ-22 с подачей газа сепарации на II ступень ДКС УКПГ-4.

В период проведения совместной эксплуатации товарный газ УКПГ-22 поступал в 4-ю нитку Восточного коридора МПК и далее через перемычку №1 и 2-ю нитку Западного коридора МПК на II ступень ДКС-4 (рис. 3).

Для осуществления подачи газа на УКПГ-4 и обеспечения компрессионного режима ГПА II ступени ДКС необходимо было снизить выходное давление УКПГ-22 до 3,5 МПа. Расстояние транспортировки газа между промыслами составило около 30 км. Давление газа сепарации на выходе с УКПГ-22 составило 3,5 МПа. Для соблюдения режима низкотемпературной сепарации на уровне минус 30°C и снижения избыточной мощности рекуперативного теплообмена принудительно была снижена эффективность работы теплообменников байпасированием газа по затрубному пространству. Потери давления в межпромысловом трубопроводе между УКПГ-22 и УКПГ-4 составили 0,1–0,2 МПа.

При снижении выходного давления УКПГ-22 с 5,2 до 3,5 МПа установка работала с плановыми отборами пластового газа 3,5 млн м<sup>3</sup>/сут установленным технологическим режимом на данный период.

Контроль качества продукции УКПГ-22 проводился на всех этапах раздельной и совместной эксплуатации. При переходе к совместной эксплуатации и при изменении выходных термобарических параметров не было выявлено изменение температуры точки росы, что не сказалось на изменении полноты извлечения нестабильного конденсата. Замер температуры точки росы газа по воде и углеводородам по ниткам и на выходе из УКПГ показал, что качество природного газа соответствовало нормам СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия».

Сепарационное оборудование работало в штатном режиме. Особых нарушений в работе технологического оборудования не наблюдалось.

Отборы газа на УКПГ-4 соответствовали плановым значениям. Газ сеноманского и ачимовского промыслов смешивался перед II ступенью ДКС (рис. 4). После компримирования смешанный газовый поток с давлением 5,3 МПа поступал во второй технологический цех подготовки газа для осушки гликолем. Послетехнологического цеха газ проходил узел замера и поступал в 1-ю нитку Западного коридора межпромыслового коллектора. Качество природного газа на выходе с УКПГ-4 соответствовало требованиям СТО Газпром 089-2010.

При автономной эксплуатации (рис. 5а) средняя производительность ДКС по коммерческому газу находилась на уровне 220 тыс. м<sup>3</sup>/час и на II ступени ДКС-4 осуществлялась 40%-ная подача части газа с выхода на вход ГПА. Энергоэффективность в данный период была крайне низкая. Удельный расход газа на собственные нужды составлял 39 м<sup>3</sup>/тыс м<sup>3</sup>. Также работа II ступени ДКС УКПГ-4 осуществлялась при минимальном отборе мощности от приводного двигателя и составляла менее 5 МВт.

При совместной эксплуатации УКПГ-4 и УКПГ-22 (рис. 5б) осуществлялась подача газа сепарации ачимовских залежей в объеме 300 тыс м<sup>3</sup>/ч. Общая производительность по газу составила 510–520 тыс м<sup>3</sup>/ч. Благодаря этому улучшилась энергоэффективность II ступени ДКС УКПГ-4 (рис. 5а, 5б). В данный период на II ступени ДКС-4 подача части газа с выхода на вход ГПА не происходила, и, как следствие, снижился удельный расход газа на собственные нужды более чем в 2 раза — с 39 м<sup>3</sup>/тыс м<sup>3</sup> до 16 м<sup>3</sup>/тыс м<sup>3</sup>.

Надежность работы ГПА ДКС УКПГ-4 находилась на высоком уровне за счет высокого помпажного запаса по расходу (40%), обеспечиваемого необходимым расходом газа через нагнетатель.

#### Итоги

В ООО «Газпром добыча Уренгой» успешно испытана технология совместной эксплуатации сеноманских и ачимовских промыслов. При проведении этих испытаний реализована схема транспортировки газа сепарации ачимовского УКПГ отдельно от подготовленного газа сеноманских и валанжинских промыслов.

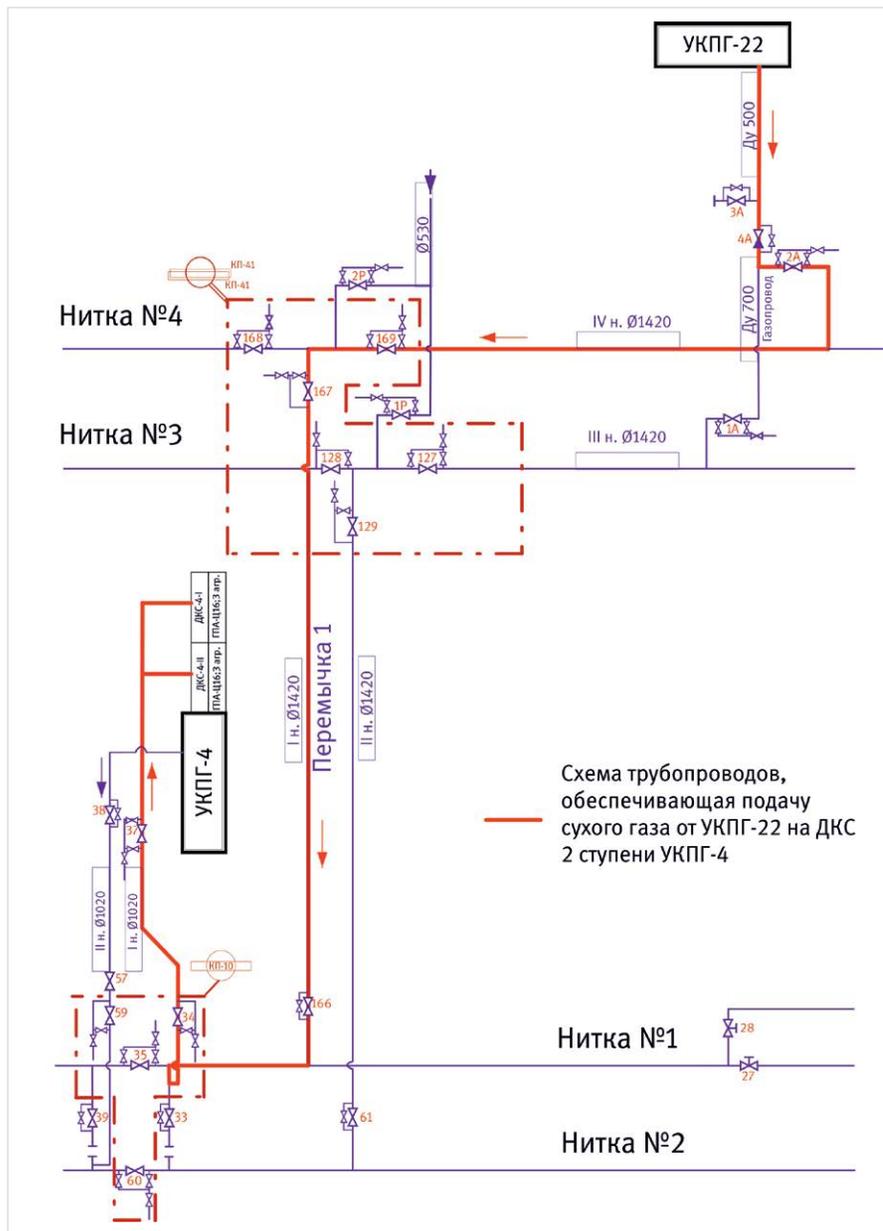


Рис. 3 — Схема межпромыслового транспорта газа с УКПГ-22 на УКПГ-4  
Fig.3 — Diagram of interfiled gas transport from GTP-22 to GTP-4

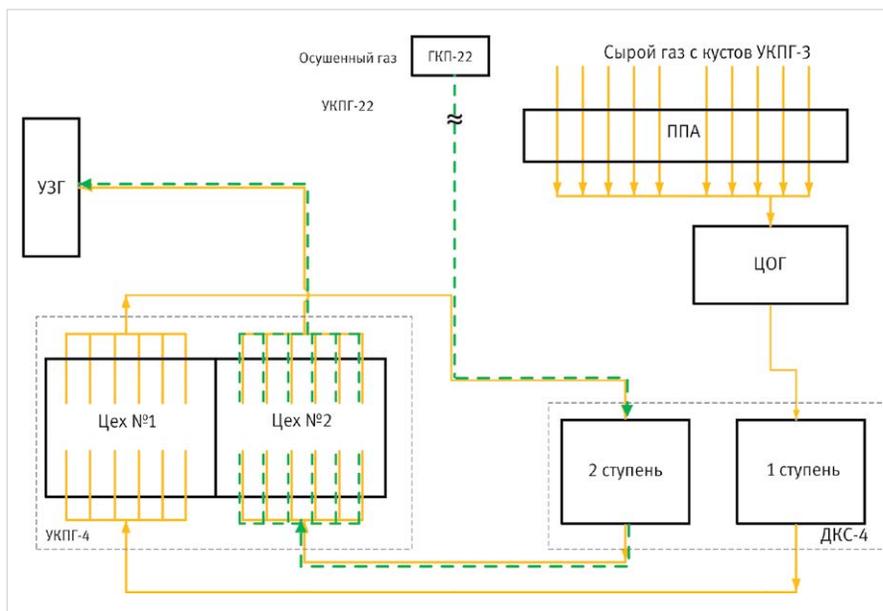


Рис. 4 — Принципиальная схема работы УКПГ-4 с подачей газа УКПГ-22  
Fig.4 — Process functional diagram of GTP-4 with GTP-22 gas supply

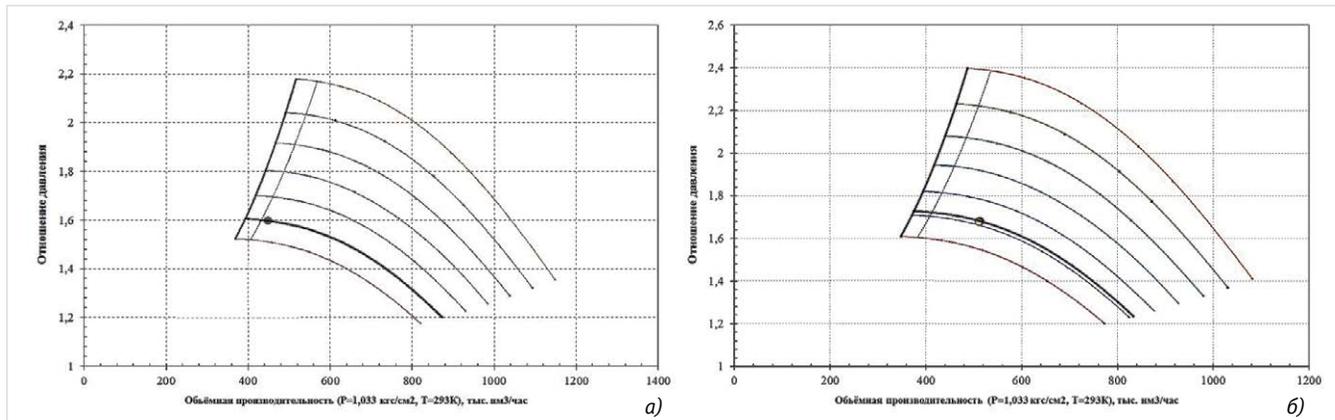


Рис. 5 — Газодинамические характеристики ГПА II ступени сжатия ДКС УКПГ-4 в период автономной (а) и совместной (б) эксплуатации с УКПГ-22

Fig.5 — Gas Dynamic Characteristics of GPA of II Stage of Compression of BCS on GTP-4 during autonomous (a) and joint (б) operation with GTP-22

### Выводы

Полученный опыт совместной эксплуатации сеноманских и валанжинских промыслов был положен в основу разработанных технических решений по совместной эксплуатации сеноманских и ачимовских объектов. Одним из перспективных решений обеспечения необходимой загрузки ДКС сеноманских УКПГ является подача на II ступень сжатия газа сепарации ачимовских УКПГ. Использование дожимных мощностей сеноманских УКПГ для компримирования газа ачимовских УКПГ в перспективе позволит обеспечить оптимальную загрузку ДКС, отказаться от

их реконструкции для снижения мощности, сдвинуть на более поздние сроки ввод ачимовских УКПГ.

### Список литературы

1. Мазанов С.В., Корякин А.Ю., Абдуллаев Р.В., Типугин А.А. Инновационные технические решения по совместной эксплуатации сеноманских и валанжинских промыслов месторождений Большого Уренгоя. Материалы XXII Международного конгресса. М., 2015.
2. Патент №2593300. Способ подготовки углеводородного газа к транспорту,

приоритет от 18.11.2014, кл. В 01 D 53/00 (2006.01).

3. Ланчаков Г.А., Цветков Н.А., Ставицкий В.А. и др. Оптимизация подготовки газа на УКПГ валанжинских залежей Уренгойского НГКМ. М.: Недра, 2008. 143 с.
4. Мазанов С.В., Корякин А.Ю., Семенов В.В., Типугин А.А. Обеспечение устойчивой эксплуатации дожимного комплекса на УКПГ месторождения Большого Уренгоя // Газовая промышленность. 2015. №S720. С. 27–31.



## 20-я СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА SIGOLD

23-24 мая 2018 г.

«ТЕХНИКА, ТЕХНОЛОГИИ, ОБОРУДОВАНИЕ,  
ТОВАРЫ И УСЛУГИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО  
КОМПЛЕКСА И ТЭК  
САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ»

Сахалинская область, г. Южно-Сахалинск,  
Конгресс-Холл ТДЦ «Столица»

Тел.: (4242) 46-00-90 | [www.sigoldforum.ru](http://www.sigoldforum.ru)

Сахалинский  
международный  
экспоцентр



Генеральный  
информационный  
партнер

ЭКСПОЗИЦИЯ  
НЕФТЬ ГАЗ

## Introduction of the technology of joint treatment of gas of the cenomanian and achimov deposits

### Authors:

**Alexander Yu. Koryakin** – general director; [a.u.koryakin@gd-urengoy.gazprom.ru](mailto:a.u.koryakin@gd-urengoy.gazprom.ru)

**Rustam N. Ismagilov** – deputy of the general director for production; [r.n.ismagilov@gd-urengoy.gazprom.ru](mailto:r.n.ismagilov@gd-urengoy.gazprom.ru)

**Vladimir F. Kobychyev** – head of technical department; [v.f.kobychyev@gd-urengoy.gazprom.ru](mailto:v.f.kobychyev@gd-urengoy.gazprom.ru)

**Sergey A. Serebryanskiy** – engineer of 1 category; [s.a.serebryanskiy@gd-urengoy.gazprom.ru](mailto:s.a.serebryanskiy@gd-urengoy.gazprom.ru)

Gazprom dobycha Urengoy LLC, Novyy Urengoy, Russian Federation

### Abstract

The article describes the test results of the joint operation of the Achimov and Cenomanian complex gas treatment facilities at the Urengoy oil, gas and condensate field. The supply of separation gas from the Achimov facility to the second stage of compression of the Cenomanian facility has increased the energy efficiency of the gas pumping units due to an increase in the load. Application of the layouts for joint exploitation of the Cenomanian and Achimov fields is future-oriented at the final stage of the development of the Cenomanian deposit.

### Materials and methods

Low temperature separation and gas compression

### Results

The Gazprom dobycha Urengoy LLC successfully tested the technology of joint operation of the Cenomanian and Achimov field facilities. In carrying out these tests, the scheme for transporting the separation gas from the Achimov gas treatment plant was implemented separately from the treated gas from the Cenomanian and Valanginian treatment facilities.

### Conclusions

Experience gained from joint operation of the Cenomanian and Valanginian oil fields underlies the technical solutions developed for joint operation of the Cenomanian and Achimovsky projects. One of the promising solutions aimed at providing necessary load

for the booster compressor stations of the Cenomanian Gas Treatment Plants is supply of Achimovsky Gas Treatment Plant separation to the 2nd gas compression stage.

The use of booster capacities of Cenomanian gas treatment plants to compress the gas of Achimov gas treatment plants in the future will allow to ensure optimum loading of the BCS, to cancel their reconstruction for capacity reduction, to postpone the introduction of Achimov gas treatment plants for later periods.

### Keywords

Achimov deposits, Cenomanian deposit, booster compressor station, interfiled gathering pipeline, gas pumping unit

### References

1. Mazanov S.V., Koriakin A.Y., Abdullaev R.V., Tipugin A.A. *Innovatsionnye tekhnicheskie resheniya po sovmestnoy ekspluatatsii senomanskikh i valanzhinskikh promyslov mestorozhdeniy Bol'shogo Urengoya* [Innovative technical solutions for joint operation of the Cenomanian and Valanginian facilities of the Big Urengoy deposits]. Materials of the XXII International Congress. Moscow, 2015.
2. Patent №2593300. *Sposob podgotovki uglevodородного газа k transport* [Method of hydrocarbon gas treatment for transport]. Priority from 10.08.2016, kl. B 01 D 53/00 (2006.01).
3. Lanchakov G.A., Tsvetkov N.A., Stavitskiy V.A. and oth. *Optimizatsiya podgotovki gaza na UKPG valanzhinskikh zalezhey Urengoyского NGKM* [Optimization of preparation of gas on the Valanginian deposits of the Urengoy oil-gas condensate field]. Moscow: Nedra, 2008, 143 p.
4. Mazanov S.V., Koriakin A.Y., Semenov V.V., Tipugin A.A. *Obespechenie ustoychivoy ekspluatatsii dozhimnogo kompleksa na UKPG mestorozhdeniya Bol'shogo Urengoya* [Ensuring the sustainable operation of the booster complex at the UKPG of the Big Urengoy deposit]. Gas industry, 2015, issue S720, pp. 27–31.



## КОНФЕРЕНЦ НЕФТЬ

Т./ф.: +7 (3412) 43-53-86  
+7-912-751-47-92  
[info@konferenc-neft.ru](mailto:info@konferenc-neft.ru)  
[www.konferenc-neft.ru](http://www.konferenc-neft.ru)

## Ижевск. 14-15 Марта 2018 г.

Методы борьбы со скважинными осложнениями

## Ижевск. Сентябрь 2018 г.

Методы увеличения нефтеотдачи. Различные ГТМ на нефтяных месторождениях.

## Пермь. Ноябрь 2018 г.

Оптимальное применение оборудования для ОРЭ, ОРЗид, ВСП.

Увеличение эффективности его эксплуатации

Мероприятия будут проводиться совместно с отраслевыми издательствами: «Экспозиция Нефть Газ», «Нефтяное хозяйство», с последующей возможностью печати докладов в этих журналах, а также при поддержке Правительства Удмуртской Республики и Министерства энергетики УР. Планируется привлечь научных сотрудников университетов нефтяных факультетов.

