

КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРОМЫСЛОВЫХ ОБЪЕКТОВ УРЕНГОЙСКОГО НГКМ В УСЛОВИЯХ РАЗРАБОТКИ СЕНОМАНСКОЙ, ВАЛАНЖИНСКОЙ И АЧИМОВСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ

УДК 622.279

А.Ю. Корякин, ООО «Газпром добыча Уренгой»
(Новый Уренгой, РФ), referent@gd-urengoy.gazprom.ru

А.И. Ермолаев, д.т.н., проф., ФГБОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина» (Москва, РФ), rgkm@gubkin.ru

П.П. Слугин, ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, РФ),
P.Slugin@adm.gazprom.ru

И.В. Игнатов, ООО «Газпром добыча Уренгой»,
i.v.ignatov@gd-urengoy.gazprom.ru

В.Ф. Кобычев, ООО «Газпром добыча Уренгой»,
v.f.kobychhev@gd-urengoy.gazprom.ru

Залежи месторождений Большого Уренгоя условно разделены на три этажа газоносности. Первый (сеноманский) и второй (валанжинский) этажи газоносности долгое время находятся в эксплуатации, а третий этаж (ачимовский) только вводится в разработку. Одной из проблем при эксплуатации объектов добычи газа в период падающей добычи является высвобождение мощностей оборудования подготовки и компримирования газа. В статье сообщается о разработанных в ООО «Газпром добыча Уренгой» технических решениях по повышению загрузки существующего оборудования.

На первом этапе были внедрены специальные схемы подготовки валанжинского конденсатсодержащего газа с компримированием подготовленного газа на дожимных компрессорных станциях рядом расположенных сеноманских промыслов. На втором этапе были внедрены схемы совместной эксплуатации сеноманских промыслов. Эти инновации позволили повысить загрузку и эффективность эксплуатации существующих газоперекачивающих агрегатов. Дальнейшие перспективы ООО «Газпром добыча Уренгой» связаны с вводом в разработку ачимовских залежей. Для сокращения капитальных затрат на освоение этих залежей предлагается задействовать оборудование низкотемпературной сепарации и дожимной компрессорной станции одной из валанжинских установок подготовки газа, а также дожимной компрессорной станции сеноманской установки подготовки газа.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: УСТАНОВКА КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА, ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИЙ АГРЕГАТ, ЗАГРУЗКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, СОВМЕСТНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПРОМЫСЛОВ, АЧИМОВСКАЯ ЗАЛЕЖЬ, УСТАНОВКА ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА.

ООО «Газпром добыча Уренгой» создано 5 декабря 1977 г. Приказом Министерства газовой промышленности СССР для разработки Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), находящегося в Пуровском и Надымском районах Ямало-Немецкого автономного округа. Площадь Уренгойского НГКМ, одного из крупнейших месторождений

в мире, расположенных на суше, составляет более 5 тыс. км².

В разрезе месторождений Большого Уренгоя выделено три этажа газоносности (рис. 1): верхний этаж – сеноманские газовые залежи, залегающие на глубине 1030–1280 м; средний этаж – нижнемеловые нефтегазоконденсатные залежи, образующие самостоятельные месторождения

(Уренгойское, Ен-Яхинское, Северо-Уренгойское и Песцовое), залежи этих месторождений относятся к валанжинским (неокомовским) отложениям, в которых выделяется до 17 газоносных пластов на глубинах от 1700 до 3340 м; нижний этаж – ачимовские нефтегазоконденсатные залежи, располагаются на глубине от 3550 до 4000 м. Разработка сеноманских,

Koryakin A.Yu., Gazprom добыча Urengoy (Novy Urengoy, Russian Federation), referent@gd-urengoy.gazprom.ru

Ermolaev A.I., Doctor of Sciences (Engineering), Professor, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education “Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)” (Moscow, Russian Federation), rgkm@gubkin.ru

Slugin P.P., Gazprom PJSC (Saint Petersburg, Russian Federation), P.Slugin@adm.gazprom.ru

Ignatov I.V., Gazprom добыча Urengoy LLC, i.v.ignatov@gd-urengoy.gazprom.ru

Kobychev V.F., Gazprom добыча Urengoy LLC, v.f.kobychev@gd-urengoy.gazprom.ru

Integrated use of the field objects of the Urengoyское oil and gas field at the development of the Cenomanian, Valanginian, and Achimov deposits

Deposits of the Bolshoe Urengoyское field are conditionally divided into three gas columns. The first (Cenomanian) and the second (Valanginian) gas columns are in operation for a long time, and the third gas column (Achimov) is just being put into development. The release of capacity of the gas treatment and gas compression equipment is one of the problems in the operation of gas production facilities in the period of declining production. The article reports on technical solutions developed by Gazprom добыча Urengoy LLC to increase the utilization of existing equipment.

At the first stage, the special schemes for the treatment of the Valanginian condensate-containing gas were introduced, with compression of the treated gas at the booster compressor stations of the adjacent Cenomanian fields. At the second stage, the schemes for joint exploitation of the Cenomanian fields were introduced. These innovations have made it possible to increase the utilization and efficiency of operation of existing gas pumping units.

Further perspectives of Gazprom добыча Urengoy LLC are associated with the commissioning of Achimov deposits.

It is proposed to use low-temperature separation equipment and booster compressor station of one of the Valanginian gas treatment plants, as well as a booster compressor station of the Cenomanian gas treatment unit, to reduce capital costs for the development of these deposits.

KEYWORDS: INTEGRATED GAS TREATMENT UNIT, GAS PUMPING UNIT, TECHNOLOGICAL EQUIPMENT LOAD, JOINT FIELD OPERATION, ACHIMOV DEPOSITS, PRELIMINARY GAS TREATMENT UNIT.

валанжинских и ачимовских залежей осуществляется с 1978, 1985 и 2008 г. соответственно.

При обустройстве Уренгойского месторождения была применена групповая децентрализованная схема сбора. Ее особенностями являются обработка углеводородного сырья на нескольких установках комплексной подготовки газа (УКПГ) большой производительности и подача от них продукции в газотранспортную систему через межпромысловый коллектор (МПК). В эксплуатации находятся 16 УКПГ для добычи газа из сеноманской залежи, 5 УКПГ – из валанжинской, 2 центральных пункта сбора (ЦПС) для добычи нефти и 2 УКПГ для добычи газа из ачимовских залежей. Сбор подготовленного газа осуществляется в МПК, который связывает УКПГ и ЦПС с головными компрессорными станциями. Конденсат транспортируется по системе трубопроводов на завод по подготовке конденсата к транспорту (ЗПКТ)

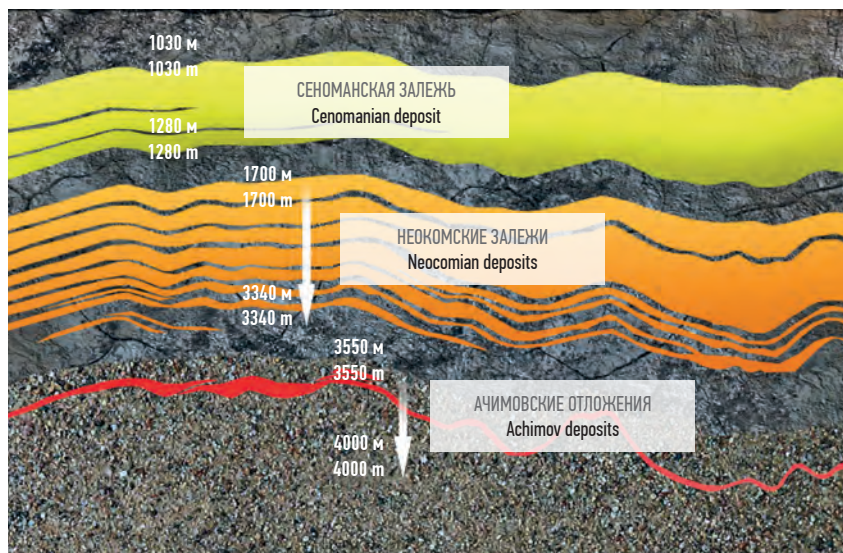


Рис. 1. Геологический профиль Уренгойского НГКМ
Fig. 1. Geological profile of the Urengoyское oil and gas condensate field

ООО «Газпром переработка», а нефть направляется в конденсатопровод «Уренгой – Сургут».

На месторождениях Большого Уренгоя для подготовки сеноманского газа была применена технология абсорбционной осушки диэтиленгликолем, а для подготовки

валанжинского газа – технология низкотемпературной сепарации (НТС). В целях поддержания необходимого давления на выходе с установок подготовки газа были введены дожимные компрессорные станции (ДКС) на сеноманских УКПГ. Они состоят из двух цехов

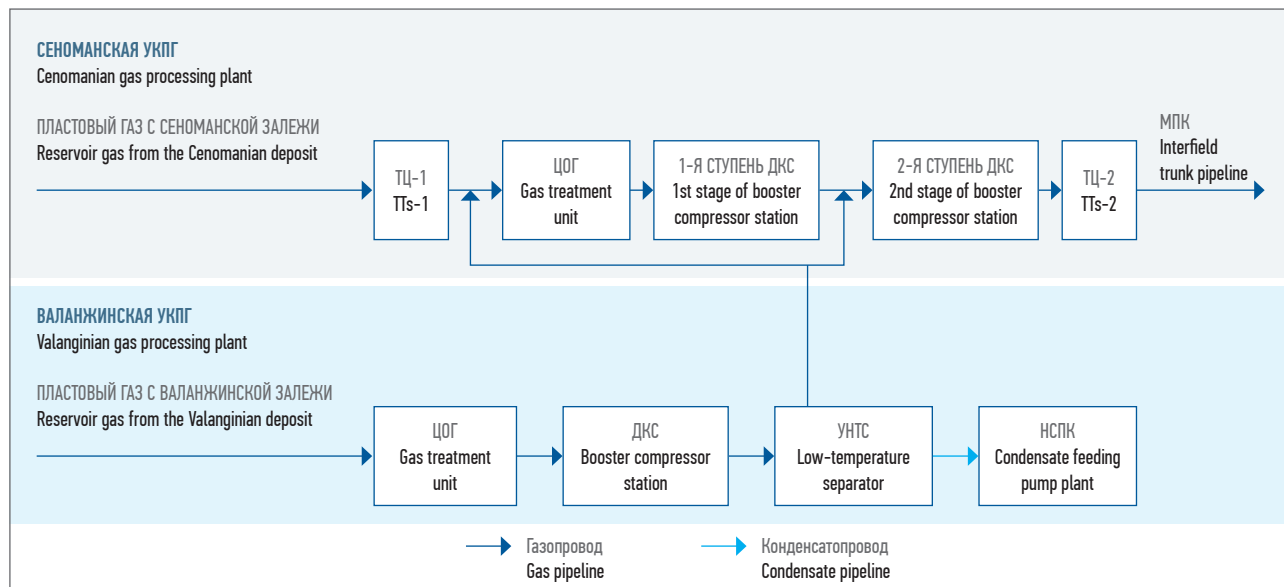


Рис. 2. Схема совместной эксплуатации сеноманской и валанжинской УКПГ
Fig. 2. Scheme of joint operation of the Cenomanian and Valanginian gas processing plants

компримирования с газоперекачивающими агрегатами (ГПА) единичной мощностью 16 МВт. На валанжинских УКПГ собственные ДКС введены на четырех установках с ГПА единичной мощностью 10 МВт, еще на одной установке (УКПГ-11В) планируется ввод ДКС.

Максимальная добыча сеноманского газа была достигнута в 1987 г. По сравнению с пиковым уровнем добыча газа к настоящему времени сократилась примерно в пять раз, что привело к снижению загрузки цехов очистки (ЦОГ), осушки и компримирования газа, избыток мощностей основного технологического оборудования на сегодняшний день составляет около 80 %. Для обеспечения необходимой загрузки сепараторов и аппаратов осушки газа производится вывод из эксплуатации технологических ниток. На ДКС такое решение применить невозможно из-за высокой единичной мощности установленных ГПА. Поэтому основной проблемой дожимного комплекса является снижение загрузки оборудования, так как это снижает эффективность процесса компримирования газа и приводит к увеличению потребления топливного газа.

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ

В целях оптимизации производственной инфраструктуры, высвобожденной из процессов подготовки и транспорта углеводородов, в ООО «Газпром добыча Уренгой» разрабатываются мероприятия по перепрофилированию основных фондов или ликвидации в случае отсутствия дальнейшей необходимости в них. Важной задачей является эффективное использование существующего дожимного комплекса и комплекса по подготовке товарного газа, в том числе для подготовки продукции, добытой из неокомских и ачимовских залежей.

В настоящее время при компримировании газа одного промысла работа ГПА вторых ступеней сжатия осложняется их низкой загрузкой, что приводит к непроизводительному использованию топливного газа. Для решения вышеуказанной задачи на месторождениях Большого Уренгоя уже внедрены различные схемы, обеспечивающие повышение загрузки производственных мощностей и оптимальный технологический процесс подготовки и компримирования углеводородов. В условиях за-

держки строительства ДКС для валанжинских промыслов были внедрены инновационные технологические схемы совместной эксплуатации сеноманских и валанжинских промыслов (рис. 2). На пяти газоконденсатных промыслах (ГКП) установки подготовки сеноманского и валанжинского газа расположены на одних технологических площадках, что позволило использовать мощности сеноманских ДКС для компримирования товарного газа валанжинских промыслов [1].

За счет новых схем был оптимизирован процесс подготовки углеводородного сырья и обеспечен проектный выход нестабильного конденсата, улучшились условия работы ГПА сеноманских УКПГ. Важными достоинствами реализованных технических решений явились отложенный на несколько лет ввод валанжинских ДКС и снижение их мощности.

Полученный опыт совместной эксплуатации сеноманских и валанжинских промыслов был использован при объединении сеноманских УКПГ [2]. В настоящее время реализованы схемы совместной эксплуатации УКПГ-3 и УКПГ-4, УКПГ-6 и УКПГ-7, УКПГ-12 и УКПГ-15. Благодаря подаче газа

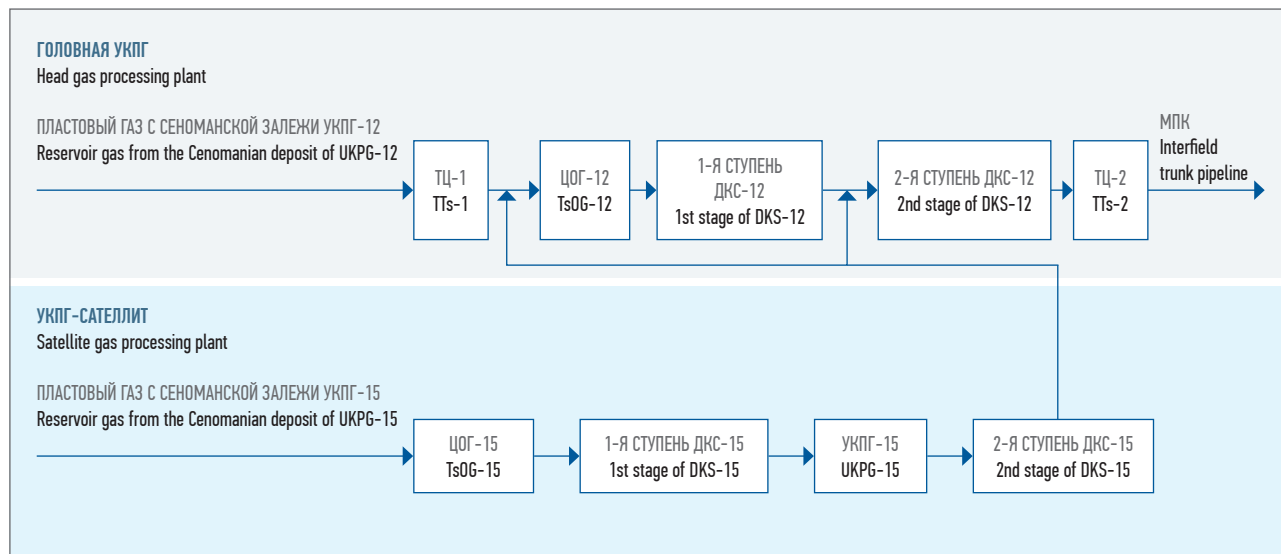


Рис. 3. Схема совместной эксплуатации сеноманских УКПГ в группе
Fig. 3. Scheme of joint operation of Cenomanian gas processing plants in a group

Характеристики УКПГ
Characteristics gas processing plants

УКПГ Gas processing plant	Количество ГПА, ед. Number of gas pumping units, units	Мощность ДКС*, МВт Capacity of booster compressor station*, MW	Загрузка ДКС на 2018 г.*, % Load of booster compressor station for 2018 *, %	Количество технологических ниток УКПГ, шт. Number of technological lines of gas processing plant, units	Загрузка УКПГ на 2018 г.**, % Load of gas processing plant for 2018 **, %
1АВ	4	30	37,5	8	59,7
2В	4	30	24,2	6	37,8
5В	3	20	47,1	4	60,9
8В	3	20	27,4	7	55,8

* – при резервировании одного ГПА на каждой ступени. ** – при резервировании одной технологической нитки.
* – when one gas pumping unit is reserved. ** – when one processing train is reserved.

с одних промыслов (сателлитов) на другие (головные УКПГ-4, -7, -12) из эксплуатации выводятся вторые ступени сжатия на УКПГ-сателлитах, а на головных установках повышается загрузка ГПА, что приводит к экономии топливного газа и снижению затрат на обслуживание ГПА. Снижение пластового давления ниже проектного уровня на УКПГ-15 потребовало срочного решения проблемы повышения суммарной степени сжатия для добычи газа на этом промысле. В настоящее время реализована схема (рис. 3), при которой продукция УКПГ-15 направляется на вторую ступень сжатия ДКС УКПГ-12. Суммарная

степень сжатия для газа УКПГ-15 была повышена с 6,0 до 12,0, что позволяет эксплуатировать данный промысел без проведения реконструкции до входного давления 0,5 МПа.

Проектными решениями предусмотрено дальнейшее расширение схем совместной эксплуатации промыслов.

Планируется создание следующих групп промыслов:

- 1-я группа – УКПГ-1, УКПГ-2, УКПГ-3, УКПГ-4, УКПГ-5, головная ДКС на УКПГ-4;
- 2-я группа – УКПГ-6, УКПГ-7, УКПГ-8, головная ДКС на УКПГ-7;
- 3-я группа – УКПГ-9, УКПГ-10, головная ДКС на УКПГ-9;

– 4-я группа – УКПГ-11, УКПГ-12, УКПГ-13, УКПГ-15, головная ДКС на УКПГ-12.

Валанжинские залежи Уренгойского НГКМ имеют более высокие начальные пластовые давления по сравнению с сеноманскими. Относительно умеренный темп отбора газа из валанжинских залежей позволил их разрабатывать практически с постоянным уровнем отбора, максимальные уровни добычи были достигнуты в 2004 г. По сравнению с пиковым уровнем добыча газа к настоящему времени сократилась незначительно. На данный момент загрузка технологических ниток установок низкотемпературной

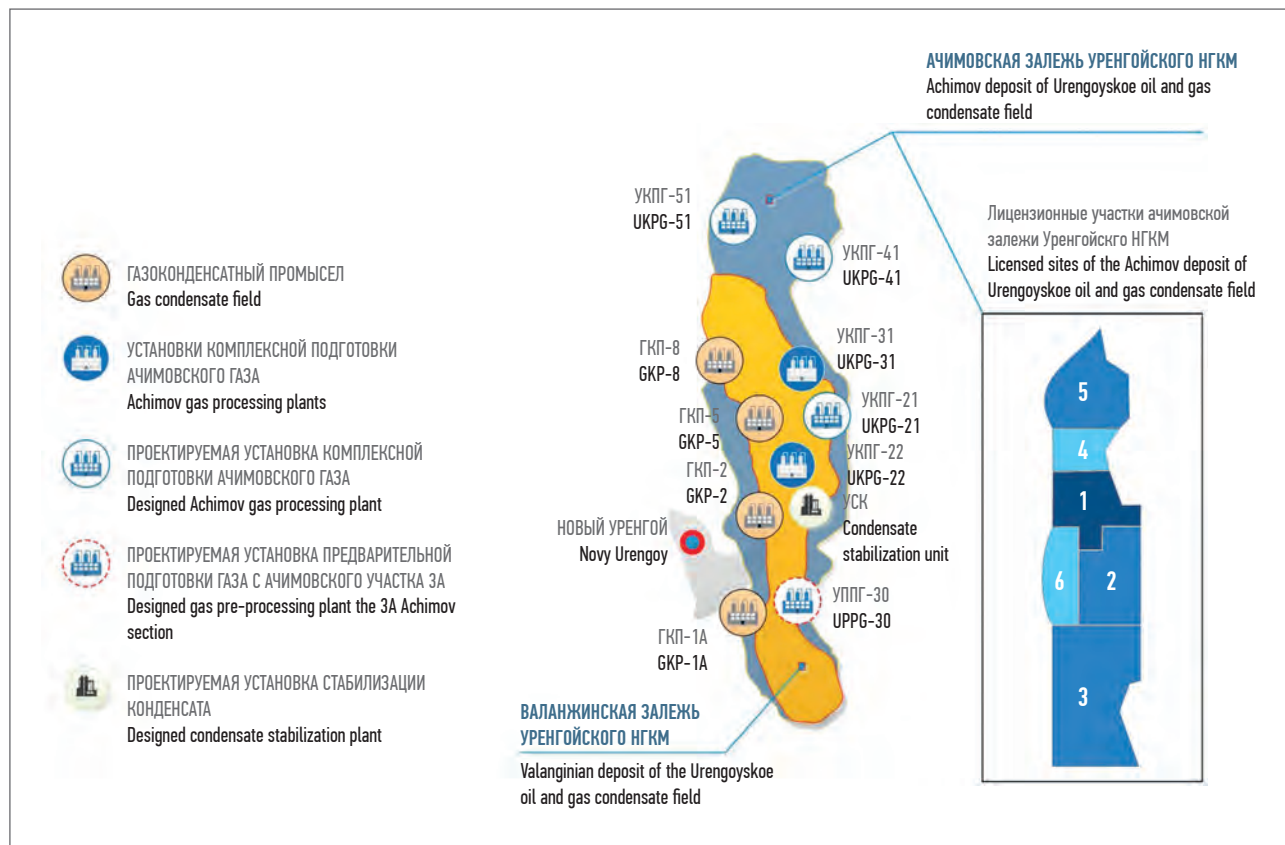


Рис. 4. Схема расположения объектов Уренгойского НГКМ
Fig. 4. Scheme of the facilities location of the Urengoykoe oil and gas condensate field

сепарации (УНТС) и дожимного комплекса УКПГ-1АВ в среднем составляет около 60 % (см. табл.). Технологические нитки всех установок имеют производительность 5 млн м³/сут. В перспективе на валанжинских промыслах также возникнут проблемы с недогрузкой технологического оборудования.

ОСВОЕНИЕ АЧИМОВСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ

Для поддержания уровня производства углеводородов в условиях снижения добычи газа из сеноманских и валанжинских залежей ООО «Газпром добыча Уренгой» приступило к освоению залежей ачимовской толщи Уренгойского месторождения. Проектными решениями по обустройству участков ачимовских УКПГ предусматривается строительство шести УКПГ для подготовки газа на пяти ачимовских участках (1А-5А) (рис. 4). При снижении пласто-

вого давления на каждой установке предусмотрен ввод 1-го и 2-го цехов ДКС. В 2008 г. совместным российско-немецким предприятием ЗАО «Ачимгаз» в эксплуатацию запущен первый участок (УКПГ-31), а в 2009 г. ООО «Газпром добыча Уренгой» в эксплуатацию введен газоконденсатный промысел второго участка (УКПГ-22).

В основу технологической схемы подготовки углеводородов на УКПГ-22 и УКПГ-31 был положен процесс обработки флюида методом НТС, технологические решения выполнены по аналогии со схемой подготовки газа на валанжинских УКПГ (рис. 5).

Газовый поток проходит последовательно три ступени сепарации, различающиеся термобарическими параметрами. В отличие от валанжинских УКПГ технология подготовки газа на ачимовских промыслах предусматривает также применение специального аппарата – колонны-десорбе-

ра К-1 для извлечения метанола из водометанольного раствора (ВМР), поступающего из низкотемпературного разделителя Р-2. В отличие от некомских залежей в пластовом ачимовском газе содержится значительный объем углеводородного конденсата с высоким содержанием тугоплавких парафинов, которые извлекаются во входном сепараторе С-1 и в колонне-десорбере К-1, что предотвращает образование тугоплавких парафинов в оборудовании, работающем при низких температурах. Очищенный от влаги и тяжелых углеводородов газ из УНТС поступает в МПК. Нестабильный конденсат направляется из УНТС на Уренгойский ЗПКТ.

На сегодняшний день загрузка ЗПКТ не позволяет перерабатывать дополнительные объемы тяжелого конденсата ачимовских залежей. Поэтому в настоящее время ООО «Газпром переработка» осуществляет строительство уста-

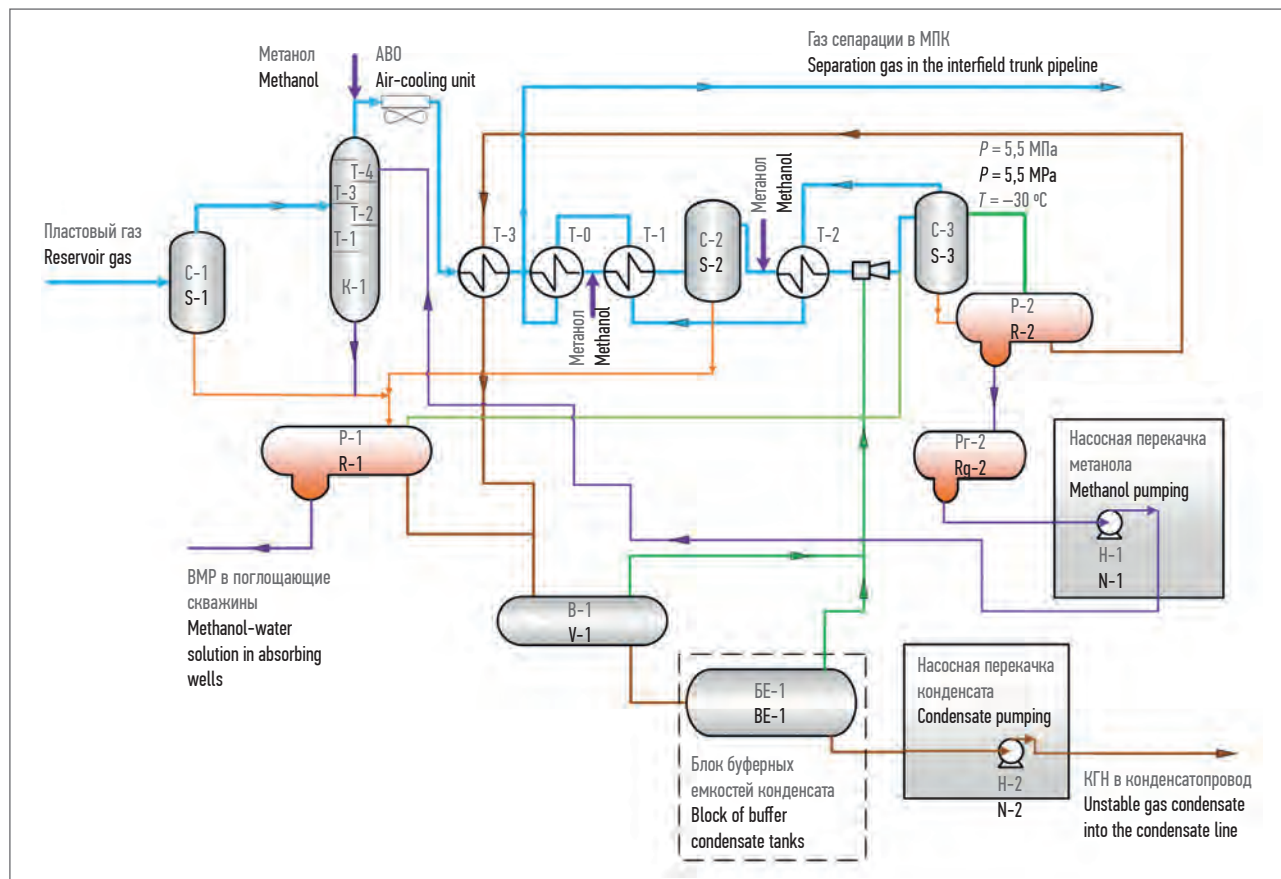


Рис. 5. Принципиальная схема подготовки ачимовского газа
Fig. 5. Schematic diagram of Achimov gas treatment

новки стабилизации конденсата (УСК) для подготовки к транспорту конденсата с ачимовской залежи. Эксплуатация новых ачимовских промыслов будет синхронизирована с вводом УСК. При этом, учитывая темпы падения объемов добычи углеводородов валанжинской залежи и технологические особенности оборудования ЗПКТ, в дальнейшем возникнет необходимость дозагрузки перерабатывающих мощностей легким конденсатом.

Проектирование и ввод в эксплуатацию первого и второго участков ачимовской залежи осуществлялись одновременно с высокой загрузкой при эксплуатации газоконденсатных промыслов Уренгойского НГКМ, поэтому возможность использования оборудования НТС валанжинских промыслов для подачи ачимовского газа не рассматривалась.

В то же время выполненный прогноз показывает дальнейшее высвобождение мощностей на валанжинских газоконденсатных промыслах.

В условиях снижения загрузки валанжинских УКПГ перспективным направлением является подача на их свободные мощности газа залежей ачимовской толщи с учетом географического расположения валанжинских УКПГ и разрабатываемых ачимовских объектов. Этому требованию соответствует УКПГ-1АВ, которая расположена примерно в 10 км от УКПГ-30, предусмотренной проектными решениями для подготовки газа участка ЗА. Как отмечалось в таблице, количество технологических ниток в двух цехах составляет 8 ед. В перспективе для подготовки валанжинского газа достаточно будет одного технологического цеха.

ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

Проведенный анализ показал, что для подготовки скважинной продукции 3-го ачимовского участка необходимы четыре технологические нитки производительностью 5 млн м³/сут каждая, одна из которых резервная. В соответствии с проектом разработки ввод в эксплуатацию 3-й ачимовской толщи Уренгойского НГКМ предусмотрен не ранее 2028 г.

Для минимизации затрат на обустройство залежей ачимовской толщи Уренгойского НГКМ ООО «Газпром добыча Уренгой» предлагает использовать для подготовки газа участка ЗА существующие мощности УКПГ-1АВ, а также 2-й степени сжатия ДКС УКПГ-1АС. Взамен УКПГ-30 предлагается строительство установки предварительной подготовки газа (УППГ), укомплектованной минимально необходимым набором

технологического оборудования, а именно пробкоуловителями и первичными сепараторами. Газ первичной сепарации с установки направляется по газопроводу диаметром 720 мм и длиной около 10,5 км для окончательной подготовки на УКПГ-1АВ. Тяжелый нестабильный конденсат транспортируется по трубопроводу диаметром 273 мм и длиной 26,5 км на УСК 000 «Газпром переработка» для подготовки к транспорту (рис. 6).

Первоначально отсепарированный газ участка ЗА поступает в один из цехов УКПГ-1АВ для подготовки на УНТС. После НТС газ направляется в МПК, а облегченный ачимовский конденсат – в цех разделителей, где он будет смешиваться с валанжинским нестабильным конденсатом. Транспортировка смешанного конденсата должна осуществляться по существующему конденсатопроводу от УКПГ-1АВ до насосной станции перекачки конденсата, с которой он поступает на ЗПКТ. Дополнительный объем конденсата ачимовской толщи, полученный на УКПГ-1АВ, позволит частично компенсировать постоянно снижающийся объем жидких углеводородов валанжинской залежи, поддерживая оптимальную загрузку технологического оборудования ЗПКТ.

В дальнейшем для обеспечения параметров процесса НТС потребуются компримирование ачимовского газа. Нами предлагается использовать высвободив-

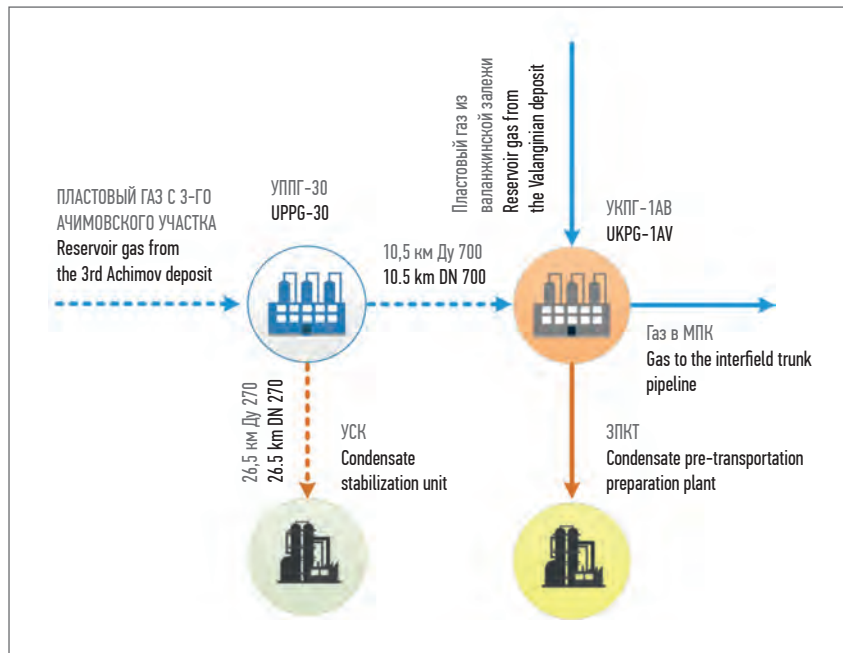


Рис. 6. Принципиальная схема транспортировки углеводородов с УППГ-30
Fig. 6. Schematic diagram of transportation of hydrocarbons from UPPG-30

шиеся мощности ДКС УКПГ-1АВ путем смешивания валанжинского и ачимовского газа и совместной подготовки газа в двух цехах УКПГ-1АВ. Благодаря этому загрузка ДКС увеличится до 70 %, что позволит исключить из проекта ввод ачимовских дожимных мощностей 3-го участка и оптимально загрузить валанжинские ГПА, тем самым снизив удельное потребление топливного газа.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предлагаемое техническое решение позволяет повысить рентабельность проекта за счет минимизации строительства основных фондов, сокращения дальнейших эксплуатационных расходов, оп-

тимизации загрузки существующего оборудования Уренгойского НГКМ.

Таким образом, в ООО «Газпром добыча Уренгой» ведется планомерная работа по созданию и внедрению инновационных технических решений на основе эффективного использования существующих мощностей оборудования, которые позволят оптимизировать процесс подготовки газа и конденсата. Использование дожимных мощностей сеноманских и валанжинских УКПГ для компримирования газа ачимовских участков в перспективе позволит отказаться от строительства УКПГ и ДКС на 3-м участке ачимовских отложений. ■

ЛИТЕРАТУРА

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 «Новые технологии газовой, нефтяной промышленности, энергетики и связи в г. Калининграде 2014 г.». 2015. Т. 22. С. 104–109.
2. Мазанов С.В., Корякин А.Ю., Семенов В.В., Типугин А.А. Обеспечение устойчивой эксплуатации дожимного комплекса на УКПГ месторождений Большого Уренгоя // Газовая промышленность. 2015. № S720. С. 27–31.

REFERENCES

1. Mazanov S.V., Koryakin A.Yu., Abdullaev R.V., Tipugin A.A. Innovative Technical Solutions for Joint Exploitation of the Cenomanian and Valanginian Deposits of the Bolshoy Urengoy fields. Proceedings of the XXII International Congress "New Technologies of the Gas, Oil Industry, Energy and Communication in Kaliningrad 2014", 2015, Vol. 22, P. 104–109. (In Russian)
2. Mazanov S.V., Koryakin A.Yu., Semenov V.V., Tipugin A.A. Ensuring the Sustainable Operation of the Booster Complex at the Gas Processing Plant of Bolshoy Urengoy Fields. Gazovaya promyshlennost' = Gas Industry, 2015, No. S720, P. 27–31. (In Russian)