

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОЖИМНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ СЕНОМАНСКОЙ ЗАЛЕЖИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ БОЛЬШОГО УРЕНГОЯ В ПЕРИОД ПАДАЮЩЕЙ ДОБЫЧИ

УДК 622.6.

Д.В. Дикамов, ООО «Газпром добыча Уренгой» (Новый Уренгой, РФ), d.v.dikamov@gd-urengoy.gazprom.ru

Р.Н. Исмагилов, ООО «Газпром добыча Уренгой», r.n.ismagilov@gd-urengoy.gazprom.ru

М.А. Сорокин, ООО «Газпром добыча Уренгой», m.a.sorokin@gd-urengoy.gazprom.ru

Н.А. Бурмистров, ООО «Газпром добыча Уренгой», n.a.burmistrov@gd-urengoy.gazprom.ru

А.А. Головкин, ООО «Газпром добыча Уренгой», a.a.golovko@gd-urengoy.gazprom.ru

Эффективная эксплуатация сеноманской залежи Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения на поздней стадии разработки осложняется рядом факторов, таких как снижение пластового давления, температуры и уровней добычи газа, обводнение скважин. В этих условиях для обеспечения плановых объемов добычи углеводородной продукции необходимо провести масштабные работы по капитальному строительству нового и реконструкции уже существующего основного технологического оборудования. В целях сокращения затрат на строительство и модернизацию оборудования, а также эксплуатационных затрат предложены мероприятия по совместной разработке сеноманских промыслов. Укрупнение объектов добычи и подготовки газа достигается за счет объединения газовых промыслов в группы через вновь построенные переемы и развитие дожимных мощностей на головных установках комплексной подготовки газа.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: СЕНОМАНСКАЯ ЗАЛЕЖЬ, УРЕНГОЙСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАВЕРШАЮЩИЙ ПЕРИОД РАЗРАБОТКИ, УСТАНОВКА КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА, ДОЖИМНЫЕ КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ, СОВМЕСТНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ, ЗАГРУЗКА ОБОРУДОВАНИЯ.

Сеноманская залежь Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (УНГКМ) была введена в промышленную эксплуатацию в 1978 г. По состоянию на 1 октября 2018 г. с начала разработки отобрано 74,5 % газа от утвержденных в 2009 г. запасов. При значительной выработанности остаточные запасы составляют 25,5 %, что, согласно принятой классификации, попадает под определение отдельного крупного месторождения [1].

Текущий этап разработки осложняется рядом факторов, оказывающих влияние на извлечение остаточных запасов газа. Среди них можно выделить:

- снижение пластового давления;
- обводнение скважин;
- уменьшение скорости газа

в шлейфах и накопление жидкости в газосборных коллекторах (ГСК);

– избыточную единичную мощность газоперекачивающих агрегатов (ГПА).

В целях поддержания проектного уровня добычи газа был увеличен перепад давления в системе «скважина – ГСК – установка комплексной подготовки газа (УКПГ)» за счет снижения входного давления (на 0,2–0,3 МПа) на УКПГ с помощью оборудования дожимных компрессорных станций (ДКС). Это позволило сократить количество простаивающих скважин, работающих с ограничением по устьевому давлению, и обеспечить стабильную эксплуатацию газосборной сети и фонда скважин [2], увеличить площадь дренирования и коэффициент извлечения газа. Повышение скорости газа в газопроводе способствовало эффективному удалению жидкости

из ГСК, что повышает стабильность работы по температурному и гидравлическому режиму. В результате добыча газа на Уренгойском месторождении в период пиковых отборов выросла на 20 %. На некоторых УКПГ требуется дальнейшее снижение давления газа на входе (на 0,10–0,15 МПа), но технические характеристики оборудования дожимного комплекса в текущей конфигурации не позволяют реализовать эту задачу.

До недавнего времени для обеспечения плановых объемов добычи углеводородов, как правило, использовали сменные проточные части (СПЧ) компрессоров с более высокой степенью сжатия [3]. Однако такой способ модернизации имеет ряд ограничений.

Конструкция центробежных компрессоров (ЦБК) при замене СПЧ

D.V. Dikamov, Gazprom добыча Urengoy LLC (Novy Urengoy, the Russian Federation),

d.v.dikamov@gd-urengoy.gazprom.ru

R.N. Ismagilov, Gazprom добыча Urengoy LLC, r.n.ismagilov@gd-urengoy.gazprom.ru

M.A. Sorokin, Gazprom добыча Urengoy LLC, m.a.sorokin@gd-urengoy.gazprom.ru

N.A. Burmistrov, Gazprom добыча Urengoy LLC, n.a.burmistrov@gd-urengoy.gazprom.ru

A.A. Golovko, Gazprom добыча Urengoy LLC, a.a.golovko@gd-urengoy.gazprom.ru

Operation mode optimization for the boosting compressor stations at Cenomanian deposit of Bolshoy Urengoy fields during declining production

Efficient operation of Cenomanian deposit of Urengoy oil, gas and condensate field is complicated by several factors at the late stage of development: decline of formation pressure and production, temperature reduction and water-entry problems. To achieve the planning levels of hydrocarbon production in these circumstances, major works should be conducted on capital development and revamp of the new and the existing process equipment respectively. To reduce the costs of development and modernization, as well as operational expenditure, action proposals are drawn up for joint development of Cenomanian fields. Enlargement of gas production and treatment facilities is achieved by associating gas fields into groups via the newly built links and developing the boosting capacities at the main complex gas treatment plants.

KEYWORDS: CENOMANIAN DEPOSIT, URENGOY FIELD, LATE STAGE OF DEVELOPMENT, COMPLEX GAS TREATMENT PLANT, BOOSTING COMPRESSOR STATIONS, JOINT OPERATION, CAPACITY LOAD.

уже не позволяет существенно увеличить степень сжатия; требуется их замена. Максимально допустимая рабочая температура на выходе из ЦБК не должна превышать 150 °С, что обусловлено техническими характеристиками выходных трубопроводов, запорно-регулирующей арматуры и аппаратов воздушного охлаждения (АВО) газа. При этом замена СПЧ и ЦБК не решает проблему избыточной единичной мощности ГПА.

КОНЦЕПЦИЯ РАЗВИТИЯ ДОЖИМНОГО КОМПЛЕКСА

Для того чтобы оперативно и гибко реагировать на динамично изменяющиеся параметры разработки месторождений в период падающей добычи, сотрудники ООО «Газпром добыча Уренгой» с привлечением персонала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в 2013 г. разработали концепцию развития дожимного комплекса месторождений Большого Уренгоя [4]. При ее создании были поставлены следующие задачи:

- обеспечение максимального коэффициента извлечения углеводородной продукции до конца разработки сеноманской залежи [5];
- минимизация количества промежуточных технических и технологических решений по реконструк-



ции и модернизации оборудования ДКС;

- обеспечение возможности модернизации технологической схемы дожимного комплекса в случае корректировки показателей эксплуатации месторождений.

Разработанный в результате комбинированный вариант включает:

- замену СПЧ;
- замену ЦБК;
- строительство компрессорных цехов (КЦ), оснащенных двухкорпусными ГПА, на 11 УКПГ до 2030 г.;
- объединение УКПГ в группы.

Ввиду обусловленной дефицитом финансирования отсрочки ввода КЦ с ГПА, оснащенных двухкорпусными ЦБК, для обеспечения

проектных показателей разработки месторождения до выполнения основных мероприятий было предложено заменить СПЧ на первых ступенях ДКС (полнорасходные СПЧ с номинальной степенью сжатия 3,5).

В целях сокращения объемов капитального строительства, реконструкции и модернизации на дожимном комплексе УНГКМ проведена коррекция вариантов развития дожимного комплекса и способов объединения УКПГ в группы без изменения основной концепции:

- 1-я группа – УКПГ-1, УКПГ-2С, УКПГ-3, УКПГ-4, УКПГ-5С головная ДКС на УКПГ-4;

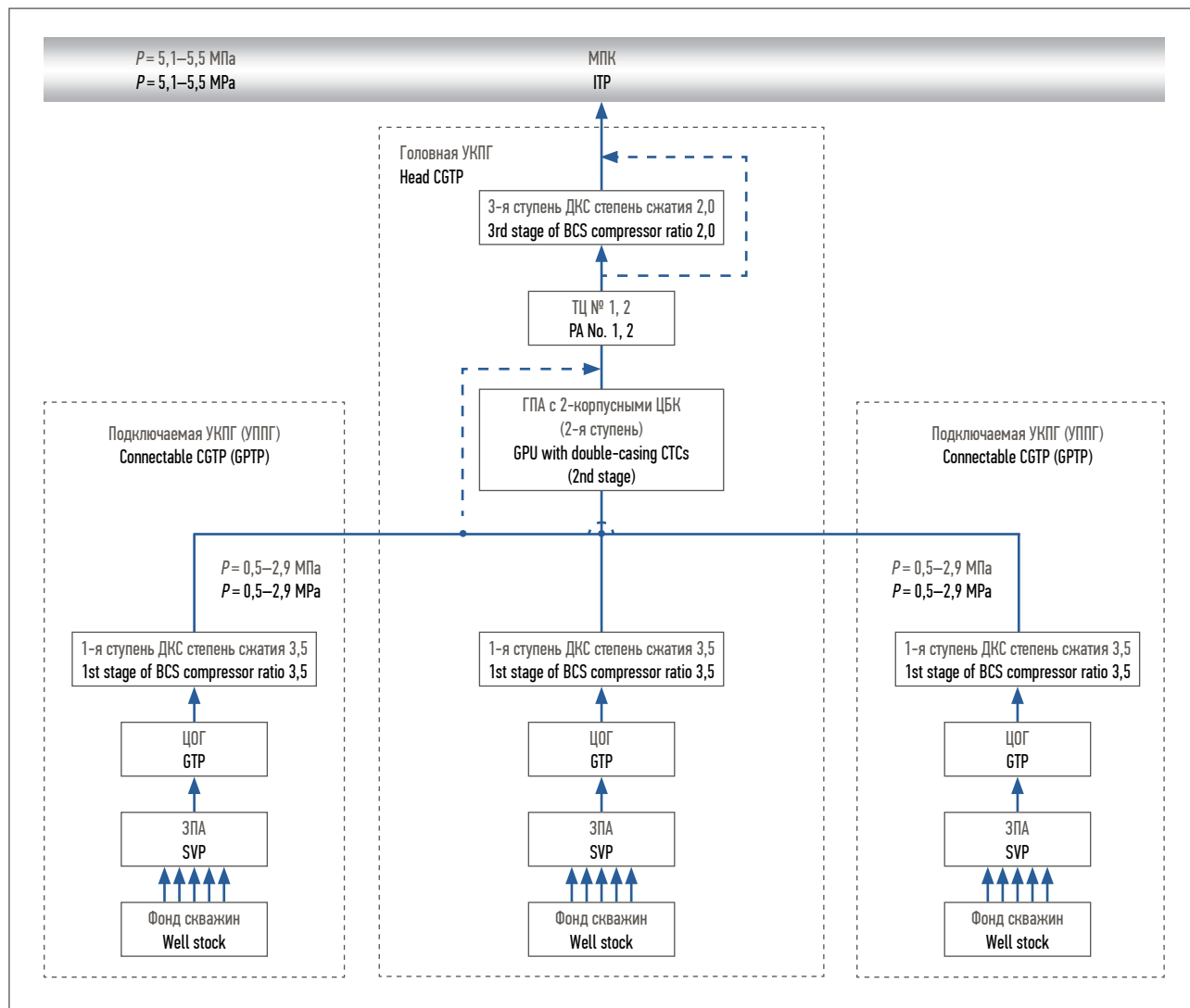


Рис. 1. Схема совместной эксплуатации сеноманских промыслов: ТЦ – технологический цех; ЗПА – здание переключающей арматуры

Fig. 1. Joint operation scheme for Cenomanian fields: ITP – interfield trunk pipeline; BCS – boosting compressor station; PA – process area; GPU – gas processing unit; CTC – centrifugal-type compressors; GTP – gas treatment plant; SVP – switching valve building; CGTP – complex gas treatment plant; GPTP – gas pre-treatment plant

- 2-я группа – УКПГ-6, УКПГ-7, УКПГ-8С головная ДКС на УКПГ-7;
- 3-я группа – УКПГ-11С, УКПГ-12, УКПГ-13 головная ДКС на УКПГ-12.

Объединение предусматривает совместное технологическое развитие с заменой СПЧ и строительством дополнительных компрессорных цехов на головных ДКС. В связи с возможностью реализации отдельной транспортировки этаносодержащего газа на объекты газопереработки, его предложено осуществить путем строительства новых трубопроводов между УКПГ (условный диаметр 700–1000 мм, длина 2–10 км). Очередность этапов

подключения УКПГ к головной станции группы определяется фактическими условиями: заданием по добыче газа, параметрами разработки месторождения, техническими возможностями оборудования ДКС и пропускной способностью трубопроводов. Подключаемые УКПГ будут работать по схеме «фонд скважин – ГСК – цех очистки газа (ЦОГ) – первая ступень компримирования ДКС», и по вновь построенным переключкам газ поступит на головной промысел, компримируется на КЦ с двухкорпусными ЦБК и направится в технологические цеха (ТЦ)

осушки для подготовки и далее в межпромысловый коллектор (МПК).

В зависимости от входных параметров на установках предварительной подготовки газа (УППГ) и объемов перекачиваемого газа в работу включается третья ступень ДКС головной УКПГ со степенью сжатия 2,0. При снижении давления газа на выходе с УППГ до 0,7 МПа реализуется схема трехступенчатого компримирования, при которой возможна как последовательная, так и параллельная схема эксплуатации КЦ с двухкорпусными ЦБК (рис. 1).

Ниже сформулированы основные преимущества предложенной концепции развития:

– поддержание заданного уровня добычи газа до конца разработки сеноманской залежи с максимальным коэффициентом извлечения;

– минимизация числа промежуточных решений по реконструкции и модернизации оборудования ДКС;

– консолидация основных объемов реконструкции на головных УКПГ;

– отсутствие необходимости полномасштабной реконструкции систем электро-, тепло- и водоснабжения, автоматических систем управления технологическим процессом подключаемых УКПГ;

– обеспечение оптимальной загрузки оборудования, позволяющее сократить расход топливного газа и энергетических ресурсов;

– сокращение эксплуатационных затрат на техническое обслуживание и ремонт основной производственной инфраструктуры. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Паспорт предприятия ООО «Газпром добыча Уренгой» [Электронный ресурс]. Режим доступа: ограниченный.
2. Корякин А.Ю. Комплексные решения задач разработки и эксплуатации скважин Уренгойского добывающего комплекса. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2016. С. 104–109.
3. Технико-экономические соображения по развитию Уренгойского дожимного комплекса с вариантами компоновочных решений (по объединенным группам промыслов и промыслам автономного развития). Этап 3. Технические решения для рекомендуемого варианта развития дожимного комплекса Уренгойского НГКМ./Московская обл., Ленинский р-н, сельское поселение Развилковское, пос. Развилка: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2014.
4. Мазанов С.В., Корякин А.Ю., Семенов В.В. и др. Обеспечение устойчивой эксплуатации дожимного комплекса на УКПГ месторождения Большого Уренгоя // Газовая промышленность. 2015. № S1720. С. 27–31.
5. Мазанов С.В., Корякин А.Ю., Абдуллаев Р.В. и др. 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». Т. 23. М.: «Экономика», 2015. С. 104–109.

REFERENCES

- (1) Gazprom dobycha Urengoy LLC. *Organization certificate of Gazprom dobycha Urengoy LLC*. [Access restricted]. (In Russian)
- (2) Koryakin AYu. *Complex Solutions for the Development and Operation of Wells in the Urengoy Mining Complex*. Moscow: National University of Oil and Gas (Gubkin University); 2016. (In Russian)
- (3) *Technical and economic considerations on development of Urengoy boosting complex with layout options (by joined field groups and autonomously developing fields). Stage 3. Technical solutions for recommended development option for boosting complex of Urengoy oil, gas and condensate field*. Gazprom VNIIGAZ LLC. 2014. (In Russian)
- (4) Mazanov SV, Koryakin AYu, Semenov VV, et al. Ensuring the sustainable operation of the booster complex at the gas processing plants of Bolshoy Urengoy fields. *Gas Industry = Gazovaya Promyshlennost'*. 2015; 720(S): 27–31. (In Russian)
- (5) Mazanov SV, Koryakin AYu, Abdullayev RV, et al. Innovative technical solutions for joint exploitation of the Cenomanian and Valanginian deposits of the Bolshoy Urengoy fields. In: Markelov VA, Nikitin BA. (eds.) *Proceedings of the XXII International congress "New Technologies of the Gas, Oil Industry, Energy and Communication"*. Vol. 23. Moscow: Ekonomika; 2015. p. 104–109. (In Russian)

ПРОИЗВОДСТВО КОМПЛЕКТУЮЩИХ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА АГНКС, АЗС, ТЭЦ, ГЭС

Производство деталей по ОСТ, ГОСТ, ТУ, НОРМАЛИ, DIN

Производство нестандартных деталей по чертежам

Производство фитингов на высокое давление

Производство шаровых кранов на высокое давление



НАДЕЖНОСТЬ СОТРУДНИЧЕСТВА

ОПТИМАЛЬНЫЕ СРОКИ

ВАША ВЫГОДА



ГК «Завод Деталей Трубопроводов»
ООО ПТК «Форвард», ООО «МеталлАргон»
РФ, г. Екатеринбург, ул. Машиностроителей, д.19
Тел: +7 (343) 361-25-94, 328-79-53

09066@mail.ru
www.arm196.ru
екб-форвард.рф