



УДК 622.279.5

ОБОСНОВАНИЕ ПРОДЛЕНИЯ ПЕРИОДА БЕСКОМПРЕССОРНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

JUSTIFICATION FOR EXTENDING THE COMPRESSOR-FREE OPERATION PERIOD OF GAS-CONDENSATE WELLS IN ACHIMOV FORMATIONS

Галимов Денис Ильгизович

инженер 2 категории

ИТЦ ООО «Газпром добыча Уренгой»

galimov15011@yandex.ru

Galimov Denis Ilgizovich

Category 2 Engineer

Engineering and Technology Center

«Gazprom Dobycha Urengoy» LLC

galimov15011@yandex.ru

Аннотация. В статье рассматривается возможность продления бескомпрессорного периода эксплуатации газоконденсатного промысла при помощи снижения минимально допустимого значения. Для данных целей проведены промыслово-исследовательские работы и математическое моделирование, в результате которых определены зависимости температуры НТС от давления на входе в УКПГ при различных давлениях. На основе полученных данных проанализирован прогнозный темп падения входного давления в УКПГ согласно дополнению к единой схеме разработки и уточнены сроки ввода ДКС.

Ключевые слова: ачимовские отложения, газоконденсатные скважины, давление, дожимная компрессорная станция (ДКС), установка комплексной подготовки газа (УКПГ), низкотемпературная сепарация (НТС), моделирование, технологические нитки, темп падения давления.

Annotation. The article explores the potential to extend the compressor-free operation period of a gas-condensate field by reducing the minimum allowable inlet pressure. To achieve this, field research and mathematical modeling were conducted, establishing correlations between the low-temperature separation (LTS) temperature and the inlet pressure at the gas treatment plant (GTP) under varying pressure conditions. Based on the findings, the projected decline rate of the GTP inlet pressure was analyzed in accordance with the supplementary development plan, and the timeline for commissioning the booster compressor station (BCS) was refined.

Keywords: Achimov formations, gas-condensate wells, pressure, booster compressor station (BCS), gas treatment plant (GTP), low-temperature separation (LTS), modeling, process trains, pressure decline rate.

Ачимовские отложения, залегающие на значительных глубинах, характеризуются сложным компонентным составом пластового флюида, высоким содержанием конденсата и специфическими термобарическими условиями, разработка которых требует применения современных технологий и тщательного анализа технологических параметров.

С увеличением степени извлечения углеводородного сырья из продуктивной залежи наблюдается постепенное снижение пластового давления, по достижению минимально допустимых значений которых требуется ввод дожимной компрессорной станции (ДКС). Однако ввод в эксплуатацию ДКС сопряжён со значительными капитальными вложениями и увеличением операционных затрат.

Согласно авторскому надзору от 2024 года и дополнению к единой технологической схеме разработки (ДЕТСР) ачимовских отложений, минимальное давление на входе в установку комплексной подготовки газа (УКПГ) составляет 11,0 МПа и 11,5 МПа соответственно. По достижению устьевых давлений газоконденсатных скважин значений ниже данных величин с учётом перепада давления между кустом скважин и зданием переключающей арматуры (ЗПА) предусмотрен ввод ДКС. Учитывая, что темп падения устьевого давления и их начальное значение индивидуально для каждой скважины, в момент ввода ДКС большая часть фонда газоконденсатных скважин будет работать при достаточных устьевых давлениях, больших по значению критической величины.

Для целей уточнения сроков ввода дожимной компрессорной станции в течение летнего периода 2024 года реализованы промыслово-исследовательские работы, направленные на изучение рабочих характеристик оборудования установки комплексной подготовки газа (УКПГ). В рамках проведённых испытаний получены сведения об актуальном компонентном составе пластового флюида, поступающего на установку низкотемпературной сепарации (НТС), определена фактическая эффективность работы технологического и теплообменного оборудования при закрытых байпасных линиях. Данные получены при помощи измерения температуры точки росы (ТТР) по воде и углеводородам,



уноса капельной жидкости прямым и косвенным способом на выходе каждой ступени сепарации технологических ниток УКПГ, а также анализа проб выходных потоков газа, газового конденсата и воды.

На первом этапе выполнено построение модели установки комплексной подготовки газа в программном обеспечении Aspen Hysys с учётом полученных значений ТТР и уноса капельной жидкости, а также актуальных параметров работы оборудования на момент проведения промысловых исследований: давления, температуры, расхода газа и метанола. Для получения достоверных результатов дополнительно посредством инструмента Aspen EDR смоделировано кожухотрубчатое теплообменное оборудование с U-образными трубками с учётом их эффективности относительно паспортных характеристик. Модель показала высокую степень соответствия расчётных данных фактическим технологическим параметрам (погрешность менее 3 %).

На основе полученной математической модели для летнего периода эксплуатации произведён расчёт и построена зависимость температуры НТС от давления на входе в установку комплексной подготовки газа при различном расходе пластового газа (от 130 до 230 тыс. м³) для каждой технологической нитки. Результат представлен на рисунках 1–2.

По полученным зависимостям определены значения минимального входного давления в УКПГ с учётом фактической работы оборудования. Результаты представлены в таблице 1.

Проведённые промысловые исследования и результаты математического моделирования показывают возможность снижения граничных условий по минимальному входному давлению в УКПГ до 10,5 МПа, что позволяет перенести срок ввода ДКС.

С целью уточнения сроков ввода ДКС проанализирован прогнозный темп падения устьевого давления согласно дополнению к единой технологической схеме разработки месторождения от 2020 года, представленный на рисунке 3.

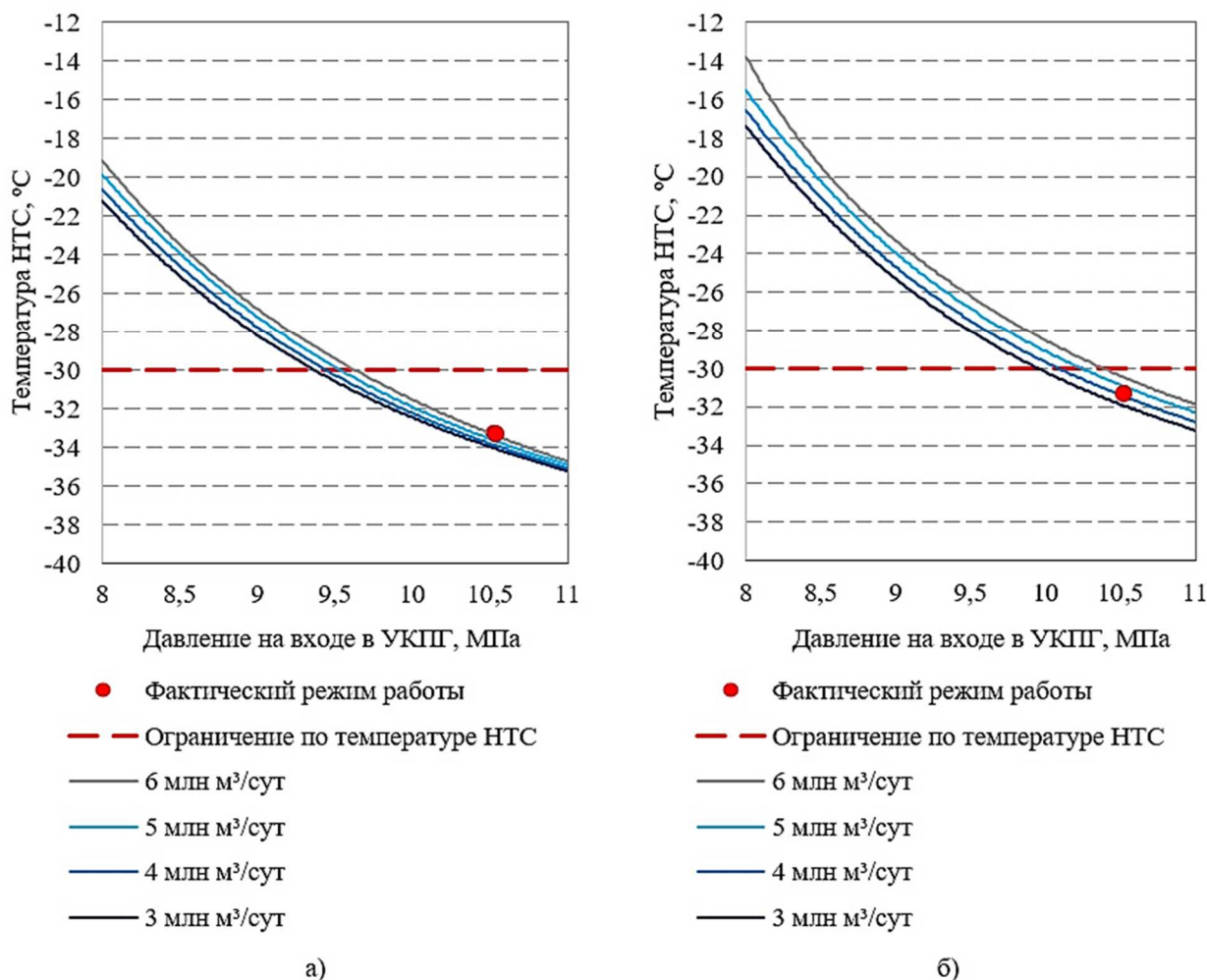


Рисунок 1 – График зависимости температуры НТС от давления на входе в УКПГ при различном расходе пластового газа по технологическим ниткам: а) т.н. № 1; б) т.н. № 2

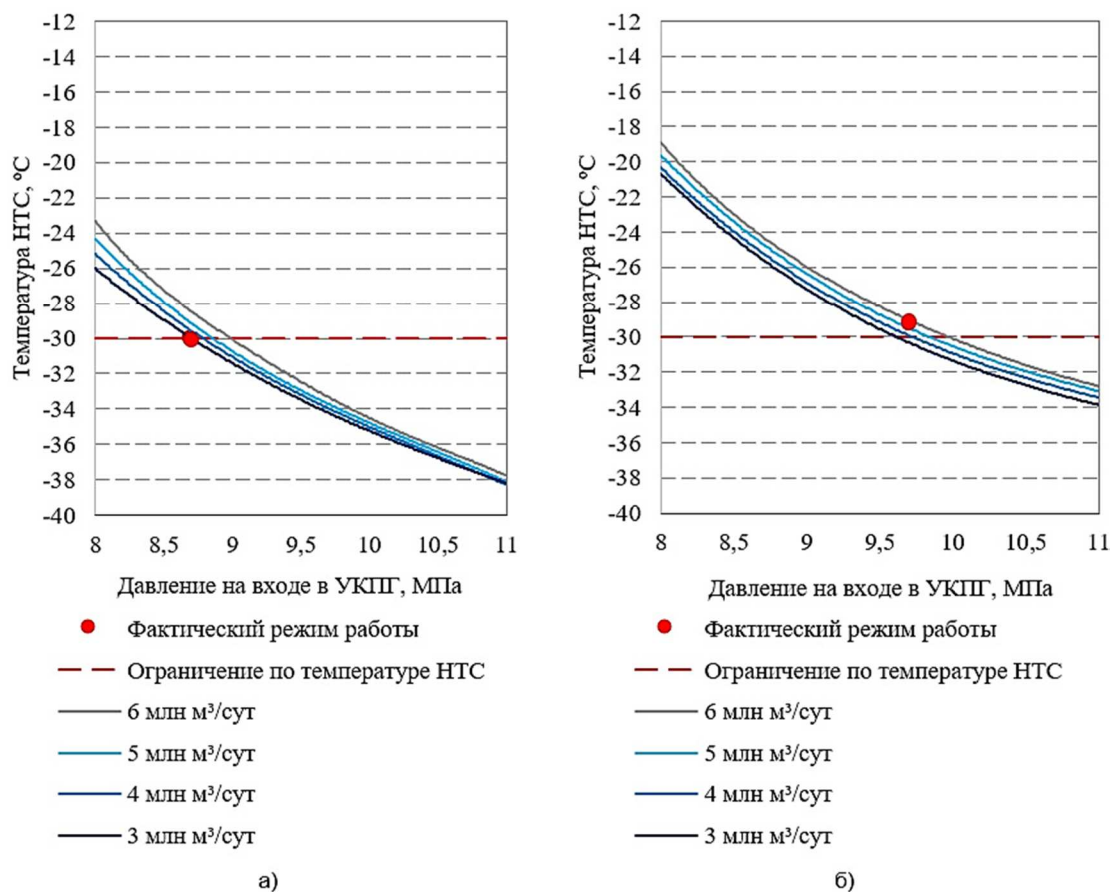


Рисунок 2 – График зависимости температуры НТС от давления на входе в УКПГ при различном расходе пластового газа по технологическим ниткам: а) т.н. № 3; б) т.н. № 4

Таблица 1 – Минимальные входные давления в УКПГ

№ т.н. УКПГ	Диапазон значений давления, МПа
Технологическая нитка № 1	9,4 ÷ 9,6
Технологическая нитка № 2	9,9 ÷ 10,4
Технологическая нитка № 3	8,7 ÷ 9,0
Технологическая нитка № 4	9,6 ÷ 9,9

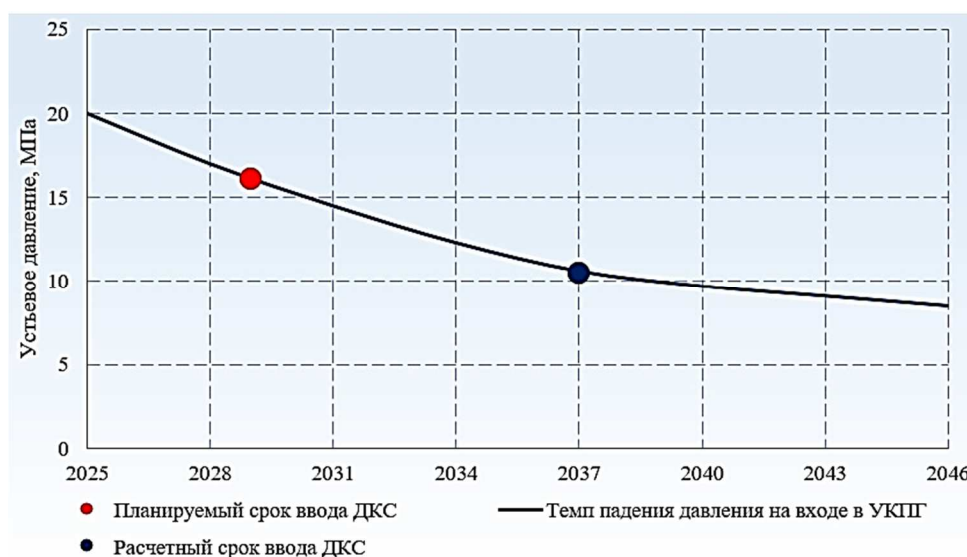


Рисунок 3 – Темп падения давления на входе в УКПГ согласно ДЕТСР от 2020 года



Сопоставление полученных расчётных данных с прогнозными значениями позволяет сделать вывод о возможности переноса сроков ввода дожимной компрессорной станции на 8 лет – с 2029 на 2037 год.

Выводы и практические рекомендации

Проведённые исследования и математическое моделирование работы установки комплексной подготовки газа (УКПГ) позволили уточнить сроки ввода дожимной компрессорной станции (ДКС). На основе промысловых испытаний, выполненных летом 2024 года, и анализа данных по температуре точки росы, уносу капельной жидкости, а также параметрам работы оборудования, разработана модель в программном обеспечении Aspen Hysys. Эта модель показала высокую точность (погрешность менее 3 %) и позволила определить, что минимальное входное давление в УКПГ может быть снижено до 10,5 МПа без ущерба для работы технологических ниток.

Результаты моделирования и прогнозный темп падения устьевого давления, согласно дополнению к единой технологической схеме разработки (ДЕТСР) от 2020 года, показали возможность переноса сроков ввода ДКС на 8 лет – с 2029 на 2037 год.

Список литературы:

1. Куликов А.В. Современные методы разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов / А.В. Куликов, В.Ю. Зайцев. – М. : ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2021. – 415 с.
2. Руководство по проектированию и эксплуатации УКПГ / Под ред. В.П. Орлова. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2022. – 512 с.
3. Мищенко И.Т. Математическое моделирование в газовой промышленности : учеб. пособие / И.Т. Мищенко, С.С. Красовский. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2019. – 278 с.
4. Иванов А.В. Технология разработки газоконденсатных месторождений / А.В. Иванов, С.К. Петров. – М. : Недра, 2018. – 320 с.
5. Громов В.И. Оптимизация работы дожимных компрессорных станций на газовых месторождениях / В.И. Громов, Д.С. Лебедев // Газовая промышленность. – 2021. – № 5. – С. 45–52.

List of references:

1. Kulikov A.V. Modern methods of development of hard-to-recover hydrocarbon reserves / A.V. Kulikov, V.Y. Zaitsev. – M. : Gazprom VNIIGAZ LLC, 2021. – 415 s.
2. Guidelines for design and operation of gas treatment facilities / Edited by V.P. Orlov. – 2nd edition, revised and supplemented. – M. : Nedra-Business Center LLC, 2022. – 512 s.
3. Mishchenko I.T. Mathematical modeling in the gas industry : textbook / I.T. Mishchenko, S.S. Krasovsky. – Tyumen : TyumGNGU, 2019. – 278 s.
4. Ivanov A.V. Technology of development of gas condensate fields / A.V. Ivanov, S.K. Petrov. – M. : Nedra, 2018. – 320 s.
5. Громов В.И. Оптимизация работы дожимных компрессорных станций на газовых месторождениях / В.И. Громов, Д.С. Лебедев // Газовая промышленность. – 2021. – № 5. – С. 45–52.