



УДК 622.279.51

РЕЗУЛЬТАТЫ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СИСТЕМЫ ПРИ НАЛИЧИИ НЕУГЛЕВОДОРОДНЫХ КОМПОНЕНТОВ

RESULTS OF THERMODYNAMIC MODELING OF A GAS CONDENSATE SYSTEM IN THE PRESENCE OF NON-HYDROCARBON COMPONENTS

Инякина Екатерина Ивановнакандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры «Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений»?Тюменский индустриальный университет
injakinaei@tyuiu.ru**Iniakina Ekaterina Ivanovna**Ph.D., Associate Proayssor of development
and operation of oil and gas fields,
Tyumen Industrial University
injakinaei@tyuiu.ru

Аннотация. В данной статье рассматриваются результаты термодинамического моделирования газоконденсатной системы при проектировании разработки и эксплуатации Уренгойского месторождения. На основании экспериментальных исследований определено, что в составе пластовой газоконденсатной системы наряду с углеводородными компонентами содержатся углекислый газ, гелий, азот и другие не углеводородные компоненты. Для оценки доли влияния неуглеводородных компонентов на величину пластовых потерь конденсата проводились PVT-исследования рекомбинированных проб, отобранных на месторождении. Результаты лабораторных опытов позволили определить их влияние на величину конденсатоотдачи при различном содержании в метановом газе. Проведенный анализ исследований подтвердил, что они в различной степени влияют на растворимость конденсата в газах и то, что конденсаты метанового типа обладают лучшей растворимостью при прочих равных условиях. Также важным при этом является достижение минимальных потерь конденсата при наличии неуглеводородных компонентов в добываемом пластовом газе и максимально возможного коэффициента извлечения конденсата.

Ключевые слова: углеводородный газ, гелий, азот, углекислый газ, давления конденсации, коэффициент извлечения конденсата, пластовые потери, неуглеводородные компоненты, PVT-исследования.

Annotation. This article discusses the results of thermodynamic modeling of the gas condensate system in the design of the development and operation of the Urengoy field. Based on experimental studies, it was determined that the composition of the reservoir gas condensate system, along with hydrocarbon components, contains carbon dioxide, helium, nitrogen and other non-hydrocarbon components. To assess the share of the influence of non-hydrocarbon components on the amount of reservoir condensate losses, PVT studies of recombined samples taken at the field were carried out. The results of laboratory experiments made it possible to determine their effect on the amount of condensate recovery at different contents in methane gas. The analysis of the studies confirmed that they affect the solubility of condensate in gases to varying degrees and that methane-type condensates have better solubility, all other things being equal. Also important in this case is the achievement of minimum condensate losses.

Keywords: hydrocarbon gas, helium, nitrogen, carbon dioxide, condensation pressures, condensate recovery coefficient, reservoir losses, non-hydrocarbon components, PVT studies.

При проектировании разработки и прогнозе эксплуатации нефтегазоконденсатных залежей одним из важных факторов является достижение минимальных потерь конденсата в залежи. С целью определения доли влияния на величину пластовых потерь конденсата неуглеводородных компонентов, содержащихся в составе добываемого газа, проведены PVT-исследования на рекомбинированных пробах насыщенного конденсата и газа сепарации. На основании экспериментальных исследований выявлено, что в составе пластовой газоконденсатной системы наряду с углеводородными компонентами содержатся углекислый газ, гелий, азот и другие неуглеводородные компоненты [1, 2, 3].

В процессе геологоразведочных работ и подготовки месторождения к разработке при испытании и промысловых исследованиях разведочных скважин отбирались пробы насыщенного и стабильного конденсата. Пробы насыщенного конденсата дегазировались, дебутанизировались, после этого определялись их физико-химические свойства. Пробы стабильного конденсата отбирались из открытых ёмкостей и в лаборатории анализировались как «товарные». Анализ полученных результатов показал, что, практически, все параметры, характеризующие свойства проб, даже в пределах одной залежи, изменяются в широких пределах. Это является следствием влияния: условий формирования залежей, наличия неуглеводородных компонентов, условий эксплуатации скважин и отбора проб, условий хранения и подготовки проб к исследованиям, погрешности замеров. Также при наличии примеси нефти в конденсате возрастают его плотность, молекулярная масса, становится тяжелее фракционный состав, увеличивается содержание парафинов, смол, ухудшаются температурные свойства [4, 5, 6].



Результаты лабораторных PVT-опытов позволили определить влияние неуглеводородных компонентов на величину конденсатоотдачи при различном содержании в метановом газе. Качественная и количественная оценка этого влияния на растворимость конденсата в углеводородном газе показала, что он повышает давление начала конденсации и потери конденсата в залежи. На рисунках 1–3 показана зависимость снижения конденсации от содержания компонентов и конденсата в смеси [7, 8, 9].

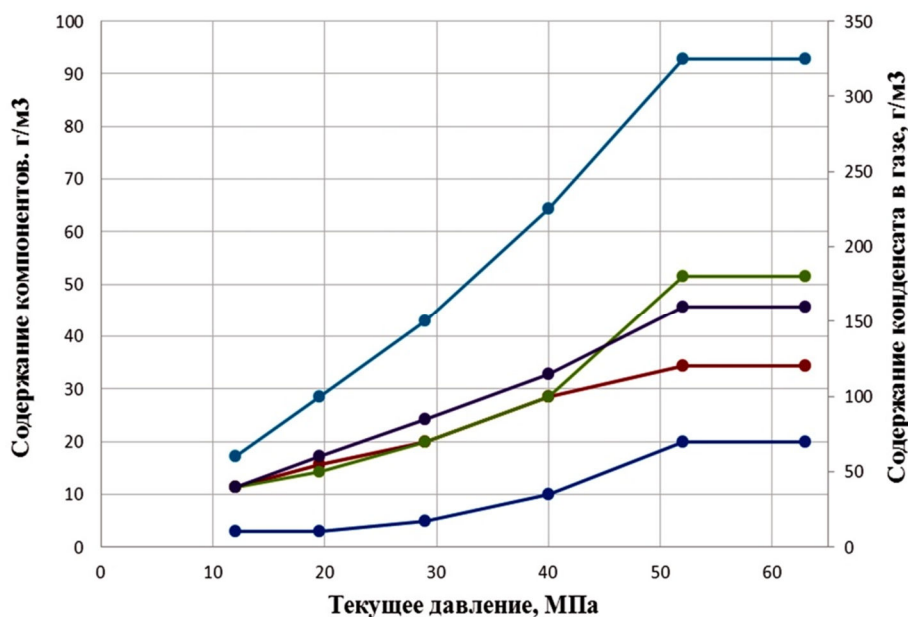


Рисунок 1 – Изменение содержания компонентов в пластовой газожидкостной системы Уренгойского месторождения

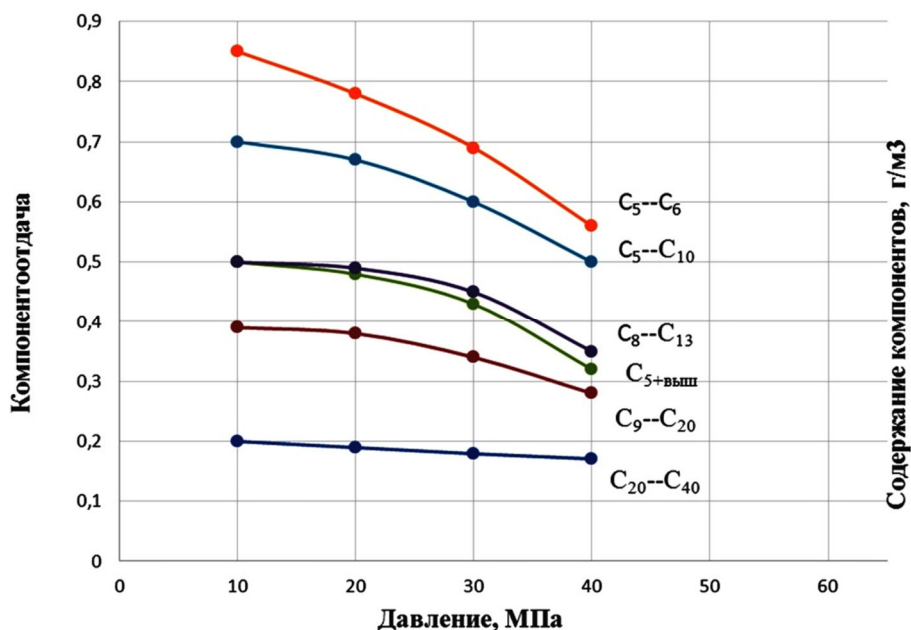


Рисунок 2 – Изменение компонентоотдачи пластовой газожидкостной системы при снижении пластового давления

При PVT-исследованиях давление начала конденсации пластового газа, добываемого из скважин было в пределах пластового, составлявшего от 60,0 МПа до 65,0 МПа [10–12].

Растворимость жидких компонентов в пластовом метано-нафтеновом газе зависит от: пластового давления и температуры; фракционного состава стабильного конденсата; группового углеводородного состава; концентрации пропана – пентанов в пластовом газе.

Таким образом, на основании результатов термодинамического моделирования газоконденсатной системы при проектировании разработки и эксплуатации Уренгойского месторождения позволили определить влияние неуглеводородных компонентов на величину конденсатоотдачи. К основным факторам азо-

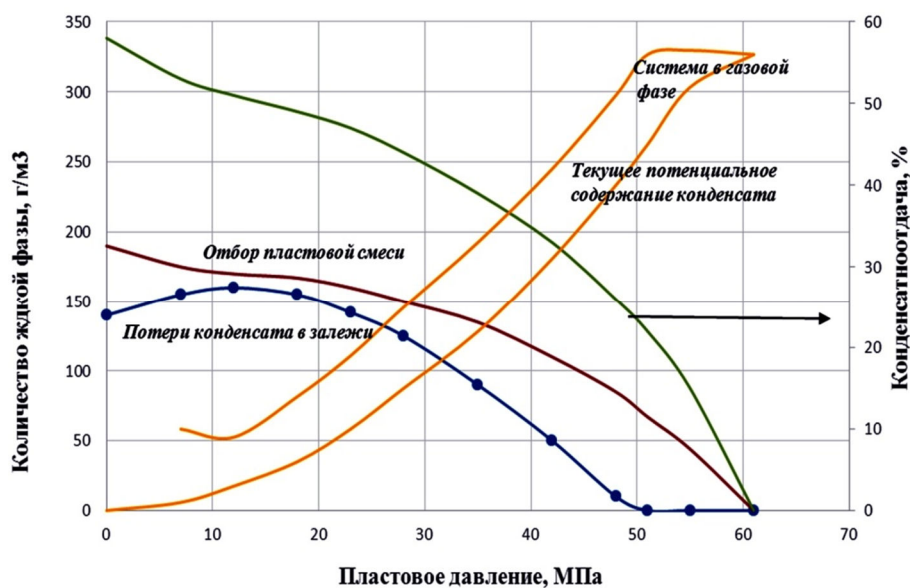


Рисунок 3 – Данные термодинамического исследования газоконденсатной системы «газ + углеводородные компоненты + конденсат»

та, следует отметить, более низкую растворимость в ретроградном конденсате и относительно низкие испаряющие способности промежуточных компонентов из выпавшего в залежи конденсата. При введении азота в газоконденсатные системы происходит увеличение давление начала конденсации.

Проведенный анализ выполненных исследований подтвердил, что углекислый газ в различной степени влияет на растворимость конденсата в газах и то, что конденсаты метанового типа газоконденсатных месторождений Западной Сибири обладают лучшей растворимостью при прочих равных условиях.

Список литературы:

1. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. – М. : Грааль, 2002. – 575 с.
2. Гриценко А.И., Николаев В.А., Тер-Саркисов Р.М. Компонентоотдача пласта при разработке газоконденсатных залежей. – М. : Недра, 1995. – 264 с.
3. Добролюбова Р.К., Инякина Е.И., Краснов И.И. Исследование влияние азота на пластовые потери конденсата при разработке Чайядинского месторождения // Наука. Инновации. Технологии. – 2022. – № 3. – С. 75–96.
4. Опыт разработки нефтегазоконденсатных месторождений с осложненной геолого-физической характеристикой / Е.И. Инякина [и др.] // Нефть и газ: опыт и инновации. – 2017. – № 1. – С. 41–56.
5. Особенности прогнозирования конденсатоотдачи на оборудовании фирмы Chandler Engineering / И.И. Краснов [и др.] // Академический журнал Западной Сибири. – 2012. – № 6. – С. 64–65.
6. Краснова Е.И. Методы экспериментальных исследований PVT-свойств газоконденсатных смесей // Академический журнал Западной Сибири. – 2012. – № 4.
7. Оценка потерь углеводородов в залежи пласта Т1-А при разработке Среднетюнгского месторождения / Р.К. Катанова [и др.] // Наука. Инновации. Технологии. – 2020. – № 4. – С. 29–40.
8. Особенности разработки нефтегазовых залежей месторождений Западной Сибири / И.И. Краснов [и др.]. – М., 2021. – С. 160.
9. Изучение влияния остаточной нефти на пластовые потери конденсата на Среднеботуобинском нефтегазоконденсатном месторождении / Е.И. Инякина [и др.] // Наука. Инновации. Технологии. – 2021. – № 1. – С. 39–52.
10. Еске Г.А. Исследование испарения углеводородов C₅₊В при нагнетании диоксида углерода и азота в различных соотношениях // Технологии нефти и газа. – 2015. – № 3(98). – С. 19–23.
11. Макаров Е.С., Юшков А.Ю., Романов А.С. Исследование способов дополнительного извлечения газоконденсата из ачимовских пластов на гидродинамических моделях // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2017. – Т. 3. – № 1. – С. 79–90.
12. Островская Т.Д., Гриценко А.И., Желтовский В.И. Метод внесения поправок по влиянию углекислого газа на фазовые превращения пластовых систем // Газовая промышленность. – 1988. – № 1. – С. 44–45.

**List of references:**

1. Brusilovsky A.I. Phase transformations in the development of oil and gas fields. – M. : Graal, 2002. – 575 p.
2. Gritsenko A.I., Nikolaev V.A., Ter-Sarkisov R.M. Component yield of a reservoir during development of gas-condensate deposits. – M. : Nedra, 1995. – 264 p.
3. Dobrolyubova R.K., Inyakina E.I., Krasnov I.I. Study of the influence of nitrogen on formation condensate losses during development of the Chayanda field // *Nauka. Innovations. Technology.* – 2022. – № 3. – P. 75–96.
4. Experience in the development of oil–gas–condensate fields with complicated geological and physical characteristics / E.I. Inyakina [et al.] // *Oil and Gas: experience and innovations.* – 2017. – № 1. – P. 41–56.
5. Peculiarities of forecasting condensate recovery on the equipment of Chandler Engineering / I.I. Krasnov [et al.] // *Academic Journal of Western Siberia.* – 2012. – № 6. – P. 64–65.
6. Krasnova E.I. Methods of experimental studies of PVT-properties of gas-condensate mixtures // *Academic Journal of Western Siberia.* – 2012. – № 4.
7. Assessment of hydrocarbon losses in the reservoir T1-A formation during development of the Srednetyungskoye mesto / R.K. Katanova [et al.] // *Science. Innovations. Technologies.* – 2020. – № 4. – P. 29–40.
8. Peculiarities of the development of oil and gas deposits in Western Siberia / I.I. Krasnov [et al.]. – M., 2021. – P. 160.
9. Study of influence of residual oil on formation losses of condensate in Srednebotuobinskoye oil-gas-condensate field / E.I. Inyakina [et al.] // *Nauka. Innovations. Technologies.* – 2021. – № 1. – P. 39–52.
10. Eske G.A. Study of evaporation of C5+B hydrocarbons at the injection of carbon dioxide and nitrogen in different ratios // *Oil and Gas Technologies.* – 2015. – № 3(98). – P. 19–23.
11. Makarov E.S., Yushkov A.Yu., Romanov A.S. Study of methods of additional extraction of gas condensate from Achimov reservoirs on hydrodynamic models // *Bulletin of Tyumen State University. Physical and mathematical modeling. Oil, Gas, Energy.* – 2017. – V. 3. – № 1. – P. 79–90.
12. Ostrovskaya T.D., Gritsenko A.I., Zheltovsky V.I. Correction method for the influence of carbon dioxide on phase transformations of reservoir systems // *Gas Industry.* – 1988. – № 1. – P. 44–45.