



УДК 622.279.51

## МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОНДЕНСАТОИЗВЛЕЧЕНИЯ ПРИ НАЛИЧИИ CO<sub>2</sub> И АЗОТА В ДОБЫВАЕМОЙ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СМЕСИ

### METHODS FOR DETERMINING CONDENSATE RECOVERY IN THE PRESENCE OF CO<sub>2</sub> AND NITROGEN IN THE PRODUCED GAS CONDENSATE MIXTURE

**Добролюбова Розалия Кирилловна**

старший преподаватель базовой кафедры  
«Нефтегазовое дело»,  
Политехнический институт (филиал)  
Северо-Восточного федерального университета  
имени М.К. Аммосова  
rose941101@mail.ru

**Инякина Екатерина Ивановна**

кандидат технических наук, доцент,  
доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газовых месторождений»,  
Тюменский индустриальный университет  
injakinai@tyuiu.ru

**Аннотация.** В настоящее время при проектировании разработки и эксплуатации газоконденсатных залежей главным показателем является коэффициент извлечения конденсата. В связи с этим возросла актуальность совершенствования методов прогнозирования добычи газового конденсата и определение конденсатоотдачи на весь период эксплуатации, с учетом влагосодержания в пластовой парогазоконденсатной системе, фракций нефти, а также содержания углекислого газа, азота, гелия и других неуглеводородных компонентов. Результаты термодинамического моделирования разрешили определить влияние на величину конденсатоотдачи углекислого газа и азота при различном соотношении [1, 2].

**Ключевые слова:** пластовые флюиды, давления начала конденсации, конденсатоизвлечение, потери конденсата в залежи.

**Dobrolyubova Rozalia Kirillovna**

Senior Lecturer of the Basic Department  
«Oil and Gas Business»,  
Polytechnic Institute (branch)  
of the North-Eastern Federal University  
named after M.K. Ammosova  
rose941101@mail.ru

**Iniakina Ekaterina Ivanovna**

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor,  
Associate Professor of the Department  
«Development and operation  
of oil and gas fields»,  
Tyumen Industrial University  
injakinai@tyuiu.ru

**Annotation.** Currently, when designing the development and operation of gas condensate deposits, the main indicator is the condensate recovery factor. In this regard, the relevance of improving methods for predicting gas condensate production and determining condensate recovery for the entire period of operation has increased, taking into account the moisture content in the reservoir steam-gas-condensate system, oil fractions, as well as the content of carbon dioxide, nitrogen, helium and other non-hydrocarbon components. The results of thermodynamic modeling made it possible to determine the effect of carbon dioxide and nitrogen on the value of condensate recovery at different ratios [1, 2].

**Keywords:** reservoir fluids, dew point pressures, condensate recovery, condensate losses in the reservoir.

Один из основных показателей при проектировании разработки и эксплуатации газоконденсатных залежей является коэффициент извлечения конденсата. Поэтому возросла актуальность совершенствования методов прогнозирования добычи конденсата и определение конденсатоотдачи на перспективу, с учетом влагосодержания в пластовой парогазоконденсатной системе, фракций нефти, а также содержания углекислого газа, азота, гелия и другие неуглеводородных компонентов [3, 4, 5].

На основании результатов исследований построена номограмма, показывающая сложную и многообразную связь конденсатоотдачи с показателями и параметрами газоконденсатной системы: групповой углеводородный состав конденсата и его потенциальное содержание в пластовом газе. По данной номограмме можно определить коэффициент конденсатоотдачи (рис. 1).

На рисунке 2 изображены номограммы для определения степени влияния углекислого газа на конденсацию для систем (а) с небольшим содержанием и (б) высоким содержанием конденсата в пластовом газе.

Опыт разработки газоконденсатных залежей указывает на широкие пределы значений коэффициентов конденсатоотдачи (КИК) при снижении давления в пласте. Для определения КИК необходимо определять на различных этапах снижения текущего давления пластовые потери углеводородов методом дифференциальной конденсации системы и методом контактной конденсации.

Таким образом, в основе экспериментальных методов лежит моделирование процесса дифференциальной конденсации рекомбинированных проб, отобранных до начала разработки месторождения. Раз-



рабатываемые нефтегазоконденсатные месторождения имеют пластовые системы сложного состава, содержащие неуглеводородные компоненты. В связи с этим необходимо совершенствование экспериментального моделирования процесса дифференциальной конденсации. Оценка влияния неуглеводородных компонентов в пластовом газе на КИК показала, что они повышает потери конденсата в залежи.

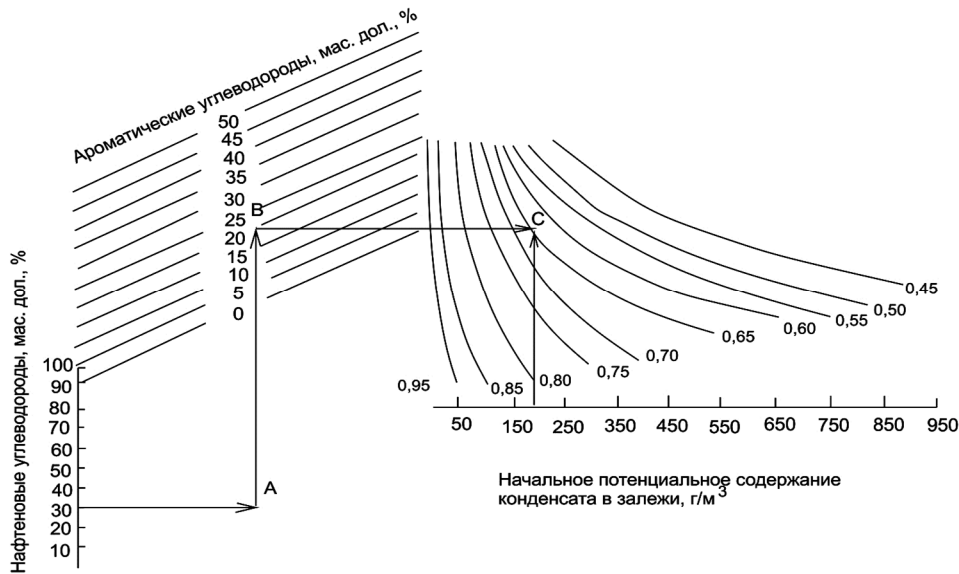


Рисунок 1 – Номограммы для определения конденсатоизвлечения

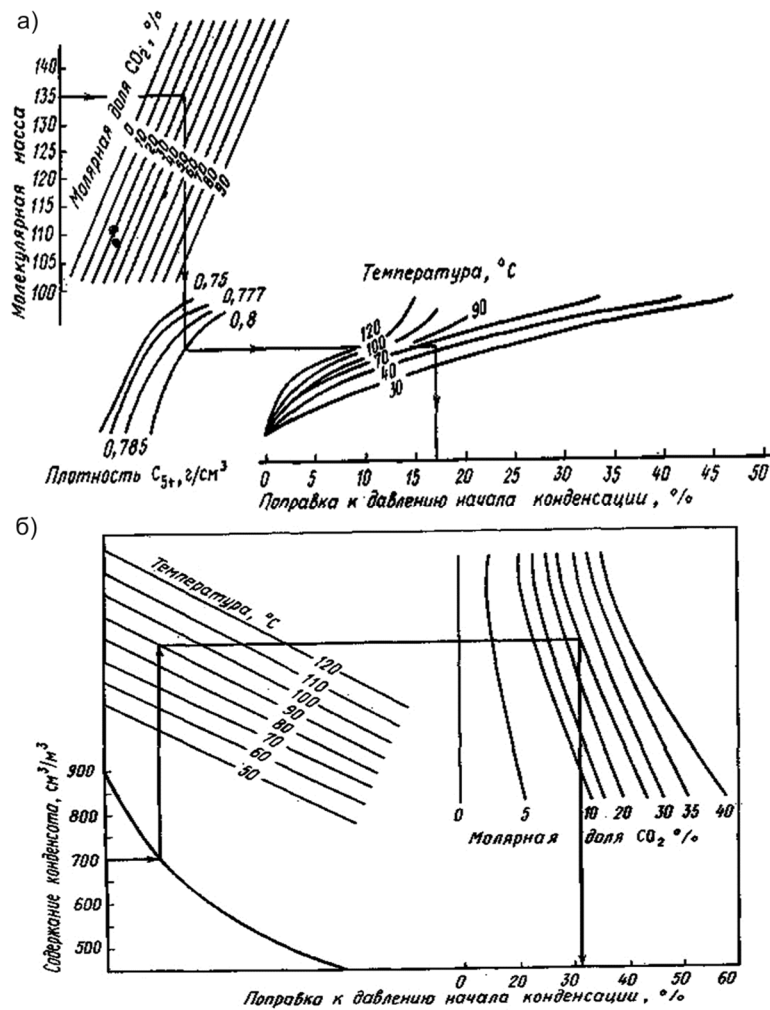


Рисунок 2 – Номограммы для определения степени влияния углекислого газа на конденсацию для систем (а) с небольшим содержанием и (б) высоким содержанием конденсата в пластовом газе

**Список литературы:**

1. 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.
2. Еске Г.А. Исследование испарения углеводородов C<sub>5</sub>+В при нагнетании диоксида углерода и азота в различных соотношениях // Технологии нефти и газа. – 2015. – № 3(98). – С. 19–23.
3. 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.
4. Особенности прогнозирования конденсатоотдачи на оборудовании фирмы ChandlerEngineering / И.И. Краснов [и др.] // Академический журнал Западной Сибири. – 2012. – № 6. – С. 64–65.
5. 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. Dobrolyubova R.K., Inyakina E.I., Krasnov I.I. Study of the effect of nitrogen on formation losses of condensate during development of the Chayanda field // Nauka. Innovations. Technology. – 2022. – № 3. – P. 75–96.
2. Eske G.A. Study of evaporation of C<sub>5</sub>+B hydrocarbons at the injection of carbon dioxide and nitrogen in different ratios // Oil and Gas Technologies. – 2015. – № 3(98). – P. 19–23.
3. experience in the development of oil and 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.
4. Peculiarities of condensate recovery forecasting on the equipment of ChandlerEngineering / I.I. Krasnov [et al.] // Academic Journal of Western Siberia. – 2012. – № 6. – P. 64–65.
5. Ostrovskaya T.D., Gritsenko A.I., Zheltovsky V.I. Correction method for the influence of carbon dioxide on phase transformation of reservoir systems // Gas Industry. – 1988. – № 1. – P. 44–45.