



УДК 622.279.51

## ВЛИЯНИЕ ПОПУТНО ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ НА КОНДЕНСАТООТДАЧУ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

### IMPACT ON CONDENSATE RECOVERY OF ASSOCIATED OIL DURING THE DEVELOPMENT OF OIL AND GAS CONDENSATE FIELDS

**Добролюбова Розалия Кирилловна**

старший преподаватель  
базовой кафедры «Нефтегазовое дело»,  
Северо-Восточный федеральный  
университет им. М.К. Аммосова  
филиал МПТИ в г. Мирном  
rose941101@mail.ru

**Инякина Екатерина Ивановна**

кандидат технических наук, доцент,  
доцент кафедры «РЭНГМ»,  
Тюменский индустриальный университет  
injakinaei@tyuiu.ru

**Аннотация.** Данная статья посвящена влиянию на конденсатототдачу на попутно добываемой нефти при разработке нефтегазоконденсатных месторождений. Анализ промысловых данных показал, что причиной перетоков нефти является опережающее снижения пластового давления в газоконденсатной части в сравнении с нефтяными зонами. Так, поступающие тяжелые фракции нефти в газоконденсатную залежь, оказывают негативное влияние на пластовые потери углеводородов, в том числе на конечный коэффициент извлечения конденсата.

**Ключевые слова:** разработка нефтегазоконденсатных месторождений, пластовые потери конденсата, попутно добываемая нефть, пластовое давление, коэффициент извлечения конденсата.

**Dobrolyubova Rozalia Kirillovna**

Senior Lecturer of the Department  
of Oil and Gas Business,  
North Eastern Federal University  
M.K. Ammosova,  
Branch of MPTI in Mirny  
rose941101@mail.ru

**Inyakina Ekaterina Ivanovna**

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor, Associate Professor  
of the Department «RENGM»,  
Tyumen Industrial University  
injakinaei@tyuiu.ru

**Annotation.** This article is devoted to the impact on condensate recovery on associated oil in the development of oil and gas condensate fields. Analysis of field data showed that the cause of oil flows is the leading decrease in reservoir pressure in the gas condensate part in comparison with the oil zones. Thus, heavy oil fractions entering the gas condensate reservoir have a negative impact on reservoir losses of hydrocarbons, including the final condensate recovery factor.

**Keywords:** oil and gas condensate field development, reservoir condensate losses, associated oil, reservoir pressure, condensate recovery factor.

При подсчете запасов углеводородов и проектировании разработки нефтегазоконденсатных месторождений представляют интерес данные об изменении степени коэффициента извлечения конденсата при разном содержании рассеянной нефти в пластовой газоконденсатной системе. На основании результатов теоретических и экспериментальных PVT-исследований выявлено, что при снижении пластового давления в процессе разработки нефтегазоконденсатных залежей возникает существенная разница между проектной и фактической добычей конденсата. Вследствие этого требуется специальный комплексный подход при их разработке. Так как процесс ретроградной изотермической конденсации при снижении давления в залежи дополнительно увеличиваются потери конденсата в пласте. Поэтому для эффективной выработки запасов конденсата необходимо прогнозирование его пластовых потерь и изменение компонентного состава пластового газа с учетом влияния перетоков нефти в ходе эксплуатации объекта разработки [1, 2].

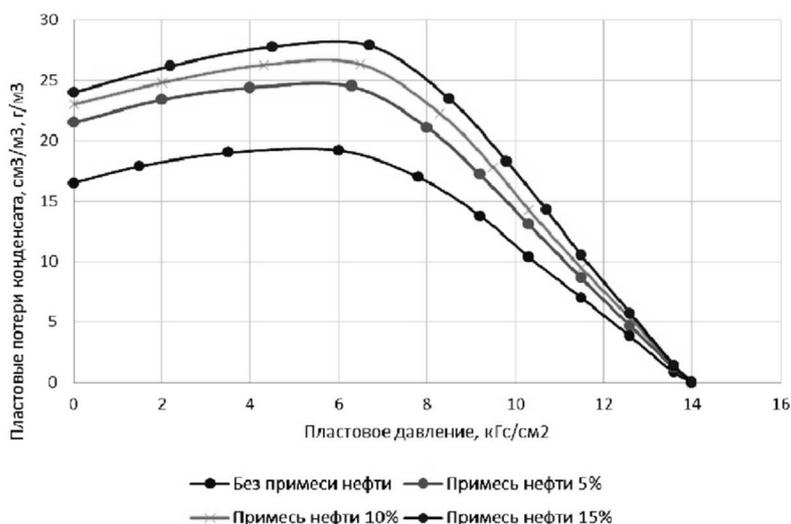
Для изучения термодинамических свойств газового конденсата было отобрано 64 пробы из скважин, вскрывших Ботубинский, Улаханский и Талахский продуктивные горизонты Северного купола Среднеботубинского месторождения. Отборов проб газа сепарации и насыщенного конденсата проводилось согласно инструкции «Газпром ВНИИгаза».

В лабораторных условиях выполнены исследования прогнозирования процесса разработки месторождения. На этом основании были рассчитаны кривые изменения потенциального содержания углеводородных компонентов в пластовом газе по мере снижения пластового давления. Коэффициент извлечения конденсата, рассчитанный для каждой пробы, меняется от 0,71 до 0,73, в среднем значение составляет 0,720. Конденсаты относятся к группе газовых конденсатов преимущественного бензинового фракционного состава с температурой кипения от 60 до 150 °С. По содержанию серы исследуемый конденсат относится к малосернистым, отмечается содержание в нем парафинов и смолисто-асфальтеновых веществ. Групповой углеводородный состав конденсатов нафтен-метанового типа.



В скважине № СБт-156 при испытании Улаханского горизонта дебит газа на штуцере 6 мм составил 83 тыс. м<sup>3</sup>/сут., при депрессии 2,65 МПа. В настоящее время расхождение между проектными и фактическими уровнями отбора газа на лицензионном участке АО «АПРОСА-Газ» обусловлены наличием остаточной нефти в продукции скважин. С целью выявления закономерностей, влияющих на увеличение пластовых потерь углеводородов в процессе реализации принятой системы разработки Среднеботуобинского месторождения была поставлена серия PVT-экспериментов.

Исследования проводились на установке VinciTechnologies производство Франция по конденсации пластовой системы для определения влияния на величину извлечения конденсата паров нефти. Прогноз разработки залежи с примесью рассеянной нефти проводился методом дифференциальной конденсации. Результаты исследования проб пластовой смеси Среднеботуобинского НГКМ показаны на рисунке 1.



**Рисунок 1** – Зависимость потерь конденсата в залежи от присутствия паров нефти в пластовой газоконденсатной системе

Комплекс исследований заключался в последовательном увеличении концентрации нефти многокомпонентной системы в PVT-ячейке от 5 %, 10 % до 15 % масс от объема конденсата, содержащегося в пластовом газе. Опыты проводились на рекомбинированных пробах насыщенного конденсата и газа сепарации в соответствии с конденсатогазовым фактором (КГФ), замеренным при проведении промысловых испытаний. Изменение величины КИК от доли примеси нефти в газоконденсатной системе по результатам PVT-исследований представлены в таблице 1.

**Таблица 1** – Изменение величины КИК от примеси нефти в газоконденсатной системе

Наименование месторождение	Изменение величины КИК от доли примеси нефти в газоконденсатной системе			
	без содержания нефти в газоконденсатной смеси	содержания нефти в газоконденсатной смеси до 5 %	содержания нефти в газоконденсатной смеси до 10 %	содержания нефти в газоконденсатной смеси до 15 %
Среднеботуобинское месторождение	0,72	0,65	0,63	0,62

На основании полученных данных PVT-исследований видно, что присутствие остаточной нефти в газоконденсатной системе снижает коэффициент извлечения конденсата (КИК). В связи с этим происходит интенсивный процесс распада, оказывающий существенное влияние на пластовые потери конденсата.

Таким образом, из полученных результатов видно, что наличие нефти в газоконденсатной смеси увеличивает потери углеводородов при снижении давления, а, следовательно, снижается коэффициент извлечения конденсата. Давление максимальной конденсации смещается в область более высоких давлений. По результатам опыта при концентрации примеси нефти до 5 % масс. от объема газоконденсатной системы, потери увеличились до 35 %, коэффициент извлечения конденсата снизился и составил 0,65.

**Литература:**

1. Краснов И.И., Михеева В.А., Матвеева М.В. Экспериментальные исследования фазового поведения многокомпонентных газоконденсатных систем // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2006. – № 2. – С. 21–26.
2. Краснов И.И., Островская Т.Д., Краснова Е.И. Особенности прогнозирования конденсатоотдачи на оборудовании фирмы ChandlerEngineering. – 2012. – № 6. – С. 64.
3. Оценка потерь углеводородов в залежи пласта Т1-А при разработке Среднетюньгского месторождения / Р.К. Катанова [и др.] // Наука. Инновации. Технологии. – Ставрополь : Изд-во Северо-Кавказский федеральный университет, 2020. – С. 29–40.
4. Изучение влияния остаточной нефти на пластовые потери конденсата на Среднеботуобинском нефтегазоконденсатном месторождении / Е.И. Инякина [и др.] // Наука. Инновации. Технологии. – Ставрополь : Изд-во Северо-Кавказский федеральный университет, 2021. – С. 39–52.
5. Изучение термодинамических процессов при разработке газоконденсатных месторождений Восточной Сибири / Р.К. Катанова [и др.] // Международная научно-практическая конференция молодых исследователей им. Д.И. Менделеева : материалы Международной научно-практической конференции молодых исследователей им. Д.И. Менделеева, 27 ноября 2020 г. – Тюмень : Изд-во Тюменский индустриальный университет, 2021. – С. 292–295.

**References:**

1. Krasnov I.I., Mikheeva V.A., Matveeva M.V. Experimental studies of the phase behavior of multicomponent gas condensate systems // News of higher educational institutions. Oil and gas. – 2006. – № 2. – P. 21–26.
2. Krasnov I.I., Ostrovskaya T.D., Krasnova E.I. Features of forecasting condensate recovery on the equipment of Chandler Engineering. – 2012. – № 6. – P. 64.
3. Katanova R.K., Levitina E.E. Evaluation of hydrocarbon losses in the T1-A reservoir during the development of the Srednetyungskoye field // The science. Innovation. Technology. – Stavropol : Publishing house of the North Caucasian Federal University, 2020. – P. 29–40.
4. Inyakina E.I., Katanova R.K. Study of the influence of residual oil on reservoir losses of condensate at the Srednebotuobinskoye oil and gas condensate field // The science. Innovation. Technology. – Stavropol : Publishing House of the North Caucasian Federal University, 2021. – P. 39–52.
5. Katanova R.K., Inyakina E.I. Study of thermodynamic processes in the development of gas condensate fields in Eastern Siberia // International scientific-practical conference of young researchers. D.I. Mendeleev: materials of the International Scientific and Practical Conference of Young Researchers named after. D.I. Mendeleev, November 27, 2020. – Tyumen : Tyumen Industrial University Publishing House, 2021. – P. 292–295.