

УДК 622.276; 622.279

МРНТИ 52.47.19

<https://doi.org/10.54859/kjogi108589>

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ СОДЕРЖАНИЯ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА В СОСТАВЕ РАБОЧЕГО АГЕНТА УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ НА ИСПАРЯЕМОСТЬ КОНДЕНСАТОВ

В.М. Фаталиев¹, Н.Н. Гамидов²

¹ Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, г. Баку, Азербайджан

² НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, г. Баку, Азербайджан

В данной статье проанализирована испаряемость ретроградного конденсата при воздействии на газоконденсатное месторождение «сухими» природными газами, содержащими углекислый газ (СО₂), что связано с некоторыми его преимуществами по сравнению с другими углеводородными газами. Исследованы показатели процесса воздействия на призабойную зону добывающей газоконденсатной скважины «сухим» газом, обогащённым диоксидом углерода, с учётом влияния физико-химических и термодинамических свойств газоконденсатной системы, а также термобарических условий самого процесса.

«Сухой» углеводородный газ, содержащий диоксид углерода, более активно испаряет ретроградный конденсат по сравнению с другими углеводородными газами. Однако для повышения эффективности этого процесса следует учитывать количество контактов нагнетаемого газа и температуру призабойной зоны.

Ключевые слова: месторождение, углеводородный газ, диоксид углерода, ретроградный конденсат, призабойная зона, воздействие, испарение.

Введение

Известно, что в процессе разработки углеводородных залежей в результате изменения давления имеют место фазовые превращения в пластовых флюидах, что приводит к постоянному изменению состава фаз. При этом интенсивность фазовых переходов усиливается в направлении от пласта к забою добывающей скважины. Этот процесс особо заметен при разработке газоконденсатных месторождений, эксплуатирующихся в режиме истощения пластовой энергии, который является одной из главных причин ретроградных потерь конденсата в пласте [1–4].

В целях извлечения осевшего конденсата применяются различные методы, в т.ч. и метод воздействия на призабойную зону скважины газами, состоящими из «сухого» углеводородного газа или широкой фракции лёгких углеводородов, таких как пропан-бутан [5–7]. Для повышения эффективности указанной технологии и в целях снижения потребности в углеводородном газе в некоторых случаях в закачиваемый «сухой» газ добавляют определённое количество экспериментальным путём количество азота или углекислого газа [1–4, 8].

Применение азота в составе «сухого» газа объясняется некоторыми его преимуществами (хотя известно о плохой растворимости азота в углеводородных жидкостях), среди которых можно выделить следующие: доступность источников получения азота в промышленных масштабах, меньшие затраты на производство азота по сравнению с другими газами, в частности, с углеводородными, с меньшей сжимаемостью азота и поэтому меньшим объёмом нагнетаемого газа [2, 6, 9, 10].

Влияние азота как чистого компонента, так и в составе природного газа на фазовые превращения углеводородных конденсатов достаточно исследовано. И, как видно из данных [1], количество испарившегося конденсата достигает 24,5% при воздействии на конденсат «сухим» газом, его значение снижается до 22% при содержании азота 20% и до 12,7% при его содержании 40%. Небольшая разница (около 2%) дополнительно добытого конденсата при замене на 20% углеводородного газа азотом говорит о целесообразности его применения в подобных процессах. Но исследования показывают, что добавление в

состав природного газа более 25% азота нежелательно [10].

В связи с вышесказанным в данной работе изучаются показатели процесса воздействия на призабойную зону газоконденсатной скважины «сухим» газом обогащённым углекислым газом, с учётом влияния физико-химических и термодинамических свойств газоконденсатной системы, плотности конденсата, температуры и количества контактов нагнетаемого газа.

Современный уровень научной и экономической значимости вопроса

Проведение исследований по изучению испаряемости конденсатов при воздействии «сухими» газами, содержащими углекислый газ (CO_2), продиктовано некоторыми его преимуществами по сравнению с другими неуглеводородными газами, такими как воздух, азот и др. [8, 10, 11].

Обзор имеющихся публикаций показывает, что CO_2 использовался как рабочий агент в основном при воздействии на нефтяные залежи. В значительно меньшей мере исследованы вопросы воздействия закачанных неуглеводородных газов, в частности, CO_2 на газоконденсатные месторождения, особенно в поздней стадии разработки.

Углекислый газ, как показано в различных исследованиях, существенно отличается от широко применяемых углеводородных и неуглеводородных газов [8, 11, 12]. Например, плотность и вязкость CO_2 при одинаковых значениях давления (P) и температуры (T) несколько превосходят значения этих параметров для метана. Это может положительно сказаться на улучшении параметров вытеснения, в частности, коэффициента охвата. Существенно отличается CO_2 от других газов по испаряющей способности, степени растворимости в ретроградном конденсате. Эти способности особенно ярко проявляются при давлениях более 8 МПа.

Известно, что взаимодействие нагнетаемого газа с ретроградным конденсатом при определенных термобарических условиях может вести к их смешиваемости, показателю которой зависят от температуры и молекулярной массы углеводородной жидкости.

В работе [3] представлены результаты экспериментов на насыпной модели пласта, где было обнаружено увеличение

первоначального объёма декана от содержания в нём углекислого газа. Опыты проводили на термостатируемой цилиндрической (трубной) модели пласта диаметром 2,5 см, общей длиной 10 м. При этом среда состояла из кварцевого песка проницаемостью $2,4 \times 10^{-13} \text{ м}^2$. Связанную воду в экспериментах не моделировали, в качестве конденсата использовали декан. Процесс проводился ближе к смешиваемому вытеснению, и декан полностью извлекался из пористой среды при закачке 0,87 порового объёма CO_2 .

Опираясь на приведенный обзор [6], можно заключить, что крупномасштабные работы по воздействию на залежи закачкой CO_2 выполнены только для ряда нефтяных месторождений (при этом данный метод внедрён в практику разработки около 200 нефтяных месторождений), а в практике разработки газоконденсатных месторождений CO_2 применялся в виде небольших опытных и лабораторных экспериментов. Сказанному способствовали те обстоятельства, что нефти различного состава, характеризующиеся высокими плотностями, содержащими значительное количество высококипящих углеводородов, имеют низкие показатели давления смесимости и поверхности натяжения на границе фаз [8].

В работе [2] предложен способ частичного поддержания пластового давления (Pп) в газоконденсатных залежах путём обратной закачки отсепарированного газа с добавлением углекислого газа. При этом за счёт снижения давления начала конденсации (Pн.к.) пластовое давление на определённое длительное время остаётся выше давления начала конденсации (обеспечивается условие $Pп > Pн.к.$). Применение этого способа планировалось в проекте доработки газоконденсатного месторождения Русский Хутор [12], в результате чего ожидалось повышение конденсатоотдачи до 87% вместо 44% в режиме истощения. На примере группы газоконденсатных месторождений Днепровско-Донецкой впадины Украины показана возможность увеличения конденсатоотдачи при закачке в пласт CO_2 по сравнению с их разработкой на истощение или сайклинг-процессом [6, 12].

В работах [1, 11] изучено влияние неуглеводородных компонентов на начало давления конденсации углеводородных систем (Pн.к.) и установлено, что увеличе-

ние концентрации азота повышает значение Рн.к., а наличие CO_2 и H_2S уменьшает Рн.к. Аналогичные результаты были получены и в работе [12].

Сказанное выше свидетельствует о том, что влияние CO_2 на испаряемость конденсатов и величину давления начала конденсации изучено недостаточно. Названные выше аспекты влияния наличия CO_2 на физико-химические и термодинамические параметры фазовых превращений в природных углеводородных системах, а также сопутствующие их решению

вопросы рассмотрены нами в данном разделе.

Экспериментальная установка и методика проведения экспериментов

Для проведения намечаемых экспериментов была создана специальная установка, состоящая из бомбы для PVT исследований, компрессора высокого давления, баллонов с природным и углекислым газами и различных периферийных узлов (рис. 1).

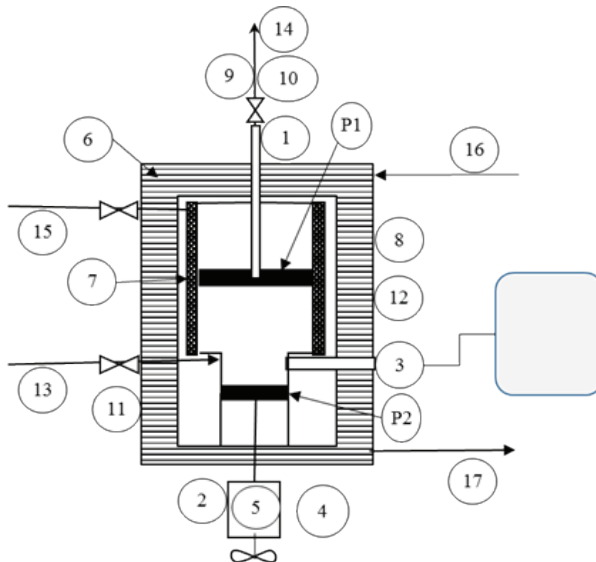


Рисунок 1. Экспериментальная установка

Бомба PVT (типа УКГ-3 с рабочим давлением 45 МПа и рабочей температурой 80°C) состоит в основном из двух цилиндрических частей. Объемные характеристики газоконденсатной системы в той части, где расположен верхний поршень (P1) (1), определяются в зависимости от давления и температуры. В части, где расположен нижний поршень (P2), измерение объема насыщенной жидкости в принятых термобарических условиях (2) и уровень жидкости контролируются при помощи стеклянного глазка (3). Также можно записать уровень в PVT с помощью специальной камеры и монитора, прикрепленного к окнам.

Поршень P1 приводится в действие давлением глицерина, подаваемого из модуля сжатия. Поршень P2 может перемещаться как электродвигателем (4), так и ручным редуктором (5). Температура блока увеличивается за счёт циркуляции на-

гретой жидкости в котле (6) (вход и выход, 16 и 17 соответственно) и электроннагревателе (7) и поддерживается постоянной на уровне, заданном регулятором температуры (8) – $\pm 0,4^\circ\text{C}$. Модуль оснащен специальными устройствами для контроля давления (9 и 10) и температуры (термометр и термостат, 11 и 12 соответственно). Выходы (13) и (14) предназначены для жидкости и газа, соответственно, и эти выходы также могут быть объединены с пробоотборниками.

Эксперименты проводились с использованием флюидов скв. 46 (табл. 1) месторождения Булла-дениз (Азербайджан). Техника проведения экспериментов была детально описана в исследованиях [1, 5, 11].

Состав участвующих в экспериментах газов, содержащих 10%, 20% и 30% углекислого газа, показан в табл. 1:

Таблица 1. Состав закачанного газа, моль.%

Компоненты	Состав газов			
	0	10,0	20,0	30,0
CO ₂	0	10,0	20,0	30,0
C ₁	91,15	82,19	72,54	64,80
C ₂	6,78	6,03	5,93	4,07
C ₃	1,24	1,05	0,96	0,72
i-C ₄	0,26	0,25	0,22	0,17
n-C ₄	0,32	0,33	0,21	0,15
i-C ₅	0,12	0,08	0,08	0,05
n-C ₅	0,09	0,06	0,05	0,03
∑ C ₆	0,04	0,01	0,01	0,01
Плотность газа, г/м ³	0,7347	0,7969	0,8307	0,8916
Относительная плотность газа	0,6093	0,6613	0,6894	0,7399
C ₆₊ , г/м ³	7,7	5,2	3,8	1,7

Вначале определяли давление начала конденсации системы при температуре 20–120°C, затем истощали её до давления 12,0 МПа при температуре 100°C в соответствии с температурой месторождения Булла-дениз. При дифференциальном снижении давления от Рн.к. до 12,0 МПа изучались составы газов и свойства жидкости на каждом шаге, а также проводили хроматографический анализ (опыты проводились на хроматографе ЛХМ-8) составов газов сепарации и дегазации.

В экспериментах давление в системе доводилось до величины, близкой к давлению, ожидаемому к концу разработки месторождения Булла-дениз. Для конкретных условий экспериментов оно было принято равным 12,0 МПа. При этом данный предел давления, 12,0 МПа, выбран на основе расчетов условий фонтанирования газоконденсатной скважины при устьевом давлении 1,5–2,0 МПа.

Эксперименты по изучению испаряемости конденсата, оставшегося в бомбе PVT после достижения давления 12,0 МПа, проводились при контактировании системы с углекислым газом в составе «сухих» углеводородных газов с помощью компрессора высокого давления. Таким образом, «сухой» газ контактировал с пластовой системой и находился определенное время с ним в равновесии, после чего «добытый» из бомбы PVT, жирный газ пропусклся через сепаратор, где он разделялся на сухой газ и конденсат, определялись состав сухого газа, молекулярная масса и плотность конденсата, рассчитывалось конденсатосодержание жирного добытого газа.

Анализ результатов экспериментальных исследований. Влияние различных параметров на испарение конденсата

На рис. 2–5 обобщены результаты экспериментов по испаряемости конденсатов в присутствии CO₂ сухих углеводородных газов. Таким образом, экспериментально исследован процесс влияния процентного содержания углекислого газа в интервале 0–30 моль.% в составе природного газа на величину давления начала конденсации с учетом изменения температуры в пределах 15–110°C для продукции конкретного глубокозалегающего газоконденсатного месторождения.

На рис. 2 показаны кривые зависимости давления начала конденсации от температуры для разных концентраций диоксида углерода Рн.к. = f(CO₂, T). Из-за технических трудностей, связанных с возможным влиянием CO₂ на уплотнительные элементы, а также на металлические части бомбы, его содержание в составе газа не поднималось выше 30%. Как видно из рис. 2, с ростом содержания CO₂ давление начала конденсации уменьшается, а рост температуры вначале приводит к росту Рн.к., а после 60°C имеет место его снижение.

Из результатов математической обработки критических параметров стало ясно, что с ростом содержания углекислого газа в составе системы его критическая температура растёт, а значения критического давления и мольного объёма снижаются. Таким образом, с добавлением углекислого газа термодинамические свойства вновь образованных систем изменяются так, что

критическая температура каждой новой системы становится больше, а критическое давление меньше этих величин для предыдущей системы. В результате этого

наблюдается уменьшение значений давлений конденсации системы и смещение фазовой диаграммы вниз.

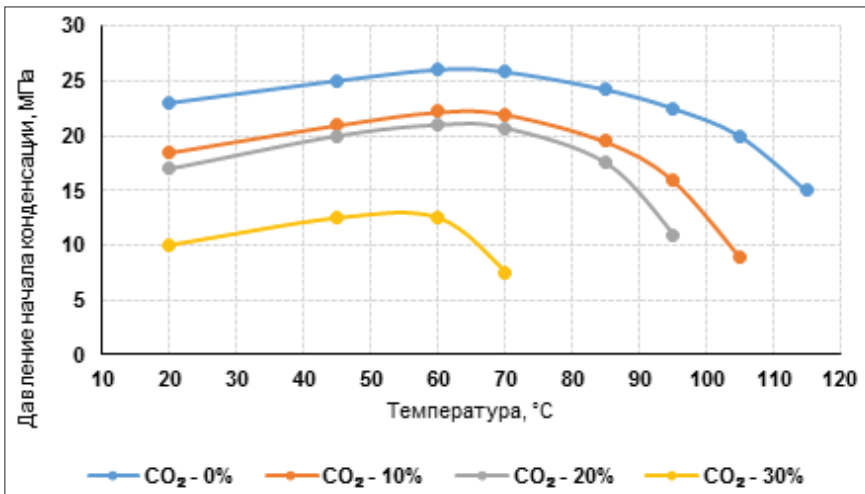


Рисунок 2. Кривые давление начала конденсации (Рн.к.) в зависимости от содержания CO₂ при различных температурах

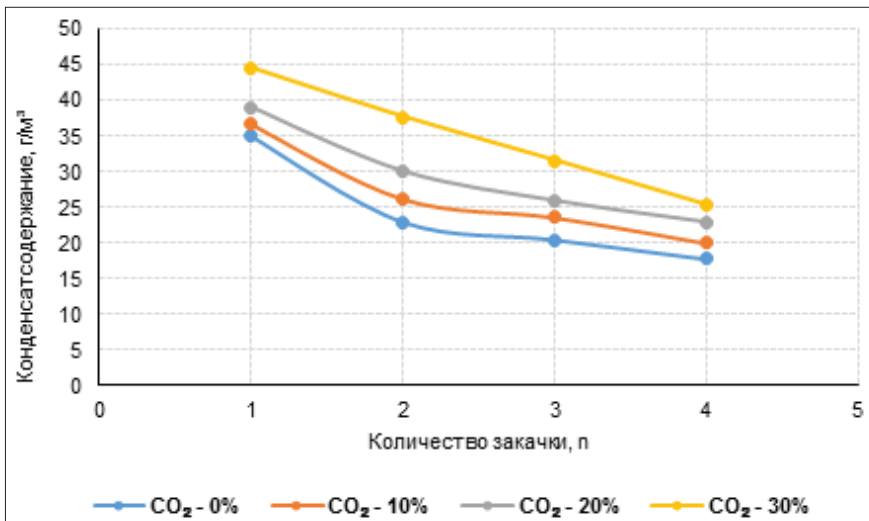


Рисунок 3. Зависимость конденсатосодержания от количества контактов и содержания CO₂

Как видно из рис. 3, конденсатосодержание добываемого газа увеличивается в зависимости от процентного содержания CO₂ в закачиваемом газе, но уменьшается от количества циклов контактов. Противоположная картина наблюдается в зависимости изменения плотности оставшегося конденсата от количества контактов (рис. 4), при которой отмечен рост плотно-

сти конденсата по мере увеличения циклов воздействия.

Как видно из рис. 5, с ростом количества контактов (n) уменьшается объем добываемого конденсата. Несмотря на то, что увеличение количества CO₂ в газовой смеси увеличивает объем испаряемого конденсата, в зависимости от количества контактов наблюдается уменьшение.

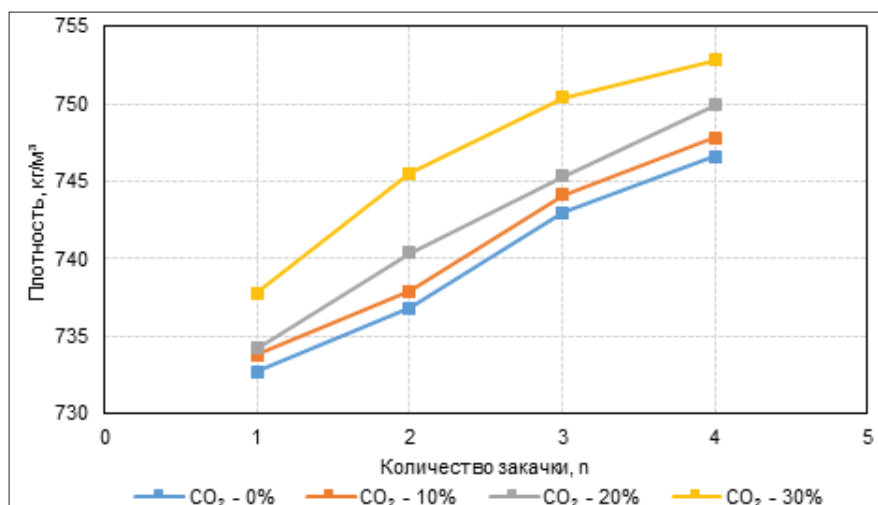


Рисунок 4. Зависимость плотности конденсата от количества контактов и содержания CO₂

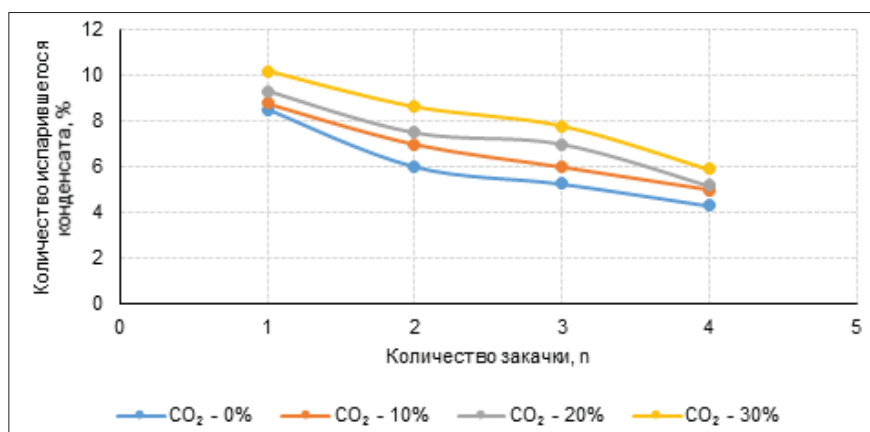


Рисунок 5. Зависимость количества испарившегося конденсата от количества контактов (n) и содержания CO₂

Таким образом, сравнивая результаты исследований испаряемости конденсатов в присутствии углеводородных и неуглеводородных газов, можно заключить, что «сухой» углеводородный газ, содержащий в своем составе до 30% CO₂, более активно испаряет ретроградный конденсат, при котором количество испарившегося конденсата возрастает более чем на 10–15%.

Заключение

Экспериментально исследован процесс испарения конденсата путём воздействия на него «сухим» углеводородным газом и газами, обогащёнными диоксидом углерода, с учётом влияния физико-химических и термодинамических свойств газоконденсатной системы, температуры,

давления, количества контактов жидких и газовых фаз, плотности конденсата.

Экспериментально и аналитически исследовано влияние содержания углекислого газа в составе газоконденсатной системы на значение давления начала конденсации смеси в широком интервале температур.

Конденсатосодержание добываемого газа увеличивается в зависимости от процентного содержания CO₂ в закачиваемом газе, однако однозначно уменьшается в зависимости от количества циклов контактов.

Наблюдается увеличение плотности конденсата, оставшегося в бомбе PVT от количества контактов – циклов воздействия, а также от процентного содержания CO₂, в закачиваемом газе.

Список использованной литературы

1. Абасов М.Т., Аббасов З.Я., Фаталиев В.М., Гамидов Н.Н. и др. Прикладные вопросы термодинамики при добыче нефти и газа. – Баку: Nafta-Press, 2013, 212 с. // Abasov M.T., Abbasov Z.Y., Fataliyev V.M., Gamidov N.N. and other. Prikladnye voprosy termodinamiki pri dobyche nefiti i gaza [Applied thermodynamics in the oil and gas production]. – Baku: Nafta-Press, 2013, 212 p.
2. Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О.Л., Басниев К.С., Алиев З.С. Основы технологии добычи газа. – М., ОАО Издательство «Недра», 2003, 880 с. // Mirzadzhanzade A.H., Kuznetsov O.L., Basniev K.S., Aliev Z.S. Osnovy tehnologii dobychi gaza [Fundamentals of gas production technology.]. – Moscow: JSC «Nedra» Publishing House, 2003, 880 p.
3. Пешкин М.А., Гусева Е.П., Наумов Е.И. Применение CO₂ при разработке газоконденсатных месторождений. – М., Недра, НТС «Газовая промышленность», вып. 7, 1985, с. 20–23. // Peshkin M.A., Guseva E.P., Naumov E.I. Primenenie CO₂ pri razrabotke gazokondensatnyh mestorozhdenij [The use of CO₂ in the development of gas condensate fields]. – M.: Nedra, NTS «Gazovaja promyshlennost'», vyp. 7, 1985, pp. 20–23.
4. Meng X., Sheng J.J., Yu, Y. Experimental and Numerical Study of Enhanced Condensate Recovery by Gas Injection in Shale Gas-Condensate Reservoirs. – Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/183645-PA, 2017, v. 20, is. 02, pp. 471–477.
5. Abasov M.T., Abbasov Z.Y., Fataliyev V.M., Hamidov N.N., Mammadova G.H. About processing borehole zone of condensate wells to increase their productivity. – SPE Romanian Conference “150 Years of the Romanian Petroleum Industry: Tradition & Challenges”, Bucharest 14–17 October 2007.
6. Гриценко А.И., Шандрыгин В.Н. и др. Разработка газоконденсатных месторождений с воздействием на пласт. – М., «Недра», 1996, с. 239. // Gricenko A.I., Shandrygin V.N. and other. Razrabotka gazokondensatnyh mestorozhdenij s vozdejstviem na plast [Development of gas condensate fields by reservoir stimulation]. – Moscow, Nedra, 1996, p. 239.
7. Sharma Sh., Sheng J. Comparison of huff-n-puff gas injection and solvent injection in large-scale shale gas condensate reservoirs. – Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2018, v. 52, pp. 434–453.
8. Островская Т.Д., Гриценко И.А. Исследование газоконденсатных смесей, содержащих CO₂ и N₂. – Газовая промышленность, 1983. №8, с. 31–32. // Ostrovskaja T.D., Gricenko I.A. Issledovanie gazokondensatnyh smesej, sodержashhih CO₂ i N₂ [Study of gas condensate mixtures containing CO₂ and N₂]. – Gazovaja promyshlennost' [Gas industry], 1983. №8, pp. 31–32.
9. Гамидов Н.Н., Фаталиев В.М. Влияния критических свойств газов на процесс испарения пластовых углеводородных конденсатов. – Материалы XI Международной научно-практической нефтегазовой конференции. Кисловодск, 27–31 октября 2014, с. 45–46. // Gamidov N.N., Fataliyev V.M. Vlijaniya kriticheskikh svojstv gazov na process isparenija plastovyh uglevodorodnyh kondensatov [Influence of critical properties of gases on the process of evaporation of reservoir hydrocarbon condensates]. Materialy XI Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy neftegazovoj konferencii [Materials of the XI International Scientific and Practical Oil and Gas Conference]. – Kislovodsk, 27–31 october 2014, pp. 45–46.
10. Fataliyev V.M., Hamidov N.N. Effective “Vaporizer” for Recovering Retrograde Hydrocarbon Condensate from a Gas-Condensate Reservoir. – International Journal of Petrochemical Science & Engineering, 2017, vol. 2, iss. 6, pp. 1–7.
11. Абасов М.Т., Аббасов З.Я., Абасов Ш.Д., Гамидов Н.Н. Влияние неуглеводородных компонентов на давление начала конденсации природных систем. – Газовая промышленность, 2000. №1, с. 17–18. // Abasov M.T., Abbasov Z.Y., Abasov Sh.D., Gamidov N.N. Vlijanie neuglevodorodnyh komponentov na davlenie nachala kondensacii prirodnyh sistem [The impact of non-hydrocarbon components on the pressure of the natural systems' condensation onset]. – Gazovaja promyshlennost' [Gas industry], 2000. №1, pp. 17–18.
12. Гриценко А.И., Островская Т.Д., Юшкин В.В. Углеводородные конденсаты месторождений природного газа. М., Недра, 1983, 263 с. // Gricenko A.I., Ostrovskaja T.D., Jushkin V.V. Uglevodorodnye kondensaty mestorozhdenij prirodnogo gaza [Hydrocarbon condensates of natural gas fields]. – Moscow, Nedra, 1983, 263 p.

КӨМІРСУТЕКТІ ГАЗДАРДЫҢ ЖҰМЫС АГЕНТІНІҢ ҚҰРАМЫНДАҒЫ КӨМІРҚЫШҚЫЛ ГАЗЫ ҚҰРАМЫНЫҢ КОНДЕНСАТТАРДЫҢ БУЛАНУЫНА ӘСЕРІН ЗЕРТТЕУ

В.М. Фаталиев¹, Н.Н. Гамидов²

¹ Өзiрбайжан мемлекеттік мұнай және өнеркәсіп университеті, Баку қ., Өзiрбайжан

² «Нефтегаз» ҒЗЖИ, SOCAR, Баку қ., Өзiрбайжан

Бұл мақалада газ конденсаты кен орнына көмірқышқыл газы (CO₂) бар «құрғақ» табиғи газдар әсер еткен кезде ретроградтық конденсаттың булануы талданады, бұл оның басқа көмірсутекті емес газдармен салыстырғанда кейбір артықшылықтарына байланысты. Газ конденсаты жүйесінің физика-химиялық және термодинамикалық қасиеттерінің әсерін, және де процестің өзінің термобариялық жағдайларын ескере отырып, көмірқышқыл газымен байытылған «құрғақ» газбен өндірілетін газ конденсаты ұңғымасының кенжар аймағына әсер ету процесінің көрсеткіштері зерттелді.

Құрамында көміртегі диоксиді бар «құрғақ» көмірсутекті газ басқа көмірсутекті емес газдармен салыстырғанда ретроградтық конденсатты белсенді түрде буландырады. Алайда, бұл процестің тиімділігін арттыру үшін айдалатын газдың байланыстар санын және төменгі шұңқырдың температурасын ескеру қажет.

Негізгі сөздер: кен орны, көмірсутекті газ, көміртегі диоксиді, ретроградтық конденсат, кенжар маңы аймағы, әсер ету, булану.

STUDY THE INFLUENCE OF THE CARBON DIOXIDE CONTENT IN THE COMPOSITION OF THE WORKING AGENT OF HYDROCARBON GASES ON THE CONDENSATES EVAPORATION

V.M. Fataliyev¹, N.N. Hamidov²

¹ Azerbaijan State University Oil and Industry, Baku, Azerbaijan

² Oil and Gas Research and Design Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan

This article analyzes the volatility of retrograde condensate when a gas condensate field is exposed to "dry" natural gases containing carbon dioxide (CO₂), which is associated with some of its advantages over other non-hydrocarbon gases.

The indicators of the process of impact on the bottomhole zone of a producing gas condensate well by "dry" gas enriched with carbon dioxide are studied, taking into account the influence of the physicochemical and thermodynamic properties of the gas condensate system, as well as the thermobaric conditions of the process itself.

"Dry" hydrocarbon gas containing carbon dioxide more actively evaporates retrograde condensate compared to other non-hydrocarbon gases. However, to increase the efficiency of this process, one should take into account the number of injected gas contacts and the temperature of the bottomhole zone.

Keywords: field, hydrocarbon gas, carbon dioxide, retrograde condensate, bottomhole zone, impact, evaporation.

Информация об авторах

Фаталиев Вугар Магеррам оглы – докт. техн. наук, сотрудник кафедры «Нефтегазовая инженерия», vugarfataliyev@yahoo.com.

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, г. Баку, Азербайджан

***Гамидов Натиг Нейман оглы** – канд. техн. наук, доцент, заместитель начальника отдела НИПИ «Нефтегаз», natiq.hamidov@socar.az

SOCAR, г. Баку, Азербайджан

*Автор, ответственный за переписку