

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ЗАКАЧКИ ОТОРОЧКИ НЕСТАБИЛЬНОГО
 КОНДЕНСАТА И ВОДЫ НА ГРАНИЦЕ РАЗДЕЛА ГАЗОВОЙ И НЕФТЯНОЙ ЗОН
 ГАЗОКОНДЕНСАТНОНЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Авляярова Н.М

доцент (Каршинский инженерно-экономический институт)

Аннотация: Проблема повышения углеводородоотдачи месторождений природных газов относится к числу важных и актуальных в газовой промышленности и имеет большое народнохозяйственное значение. В статье приведены обоснование целесообразности последовательной закачки на границе раздела газовой и нефтяной зон газоконденсатнонефтяных месторождений оторочки неустойчивого конденсата и воды с целью повышения коэффициента нефтеотдачи.

Ключивые слова: газоконденсатнонефтяные пласты, ретроград, конденсация, углеводородная смесь, последовательная закачка, оторочка конденсата, неустойчивый конденсат, гидрофильная порода, гидрофобизация, гидрофобная пористая среда.

Аннотация: Табиий газ конларидан углеводород қазиб олишни ошириш муаммоси газ саноатида энг муҳим ва долзарб масалалардан бири бўлиб, катта иқтисодий аҳамиятга эга. Мақолада нефт бераолишлик коэффициентини ошириш мақсадида нефтгазоконденсат конлари газли ва нефтли худудлари чегарасига кетма кет нобарқарор конденсат ва сув ҳошияларини ҳайдашнинг мақсадга мувофиқлиги асослаб берилган.

Калит сўзлар: нефтгазоконденсатли қатламлар, ретроград, конденсация, углеводородли аралашма, кетма-кет ҳайдаш, конденсатли ҳошия, нобарқарор конденсат, гидрофил тоғ жинси, гидрофобизация, гидрофоб ғовак муҳит.

Annotation: The problem of increasing hydrocarbon recovery from natural gas fields is one of the most important and relevant in the gas industry and is of great economic importance. The article provides a rationale for the expediency of sequential injection of unstable condensate and water rims at the interface between the gas and oil zones of gas condensate and oil fields in order to increase the oil recovery factor.

Keywords: gas condensate reservoirs, retrograde, condensation, hydrocarbon mixture, condensate rim, condensate, hydrophilic rock, hydrophobization, hydrophobic porous medium.

Ведущее место в добыче углеводородного сырья в стране занимают газоконденсатные месторождения. Многие из газоконденсатных месторождений содержат нефтяные оторочки и остаточную нефть. Известный способ повышения углеводородоотдачи газоконденсатных месторождений путем закачки в пласт сухого газа характеризуется значительными сроками разработки, высокими затратами и недостаточно эффективен в условиях пониженных пластовых давлений. Традиционные методы разработки газоконденсатнонефтяных месторождений обеспечивают очень низкий коэффициент извлечения нефти.

Получение высоких значений коэффициента углеводородоотдачи продуктивных пластов связано с необходимостью обеспечения устойчивой работы эксплуатационных скважин при наличии жидкости (воды, конденсата) в добываемой продукции. Вместе с тем многие вопросы технологии и техники эксплуатации газовых скважин с жидкостью недостаточно изучены.

Проблема повышения углеводородоотдачи месторождений природных газов относится к числу важных и актуальных в газовой промышленности и имеет большое народнохозяйственное значение.

Газоконденсатные и газоконденсатнонефтяные месторождения занимают ведущее место в добыче углеводородного сырья в нашей стране. В настоящее время они обеспечивают большую часть общесоюзной добычи газа. С каждым годом возрастает их роль в добычи жидких углеводородов.

Разработка газоконденсатнонефтяных залежей — это комплекс работ по извлечению газа и конденсата из пласта. Осуществляется на газоконденсатном месторождении посредством реализации определённой системы разработки — размещением на площади газоносности и структуре необходимого числа эксплуатационных и нагнетательных скважин, соблюдением поддержанием необходимых технологических режимов эксплуатации скважин.

Из методов повышения углеводородоотдачи на отдельных газоконденсатнонефтяных месторождениях нашей страны внедрены барьерное заводнение, законтурное заводнение и их сочетание, а также проведен успешный промышленный эксперимент по приконтурному заводнению с частичным смещением нефтяной оторочки в газовую часть пласта. Закачка воды не обеспечивает достаточно полного извлечения нефти из пласта. В связи с этим

необходимы поиски более эффективных вытесняющих агентов. Рациональная технология разработки газоконденсатнонефтяных месторождений должна предусматривать поддержание пластового давления в нефтяной и газовой частях пласта и эффективное вытеснения нефти из пористой среды дешевыми и доступными агентами.

Газоконденсатные пласты могут заводняться при начальном пластовом давлении или после снижения давления на некоторую величину и ретроградной конденсации углеводородной смеси. Согласно опытным данным в условиях проявления водонапорного режима часть выпавшего конденсата вытесняется водой из пористой среды с образованием впереди фронта воды оторочки конденсата. В этом случае газ вытесняется конденсатом, а тот в свою очередь - водой.

Гиматудинов Ш.К. считает, что большинство коллекторов газоконденсатных месторождений сложено гидрофильными породами /2/. Ретроградная конденсация углеводородной смеси способствует некотором гидрофобизации пористой среды. Более существенное влияние оказывает остаточная нефть, встречающаяся во многих газоконденсатных пластах. При наличии ее поверхность породы гидрофобизируется. Кондрат Р.М. /3/ считает, что коллекторы нефтяных залежей имеют преобладающе гидрофобный характер.

Естественное или искусственное заводнение газоконденсатных пластов может сопровождаться вытеснением газа водой или конденсатом из гидрофильных или гидрофобных пористых сред. Влияние характеристик процесса вытеснения на значения коэффициента остаточной газонасыщенности изучено в лабораторных условиях на искусственно сцементированных образцах песчаника с пористостью от 0,249 до 0,294 и проницаемостью от 0,014 до 0,227 мкм². Диаметр образцов равнялся 3 см, длина - 3,5 см. С целью гидрофобизации поверхности поровых каналов исследуемые образцы обрабатывались нефтью. В ходе экспериментов газ (азот) вытеснялся пластовой водой и стабильным конденсатом газоконденсатного месторождения, а также дистиллированной водой. Во всех опытах моделировалось наличие в пористой среде остаточной воды и нефти или выпавшего конденсата. На рис. 1 в качестве примера представлены результаты исследований для керна с $m_o=0,288$ и $K = 0,227$ мкм².

Опытные данные свидетельствуют о заметном влиянии свойств вытесняющей жидкости и характеристики смачиваемости пористой среды на величину коэффициента остаточной газонасыщенности.

Максимальные значения остаточной газонасыщенности получены в опытах по вытеснению газа дистиллированной водой из гидрофильных и конденсатом из гидрофобных пористых сред. Лучшими вытесняющими свойствами обладают для гидрофобных пород дистиллированная вода, для гидрофильных - конденсат. Наиболее полно газ вытесняет пластовая вода, независимо от характера смачиваемости пород.

Согласно опытным данным о росте начальной газонасыщенности и абсолютной проницаемости пористой среды расширяются пределы изменения возможных значений коэффициента остаточной газонасыщенности $\Delta\alpha_{ост}$ для различных вытесняющих жидкостей и характеристик смачиваемости породы. Так, для $\alpha_n = 0,8$ при увеличении коэффициента абсолютной проницаемости от 0,014 до 0,227 мкм² $\Delta\alpha_{ост}$ изменяется от 0,02 до 0,095.

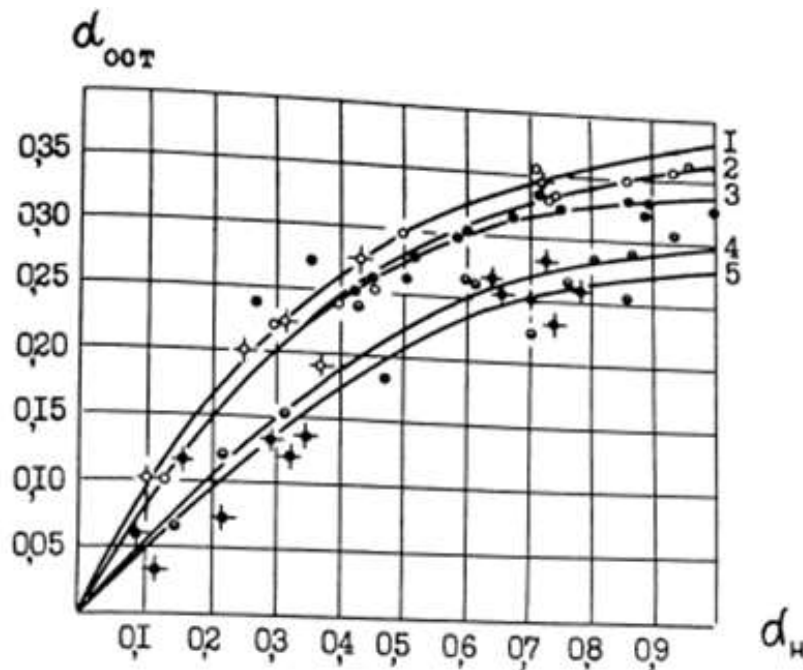


Рис. 1. Зависимости коэффициента остаточной газонасыщенности от коэффициента начальной газонасыщенности при вытеснении из образца пористой среда газа пресной водой (1, 4), конденсатом (2, 3) и пластовой водой (5) 1,3 - керн гидрофильный; 2,4 - керн гидрофобный

В таблице 1 приведены результаты лабораторных исследований по вытеснению нефти из модели пористой среды различными агентами.

Таблица 1.

Результаты лабораторных исследований по вытеснению нефти из модели пористой среды различными агентами

Вытесняющий	Объем	Средний коэффициент вытеснения нефти и
-------------	-------	--

агент	оторочки конденсата, об.%	углеводородного конденсата при различных значениях параметра $\frac{V_{г.в}}{V_{н}}$					
		0,5	0,8	1,0	1,5	2	3
Сухой газ	-	0,39	0,45	0,465	0,475	0,48	0,484
Вода	-	0,5	0,55	0,555	0,55	0,56	0,56
Оторочка конденсата и сухой газ	5	0,392	0,152	0,47	0,49	0,515	0,53
	10,4	0,413	0,47	0,492	0,543	0,587	0,63
	15	0,453	0,521	0,546	0,611	0,663	0,713
	20	0,49	0,572	0,6	0,662	0,725	0,77
	25	0,515	0,61	0,645	0,712	0,765	0,872
	29,6	0,52	0,62	0,662	0,785	0,787	0,82
Оторочка конденсата и вода	5	0,502	0,552	0,56	0,575	0,6	0,61
	10,4	0,523	0,57	0,582	0,628	0,672	0,71
	15	0,563	0,621	0,636	0,696	0,748	0,785
	20	0,6	0,672	0,685	0,747	0,808	0,847
	25	0,625	0,71	0,735	0,797	0,85	0,882
	29,6	0,63	0,72	0,75	0,816	0,868	0,9

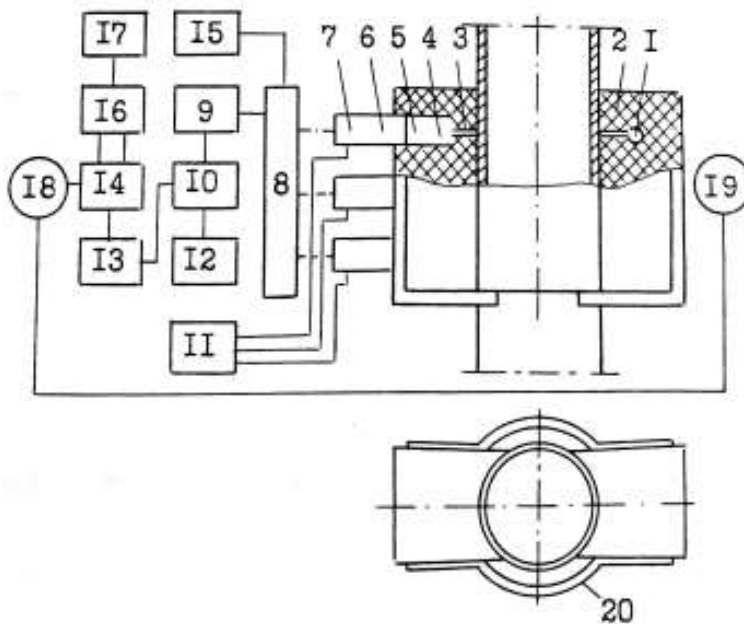


Рис.2. Блок-схема аппаратуры для определения насыщенности пористой среды жидкостью и газом методом гамма-скопии

Результаты проведенных исследований показывает, что значения коэффициентов остаточной газонасыщенности можно регулировать выбором типа вытесняющей жидкости, а также изменением условий заводнения газоконденсатных пластов и характеристик смачиваемости поверхности породы, например, поддержанием пластового давления в залежи закачкой воды выше или ниже давления начала конденсации углеводородной смеси. В этом случае газ вытесняется конденсатом, выпавшим в пористой среде вследствие ретроградных процессов.

Последний в свою очередь вытесняется нагнетаемой в пласт с поверхности водой. Согласно опытным данным для $\alpha_H = 0,8$ значения коэффициентов остаточной газонасыщенности при вытеснении газа водой и конденсатом из гидрофильных пород различаются на 0,018 (0,12%). Для гидрофобных пород более эффективным является вытеснение газа водой. Так, для указанного значения начальной газонасыщенности коэффициент остаточной газонасыщенности при вытеснении газа конденсатом на 0,065(23,2%) выше, чем при вытеснении газа водой. Для гидрофильных пород характер смачиваемости пористой среды можно изменить за счет ретроградных процессов путем снижения пластового давления на определенную величину ниже давления начала конденсации углеводородной смеси и частично гидрофобизации пористой среды выпавшим конденсатом.

Таким образом, целесообразно последовательная закачка на границе раздела газовой и нефтяной зон газоконденсатнонефтяных месторождений оторочки нестабильного конденсата и воды с целью повышении коэффициента нефтеотдачи.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. П.Э.Аллакулов, Д.Г.Азизова, Н.М.Авляярова, Б.Ю.Номозов. Исследования по повышению углеводородоотдачи и прогнозирование показателей разработки месторождений природных газов при водонапорном режиме. Карши.2021.
2. Гиматудинов Ш.К. Нефтеотдача коллекторов. – М.: Недра, 1970. – 121 с.
3. Кондрат Р.М. Экспериментальное исследование влияния темпов снижения давления в зафронтной области газовых залежей на подвижность защемленного газа. – В кн.: Нефть и газ. М.: МИНГ, 1971, с. 58-59.
4. Асадова, Х. Б., Авляярова, Н. М., Азизова, Д. Г., Мейлиев, Х. Б. (2017). Оценка эффективности заводнения путем определения и сопоставления КИН достигаемой при естественном режиме разработки залежи. *Web of Scholar*, 1(9), 12-17.
5. Sattorov, L., Azizova, D., Avlayarova, N., Zhoniboev, S. (2021). Research of the technology of increasing hydrocarbon efficiency of gas-condensate deposits with residual oil. *Norwegian Journal of Development of the International Science*, (75-1), 72-73.

6. Асадова, Х. Б., Авляярова, Н. М., Азизова, Д. Г. (2016). Технологии рационального использования природных ресурсов для увеличения компонентоотдачи. *World science*, 1(2 (6)), 36-39.

7. Авляярова, Н. М. (2023). Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления. *INNOVATIVE ACHIEVEMENTS IN SCIENCE 2022*, 2(19), 94-97.

8. Авляярова, Н. М., Азизова, Д. Г., & Номозов, Б. Ю. Исследование процесса вытеснения газа водой и конденсатом из гидрофильных и гидрофобных пористых сред. *МУ АЛЛИМ СЕЎМ ЗЛИКСИЗ БИЛИМЛЕНДИРИ*², 312.