

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГАЗОКОНДЕНСАТОВ ОРЕНБУРГСКОГО И УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Мязина Н.Г., Барашков О.М.

ФГОУ ВПО «Оренбургский государственный университет», г. Оренбург

Оренбургское газоконденсатное месторождение расположено в пределах юго-восточной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, Оренбургской газоносной области. Оренбургское газоконденсатное месторождение в 1965 году было открыто в Соль - Илецком нефтегазоносном районе. Располагается оно на южном склоне Волго-Уральской антеклизы в границах зоны сочленения Прикаспийской синеклизы и Предуральского краевого прогиба, в пределах Оренбургского вала, осложняющего северную часть Соль-Илецкого выступа и имеющего широтное простирание с размерами 107x23км и амплитудой 550м. Оренбургский вал имеет сложное строение, обусловленное сочетанием многообразных тектонических и седиментационных факторов.

Основные запасы газоконденсата связаны с докунгурскими отложениями (артинского, сакмарского и ассельского ярусов) нижней перми, а также с отложениями верхнего и среднего карбона, которые представлены карбонатно-сульфатной и карбонатной толщами. Залежь массивная. Коллектор порово-трещинного типа с пористостью 6–13%. Мощность газоносной толщи составляет около 550 м. Региональной покрывкой является галогенно-сульфатная толща кунгурского возраста мощностью около 800 м. Основная залежь характеризуется сложным распределением отметок газонефтяных и водонефтяных контактов. ГНК располагается на отметке -1750м. Средне-верхнекаменноугольная (C₂₋₃) газоконденсатная залежь приурочена к глубинам 2076–2359 м. Залежь массивно-пластового типа [1]. Коллектор карбонатный порово-трещинного типа с пористостью 6–12%. В составе газа в значительном количестве (до 5%) отмечается сероводород.

Конденсат представляет собой углеводородную жидкость, которая в пластовых условиях находится в газообразном состоянии и растворена в углеводородном газе. Сырой (нестабильный) конденсат – это жидкость которая содержит кроме жидких углеводородов, газообразные гомологи метана (C₂H₆, C₃H₈, C₄H₁₀, C₅H₁₂). В отличие от газа и нефти конденсаты растворяясь в газе образуют газоконденсатные залежи, находящиеся в условиях недр в газообразном состоянии (с числом атомов углерода C₅). При изотермическом снижении пластового давления часть углеводородов начинает переходить в жидкую фазу.

При разработке месторождения давление снижается до 4-8 МПа, и из газа выделяется сырой (нестабильный) конденсат, содержащий в отличие от стабильного наряду с углеводородами C₅ и выше растворенные газы метан-бутановой фракции (таблица 1). При разработке уменьшается давление по мере

расходования газа, газовый конденсат выделяется в геологическом пласте. Поэтому при эксплуатации месторождений с большим содержанием газовых конденсатов из добытого на поверхности земли газа выделяют углеводороды от C_3 и выше, а фракцию $C_1—C_2$ закачивают обратно для поддержания давления в пласте.

Таблица 1.

Состав газовых конденсатов месторождений (% объемное содержание) [2].

Месторождение	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	nC_4H_{10}	C_5H_{12}	nC_5H_{12}	C_6H_{14}	N_2	H_2S + RH S	CO_2
Оренбургское (P_{1ar} , C_{2-3})	84,2	3,3	1,7	1,0	-	0,8	-	-	5,8	4,08 -5,0	1.6
Уренгойское (K_{2s})	97.9	0.82	-	отс	-	отс	-	-	1.07		0.21
- (K_{1g})	85.3	5.81	5.31	2,05	-	0,18	-	-	0.91		0.44

В пластовых условиях при сочетании высоких давлений (10-60 МПа) и температур в парообразном состоянии находятся некоторые бензино-керосиновые фракции, реже - более жидкие компоненты нефти.

В химическом составе конденсата практически отсутствуют твердые углеводороды и доля высокомолекулярных жидких углеводородов весьма мала. Конденсаты в основном состоят из метанов (C_4H_{10}), пентанов (C_5H_{12}), гексанов (C_6H_{14}) и гептанов (C_7H_{16}). Кроме углеводородов (УВ) метановых (парафиновых) начиная с C_4H_{10} в составе распространены ароматические (с C_8H_{10}) и нафтеновые (с C_6H_{12}). Конденсаты малосмолисты и не содержат асфальтенов и имеют различный групповой состав.

Распределение сероводорода в Оренбургском карбонатном массиве контролируется количеством остаточной нефти, содержащейся в породах, и сообщаемостью участков массива друг с другом. В тех зонах площади структуры, где коллекторские показатели пород ниже, наблюдается большее содержание остаточной нефти и отмечается повышенная концентрация сероводорода в газоконденсатном газе (А.А.Ханин, 1969г.). Не исключено, что сероводородный газ образовался из остаточной нефти, включая сюда и нефть оторочки газоконденсатной залежи. В пределах месторождения наибольшее по количеству и степени интенсивности развития сульфатредуцирующих микроорганизмов наблюдается на контакте пластовых вод с нефтью где наибольшее сосредоточение различных групп бактерий на границе воды и нефти. Сульфатвосстанавливающие бактерии поглощают сульфаты с генерацией

Таблица 2.

Характеристика газовых конденсатов месторождений

Месторождение	Плотность г/см ³	Содержание серы, % по массе	Фракционный состав, °С					Выход фракций % по объему				Групповой состав УВ			Выход стабильного конденсата г/м ³
			начало кипения	10%	50%	90%	конец кипения	до 100°С	до 150°С	до 200°С	до 300°С	Ароматические	Нафтенновые	Метановые (парафиновые)	
Оренбургское	0,715	1,18	25	43	95	190	197	58	82	-	-	46	25	29-70	76,3
Уренгойское	0,746	0,01	30	-	-	-	295	40	51	73	-	1-10	20-60	25-60	264

сероводорода, а далее он мигрирует по резервуару и проникает в газоконденсатную залежь.

Содержание жидких компонентов в 1 м³ газа для Оренбургского и Уренгойского месторождений колеблется от 10 до 700 см³. Физические, химические и фракционные характеристики конденсатов исследуемых месторождений приведены в таблице 2.

Уренгойская месторождение приурочено к Западно-Сибирской НГП, Надым-Пурской НГО. Оно приурочено к Уренгойскому мегавалу – крупной (180х30 км) пологой брахиантиклинальной складке субмеридионального простирания, которая является частью еще более крупного Нижнепурского мегавала. Строение Уренгойского вала осложнено рядом локальных поднятий, которые буквально насыщены газовыми залежами. Залежи УВ Уренгойского месторождения имеют очень сложное геологическое строение. В разрезе выделяются три этажа нефтегазоносности: сеноманский, неокомский, ачимовский. Самый верхний сеноманский этаж (K₂S) находится на глубинах 1030–1260 м. Это самая главная по запасам газовая залежь месторождения. Ее мощность составляет 230м. Продуктивные отложения представлены плохо сортированными песчаниками с линзовидными прослоями алевролитов и глин покурской свиты. Пористость пород-коллекторов высокая – 25–35%. Региональной покрывкой для сеноманской залежи являются глинистые породы верхнего мела (K₂) и палеоцена (P₁). Сеноманская залежь представляет собой залежь пластового типа. ГВК находится на абсолютных отметках от 1230 до 1141 м.

Неокомский этаж (валанжинские залежи K₁V) включает в себя 22 продуктивных пласта и находится на глубинах 1700–3100 м. Мощность неокомского этажа составляет около 160м. Продуктивные породы сложены чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Залежи пластового типа, подстилаются подошвенной водой.

Уренгойское месторождение является уникальным и относится к числу крупнейших газовых месторождений в мире, уступая по запасам только газовому гиганту Северное/Южный Парс (Катар/Иран) [3].

Газовые конденсаты выделяют из газов методом низкотемпературной конденсации (сепарации) с применением холода, получаемого при дросселировании или детандировании либо на специальных холодильных установках. Для более глубокого извлечения газовых конденсатов используют те же методы (низкотемпературную конденсацию, абсорбцию и ректификацию), что и для переработки нефтяных и природных газов.

Нестабильный газовый конденсат доставляется потребителю по конденсатопроводам под собственным давлением, а стабильный газовый конденсат по трубопроводам или наливным транспортом. На газо- или нефтеперерабатывающих заводах газовые конденсаты разделяют на фракции, применяемые при производстве топлива и как сырья для нефтехимического синтеза.

Выводы. Оренбургское и Уренгойское нефтегазоконденсатные месторождения находятся в различных НПП Волго-Уральской и Западно-Сибирской. Возраст вмещающих продуктивных отложений в Волго-Уральской нижнепермский, средне-верхнекаменноугольный в Западно-Сибирской нижне-верхнемеловой. Коллектора Оренбургского месторождения карбонатные в основном массивно-пластовые, порово-трещинного типа с пористостью 6–12%, а Уренгойского терригенные пластовые с высокой пористостью – 25–35%. Плотность конденсатов незначительно изменяются от 0,715 на Оренбургском НГКМ до 0,746 на Уренгойском месторождении. Конденсаты заметно различаются по фракционному составу на Оренбургском выкипают до 150°- состоят из бензиновых фракций на Уренгойском до 200 наряду с бензиновыми фракциями содержат дизельные. Конденсаты состоят из углеводородов трех типов метановых (парафиновых), нафтеновых, ароматических. На Оренбургском преобладают УВ метановые (парафиновые) (70%) над ароматическими (46%) и нафтеновыми (25-29%), на Уренгойском метановые в среднем (25-60%) и нафтеновые (20-60%) над ароматическими(1-10%)[4]. Содержание метана (CH₄) (лат. Methanum) — простейшего углеводорода, бесцветного газа (в нормальных условиях) без запаха, составляет на Оренбургском 84%, на Уренгойском 98% (табл.1). Он малорастворим в воде, легче воздуха. Значительные запасы H₂S сосредоточены в Оренбургском месторождении от 4-5%. На Уренгойском сероводород практически отсутствует. Содержание азота (N₂) в растворенных газах меняется следующим образом (%): в газоконденсатах меловых отложений 0,91-1,07, в пермских и средне-верхнекаменноугольных-0,08. Максимальные концентрации гелия содержатся в газоконденсатных залежах на древних платформах как например на Оренбургском месторождении 0,055%. Выход стабильного конденсата на Уренгойском месторождении превышает в 3 раза в отличие от Оренбургского и составляет 264 г/м³.

Список литературы

1. *Геологическое строение и нефтегазоносность Оренбургской области-Оренбург: Оренбургское книжное издательство, 1997. 272с.*
2. *Справочник по геологии нефти и газа. / Под ред. Н.А. Еременко. М.: Недра, 1984. 480 с.*
3. *Бакиров Э. А., Ермолкин В.И., Ларин В.И., Мальцев А.К., Рожков Э.Л. Геология нефти и газа. М: Недра, 1990. 240 с.*
4. *Клименко А. П. Сжиженные углеводородные газы. М., «Недра», 1974. 367 с.*