

УДК 622.279.5:53.08

**В.И. Лапшин, А.Н. Волков, И.М. Шафиев, А.Д. Люгай, А.А. Константинов**

## **Аналитическая и экспериментальная оценка влагоемкости природных газов и влияния конденсационной воды на фазовые характеристики**

При большом разнообразии типов пластовых вод газовых и газоконденсатных месторождений к основным следует отнести краевые, подошвенные, остаточные и конденсационные воды [1, 2]. Существуют техногенные воды, которые являются смесью пластовых вод и остатков бурового раствора, промывочных жидкостей, продуктов реакции солянокислотной обработки и др. Краевые и подошвенные пластовые воды находятся в гидродинамических бассейнах, окружающих или подстилающих залежи. Внедряясь в залежи углеводородов (УВ), краевые и подошвенные пластовые воды оказывают, как правило, решающее влияние на разработку месторождений с нормальным (условно гидростатическим) или близким к нему пластовым давлением. Эти воды в большинстве случаев имеют высокую минерализацию, которая в десятки, сотни и тысячи раз превышает минерализацию конденсационных вод, что широко используется при контроле над продвижением контурных и подошвенных вод в залежи УВ.

В зависимости от коллекторских свойств пород остаточные воды занимают различную часть порового объема залежи. Так, в основной залежи Оренбургского и Вуктыльского НГКМ остаточная влагонасыщенность изменяется от 5 до 26 %, в нижнемеловой залежи Каневского ГКМ остаточная водонасыщенность в среднем равна 18,8 % [1]. Остаточные воды, по-видимому, всегда представляют собой смесь нескольких типов вод, захороненных с осадками либо поступивших вначале в водонасыщенные коллекторы, а затем и в образовавшиеся залежи УВ.

Конденсационные воды образуются в результате конденсации первичной паровой фазы, насыщающей парогазовую смесь при начальных пластовых давлениях, т.е. могут быть получены при эксплуатации центральных скважин, дренирующих на малых депрессиях высокопроницаемые пласты с незначительной остаточной водонасыщенностью в начальный период разработки газовых и газоконденсатных месторождений, когда пластовое давление равно или близко начальному значению.

Под влагоемкостью (содержанием конденсационной воды в пластовом газе) понимается количество паров воды, растворенных в единице объема газа при заданных условиях. Влагосодержание характеризуется абсолютной и относительной влажностью. Под абсолютной влажностью газа ( $W$ ) при заданных давлении и температуре понимается отношение массы водяных паров, содержащихся в газе, к его объему, приведенному к стандартным условиям. Единицы измерения – кг/1000 м<sup>3</sup> или г/м<sup>3</sup>.

Особо следует отметить сепарационные воды. Все воды, получаемые на поверхности с газом и конденсатом, являются водами сепарации углеводородной парогазовой смеси, и их следует называть сепарационными водами либо извлекаемыми с газом. В начальный период разработки, когда пластовое давление еще не снизилось, они представлены преимущественно конденсационными водами.

Влагоемкость природных газов может достигать десятков граммов на 1 м<sup>3</sup> газа в пересчете на нормальные условия в зависимости от давления и температуры в пласте, состава газа и минерализации контактирующей с газом воды [1]. Высокой способностью растворять воду обладают сероводород и углекислый газ, поэтому сырье газовых и газоконденсатных месторождений, содержащее в своем составе эти кислые компоненты, имеет повышенную влагонасыщенность.

В пластовых условиях конденсационные воды в основном находятся в виде водяного пара в составе пластовой газовой (газоконденсатной) смеси.

**Ключевые слова:**  
фазовое поведение пластовых газоконденсатных систем, влагоемкость, природный газ.

**Keywords:**  
phase behavior of gas condensate reservoir systems, water-holding capacity, natural gas.

В существующих методиках исследования состава, свойств и фазового состояния пластового газа водяной пар не учитывается, так как при исследовании используется осушенный в процессе сепарации газ.

Согласно [2, 3], растворимость воды в области *нормальных* процессов в пластовых залежах понижается с увеличением давления и повышается с ростом температуры. Совместное действие давления и температуры с увеличением глубины залегания залежей, как правило, приводит к росту влагосодержания.

В промышленной практике оценка влагоемкости (предельно возможное влагосодержание) пластовых газов проводится по графикам и формулам Д.Л. Катца, Р.Х. Букачека и др. [2, 3].

Обобщенная зависимость влагосодержания природного газа от давления и температуры приведена в работе [2]. Данная зависимость свидетельствует, что влагосодержание природного газа с увеличением давления начинает возрастать только с давлений порядка 65 МПа при  $T = 300$  К и 90 МПа при  $T = 473$  К. Приведенные автором [2] зависимости рассчитаны для газов с относительной плотностью по воздуху 0,6, находящихся в контакте с пресной водой; для газов большей плотности и с минерализованной водой вводятся поправочные коэффициенты.

Величина  $W_{0,6}$  рассчитывается по формуле [4]

$$W_{0,6} = \frac{A}{P} + B,$$

где  $A$  – коэффициент влагосодержания идеального газа;  $B$  – коэффициент, зависящий от состава газа и минерализации воды;  $P$  – давление.

Расчеты показывают, что при давлении 60 МПа и температуре 453 К (180 °С) влагосодержание пластового газа будет составлять 22–25 г/м<sup>3</sup>. При более низкой температуре (353 К) при том же давлении влагосодержание не превысит 2 г/м<sup>3</sup> (380 К – 4,5 г/м<sup>3</sup>).

При содержании сероводорода и диоксида углерода в природном газе свыше 20 % объема влагонасыщенность определяют по правилам аддитивности:

$$W_{0,6} = xW + x_{\text{CO}_2}W_{\text{CO}_2} + x_{\text{H}_2\text{S}}W_{\text{H}_2\text{S}},$$

где  $x$ ,  $x_{\text{CO}_2}$ ,  $x_{\text{H}_2\text{S}}$  – молярные доли соответствующих неуглеводородных компонентов, диоксида углерода и сероводорода в газе;  $W$ ,  $W_{\text{CO}_2}$ ,  $W_{\text{H}_2\text{S}}$  –

содержание влаги в соответствующих компонентах.

Влагосодержание  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{S}$  определяется по номограммам [4].

Для уточнения влагосодержания реальных пластовых газов были проведены эксперименты на установке УГК-3. Объем камеры PVT – 3,2 л, максимальное давление – 40 МПа, температура – 373 К, точность измерения объема жидкой фазы – 0,02 см<sup>3</sup>. Незначительное влагосодержание природных газов, конструктивные особенности установки УГК-3 (наличие «мертвого» объема от смотрового окна до нижнего поршня) вызывают необходимость проведения специальной тарировки. Для этого было проведено измерение «мертвого» объема при различных давлениях на изотермах 293 и 353 К. Изменение «мертвого» объема при увеличении давления отражено на рис. 1. Установлено, что увеличение давления до 30 МПа на изотерме 353 К привело к изменению «мертвого» объема на 0,75 см<sup>3</sup>.

Для исследования использовался газ сепарации, отобранный при  $T_{\text{cen}} = 253$  К, следующего состава (% мольн.):  $\text{C}_1\text{H}_4$  – 91,00;  $\text{C}_2\text{H}_6$  – 5,57;  $\text{C}_3\text{H}_8$  – 1,04;  $\text{C}_4\text{H}_{10}$  – 0,40;  $\text{C}_{3+}$  – 0,07;  $\text{N}_2$  – 1,82;  $\text{CO}_2$  – 0,02. Расчетное влагосодержание –  $W \approx 0,05$  г/м<sup>3</sup> при  $T_{\text{cen}} = 253$  К [1].

Исследование проводилось следующим образом. При температуре 293 К в камеру PVT загружалась дистиллированная вода плотностью 0,999 г/см<sup>3</sup>, общий объем загрузки составлял 10,0 см<sup>3</sup>, в том числе на «мертвый» объем 4,9 см<sup>3</sup> при  $P = 8,0$  МПа и  $T = 293$  К. Далее в камеру PVT загружалось 200 л газа, камера нагревалась до 353 К, давление при этом составило 8,2 МПа.

После перемешивания системы «газ – вода» в течение 30 мин устанавливалось термодинамическое равновесие и определялось количество нерастворенной воды. Далее в камере ступенчато, с шагом 5 МПа повышалось давление. На каждой ступени повышения давления производились перемешивание, стабилизация и определение количества нерастворенной воды.

На рис. 2 приведены результаты определения влагосодержания исследуемого газа при различных давлениях и  $T = 353$  К с учетом поправки на изменение «мертвого» объема камеры от давления, которые свидетельствуют, что:

- изотермическое увеличение давления на изотерме 353 К приводит к уменьшению влагосодержания природного газа;

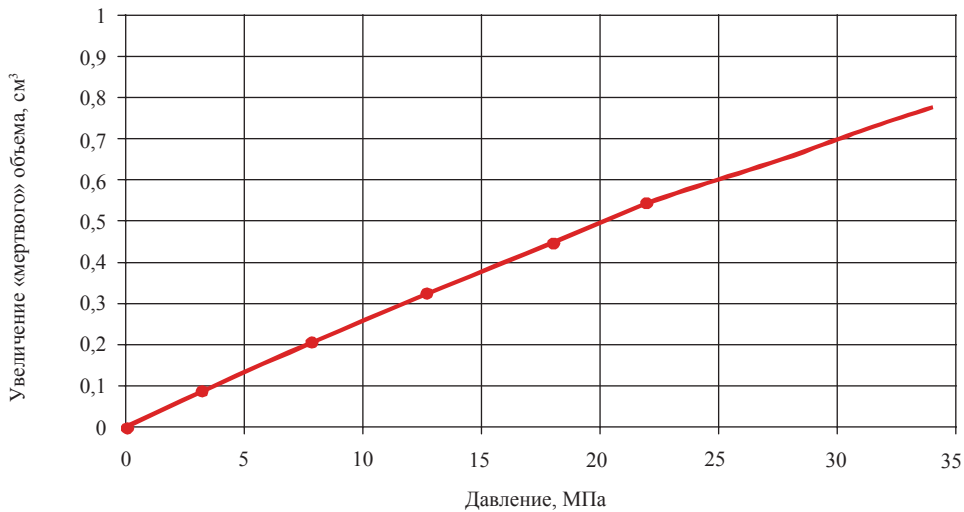


Рис. 1. Зависимость «мертвого» объема УГК-3 от давления при 353 К

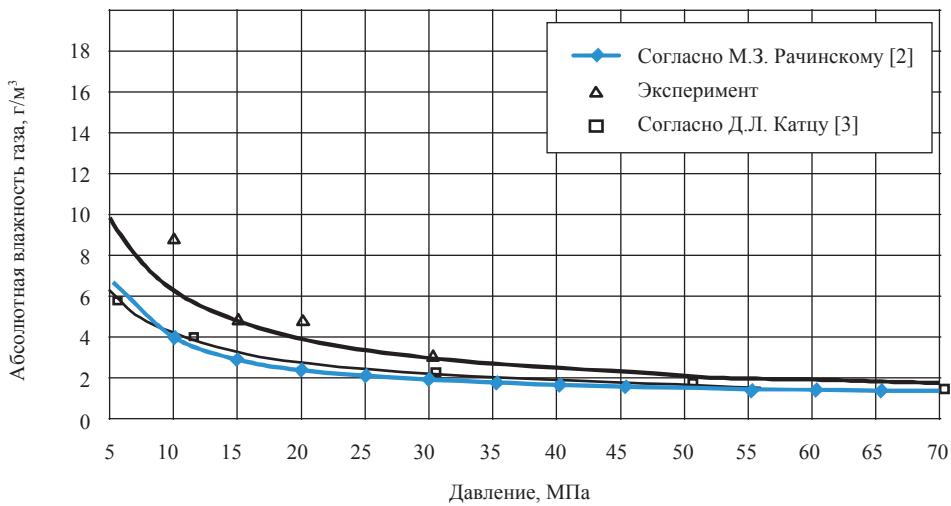


Рис. 2. Влагодержание газа сепарации при  $T_{cen} = 353$  К

- экспериментально полученные величины влагонасыщенности исследованного газа, с учетом погрешности измерения объема на установке УГК-3, одного порядка с расчетными [2, 3].

Так, при давлении 32,5 МПа экспериментальное влагодержание составило 3,0 г/м<sup>3</sup>, расчетное – 2,5 г/м<sup>3</sup>.

Значительный интерес представляет оценка влагодержания газоконденсатных систем, содержащих жидкие углеводороды  $C_{5+в}$ . В связи с этим рассмотрим результаты экспериментальной работы А.И. Гриценко [5] по изучению фазового поведения воды в системе «газоконденсатная смесь – вода», полученные при исследовании Майкопского и Челбасского ГКМ Краснодарского края.

В табл. 1. приведены термобарические характеристики, компонентный состав и влагодержание газоконденсатных смесей указанных месторождений.

Автором [5] на первом этапе эксперимента проводилась тарировка установки УГК-3 и определялся «мертвый» объем камеры PVT, который составил 1,5 см<sup>3</sup>. Далее в газоконденсатной смеси, загруженной в камеру PVT, была растворена дистиллированная вода (исходя из расчетного влагодержания для Майкопского ГКМ – 11,7 г/м<sup>3</sup> и Челбасского ГКМ – 5,5 г/м<sup>3</sup>). При проведении экспериментов газоконденсатная система состояла из газа сепарации объемом от 310 до 496 л и конденсата – от 14,6 до 40,2 см<sup>3</sup>.

Таблица 1

**Термобарические характеристики, компонентный состав и влагосодержание газоконденсатных смесей Майкопского и Челбасского ГКМ**

ГКМ	$P_{пл}$ , МПа	$T_{пл}$ , К	$C_1H_4$ , % об.	$C_2H_6$ , % об.	$C_3H_8$ , % об.	$C_4H_{10}$ , % об.	КГФ, см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Влагоемкость расч. [3], г/м <sup>3</sup>	Влагоемкость эксп., г/м <sup>3</sup>
Майкопское	30,3	401	88,04	6,32	1,29	0,52	81	11,7	10,5
Челбасское	22,6	369	87,69	6,30	1,78	0,71	47	5,5	5,43

При пластовых давлении и температуре газоконденсатная смесь с растворенной водой переводилась в однофазное газообразное состояние, после чего снимались изо-термы дифференциальной конденсации.

В процессе снижения давления в камере PVT автор [5] в эндоскопе наблюдал трехфазную систему «газ – конденсат – вода». При этом максимальное количество выпавшей воды не превышало 0,26 см<sup>3</sup> для Майкопского ГКМ и 0,27 см<sup>3</sup> – для Челбасского ГКМ.

В процессе исследований [5] установлено:

- влагонасыщенность изученных газоконденсатных смесей, определенная экспериментальным путем, практически равна расчетной влагонасыщенности [3];
- присутствие растворенной воды в пластовой смеси не влияет на количество выделившегося в пласте конденсата;
- давление однофазного состояния пластовой газоконденсатной системы в присутствии растворенной конденсационной воды увеличивается по сравнению с результатами, полученными при исследовании смесей из тех же месторождений без конденсационной воды, в проведенных экспериментах на 2,8–4,46 %.

Как было отмечено выше, присутствие сероводорода и двуокиси углерода в природном газе повышает его влагосодержание по сравнению с газами, не содержащими H<sub>2</sub>S и CO<sub>2</sub>. Расчетные значения влагосодержания для среднего состава пластового газа Астраханского ГКМ (АГКМ) (табл. 2) были определено согласно графикам определения содержания воды в природных газах, содержащих H<sub>2</sub>S и CO<sub>2</sub> [6]; результаты представлены в табл. 3.

Таблица 2

**Средний состав пластового газа АГКМ**

Компоненты	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	C <sub>4</sub>	C <sub>5+н</sub>	H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>
% мольные	53,50	2,33	1,16	0,64	3,89	25,52	12,37	0,59

Таблица 3

**Расчетные значения влагосодержания пластового газа АГКМ**

Давление $P$ , МПа	61,2	55	50	45	40	35	30	25	20
Абсолютная влажность газа $W$ , г/м <sup>3</sup>	8,70	8,89	9,09	9,32	9,55	9,73	9,95	10,2	10,7

Для экспериментальной оценки водонасыщенности газа сепарации и пластового газа АГКМ проведены исследования на установке фазовых равновесий ARNOULIN SERMIP FRANCE – PVT. На первом этапе исследования проводились с газом сепарации, для чего в камеру высокого давления объемом 3,8 л было закачено 145 л осушенного газа сепарации скв. 918 АГКМ. Состав газа сепарации скв. 918 приведен в табл. 4.

Затем в камеру ввели 0,75 см<sup>3</sup> конденсационной воды скв. 918 плотностью 1,001 г/см<sup>3</sup>, солевой состав которой приведен в табл. 5.

Количество воды на газ сепарации составило 5,2 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Подобный водогазовый фактор наблюдался в начальный период разработки АГКМ. Смесь была приведена к следующим пластовым условиям:  $P = 61,2$  МПа и  $T = 383$  К. При таких термобарических условиях вода в течение 3 ч полностью растворилась в газе.

Таблица 4

## Состав газа сепарации скв. 918 АГКМ

Компоненты	H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	C <sub>4</sub>	C <sub>5</sub>	C <sub>6</sub>	C <sub>7</sub>
% мольные	23,29	11,32	0,60	58,62	1,34	3,79	0,49	0,32	0,23	–

Таблица 5

## Состав конденсационной воды скв. 918 АГКМ

Дата анализа	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Минерализация, мг/л	Ионный состав, мг/л						
			Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> HCO <sup>-</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup>	K <sup>+</sup>
14.09.1998 г.	1,001	369,65	103,0	52,8	8,8	1,5	0	92,0	Сл.

В процессе исследований при  $P = 15$  МПа и  $T = 293$  К из камеры PVT была выпущена вся вода и 11,5 л газа, затем в камеру с остаточным объемом газа 134,4 л было заправлено 6,7 см<sup>3</sup> воды, при этом количество воды на газ сепарации составило 50 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Смесь в пластовых условиях  $P = 61,2$  МПа,  $T = 383$  К рекомбинировалась в течение 24 ч. При таких термобарических условиях в газе растворилось 2 см<sup>3</sup> загруженной воды. С учетом остаточного влагосодержания в газе сепарации порядка 0,8 г/м<sup>3</sup> общее влагосодержание составило 15,68 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

При повторном эксперименте из камеры PVT при  $P = 15$  МПа и  $T = 293$  К выпустили выпавшую воду в количестве 6,7 см<sup>3</sup> и 9 л газа. В камере осталось 125 л газа, дозаправили 4 см<sup>3</sup> воды. Смесь, приведенная к условиям  $P = 61,2$  МПа,  $T = 383$  К, рекомбинировалась в течение 24 ч, при этом растворилось 1,8 см<sup>3</sup> воды. Количество воды на газ сепарации составило 15,2 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Проведенные эксперименты свидетельствуют, что для пластовых условий АГКМ ( $P = 61,2$  МПа и  $T = 383$  К) насыщение газа сепарации парами конденсационной воды составляет 15,2–15,7 г/м<sup>3</sup>.

На втором этапе исследований устанавливалось влияние растворенной в пластовом газе воды на фазовые характеристики – давление начала конденсации, давление максимальной конденсации и т.д.

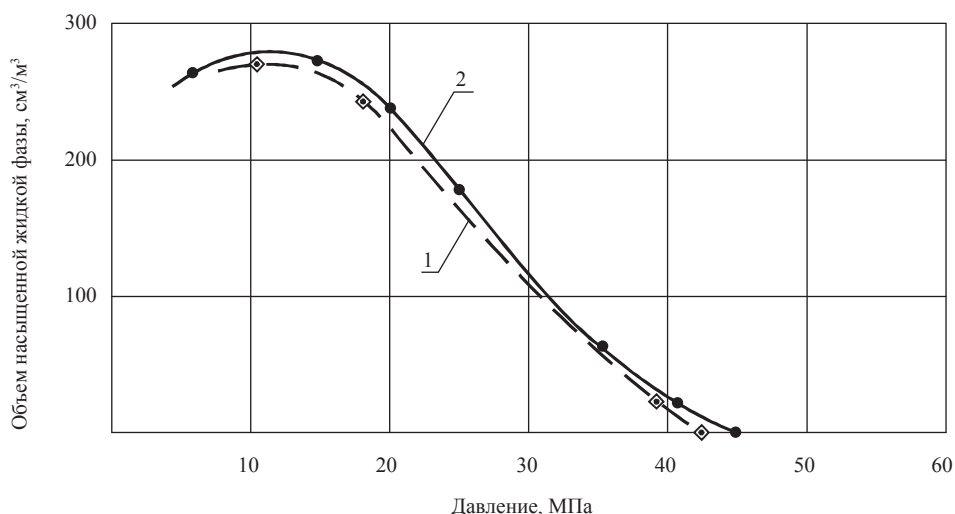
Для этого в содержащий 15,2 г/м<sup>3</sup> воды газ сепарации объемом 121 л было заправлено 40,5 см<sup>3</sup> стабильного конденсата плотностью 0,802 г/см<sup>3</sup>, молекулярной массой 148. Содержание  $C_{5+в}$  в пластовой смеси равно 268,4 г/м<sup>3</sup>. Систему привели к пластовым условиям ( $P = 61,2$  МПа и  $T = 383$  К) и рекомбинировали в течение 24 ч, при этом конденсат полностью растворился в газе. Далее поэтапным снижением давления проводилась контактная конденсация  $C_{5+в}$ , при этом выпадения воды из смеси при  $T = 383$  К не наблюдалось. Результаты проведения контактной конденсации приведены в табл. 6. По данным замеров при  $T = 383$  К давление начала конденсации равно 44,5 МПа (рис. 3).

Таблица 6

Результаты проведения контактной конденсации пластовой системы скв. 918 АГКМ с содержанием  $C_{5+в}$  268,4 г/м<sup>3</sup>

Пластовый газ с влагосодержанием 15,2 г/м <sup>3</sup>									
Давление в камере PVT, МПа	61,2	44,5 ( $P_{нк}$ )	40,5	35,5	25,0	20,0	15,0	10,0	6,0
Объем выпавшего конденсата $V_{к2}$ , см <sup>3</sup>	–	–	2,91	7,59	21,61	29,39	33,26	32,01	32,01
$V_{к2} / V_{св}$ , см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	–	–	24,05	62,73	178,60	242,89	274,88	264,55	264,55
Пластовый газ без конденсационной воды									
Давление в камере PVT, МПа	61,2	44,5	42,3 ( $P_{нк}$ )	39,5	30,0	18,0	10,8	–	–
Объем выпавшего конденсата $V_{к2}$ , см <sup>3</sup>	–	–	–	2,52	14,64	29,40	32,40	–	–
$V_{к2} / V_{св}$ , см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	–	–	–	20,82	120,99	242,97	269,77	–	–

При приведении системы к условиям сепарации выпало 1,9 см<sup>3</sup> воды и 44,47 см<sup>3</sup> конденсата.



**Рис. 3. Изотермы контактной конденсации пластовой системы скв. 918 АГКМ ( $T = 383$  К): 1 – без конденсационной воды; 2 – с конденсационной водой**

Давление начала конденсации пластовой смеси скв. 918 АГКМ без наличия в пластовом газе конденсационной воды составило 42,3 МПа.

Дальнейшие исследования авторов [7, 8] влагосодержания пластовых газов и влияния конденсационных вод на фазовый переход и конденсатоизвлечение в различных месторождениях (табл. 7) свидетельствуют, что:

- для изученных газовых (газоконденсатных) систем разница расчетных [2, 3, 6] и экспериментальных влагосодержаний для систем, не содержащих  $H_2S$  и  $CO_2$ , не превышает 15 %, а для систем, содержащих кислые компоненты, – 32 %;
- промысловая оценка начального влагосодержания близка к расчетным и экспериментальным значениям.

Таблица 7

**Термобарические характеристики, компонентный состав и начальное влагосодержание пластовых систем газоконденсатных месторождений [8]**

ГКМ, НГКМ	$P_{пл}$ , МПа	$T_{пл}$ , К	$CH_4$ , % мольн.	$H_2S, CO_2$ , % мольн.	Содержание $C_{5+в}$ , г/м <sup>3</sup>	Влагоемкость		Начальное влагосодержание по факту разработки, г/м <sup>3</sup>
						расчет, г/м <sup>3</sup>	эксперимент, г/м <sup>3</sup>	
Уренгойское (валанжин, II об.)	25	348	86,87	–	156	2,4	3,0	2–3
Ковыктинское	25,7	330	90,62	–	67	1,4	2,0	1,5–2,5
Астраханское	61,2	383	53,5	$H_2S - 25,52$ ; $CO_2 - 12,37$	265	10,6	15,7	10–15
Уренгойское (ачимовские залежи)	60	383	82,2	–	305	5	5,0–7,0	2–8

Рассматривая особенности влияния конденсационной воды на фазовое равновесие и коэффициент извлечения конденсата, следует учитывать следующее:

- растворенная в пластовом газе вода повышает давление начала конденсации до 5 %. Это обстоятельство необходимо учитывать при PVT исследованиях пластовых систем;
- присутствие растворенной воды в пластовой газоконденсатной смеси практически не влияет на количество конденсата, выделяющегося (в режиме дифференциальной и контактной конденсации) в камере PVT. Следовательно, влияние конденсационной воды на конденсатоизвлечение незначительно.

**Список литературы**

1. Петренко Н.В. Взаимосвязь природных газов и воды / Н.В. Петренко, В.Г. Хадыкин и др. – М.: Недра, 1995. – 279 с.
2. Рачинский М.З. Конденсационные воды газовых и газоконденсатных залежей / М.З. Рачинский. – М.: Недра, 1981. – 84 с.
3. Катц Д.Л. Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа: пер. с англ. / Д.Л. Катц, Д. Корнелл, Р. Кабояши; под ред. Ю.П. Коротяева, Г.В. Пономарева. – М.: Недра, 1965. – 676 с.
4. Гриценко А.И. Руководство по исследованию скважин / А.И. Гриценко, З.С. Алиев, О.М. Ермилов и др. – М.: Наука, 1997. – 523 с.
5. Гриценко А.И. Исследование влияния воды на фазовые превращения газоконденсатных смесей / А.И. Гриценко // Газовое дело. – 1964. – № 4. – С. 3–5.
6. Robinson. Charts help estimate H<sub>2</sub>O content of sour gases / Robinson, Wichert, Moore, Heidemann // The Oil and Gas Journal. – 1978. – Feb. 6. – P. 76–78.
7. Лапшин В.И. Экспериментальная оценка влагоемкости природных газов и влияние конденсационной воды на фазовые характеристики / В.И. Лапшин, В.С. Сидоров, И.В. Лапшин // Современное состояние и перспективы развития газоконденсатных и термодинамических исследований: сб. тр. – М.: ВНИИГАЗ. – 2005. – С. 155–163.
8. Изюмченко Д.В. Конденсатоотдача при разработке нефтегазоконденсатных месторождений / Д.В. Изюмченко, В.И. Лапшин, В.А. Николаев и др. // Газовая промышленность. – 2010. – № 2.