

А.И.ГРИЦЕНКО
Т.Д.ОСТРОВСКАЯ
В.В.ЮШКИН

УГЛЕВОДОРОДНЫЕ КОНДЕНСАТЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИРОДНОГО ГАЗА



МОСКВА «НЕДРА»
1983

Гриценко А. И., Островская Т. Д., Юшкин В. В. Углеводородные конденсаты месторождений природного газа.— М., Недра, 1983.— 263 с.

Приведены свойства и особенности газовых конденсатов. Рассмотрены методы исследования и закономерности изменения свойств и состава конденсатов в процессе разработки месторождений, методы определения их количества, извлекаемого на поверхность и выделяющегося в пласте. Рассмотрены также вопросы использования газового конденсата в качестве моторного топлива и сырья для химической промышленности.

Для инженерно-технических работников, занимающихся добычей газа и газового конденсата, промышленной подготовкой и переработкой конденсата.

Табл. 151. ил. 117. список лит.— 22 назв.

Рецензент — д-р техн. наук *А. И. Гужов* (ГрозНИ)

ОСОБЕННОСТИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СИСТЕМ
И ГАЗОВЫХ КОНДЕНСАТОВ

В пластовых газоконденсатных системах в газообразном состоянии находятся высококипящие углеводороды (C_5H_{12+}), в составе которых имеются бензиновые, керосиновые и масляные фракции, кипящие при температуре до $500^\circ C$ [1, 2]. Массовая доля этана и пропан-бутановой фракции достигает 25% . Содержание неорганических соединений также может быть значительным. Так, в пластовой смеси Астраханского месторождения содержание молярной доли сероводорода превышает 24% , углекислого газа — 18% .

В составе высококипящих углеводородов пластовой газоконденсатной системы содержатся углеводороды всех трех химических групп: метановые, нафтеновые и ароматические, причем их соотношения весьма различаются. Так, в пластовом газе Уренгойского месторождения молярная доля ароматических углеводородов составляет $<8\%$, а метановых до 70% ; в газе Кульбешкакского месторождения ароматических 63% , метановых 27% ; в газе Юрхаровского месторождения незначительно содержание метановых, ароматических углеводородов и велико — нафтеновых ($>80\%$).

Как правило, содержание высококипящих углеводородов тем выше, чем выше пластовые давление и температура. Однако условия формирования месторождения могут существенно повлиять на такую закономерность.

Поэтому в природе встречаются три типа газоконденсатных залежей: насыщенные, недонасыщенные и «перегретые». В последних пластовая температура выше критической температуры конденсации пластовой системы.

В табл. I.1 приведена характеристика некоторых газоконденсатных месторождений СССР.

Насыщенные газоконденсатные пластовые системы образуются, если в процессах формирования залежей имеются источники снабжения газовой фазы высококипящими углеводородами. Как правило, такие залежи подстилаются нефтяными оторочками (Оренбургское, Южно-Ямбургское) или вблизи них располагаются нефтяные залежи или месторождения (Арктическое, Ямбургское, Мылдзинское).

В «пережатых» пластовых системах даже при высоком содержании углеводородов C_{5+} в пластовых газах (Камышалджа, Котур-Тепе) давление начала конденсации всегда ниже пластового.

ТАБЛИЦА 1.1

Месторождение, залежь	Глубина, м	Пластовые		Давление начала конденсации, МПа	Содержание конденсата в пластовом газе, см ³ /м ³
		давление, МПа	температура, °С		
Оренбургское	1770	20,6	30	20,6	114
Уренгойское, БУ ₁₄	3000	30,4	86	30,4	400
Ямбургское, БУ ₈	2900	32,1	78	32,1	103
Юрхаровское, БУ ₁₂	2870	29,0	72	29,0	92
Арктическое	2390	25,0	58	25,0	102
Березанское	2700	28,2	97	28,2	54
Наипское, III	1850	19,4	82	16,0	34
Кирпичинское	3200	32,5	110	26,5	74
Крестищенское	3700	41,7	80	36,0	87
Шатлыкское *	3400	36,5	137	—	16
Даулетабадское *	4000	42,0	40	—	8
Харасавэйское, ТП ₂₁₋₂₂	2140	35,0	70	30,3	66
Бованенковское, ТП ₈	1960	20,6	68	18,0	31
Уренгойское, БУ ₁₋₂	2340	24,5	70	23,0	75

* Ретроградная конденсация отсутствует.

На Шатлыкском и Даулетабадском месторождениях в результате отсутствия источников поступления углеводородов C₅₊ содержание высококипящих составляет всего 8—16 см³/м³ при высоких пластовых давлениях (36,5—42,0 МПа) и температурах (137—140 °С). Причина столь низкого содержания углеводородов C₅₊ в пластовом газе — отсутствие ретроградной конденсации в этих залежах. Критическая температура конденсации пластовой системы оказалась здесь ниже пластовой температуры.

В табл. I. 2 приведена характеристика месторождений с предельными содержаниями конденсата в пластовом газе.

ТАБЛИЦА 1.2

Месторождение	Глубина, м	Пластовые		Содержание конденсата в пластовом газе, см ³ /м ³
		давление, МПа	температура, °С	
Дарвазинское	765	7,5	49	3
	920	8,6	50	13
Газлинское	770	7,2—8,6	48—52	2
Артюховское	4400	4,5	115	1300
Джаркакское	825	9,1	54	20
Вуктыльское	3025	37,0	59	504
Мессояское	800	7,9	11	Отс.
Северо-Ставропольское	680	6,6	60	Отс.
Русский Хутор северный	3120	33,5	129	700
	3350	34,5	137	1020
Средне-Бо туобинское	1600	16,0	10	15
Песчаный Умет	1000	10,0	30	15

Наиболее низкое содержание конденсата встречено в залежи IX—X горизонтов Газлинского месторождения. Выход конденсата составил 0,2—0,8 см³/м³.

Высокое содержание углеводородов C₅₊ в пластовом газе (1020 см³/м³) характерно для юрской залежи месторождения Русский Хутор северный и Артюховского месторождения.

Известно, что чем выше давление, тем в большей степени высококипящие углеводороды растворяются в газовых углеводородах. Лабораторными опытами было установлено, что ретроградное испарение в углеводородных смесях наблюдается уже при давлениях 6,5—6,6 МПа и температуре, равной 20 °С.

С этой точки зрения интересны месторождения Северо-Ставропольское, Песчано-Уметское и Средне-Ботуобинское. Пластовые температуры в этих месторождениях соответственно равны 60, 30 и 10 °С, а пластовые давления 6,6; 10,0 и 16,0 МПа. Несмотря на относительно высокую температуру в Северо-Ставропольском месторождении ретроградная конденсация пластового газа отсутствует, тогда как оба последние месторождения несмотря на низкие температуры являются газоконденсатными с содержанием конденсата 15 см³/м³.

В пластовых газах газоконденсатных залежей помимо углеводородов C₅₊ содержатся этан, пропан и бутаны, 50—95 % метана.

Характеристика месторождений с предельным содержанием конденсата в пластовом газе приведена в табл. 1.2.

Кроме того, в них могут присутствовать углекислый газ, азот, сероводород, меркаптаны и гелий, причем количество неуглеводородных газов может достигать 80 % (табл. 1.3).

Характерная особенность газоконденсатных газов — уменьшение концентрации от этана к пропану и от пропана по отношению к бутанам, тогда как в нефтяных газах указанная закономерность отсутствует. В газах, растворенных в нефтях, содержание этана всегда меньше содержания пропана, т. е. коэффициент отношения этана к пропану $C_2/C_3 < 1$. В газах газоконденсатных месторождений величина этого коэффициента изменяется в пределах 2—6. Отношение метана к сумме тяжелых углеводородов C_1/C_{2+} в газах газоконденсатных месторождений, как правило, составляет порядка 10, а в газах, растворенных в нефти, — до 13. Причем, как показали исследования, значение этого коэффициента непостоянно на площади месторождения, оно возрастает от сводовой части залежи по направлению к контуру.

Следует отметить, что в газах газоконденсатных залежей с нефтяными оторочками, даже незначительных размеров, содержится относительно больше этана, чем в газах таких залежей, не имеющих нефтяных оторочек. Значение коэффициента C_2/C_3 в первых находится в пределах $>1 < 2$, коэффициент C_1/C_{2+} в таких залежах изменяется в пределах 3—6.

В газах газоконденсатных месторождений с нефтяными оторочками большого размера т. е. в случае, когда газоконденсатная

ТАБЛИЦА 1.3

Месторождение, пласт	Молярная доля, %									C ₂ /C ₃	C ₁ /C ₂₊
	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	CO ₂	N ₂	H ₂ S	RSH		
Газоконденсатные месторождения											
Шатлыкское	95,66	1,72	0,16	0,07	0,11	1,48	0,80	—	—	10,7	—
Даулетабадское	95,66	1,72	0,16	0,07	0,11	1,48	0,80	—	—	—	—
Астраханское	47,48	1,92	0,93	0,66	3,08	21,55	1,98	22,50	—	—	—
Кандымское	90,15	2,55	0,39	0,14	0,55	2,82	3,0	0,4	—	6,5	9,4
Харасавэйское, ТП _{21—22}	91,61	4,66	1,34	0,55	1,37	0,32	0,15	—	—	3,5	12,0
Харасавэйское, ТП _{15—16}	91,15	4,81	1,25	0,50	1,47	0,61	0,21	—	—	3,8	10,0
Харасавэйское, ТП _{1—5}	96,00	2,48	0,12	0,84	0,07	0,18	0,31	—	—	20,6	10,1
Бованенковское, ТП _{13—14}	90,83	4,76	1,63	0,71	1,51	0,46	0,09	—	—	2,9	9,5
Бованенковское, ТП ₁₁	89,91	4,99	1,56	0,80	1,40	1,18	0,16	—	—	3,2	9,2
Соленинское	94,51	3,70	0,12	0,17	0,91	0,34	0,25	—	—	30,8	19,2
Пеляткинское	89,52	4,05	1,82	0,77	2,48	0,40	0,96	—	—	2,22	9,8
Ямбургское, БУ ₈	89,67	4,39	1,64	0,74	2,36	0,94	0,26	—	—	2,6	9,7
Юрхаровское, АУ ₁₀	89,74	5,71	1,58	0,79	1,35	0,07	0,76	—	—	3,6	9,5
Юрхаровское, БУ ₇	89,35	5,29	2,02	0,69	2,09	0,34	0,98	—	—	2,6	8,9
Крхаровское, БУ ₈	89,43	5,48	1,58	0,75	1,93	0,77	0,06	—	—	3,4	9,1
Уренгойское, БУ ₅	88,24	5,53	2,56	1,08	2,20	0,01	0,38	—	—	2,1	7,4
Уренгойское, БУ _{1—2}	89,00	5,15	2,33	1,07	1,44	0,19	0,81	—	—	2,2	8,9
Майкопское	88,04	6,32	1,29	0,52	0,84	1,99	1,00	—	—	4,8	9,8
Березанское	87,58	5,66	1,13	0,44	0,60	3,39	1,20	—	—	5,0	11,0
Газлинское	94,20	3,30	1,00	0,40	0,60	0,30	0,20	—	—	3,3	17,7
Битковское	93,56	2,95	0,95	0,55	1,17	0,26	0,56	—	—	1,9	16,6
Газоконденсатные месторождения с нефтяными оторочками											
Оренбургское	84,22	4,89	1,63	0,76	1,81	0,58	4,83	1,30	0,09	3,0	9,3
Вуктыльское	74,80	8,70	3,90	1,80	6,40	0,10	4,30	—	—	2,2	3,5
Семивидовское	11,03	1,13	2,72	1,07	3,61	79,79	0,65	—	—	0,41	1,3
Южно-Самбургское, БУ ₁₄	81,65	4,13	3,95	1,90	7,50	0,70	0,17	—	—	1,1	4,6
Ен-Яхнинское, БУ _{10—11}	84,28	5,14	3,16	1,49	5,02	0,21	0,70	—	—	1,6	5,7
Западно-Таркосалинское, БН ₄	81,52	6,29	5,02	1,98	4,05	0,16	0,96	—	—	1,2	4,7
Уренгойское, БУ ₁₄	82,27	6,56	3,24	1,49	5,62	0,50	0,32	—	—	2,0	4,6

Заполярье, БГ ₁₀	85,69	5,33	2,77	1,12	4,76	0,03	0,30	—	—	1,9	6,0
Федоровское, АС ₄	95,55	0,55	0,53	0,86	1,25	0,16	1,10	—	—	1,10	29,9

Газовые шапки

Варь-Еганское	69,70	7,21	7,26	2,94	10,46	0,66	1,87	—	—	0,97	2,5
Варь-Еганское, БВ ₈	70,66	7,07	7,20	2,83	9,57	0,82	1,85	—	—	0,98	2,5
Варь-Еганское, БВ ₆	79,94	4,79	4,88	2,21	6,43	0,15	1,60	—	—	0,99	4,1
Лянторское, АС ₉	88,44	2,23	3,03	1,57	3,38	0,35	0,95	—	—	0,73	8,6
Самотлорское, АВ ₄	90,16	1,12	2,14	2,04	2,83	1,51	0,20	—	—	0,54	11,1

Месторождения с растворенными в нефти газами

Ромашкинское	37,0	19,5	20,0	8,6	4,4	0,1	10,4	—	—	0,97	1,7
Туймазинское	3,81	15,6	17,0	8,5	5,5	0,1	15,2	—	—	0,91	0,8
Мамонтовское	66,47	7,92	14,66	7,79	3,03	0,53	2,62	—	—	0,64	2,0
Усть-Балыкское	66,37	7,62	12,90	6,59	2,41	0,78	3,32	—	—	0,59	2,2
Западно-Сургутское	83,96	3,33	5,27	4,41	2,49	0,54	—	—	—	0,63	5,4
Самотлорское, БВ ₁₀	58,35	4,96	15,48	12,12	6,32	0,73	2,01	—	—	0,32	1,7

Газовые месторождения

Северо-Ставропольское	99,80	0,15	0,04	0,01	—	—	—	—	—	—	—
Губкинское, ПК ₁	96,40	0,58	0,12	—	—	0,60	2,30	—	—	4,8	137
Комсомольское, ПК ₁	97,60	0,14	—	—	—	0,60	1,60	—	—	—	597
Уренгойское, ПК ₁	98,60	0,32	—	—	—	0,20	0,80	—	—	—	—
Медвежье, ПК ₁	98,40	0,55	0,08	0,26	—	0,30	0,50	—	—	6,8	907,5
Русское, ПК ₁	99,17	0,01	—	—	—	0,21	0,59	—	—	—	—

залежь по существу является газовой шапкой, расположенной под нефтяной залежью, концентрация этана возрастает и соотношение C_2/C_3 становится близким к единице.

Состав газов различных типов месторождений в зависимости от изменения коэффициентов C_2/C_3 и C_1/C_{2+} приведен в табл. 1.4.

ТАБЛИЦА 1.4
Изменение коэффициентов C_2/C_3 и C_1/C_{2+}

Залежь	C_2/C_3	C_1/C_{2+}
Газовая	2—6	≤ 10
Газоконденсатная с нефтяной оторочкой	1—2	3—6
Газовая шапка	< 1	3—6
Нефтяная (нефтяной газ)	< 1	До 13

ТАБЛИЦА 1.5

Месторождение, пласт	Текущее давление пластовое, МПа	Молярная доля углеводородов, %						
		C_1	C_2	C_3	C_4	C_{5+}	CO_2	N_2
Уренгойское, БУ ₁₄	28,6	82,91	6,99	3,05	1,63	3,50	0,25	1,62
	22,7	85,81	5,92	2,36	1,26	2,93	0,29	1,73
	16,3	85,04	6,04	2,87	1,49	2,64	0,26	1,66
	10,5	83,45	6,80	3,39	2,02	2,43	0,18	1,73
	5,5	85,23	6,61	2,83	1,20	1,63	0,31	2,19
Ямбургское, БУ ₂	25,7	89,18	4,08	2,12	1,61	3,58	0,26	0,11
	24,7	90,34	3,86	13,07	0,67	2,01	0,23	0,02
	18,0	91,08	4,04	1,66	0,95	1,92	0,27	0,13
	13,0	90,97	4,62	1,79	0,82	1,32	0,35	0,07
	10,7	91,40	4,45	1,85	0,74	1,16	0,34	0,06
	7,3	91,64	4,27	1,07	0,84	1,14	0,36	0,08
Южно-Тамбейское, ТП _{18—19}	24,2	84,52	6,95	3,03	1,44	3,26	0,84	0,46
	19,8	86,46	6,46	3,83	1,10	2,15	0,42	0,56
	14,7	87,16	6,38	2,71	1,08	1,74	0,49	0,44
	8,3	88,62	6,32	2,47	0,90	0,58	0,42	0,39

Практика исследований показала, что в составе фракций C_{5+} , отобранных из газоконденсатных залежей, присутствуют углеводороды с числом атомов углерода в молекуле до C_{34} (Русский Хутор северный, Даулетабадское), тогда как в нефтяных газах с числом атомов до C_7 .

По данным о составе пластовых газов газоконденсатных месторождений видно, что эти вещества — богатый источник получения пропан-бутановой фракции и этана. Как видно из табл. 1.3, доля этана в газе достигает 8,7 % (109 г/м³), пропана до 5,0 % (91 г/м³), бутанов до 3,0 % (72 г/м³). Сероводород в газе большинства залежей отсутствует (месторождения Западной Сибири, Украины, Туркмении, Коми АССР, Северного Кавказа). Но в некоторых районах (Прикаспийская впадина, Казахская ССР,

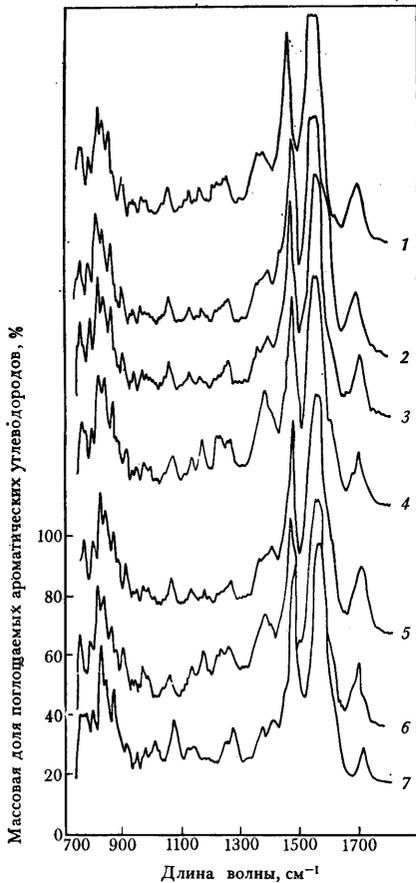
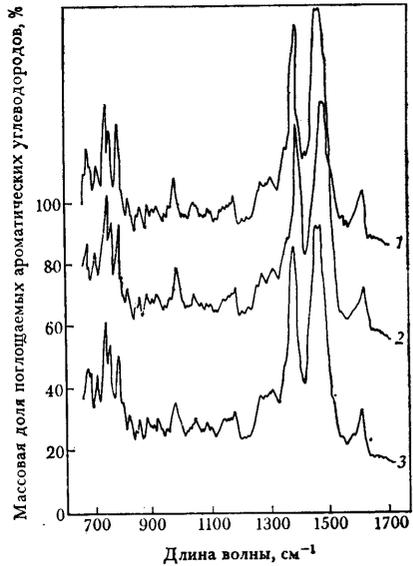


Рис. 1.1. Структурная характеристика конденсата, выпадаемого в порах пласта (скв. 134, интервал 2848—2852 м, Уренгойское месторождение).

Рпл в МПа: 1—0,1; 2—5,0; 3—12,5; 4—17,4; 5—22,4; 6—27,2; 7—29,2

Рис. 1.2. Структурная характеристика добываемого конденсата (скв. 134, интервал 2848—2852 м, Уренгойское месторождение).

Давление в МПа: 1—17,6; 2—22,4; 3—27,2



Узбекская ССР, Оренбургская область) в газах наблюдается значительное количество сероводорода (0,5—22,0 %).

В процессе разработки залежи со снижением пластового давления состав пластового газа изменяется. Особенно это касается фракции C_{5+} . Например, по Вуктыльскому газоконденсатному месторождению содержание C_{5+} уменьшилось по сравнению с начальным при падении давления с 37,0 до 14,5 МПа в четыре раза. Концентрация этана, пропана и бутанов практически не изменяется и лишь только по указанному месторождению отмечено незначительное уменьшение пропан-бутановой фракции с 5,5 до 4,5%. При последующем снижении давления наблюдается испарение этой фракции, а затем содержание ее восстанавливается до первоначального значения.

В табл. 1.5 приведены прогнозные данные по изменению состава пластового газа по некоторым газоконденсатным месторождениям Западной Сибири.

Я. Д. Саввиной показано изменение плотности, молекулярной массы, фракционного состава, вязкости, группового состава углеводородов, состава конденсата и других характеристик.

Интересные результаты за последние годы получили при изучении структурно-хроматографической характеристики конденсатов, выпадаемых в порах пласта, и конденсатов в добываемом газе. На рис. 1.1 показаны инфракрасные спектры углеводородов C_{5+} , переходящих в жидкую фазу в пласте при различных пластовых давлениях. На первых этапах снижения пластового давления отмечается относительное увеличение концентрации ароматических углеводородов по сравнению с их начальным содержанием во фракции C_{5+} (длина волны 1610 см^{-1}). При этом в выпавшем конденсате отмечено наличие ди- и трициклических структур (длина волны 700 см^{-1}). В начальный период падения давления в залежи выпадают нефтены наиболее сложного строения (длина волны $1100\text{--}1200 \text{ см}^{-1}$).

По мере приближения к области давления максимальной конденсации в жидкую фазу в пласте переходит низкомолекулярная часть высококипящих углеводородов $C_5\text{--}C_8$. При этом выпадающие нефтеновые и ароматические углеводороды имеют более простое строение по сравнению с ранее выпавшими ($p_{пл} = 12,5 \text{ МПа}$). В ряду нормальных алканов отмечается четкая тенденция в относительном увеличении доли $C_5\text{--}C_8$ по мере снижения давления в залежи до области максимальной конденсации (табл. 1.6). После достижения давления максимальной конденсации выпадаемый в пласте конденсат утяжеляется за счет влияния процесса прямого испарения, а добываемый конденсат в процессе разработки облегчается (табл. 1.7). При этом, судя по данным изучения методом инфракрасной спектроскопии, структура ароматических и нефтеновых углеводородов конденсата по мере падения пластового давления до величины давления максимальной конденсации существенно упрощается (рис. 1.2).

Давление максимальной конденсации, как и давление начала конденсации, — показатели равновесного состояния пластовой газоконденсатной системы. Поэтому давление максимальной конденсации характеризует только равновесную, жидкую и газовую фазы. Применять этот параметр для стабильного конденсата нельзя, так как состояние последнего не равновесно с состоянием газовой фазы. Экспериментальные работы, проведенные различными авторами, показали, что пределы изменения давления максимальной конденсации велики. Значение его зависит от температуры, количества и состава фракции C_{5+} в пластовом газе. По ряду месторождений (Русский Хутор северный, Артюховское, Тимофеевское и др.) оно составляет $0,8\text{--}0,7$ от пластового, для большинства изученных залежей находится в пределах $9,0\text{--}11,0 \text{ МПа}$.

Рассмотрим особенности физико-химических свойств конденсатов (C_{5+}).

ТАБЛИЦА 1.6

Давление пласто- вое, МПа	Компоненты													
	C ₅	C ₆	C ₇	C ₈	C ₉	C ₁₀	C ₁₁	C ₁₂	C ₁₃	C ₁₄	C ₁₅	C ₁₆	C ₁₇₊	C _{8-C₉}
22,4	0,8	2,1	3,3	4,7	4,2	4,0	3,7	3,3	3,7	3,2	2,9	2,8	14,5	10,9
17,4	0,2	3,4	3,0	4,8	3,7	3,7	3,6	3,6	3,3	3,2	2,8	2,3	9,5	11,4
12,5	1,3	2,4	3,8	5,2	3,4	3,4	3,6	2,8	2,8	2,4	1,9	1,7	6,7	12,7
5,0	—	1,2	3,8	5,4	5,0	4,2	3,6	3,1	3,0	2,9	2,3	1,6	6,3	10,4
0,1	—	1,2	3,0	5,0	4,8	4,2	4,3	3,4	3,3	2,7	2,0	1,8	6,6	9,2

ТАБЛИЦА 1.7

Давление пласто- вое, МПа	Компоненты													
	C ₅	C ₆	C ₇	C ₈	C ₉	C ₁₀	C ₁₁	C ₁₂	C ₁₃	C ₁₄	C ₁₅	C ₁₆	C ₁₇₊	C _{8-C₉}
27,2	—	2,6	6,1	6,3	5,1	4,1	3,8	2,2	2,1	1,7	1,2	0,9	3,0	15,0
22,4	—	1,4	6,3	7,7	5,2	4,0	4,0	2,4	2,2	1,4	0,9	0,8	1,8	15,4

Фракционный состав конденсатов разнообразен (табл. I.8). Есть конденсаты, состоящие полностью или почти полностью из бензиновых фракций (Оренбургское, Канчуриновское месторождения, Филипповская залежь и др.); содержащие, наряду с бензиновыми, фракции дизельного топлива (Уренгойское, Заполярное, Наипское месторождения и др.); содержащие мазут ($>350^{\circ}\text{C}$, Шатлыкское, Даулетабадское, Вуктыльское, Русский Хутор и др.); содержащие масляные фракции ($>400^{\circ}\text{C}$, Русский Хутор, Даулетабадское). Исследование истинных точек кипения показало, что конденсат выкипает при температуре $480\text{--}494^{\circ}\text{C}$ и при этом остаток составляет 1%. Безусловно масляные фракции в незначительных количествах присутствуют и в конденсатах Вуктыльского и других месторождений, в которых пластовые давления выше $35,0\text{--}40,0$ МПа. Большое содержание этой фракции ($>400^{\circ}\text{C}$) в конденсате месторождения Русский Хутор обусловлено не только высоким пластовым давлением ($34,5$ МПа), но и высокой пластовой температурой (137°C) и богатым источником высококипящих углеводородов (нефтяная оторочка легкой нефти).

Из рассмотренных фракционных составов конденсатов видно, что характеристика их по залежам одного и того же месторождения различна. Так, конденсат, полученный из залежи пласта ТП₁₋₅ Харасавэйского месторождения, полностью состоит из бензиновых фракций (90% выкипает при температуре 181°C , конец кипения 205°C), а конденсат — из залежи ТП₂₁₋₂₃ этого же пласта наряду с бензиновыми содержит фракции дизельного топлива и даже мазут (90% конденсата выкипает при 335°C , конец кипения — выше 360°C). Разница в пластовых давлениях рассмотренных залежей составляет $15,6$ МПа, температур — 47°C .

Газовые конденсаты по сравнению с легкими фракциями нефти обладают своеобразным составом, что видно из рис. I.3.

В конденсатах процент отгона отдельных десятиградусных фракций по мере повышения их температуры кипения значительно увеличивается, достигая максимума при $80\text{--}130^{\circ}\text{C}$. Затем значение его сначала резко, а затем все медленнее уменьшается. Несмотря на то, что основная часть конденсата перегоняется при температуре до 200°C , температура конца кипения их может превышать это значение на 50°C и более. Кроме того, имеется остаток с широким фракционным составом.

Фракционный состав бензинов, полученных после перегонки нефти, показан на рис. I.3, в и г. Так как пределом перехода углеводородов в газовое состояние является достижение фазового равновесия, углеводороды, относящиеся к различным группам, обладают при одной и той же температуре кипения различной растворимостью.

Заметное влияние на фракционные составы конденсата оказывает температура сепарации газа.

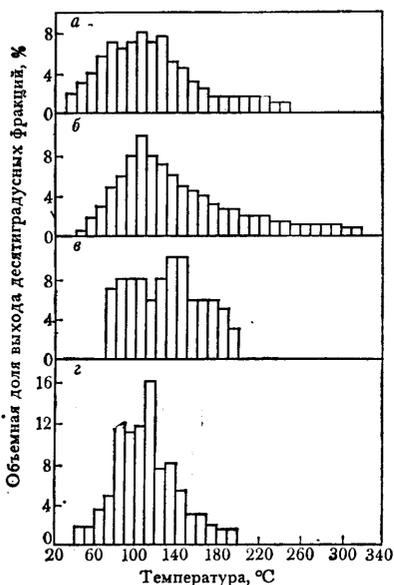


Рис. 1.3. Выход десятиградусных фракций конденсата в зависимости от температуры их кипения.

a — конденсат Качановского месторождения; *b* — конденсат Ленинградского месторождения; *c* — бензин (до 200 °С) Туймазинского месторождения; *d* — бензин (до 150 °С) Биби-Эйбатского месторождения

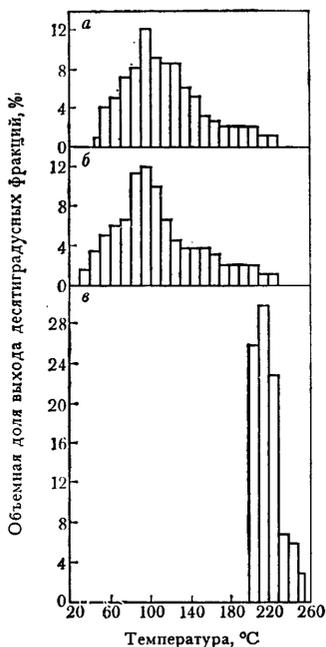


Рис. 1.4. Фракционный состав конденсатов, отобранных при различных условиях сепарации.

a — конденсат Челбасского месторождения, отобранный при температуре +20 °С; *b* — то же при температуре -10 °С; *c* — конденсат Сомоховского месторождения

На рис. 1.4 приведены данные по выходу десятиградусных фракций конденсата, отобранного из газа при температуре плюс 20 °С и минус 10 °С. Понижение температуры выделения конденсата привело к увеличению содержания в нем легких фракций.

Особенно заметно влияние температуры сепарации на фракционный состав конденсата при незначительном содержании его в пластовом газе и высоком содержании фракции, выкипающей при температуре >300 °С (табл. 1.9). При сепарации газа при температуре минус 10 °С выделяются в конденсат гептаны и даже гексаны (начало кипения 70 °С). При температуре сепарации 30 °С эти углеводороды и даже октаны полностью отсутствуют (начало кипения 139 °С).

Как отмечено выше на примере месторождения Русский Хутор северный, большое влияние на фракционный состав конденсата оказывает пластовое давление. Исследования [1, 2] по растворимости в сжатых газах высокомолекулярной части фракции C_5H_{12+} , которая в первую очередь конденсируется при снижении пластового давления, показали, что с ростом давления возрастают

ТАБЛИЦА 1.3

Месторождение, горизонт (пласт)	Начальные пластовые		Фракционный состав							
	давление, МПа	температура, °С	Начало кипения, °С	Отгон при температуре, °С			Конец кипения, °С	Отгон, %	Остаток, %	Потери, %
				10 %	50 %	90 %				
Оренбургское	20,6	33	33	45	91	204	248	94,0	0,3	5,7
Вуктыльское	37,0	59	31	55	137	305	> 360	95,0	0,5	4,5
Уренгойское БУ ₁₋₂	23,5	65	42	80	135	243	280	96,0	0,5	3,5
Уренгойское, БУ ₁₀₋₁₁	28,7	84	42	83	133	287	300	93,5	2,5	4,0
Уренгойское, БУ ₁₄	30,1	86	48	77	143	305	320	92,0	2,0	6,0
Заполярье, БТ ₁₀	31,0	84	47	84	146	290	316	95,0	1,0	4,0
Ямбургское, БУ ₉	32,1	79	60	101	175	296	320	91,0	2,0	7,0
Харасавэйское, ТП ₁₋₅	15,5	37	90	113	135	181	205	99,0	0,5	0,5
Харасавэйское, ТП ₂₁₋₂₃	31,1	83	52	79	168	335	> 360	98,0	1,0	1,0
Наипское, Угорский	23,6	94	90	108	141	245	300	99,0	0,2	0,8
Кирпичинское	32,5	110	77	96	140	295	> 360	96,0	1,0	3,0
Шатлыкское	36,5	137	70	97	160	298	> 360	97,0	2,0	1,0
Канчуринское	17,5	26	18	32	75	160	187	96,0	1,5	2,5
Ходжа-Гугердаг	24,5	84	125	158	234	328	> 360	97,0	2,6	0,4
Коробковское	17,0	52	31	44	89	175	210	96,0	0,3	3,7
Русский Хутор северный:										
IX мел.	33,6	135	31	68	170	339	> 360	93,0	6,2	0,8
II юра	34,5	137	42	73	174	360	> 360	90,0	9,0	1,0
Оренбургское, Филипповская залежь	13,9	26	35	52	89	171	201	95,0	2,0	3,0
Совхозное	18,8	23	24	44	86	169	183	95,0	0,5	4,5
Геофизическое	40,0	110	68	97	160	360	> 360	93,0	6,0	1,0
Русский Хутор, IX	33,6	130	31	68	170	339	> 360	93,0	5,5	1,5
Средне-Вилгойское	25,6	52	50	83	122	265	317	96,0	1,8	1,9
Газлинское, XII	11,2	62	52	92	130	195	235	99,0	0,8	0,2
Учкырское, XV	17,5	75	77	122	180	248	266	99,0	0,7	0,3
Щебелинское	24,0	50	44	81	128	245	289	98,0	1,8	0,2
Майкопское	30,3	128	36	86	139	310	332	93,5	6,2	0,3
Старо-Минское	22,7	72	30	54	103	230	272	96,0	1,2	2,8

ТАБЛИЦА 1.9

Фракционный состав конденсата	Месторождение			
	Шатлыкское		Уртабулакское	
	Температура сепарации, °С			
	-10	+30	-10	+30
Начало кипения, °С	70	139	69	107
Отгон при температуре, °С:				
10 %	97	170	82	121
50 %	160	242	178	206
90 %	298	335	334	355
Конец кипения, °С	330	>360	>360	>360
Объемные доли отгона, %	98,0	97,0	98,7	98,0
Объемные доли остатка, %	1,5	2,0	1,0	1,7
Объемные доли потери, %	0,5	1,0	0,6	0,3

плотность и молекулярная масса компонентов конденсата и увеличивается температурный интервал их выкипания. По Я. Д. Саввиной повышение давления в процессе растворимости высококипящих углеводородов в метане влияет в основном качественно (в газовое состояние переходят все более высокомолекулярные углеводороды), а температура — количественно.

На рис. 1.5 приведены кривые разгонки конденсатов, полученных из залежей, в которых пластовые температуры почти одинаковые, но различные пластовые давления. Из этого рисунка видно, что чем выше пластовое давление, тем температура выкипания конденсата более высокая.

Многочисленные исследования показали, что температура выкипания 90% конденсата (t_{90}) находится в зависимости от начальных пластовых условий в залежи: пластового давления $p_{пл}$ и пластовой температуры $t_{пл}$ (рис. 1.6).

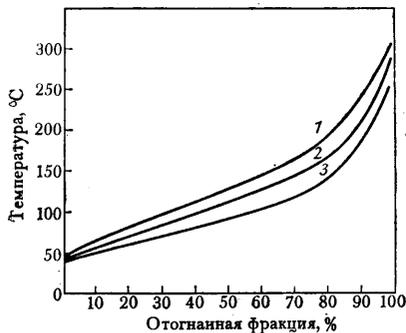


Рис. 1.5. Фракционный состав конденсатов, полученных в сепараторе при различных пластовых давлениях и одинаковой пластовой температуре.
Давление в МПа: 1—24; 2—18; 3—9

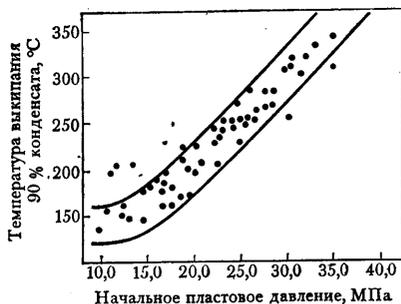


Рис. 1.6. Зависимость температуры выкипания 90%-ного конденсата от пластового давления.



Рис. 1.7. Зависимость фракционного состава конденсата от дебита газа скважины.

Дебит в тыс. м³/сут: 1—126; 2—31

конденсата, особенно в части, представленной фракциями дизельного топлива (200—320 °С).

Практика показала, что после десяти лет разработки Вуктыльского месторождения при снижении пластового давления с 35,5 до 17,0 МПа (скв. 8) в конденсате не содержится фракция, кипящая выше 300 °С, а температура 90% конденсата снизилась с 298 до 173 °С.

При газоконденсатных исследованиях бывают случаи, когда полученные разными исследователями фракционные составы конденсатов из одной и той же залежи значительно различаются между собой. Часто это обусловлено тем, что в процессе работы дебит газа был недостаточным для выноса с забоя и из ствола скважины выпавшего конденсата.

А. С. Великовский и В. В. Юшкин показали, что при дебитах, не обеспечивающих полного выноса конденсата из скважины, фракционный состав конденсата не является представительным. На рис. 1.7 показана типичная разница в составах конденсатов, полученных при дебитах газа: достаточном для выноса (кривая 1) и малом (кривая 2). Как видно из этого рисунка, разница в температурах конца кипения может достигать 50 °С.

ГРУППОВОЙ УГЛЕВОДОРОДНЫЙ СОСТАВ

Групповой углеводородный состав конденсата позволяет решать вопрос о направлении его переработки с целью получения моторных топлив и сырья для химической промышленности.

Углеводородный состав конденсата обычно представляется по отдельным фракциям, на основе которых рассчитывается состав всей бензиновой фракции (60—200 °С).

В табл. 1.10, 1.11 приведены углеводородные составы конденсатов, полученных из пластовых газов некоторых месторождений, а также типичные составы, относящиеся к различным химическим группам. Видим, что составы конденсатов разнообразны и отличаются от светлых фракций нефтей. Одни конденсаты обладают ярко выраженным метановым характером. Так, например, в конденсате, полученном из газа Марковского месторождения, во фракции 60—200 °С метановых углеводородов содержится 78%

Для определения температуры выкипания 90% конденсата на основе данных по фракционному составу 61 газоконденсатной залежи Я. Д. Саввиной предложена формула

$$t_{90} = 67,5 + 0,69p_{пл} + 0,14t_{пл}. \quad (1.1)$$

В процессе разработки месторождения значительно изменяется фракционный состав

(см. табл. I.10); в других конденсатах нефтяных углеводородов больше, чем метановых. Например, в конденсатах, полученных из газов Усть-Часельского и Бованенковского (пласт ТП₁₋₅) месторождений, содержание нефтяных углеводородов достигает 84%. В некоторых конденсатах в значительных количествах содержатся ароматические углеводороды (конденсаты Митрофановского, Некрасовского, Кульбешкацкого, Усть-Лабинского месторождений) — до 46—63%. Встречаются и такие конденсаты, в которых в значительных количествах содержатся нефтяные и ароматические углеводороды (конденсаты Майкопского и Березанского месторождений).

ТАБЛИЦА I.10

Месторождение, пласт	Массовая доля углеводородов, %			Месторождение, пласт	Массовая доля углеводородов, %		
	ароматических	нафтеновых	метановых		ароматических	нафтеновых	метановых
Майкопское	39	28	33	Оренбургское	10	20	70
Березанское	40	28	32	Шатлыкское	13	17	70
Усть-Лабинское	49	20	31	Марковское	7	15	78
Митрофановское	30	40	30	Бованенковское,	2	76	22
Русский Хутор северный	20	26	54	ТП ₆			
Газлинское	25	29	46	Харасавэйское,	16	25	59
Харасавэйское,	1,5	48,5	50	НП ₂			
ТП ₁₋₅				Уренгойское,	8	35	57
Уренгойское, БУ ₁₄	11	30	59	БУ ₁₋₂			
				Усть-Часельское,	10	84	6
				БП ₁₆			

В отличие от конденсатов в бензиновых фракциях нефтей, в которых преобладают нефтяные углеводороды, содержание ароматических небольшое (табл. I.12).

С. И. Белопольская и А. Г. Мусамбеков высокое содержание ароматических углеводородов в конденсатах объясняют тем, что снижение растворимости парафиновых углеводородов в метане, вызываемое ароматическими, приводит к относительному повышению содержания нефтяных в конденсате.

В составе конденсатов, богатых ароматическими углеводородами, наблюдается до определенного температурного предела повышение количества ароматических углеводородов в низкокипящих фракциях. В более высококипящих фракциях их содержание заметно снижается. Иное наблюдается в нефтях, в которых содержание ароматических углеводородов увеличивается от фракции к фракции по мере повышения температуры их отбора. Это наглядно видно из рис. I.8.

Таким образом наблюдаются следующие отличительные признаки группового состава конденсата от нефтей. В среднем в конденсатах содержание ароматических углеводородов в бензиновых

ТАБЛИЦА 1.11

Месторождение, пласт	Фракция конденсата															
	60—95 °С				95—122 °С				122—150 °С				150—200 °С			
	Выход фракции на конденсат	Массовая доля углеводородов, %			Выход фракции на конденсат	Массовая доля углеводородов, %			Выход фракции на конденсат	Массовая доля углеводородов, %			Выход фракции на конденсат	Массовая доля углеводородов, %		
		а	н	м		а	н	м		а	н	м		а	н	м
Майкопское	10,8	22	52	26	19,8	31	51	18	17,1	45	30	25	13,9	44	21	35
Березанское	20,9	34	34	32	27,4	39	40	21	16,8	50	18	32	13,0	41	16	43
Усть-Лабинское	1,3	29	31	40	13,5	42	31	27	26,4	52	19	29	31	50	16	34
Митрофановское	2,5	27	32	41	15,1	40	31	29	28,2	54	17	29	30	51	17	32
Русский Хутор северный	12,0	8	37	53	10,2	10	33	57	10,6	15	21	63	16,1	13	23	64
Газлинское, XIII*	12,9	15	41	45	23,1	32	37	31	20,8	39	22	39	35	35	18	47
Юрхаровское, БУ ₈	19,68	9	32	59	43,50	16	46	38	12,70	27	35	38	13,85	26	22	52
Юрхаровское, БУ ₈ АУ ₁₀	28,77	5	39	56	20,18	12	53	35	11,48	17	56	27	13,68	24	36	40
Харасавэйское, ТП _{1—5}	2,22	1	42	57	37,94	1	55	44	16,20	2	53	45	23,63	2	53	45
Уренгойское, БУ ₁₄	10,83	3	37	60	24,67	7	46	47	17,33	11	55	34	18,50	18	41	41
Оренбургское	23,2	10,9	21,5	67,6	16,1	21,2	33,0	45,8	17,7	22,7	23,6	53	12,4	22,7	77,3	—
Шатлыкское	65,8	47,6	16,0	36,4	9,46	17,2	32,2	50,6	15,60	10,9	24,9	64,2	36,59	7,5	14,1	78,4
Канчуринское	23,2	10,1	30,9	14,6	17,3	24,5	58,2	18,0	2,2	19,2	58,8	—	—	—	—	—
Совхозное	25,7	11,3	28,8	59,9	20,2	9,6	27,2	63,2	24,6	8,0	23,1	68,9	11,5	9,5	90,5	—
Марковское	29,3	7,2	22,7	70,1	25,2	11,0	26,2	62,8	27,2	12,1	24,3	63,6	28,8	10,7	20,3	69,0
Бованенковское, ТП ₈	1,92	0,58	45,24	54,18	11,33	1,20	60,76	38,04	21,78	0,63	80,49	18,89	30,49	3,16	82,31	14,5
Харасавэйское, НП ₂	20,31	10	24	66	20,86	17	31	52	12,30	24	16	60	14,15	20	4	76
Уренгойское, БУ _{1—2}	28,88	2	38	60	28,75	7	49	44	12,13	14	40	46	13,56	23	15	62
Усть-Часельское, БТ ₁₆	1,29	0,1	45,9	54	1,71	2	67	31	6,95	0,6	93,4	6,0	35,31	3	96	1

* Конденсат Газлинского месторождения относится к редко встречающемуся типу: метано-нафтеноароматическому. Обозначения: а — ароматические; н — нафтенновые; м — метановые.

фракциях значительно выше, чем в нефтях. В конденсатах также часто в отличие от нефтей содержится большое количество одновременно нафтеновых и ароматических углеводородов. Чем больше метановых углеводородов, тем меньше ароматических, что также отличает их от нефтей.

При всем многообразии группового углеводородного состава конденсатов при рассмотрении состава последних по разрезу многопластовых месторождений, как правило, отмечается определенная направленность их изменения с глубиной залежей. Обычно конденсаты нижних залежей одного и того же месторождения сравнительно с верхними более обогащены ароматическими углеводородами. Конденсаты верхних залежей при этом содержат высокий процент нафтеновых углеводородов.

К примеру рассмотрим изменение углеводородного состава и структурно-хроматографической характеристики конденсата по разрезу многопластового Бованенковского месторождения. Нефракционированные конденсаты О. В. Барташевич (1979 г.) изучались методами инфракрасной спектроскопии (ИК), ядерного магнитного резонанса высокого разрешения (ЯМР) и газожидкостной хроматографии (ГЖХ). Изучено девять залежей в диапазоне глубин 1010—1990 м. Групповой углеводородный состав конденсатов

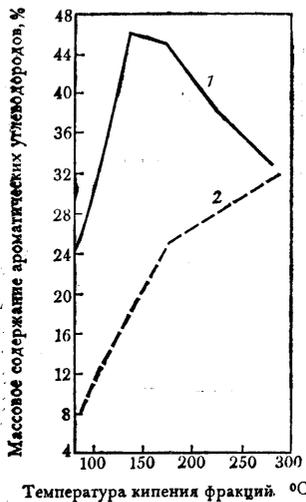


Рис. 1.8. Распределение ароматических углеводородов во фракциях нефтей и конденсатов по разрезу Березанского месторождения и нефти (2) Майкопского месторождения

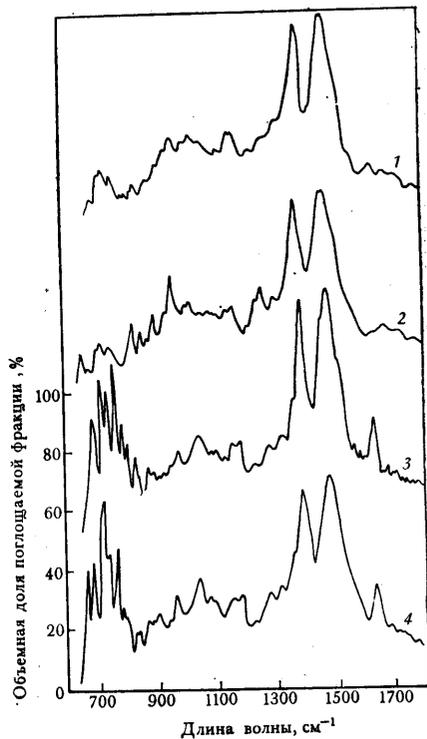


Рис. 1.9. Инфракрасные спектры конденсатов по разрезу Бованенковского месторождения.

Пласты: 1 — ПК₁₀; 2 — ТП₁₁; 3 — ТП₁₂; 4 — ТП₂₀

ТАБЛИЦА 1.12

Месторождение	Массовая доля углеводородов, %			Месторождение	Массовое содержание углеводородов, %		
	ароматических	нафтеновых	метановых		ароматических	нафтеновых	метановых
Татарская АССР				Сурахань, сураханская свита	5	52	43
Ромашкинское	8	30	62	Биби-Эйбат, сураханская свита	10	52	58
Альметьевское	10	30	60				
Мусинское	5	28	67	Украинская ССР			
Башкирская АССР				Гнединцевское	13	37	50
Туймазинское	12	21	67	Машкаревское	5	41	54
Шкаповское	11	20	69	Зачепиловское	4	32	64
Калтасинское	10	30	60	Эмбенский район			
Пермская область				Южно-Искинское	8	28	64
Майкопское	5	32	63	Доссорское	3	67	30
Шумовское	4	37	59				
Улыкское	9	21	70	Западная Сибирь			
Азербайджанская ССР				Правдинское	10	21	69
Кала, сураханская свита	4	66	30	Усть-Балыкское, Б ₁	12	22	66
				Западно-Сургутское, Б ₂₊₃	7	25	68

приведен в табл. 1.13, из которой видно, что для нижних залежей ТП₂₀—ТП₁₂ характерно относительно низкое содержание нафтеновых (19—27%) и ароматических углеводородов (порядка 18%).

ТАБЛИЦА 1.13

Номер скважины	Интервал перфорации, м (пласт)	Массовая доля углеводородов, %			Пластовые	
		ароматических	нафтеновых	метановых	давление, МПа	температура, °С
57	1980—1990 (ТП ₂₀)	14	19	67	21,0	74
56	1900—1905 (ТП ₁₈)	13	22	65	20,7	68
55	1815—1820 (ТП ₁₃₋₁₄)	11	22	67	17,6	56
55	1786—1804 (ТП ₁₂)	13	27	60	17,4	54
56	1551—1556 (ТП ₁₁)	2	48	50	17,1	53
56	1505—1515 (ТП ₉)	2	73	25	15,4	52
55	1519—1524 (ТП ₈)	2	77	21	15,1	50
65	1470—1475 (ТП ₁₋₂)	6	79	15	14,8	49
56	1010—1016 (ПК ₁₀)	5	57	38	10,5	31

Начиная с залежи ТП₁₁ происходят существенные изменения в групповом составе конденсата, а именно: обогащение нафтеновыми (48—79 %) и резкое снижение содержания ароматических углеводородов (2—6 %). Наряду с изменением группового состава конденсатов вверх по разрезу происходят количественные и качественные изменения всех классов углеводородов.

Ароматические углеводороды самых нижних изученных залежей (ТП₂₀ и ТП₁₈) имеют моноциклическое строение — это бензол, толуол и дизамещенные бензола (длина волны на спектрах ИК при 690, 700—800 см⁻¹; рис. 1.9) сигналы от протонов на спектрах ЯМР при 3,0—3,7 и 7,5—7,7 м. д. (рис. 1.10). Нафтеновые углеводороды имеют также моноциклическое строение и обладают преимущественно циклогексановой структурой (полоса поглощения на спектрах ИК при 970 см⁻¹).

Судя по результатам исследований методом газожидкостной хроматографии (табл. 1.14), н-алканы — преобладающий класс соединений в рассматриваемой залежи. Ряд н-алканов представлен углеводородами С₆—С₁₉₋₂₀, в основном соединениями С₇₋₁₁ при максимальном содержании С₈₋₉. Кроме н-алканов при хроматограммах идентифицируются метилциклогексан (МЦГ), бензол и толуол.

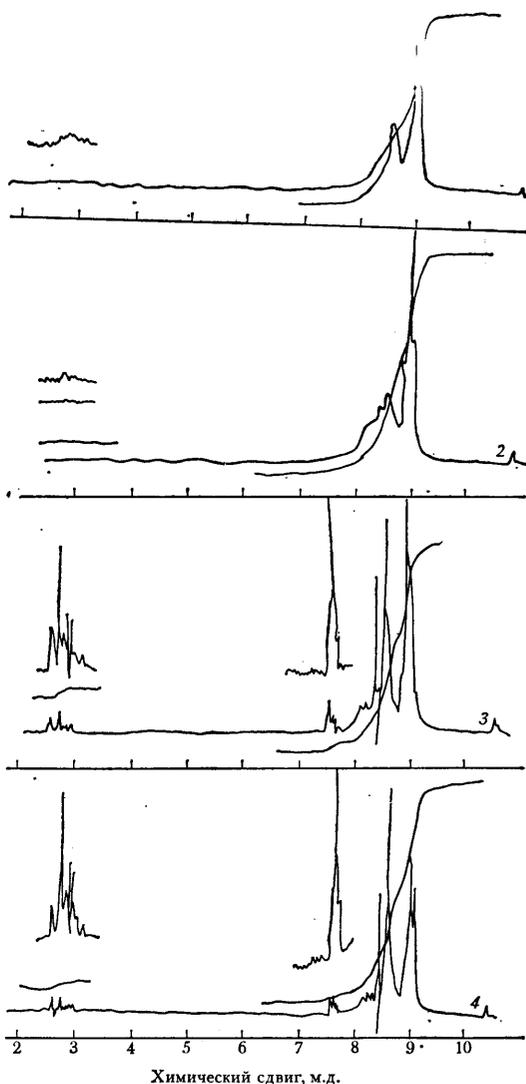


Рис. 1.10. Спектры ядерного магнитного резонанса конденсатов по разрезу Бованенковского месторождения.

Пласты: 1 — ТП₁₀; 2 — ТП₈; 3 — ТП₁₂; 4 — ТП₁₈

ТАБЛИЦА 1.14

Номер скважины	Глубина, м	Пласт	Массовая доля							
			C ₄	C ₅	C ₇	C ₈	C ₉	C ₁₀	C ₁₁	C ₁₂
57	1980—1990	ТП ₂₁	—	1,7	7,5	11,8	11,8	7,5	5,1	3,8
56	1900—1905	ТП ₁₃	—	3,9	7,1	6,7	7,1	4,4	3,8	2,7
55	1815—1820	ТП ₁₃₊₁₄	—	—	—	3,0	17,1	19,0	13,9	10,1
	1786—1804	ТП ₁₂	—	—	2,3	7,3	8,1	7,3	4,7	3,8
	1730—1734	ТП ₁₁	0,4	5,2	2,1	2,4	2,3	2,0	0,6	0,6
	1519—1524	ТП ₈	0,8	—	4,4	1,8	0,1	—	—	—

Конденсаты вышележащих залежей ТП₁₄—ТП₁₀ (глубины 1804—1820 м) характеризуются иным количественным соотношением и структурой углеводородных соединений — возрастает общее содержание нафтеновых углеводородов и усложняется их структура, а в ряду n-алканов исчезают соединения от C₁₅ и выше при максимальном содержании C₆. Начиная с объекта ТП₁₁ до ПК₁₀ (глубины 1010—1560 м) основным углеводородным компонентом конденсатов становятся конденсированные нафтенy (см. рис. 1.9).

Ароматические углеводороды практически исчезают (на спектрах ИК отсутствуют полосы поглощения при длине волны 1610, 690, 700, 770—800 см⁻¹, а на спектрах ЯМР — сигналы в области 3,0—2,7), а n-алканы встречаются в соединениях до C₁₁₋₁₃ при высоком содержании суммы C₅₋₈ (50—70%). На основании сказанного можно констатировать следующее.

Снизу вверх по разрезу закономерно уменьшается содержание ароматических углеводородов. Количественное распределение нафтеновых имеет обратную направленность, т. е. вверх по разрезу содержание их резко возрастает и одновременно усложняется структура последних. Ряд нормальных алканов при этом сокращается с C₂₀ до C₁₁₋₁₃. Изменение углеводородного состава конденсатов по продуктивному разрезу носит плавный характер и строго определенную направленность, в результате чего можно сделать вывод, что установившееся перераспределение конденсатов углеводородного состава обусловлено главным образом влиянием термобарических условий залегания залежей. В относительно жесткой термобарической обстановке (для залежи ТП₂₀ давление 21,0 МПа, температура 75 °С) повышается растворимость ароматических углеводородов. Поэтому в нижних залежах растворились n-алканы значительной протяженности гомологического ряда.

При миграции углеводородов вверх по разрезу, с одной стороны, действует селективная адсорбция (выпадает из системы большая часть ароматических углеводородов и высокомолекулярных n-алканов с одновременным обогащением соединениями C₅₋₈), а с другой, изменяется термобарический режим залежей (для залежи ПК₁₀ давление 13,7 МПа, температура 33 °С). Сово-

н-алканов, %								ΣC_{9-20}	$\frac{\Sigma C_{5-8}}{\Sigma C_{5-20}} \times 100$	$\frac{\Sigma C_{5-16}}{\Sigma C_{5-20}} \times 100$
C ₁₃	C ₁₄	C ₁₅	C ₁₆	C ₁₇	C ₁₈	C ₁₉	C ₂₀			
2,2	1,9	1,1	0,7	0,6	0,6	0,4	0,1	57,1	36,8	96,9
1,4	1,0	0,6	0,2	0,6	0,1	—	—	39,2	45,4	98,3
4,8	2,5	0,8	0,5	0,2	0,1	—	—	71,2	4,3	100,0
1,6	0,7	0,5	0,2	0,1	—	—	—	36,5	26,3	100,0
0,1	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	7,0	—	100,0

купность указанных факторов привела к формированию залежей, в которых конденсаты обладают нефтяным составом.

Отмеченная закономерность в изменении группового углеводородного состава, как правило, характерна для многопластовых месторождений отдельных нефтегазоносных провинций (Западно-Сибирская, Днепровско-Донецкая впадина, Туркменская ССР, Краснодарский край и др.). При рассмотрении конденсатов этого состава залежей различных районов по глубине нахождения их

ТАБЛИЦА 1.15

Месторождение, пласт	Глубина, м	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
Майкопское	2810	33	26	41
Березанское	2675	37	27	36
Усть-Лабинское	3380	48	19	33
Митрофановское	3700	46	21	36
Канчуриное	1800	7	13	80
Совхозное	1700	11	14	75
Русский Хутор северный, IX	3200	10	24	66
Марковское	2500	6	12	82
Вуктыльское	3000	12	18	70
Оренбургское	1750	10	20	70
Уртабулакское *	1875	48	13	39
Кульбешкакское *	1500	63	10	27
Дарвазинское, Сг	770	1	87	12
Восточно-Рыбушанское	1300	1	29	70
Горючкинское	1830	1	27	72
Бованенковское, ТП ₃	1520	2	77	21

* По Старобинцу.

такая закономерность не была отмечена (табл. 1.15). Например, в конденсате Майкопского месторождения (Краснодарский край) на глубине 2810 м ароматических углеводородов содержится 33%, в конденсате же месторождения Кульбешкак (Узбекская

ССР) на глубине 1500 м — 63 %, т. е. отмеченная направленность изменения углеводородного состава конденсатов с глубиной не подтверждается. Видимо, влияние глубины залегания залежи (пластового давления) не предопределяет в общем случае групповой углеводородный состав конденсата, что контролируется температурным градиентом газоносного района и условиями формирования залежей (присутствие источника и состава поступающих жидких углеводородов). В самом деле, отмечается повышенное содержание ароматических углеводородов в районах с повышенным температурным градиентом (Краснодарский край — 4,6, Узбекская ССР — 5,6, Туркменская ССР — 4,0). Для районов, где температурные градиенты находятся в пределах 1,6—2,5 (Оренбургская обл., Коми АССР, Тюменская обл.), встречены конденсаты с относительно невысоким содержанием ароматических углеводородов (до 10—12 %).

ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ УГЛЕВОДОРОДНЫЙ СОСТАВ

Если известен углеводородный состав конденсата, можно рассчитать фазовые равновесия пластовых газоконденсатных систем. Имеющиеся программы ЭВМ рассчитаны на то, что имеются данные о компонентных составах до $C_{10}H_{22}$ включительно. В последние годы характеристики углеводородного состава бензиновых фракций конденсатов изучают А. А. Бобылева, М. Г. Гуревич, Н. М. Белопольская и др.

Типовые индивидуальные углеводородные составы конденсатов основных газоносных районов приведены в табл. I.16, из которой видно, что составы конденсатов Вуктыльского, Уренгойского и Оренбургского месторождений близки и что в них преобладают метановые углеводороды. Для конденсатов месторождений Средней Азии типичен состав с повышенным содержанием ароматических углеводородов.

Рассмотрим подробно особенность состава конденсата на примере Вуктыльского месторождения. Так, среди углеводородов с пятью атомами углерода в молекуле содержание метановых составляет 98,7 %, нафтеновых — 1,3 %. Среди углеводородов с шестью атомами углерода в молекуле метановых — 67,1 %, нафтеновых — 29,3 %, ароматических — 3,5 %. С семью атомами углерода в молекуле соответственно 53,1 %; 29,3 %; 17,0 % и с восемью — 59,7 %; 17,7 %; 22,4 %. Всего же во фракции, кипящей до 130 °С, содержание метановых углеводородов составляет 72,4 %, нафтеновых — 21,0 %, ароматических — 6,6 %.

Среди метановых углеводородов — от пентанов и до октанов включительно, более половины (55,6 %) имеют нормальное строение; несколько более трети (36,1 %) имеют одну метильную группу в боковом положении, много меньше метановых углеводородов с атомами углерода в боковом положении — всего около 6 %. Только ничтожное количество углеводородов имеют три атома углерода в боковом положении (0,4 %) и совершенно отсутствуют с четырьмя.

ТАБЛИЦА I.16

Углеводороды	Месторождение				
	Вуктыль- ское	Кирпич- линское	Оренбург- ское	Уртубу- лак	Урен- гойское
Метановые					
2-Метилбутан	4,36	0,62	4,26	0,01	0,314
н-Гексан	3,45	0,57	8,60	0,39	0,510
2-Метилпентан	1,32	0,03	5,26	0,11	0,314
3-Метилпентан	0,85	0,22	3,41	0,08	0,005
2,2-Диметилбутан	0,22	0,04	0,24	0,01	0,010
2,3-Диметилбутан	0,20	0,01	0,56	0,02	0,020
н-Гептан	4,21	0,89	7,90	1,29	0,081
2-Метилгексан	1,36	0,34	2,74	0,36	0,228
3-Метилгексан	1,30	0,32	3,27	0,59	0,231
2,2-Диметилпентан	0,12	0,03	0,28	0,04	0,010
2,3-Диметилпентан	0,32	0,02	0,98	—	0,005
2,4-Диметилпентан	0,17	0,14	0,19	0,05	0,071
3,3-Диметилпентан	0,07	0,02	0,15	0,03	0,005
2,2,3-Триметилпентан	0,03	0,01	0,05	—	—
н-Октан	3,14	0,76	4,41	0,88	0,572
2-Метилгептан	1,25	0,19	2,11	0,73	0,226
4-Метилгептан	0,39	0,04	0,54	—	0,271
3,4-Диметилгексан	0,06	0,01	0,10	0,29	0,015
3-Метилгептан	1,00	0,18	1,19	0,64	0,005
3-Этилгексан	0,04	0,01	0,02	—	0,175
Циклогексановые					
Циклогексан	0,95	1,33	2,93	—	0,522
Метилциклогексан	3,24	3,88	3,85	—	1,869
1,2-Диметилциклогексан (транс)	0,27	0,12	0,28	—	0,511
1,2-Диметилциклогексан (цис)	—	0,03	1,01	—	0,155
1,3-Диметилциклогексан (транс)	0,10	0,39	0,29	—	—
1,3-Диметилциклогексан (цис)	0,84	0,07	—	—	0,007
1,4-Диметилциклогексан (транс)	—	0,03	—	—	—
1,4-Диметилциклогексан (цис)	0,11	—	—	—	—
Ароматические					
Бензол	0,31	3,71	1,58	—	0,051
Толуол	2,55	5,68	2,41	—	0,0531
Этилбензол	0,42	1,18	0,72	—	0,074
н-Ксилол	0,51	0,66	0,31	—	0,096
м-Ксилол	1,07	2,75	0,89	—	0,301
Ксилол	0,50	2,16	0,50	—	0,105
Изопропилбензол	0,06	—	—	—	—
н-Пропилбензол	0,11	—	—	—	—
1-Метил, 4-этилбензол	0,12	—	—	—	—
1-Метил, 3-этилбензол	0,26	—	—	—	—
1,3,5-Триметилбензол	0,20	—	—	—	—
1,2,4-Триметилбензол	0,44	—	—	—	—

Углеводороды	Месторождение				
	Вуктыльское	Кирпичлинское	Оренбургское	Уртубулак	Уренгойское
1,2,3-Триметилбензол	0,12	—	—	—	—
Изобутилбензол	0,06	—	—	—	—
Вторичный бутилбензол	0,26	—	—	—	—
n-Бутилбензол	0,06	—	—	—	—
1,3-Диэтилбензол	0,05	—	—	—	—
1,2-Диэтилбензол	0,01	—	—	—	—
1-Метил, 4-изопропилбензол	0,06	—	—	—	—
2,2-Диметилгексан	0,06	0,02	0,08	—	0,006
2,3-Диметилгексан	0,16	0,02	0,31	—	0,048
2,4-Диметилгексан	0,20	0,05	0,31	—	0,033
2,5-Диметилгексан	0,18	0,08	0,35	—	—
3,3-Диметилгексан	0,08	0,01	0,36	—	0,012
2,2,3-Триметилпентан	0,01	—	0,04	—	0,005
2,3,4-Триметилпентан	0,01	—	0,05	—	—
Циклопентановые					
Циклопентан	0,14	0,01	0,21	—	0,017
Метилциклопентан	0,69	1,26	1,96	—	0,441
1,1-Диметилциклопентан	0,15	0,04	0,47	—	0,073
1,2-Диметилциклопентан (транс)	0,29	0,19	1,11	—	0,138
1,3-Диметилциклопентан (транс)	0,16	0,09	0,54	—	0,077
1,3-Диметилциклопентан (цис)	0,17	0,08	0,54	—	
Этилциклопентановые					
1,2,4-Триметилциклопентан (транс)	0,11	0,03	0,49	—	0,012
1,2,3-Триметилциклопентан (транс, транс)	0,09	0,03	0,56	—	—
1,2,4-Триметилциклопентан (цис, транс)	0,03	0,01	0,03	—	0,012
1,2,3-Триметилциклопентан (транс, цис)	0,03	0,01	0,06	—	—

Во фракции, кипящей до 130 °С, содержание каждого из существующих метановых углеводородов нормального строения составляет в среднем 15%, каждого из существующих метановых углеводородов с одним атомом углерода в боковом положении — 4,5%, с двумя атомами — около 0,4%, с тремя атомами — около 0,06%. Следовательно, чем больше разветвленность метанового углеводорода, тем содержание его меньше.

При одинаковом числе атомов углерода в боковом положении особенно незначительно содержание тех метановых углеводородов, в которых содержится этильная группа. Так, если содержание углеводородов с двумя метильными боковыми группами составляет в среднем 0,48%, то с одной этильной группой — лишь 0,12%,

т. е. в четыре раза меньше. Углеводороды с тремя атомами углерода в боковом положении, в которых имеется этильная боковая цепь, видимо, вообще отсутствуют. Это указывает на то, что метановым углеводородам конденсата Вуктыльского месторождения не свойственны длинные боковые цепи.

Среди нафтеновых углеводородов заметно превалируют шестичленные над пятичленными. Соответственно среди кипящих до 130°C — 16,7% и 5,9%. Среди циклических углеводородов особенно высоко содержание второго члена гомологического ряда, т. е. среди шестичленных нафтеновых углеводородов содержание метилциклогексана составляет 35,9% (считая на нафтеновые углеводороды, кипящие до температуры 130°C); среди циклопентанов метилциклопентана — 7,8% (на ту же фракцию); среди ароматических толуола — 25%, считая на ароматические углеводороды, кипящие до 130°C .

В значительно меньших количествах содержатся первые члены гомологического ряда, особенно циклопентана (1,5%); бензола меньше, чем толуола (4,1%); циклогексана хотя и ниже, чем метилциклогексана, но значительно (21,6%).

Ароматические углеводороды имеют перед нафтеновыми и метановыми с точки зрения их выделения в чистом виде то большое преимущество, что они могут быть четко от последних отделены с помощью простой перегонки. Это приводит к тому, что даже при относительно небольшом содержании в конденсате их можно сконцентрировать и, следовательно, получить отдельные компоненты в чистом виде путем лишь несложных операций (например, бензол, толуол). И. С. Старобинцем на основе многочисленных данных выявлены следующие особенности индивидуальных составов конденсатов по сравнению с нефтями.

Среди ароматических углеводородов наблюдается, как правило, убывание концентрации в ряду, как и для нефтей: сумма ксиолов больше толуола и больше бензола. В то же время в отличие от нефтей, в конденсатах метанового типа с увеличением отношения метановых углеводородов к нафтеновым, относительно возрастает содержание парафиновых углеводородов изомерного соединения.

ИНДИВИДУАЛЬНЫЕ НОРМАЛЬНЫЕ АЛКАНЫ

Исследование *n*-алканов, выделенных из конденсатов газоконденсатных месторождений, показало, что в последних содержание этих компонентов может составлять до $\text{C}_{33}\text{H}_{68}$ (табл. 1.17). А в большинстве конденсатов содержатся *n*-алканы с атомом углерода в молекуле C_{22} — C_{25} . Таким образом, за редким исключением, в конденсатах всегда присутствуют твердые парафины (C_{17+}). Чем выше пластовое давление, тем более высокомолекулярный *n*-алкан содержится в конденсате, выделенном из газа газоконденсатной залежи. Во многих случаях невозможно исследовать причину изменения конденсатогазового фактора (нарушение

ТАБЛИЦА 1.17

Месторождение, пласт	$P_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, °C	Массовая доля						
			C_5	C_6	C_7	C_8	C_9-C_{10}	C_{17}	C_{18}
Оренбургское	20,6	30	0,14	0,22	2,73	4,77	7,69	0,37	0,23
Вуктыльское	37,0	60	2,01	2,20	1,05	0,92	6,40	0,98	0,82
Шатлыкское	36,5	137	0,02	0,22	0,56	0,82	14,63	3,16	2,48
Кирпичинское	32,5	110	0,16	1,87	2,43	1,65	5,43	0,11	0,09
Наипское, III	19,3	86	0,05	0,56	0,68	1,57	6,50	0,07	0,03
Уренгойское, БУ ₁₄	29,6	86	1,0	0,9	0,9	2,7	31,3	5,2	4,7
БУ ₁₋₂	25,4	76	1,0	1,2	4,2	8,1	23,1	0,7	0,3
Бованенковское, ТП ₂₀	21,0	74	—	1,7	7,5	11,8	34,2	0,6	0,4
ТП ₈	15,1	50	0,8	4,4	1,8	0,1	—	—	—
Геофизическое	40,0	109	5,27	1,05	1,86	2,39	12,5	1,49	1,37
Усть-Часельское, БТ ₁₈	—	—	—	—	3,24	6,06	25,0	1,40	0,65
Усть-Часельское, БТ ₁₀	—	—	—	—	—	1,63	3,18	—	—

технологического режима, пластовые потери конденсата и др.). Известно, что в первую очередь в пласте конденсируются самые высокомолекулярные углеводороды. Поэтому изучение ряда твердых парафинов при более низком пластовом давлении по сравнению с начальным позволяет установить факт пластовых потерь конденсата, подтвердить или опровергнуть недонасыщенность пластовой газоконденсатной системы. В табл. 1.18 приведены ряды твердых парафинов (в %) в начале разработки месторождений и при текущих пластовых давлениях. Видно, что ряды твердых парафинов заметно сократились в результате ретроград-

ТАБЛИЦА 1.18

Твердые парафины	Месторождение							
	Шатлыкское		Вуктыльское		Наипское		Оренбургское	
	$P_{нач}$, 36,5 МПа	$P_{тек}$, 20,0 МПа	$P_{нач}$, 37,6 МПа	$P_{тек}$, 17,0 МПа	$P_{нач}$, 15,3 МПа	$P_{тек}$, 20,6 МПа	$P_{нач}$, 20,6 МПа	$P_{тек}$, 15,9 МПа
C_{17}	3,21	3,16	0,14	0,10	0,07	0,03	0,37	0,01
C_{18}	2,52	2,48	0,12	0,09	0,03	0,01	0,23	—
C_{19}	1,85	1,90	0,10	0,08	0,02	—	0,17	—
C_{20}	1,59	1,55	0,08	0,07	0,01	—	0,13	—
C_{21}	1,17	1,13	0,07	0,02	0,01	—	0,08	—
C_{22}	0,75	0,83	0,06	0,01	0,01	—	0,01	—
C_{23}	0,60	0,56	0,05	—	—	—	—	—
C_{24}	0,35	0,33	0,03	—	—	—	—	—
C_{25}	0,24	0,21	0,01	—	—	—	—	—
C_{26}	0,08	0,08	—	—	—	—	—	—
C_{27}	0,02	0,03	—	—	—	—	—	—

нормальных алканов, %

C ₁₉	C ₂₀	C ₂₁	C ₂₂	C ₂₃	C ₂₄	C ₂₅	C ₂₆	C ₂₇	C ₂₈	C ₂₉	C ₃₀
0,17	0,13	0,08	—	—	—	—	—	—	—	—	—
0,71	0,60	0,50	0,39	0,31	0,23	0,15	0,08	0,03	—	—	—
1,90	1,55	1,13	0,83	0,56	0,33	0,21	0,08	0,03	—	—	—
0,09	0,08	0,09	0,08	0,06	0,03	0,02	0,015	—	—	—	—
0,02	0,01	0,01	0,01	—	—	—	—	—	—	—	—
4,5	4,7	4,5	5,0	4,7	3,9	2,7	1,9	1,6	1,0	0,6	0,1
0,2	0,1	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
0,6	0,1	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1,16	1,12	0,99	0,99	0,81	0,72	0,46	0,46	0,35	0,28	0,22	0,1
0,43	0,30	0,16	0,10	—	—	—	—	—	—	—	—

ной конденсации. Так, в начальный период разработки Вуктыльского месторождения при пластовом давлении 37,0 МПа в ряду твердых парафинов присутствовали n-алканы с числом атомов в молекуле углеводорода C₂₇H₅₆; при пластовом давлении 26,8 МПа этот углеводород уже отсутствует (с точностью до 0,01 % по массе), а при давлении 15,0 МПа отсутствуют уже несколько наиболее высокомолекулярных n-алканов, а концентрация других уменьшилась в два раза и более. При изучении данных по Шатлыкскому месторождению видим, что ряд n-алканов остался прежним, хотя пластовое давление снизилось более чем в два раза по сравнению с начальным. Этим подтверждается (как было определено в начале разработки) полная недонасыщенность (перегретость) залежи, обусловившая отсутствие пластовых потерь конденсата и постоянства его потенциального содержания в пластовом газе на протяжении всего периода разработки месторождения.

Изучение ряда n-алканов, содержащихся в конденсате, позволит также установить характер поступающей из скважины продукции при газоконденсатных исследованиях и избежать больших ошибок в определении потенциального содержания конденсата и его коэффициента конденсатоотдачи. Так, присутствие в газоконденсатной смеси примеси нефти заметно изменяет характер ряда твердых парафинов. Кроме того, возникают трудности лишь по промысловым исследованиям различить легкую нефть от газоконденсатной смеси с большим содержанием высококипящих углеводородов. В табл. I.19 показан характер изменения рядов n-алканов, извлеченных из конденсата и нефтяной оторочки [15].

ТАБЛИЦА 1.19

Нормальный парафин	Месторождение, горизонт		Нормальный парафин	Месторождение, горизонт	
	Уртабулакское, XV	Каракумское, XV		Уртабулакское, XV	Каракумское, XV
C ₁₁	0,27/—	0,86/—	C ₂₀	0,51/0,40	—/0,96
C ₁₂	1,19/—	2,55/—	C ₂₁	0,20/0,34	—/0,68
C ₁₃	1,80/0,01	2,16/0,08	C ₂₂	0,01/0,30	—/0,47
C ₁₄	1,77/0,83	1,78/0,68	C ₂₃	—/0,27	—/0,43
C ₁₅	1,56/1,16	0,49/0,99	C ₂₄	—/0,26	—/0,36
C ₁₆	1,5/1,13	0,14/1,23	C ₂₅	—/0,16	—/0,24
C ₁₇	1,40/0,94	0,04/1,13	C ₂₆	—/0,01	—/0,12
C ₁₈	1,20/0,78	0,01/0,06	C ₂₇	—/Следы	—/0,05
C ₁₉	0,80/0,61	—/1,00			

Примечание. В числителе — конденсат, в знаменателе — нефть.

Рассмотрение рядов n-парафинов, содержащихся в конденсате и нефти, показывает их существенное различие.

В нефтях даже при относительно низких пластовых давлениях содержание твердых парафинов в два раза и более превышает их содержание в конденсатах, полученных из газа при пластовом давлении, в два раза превышающем давление в нефтяных залежах (табл. I.20). Кроме того, наблюдается сдвиг максимума в ряду n-парафинов в нефтях по сравнению с конденсатами. Так, если в конденсатах максимум приходится на n-алканы с числом атомов углеводородов в молекуле на C₇—C₉, то в нефтях максимум приходится на нормальные алканы C₁₂—C₁₇.

СОДЕРЖАНИЕ СЕРЫ

Из табл. I.21 видно, что содержание серы в конденсатах колеблется в широких пределах. Так, например, в конденсатах месторождений Краснодарского края, Украинской ССР и Тюменской области содержится весьма малое количество серы (0,01—0,07 %).

Повышенным содержанием сернистых соединений характеризуются конденсаты ряда месторождений Средней Азии. Так, массовая доля серы в конденсатах Джаркакского и Адамташского месторождений составляет 0,05—0,09 %. Высоким содержанием серы отличаются конденсаты месторождений: Оренбургское, Уртабулакское, Саман-Тепенское (0,5—1,13 %). Особенно велико содержание серы в конденсате Астраханского месторождения.

Распределение серы во фракциях конденсата Оренбургского месторождения показано на рис. I.11, откуда видно, что значительное количество этого компонента находится во фракциях, кипящих выше 250 °С. Интересно рассмотреть распределение сернистых соединений в стабильном конденсате, полученном из газа Оренбургского месторождения. Вне зависимости от наличия сероводорода в газе, полученном из различных частей Оренбургской

ТАБЛИЦА 1.20

Месторождение	Глубина, м	Твердые парафины, массовая доля на фракцию, %												
		C ₁₇	C ₁₈	C ₁₉	C ₂₀	C ₂₁	C ₂₂	C ₂₃	C ₂₄	C ₂₅	C ₂₆	C ₂₇	C ₂₈	C ₂₉
Аташкя (нефть)	980	5,8	5,7	5,8	6,8	6,1	4,5	4,7	4,8	5,3	6,2	7,2	6,1	8,0
Наипское (конденсат)	1900		0,21	0,09	0,06	0,03	0,03	0,03						

ТАБЛИЦА 1.21

Месторождение, горизонт (пласт)	Массовая доля серы, %	Месторождение, горизонт (пласт)	Массовая доля серы, %	Месторождение, горизонт (пласт)	Массовая доля серы, %
Краснодарский край		Узбекская ССР		Коми АССР	
Майкопское	0,01	Газлинское, XII	0,01	Вуктыльское	0,02
Ленинградское	0,01	Учкырское, XIV	0,02	Тюменская обл.	
Старо-Минское	0,01	Учкырское, XV	0,22	Уренгойское, БУ ₁₄	0,02
Некрасовское	0,01	Южный Мубарек, XIII	0,02	Уренгойское, БУ ₁₀₋₁₁	0,01
		Северный Мубарек, XVII	0,14	Уренгойское, БУ ₈	0,03
Украинская ССР		Уртабулакское, XV	0,80	Харасавэйское, ТП ₁₋₅	0,02
		Адамташское, XV	0,05	Ямбургское, БУ ₉	0,02
Щебелинское	0,04	Джаркакское, XII	0,09	Заполярье, БТ ₃₋₄	0,02
Глебовское	Отс.	Кандымское	0,10	Варьёганское, юра	0,05
Рудковское	0,08	Аккумское	0,03	Геофизическое	0,07
Битковское	0,02	Денгизкульское, XV	0,72	Туркменская ССР	
Кегричёвское	0,02			Шатлыкское	0,02
Рыбальское	0,05	Оренбургская обл.		Наипское	Отс.
Тимофеевское	0,05			Кирпичлинское	0,02
Гадячское, В-18	0,04	Оренбургское	1,13	Камышлджа	0,16
Краснознаменское, К-27	0,03	Совхозное	0,41	Башкирская АССР	
Юрьевское	0,04			Канчуринское	0,29
				Астраханская обл.	
				Астраханское	1,43

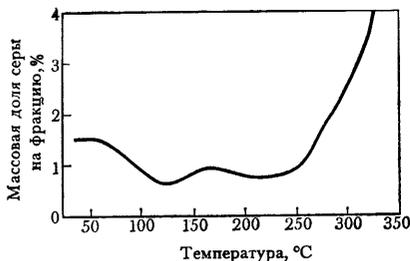


Рис. 1.11. Распределение серы во фракциях конденсата Оренбургского месторождения

структуры (от 1,3 до 4,6%), стабильные конденсаты содержат одно и то же количество серы 1,13% (в виде сероорганических соединений).

В стабильном конденсате сера содержится в следующем виде.

Вид	Меркаптановый	Дисульфидный	Сульфидный	Тиофановый, тиофеновый
Массовая доля, % . .	0,64	0,10	0,12	0,26

Содержание по фракциям общего количества серы и отдельно активной и неактивной приведено в табл. 1.22.

ПЛОТНОСТЬ, МОЛЕКУЛЯРНАЯ МАССА, ПОКАЗАТЕЛЬ ПРЕЛОМЛЕНИЯ

В табл. 1.23 приведена характеристика газовых конденсатов некоторых месторождений, а также месторождений, конденсаты которых обладают указанными параметрами, значительно отличающимися от средних.

ТАБЛИЦА 1.23

Месторождение, горизонт (пласт)	Плотность, г/см ³	Молекулярная масса	Показатель преломления	Месторождение, горизонт (пласт)	Плотность, г/см ³	Молекулярная масса	Показатель преломления
Оренбургское	0,6966	98	1,4020	Майкопское	0,8130	123	1,4520
Вуктыльское	0,7283	114	1,4135	Совхозное	0,6820	97	1,3897
Шалыкское	0,7654	150	1,4397	Ходжа-Гугердаг	0,8237	150	1,4600
Уренгойское, БУ ₁₄	0,7365	98	1,4215	Русский Хутор, юра	0,7743	152	1,4338
Заполярье, БТ ₁₀	0,7445	105	1,4270	Тимофеевское, Т ₁	0,7878	135	1,4508
Ямбургское	0,7700	114	1,4408	Гадячское, В-18	0,7875	141	1,4433
Харасавэйское, ТП ₁₋₅	0,7746	121	1,4205	Артюховское, В-20	0,7931	140	1,4485
Геофизическое	0,7768	115	1,4359	Котелевское	0,8079	160	1,4580
Самотлорское	0,6950	82	1,3950	Уренгойское, БУ ₈	0,7484	100	1,4215
Канчуринское	0,6772	90	1,3905	Арктическое	0,7232	97	1,4050
Некрасовское	0,7917	132	1,4250	Варьганское, БВ ₁₀	0,6998	90	1,4002
Усть-Лабинское	0,8261	134	1,4562	Заполярье, БТ ₃₋₄	0,7310	100	1,4160

По плотности и молекулярной массе при расчетах определяют состав пластового газа и потенциальное содержание конденсата, фазовые превращения пластового газа в установках УКПГ и т. д. Из табл. 1.23 видно, что плотность исследованных конденсатов изменяется в пределах 0,6770—0,8270, молекулярная масса — 92—160, показатель преломления — 1,3905—1,4600.

Все рассмотренные показатели находятся в прямой зависимости от группового углеводородного и фракционного составов конденсата. Например, плотности конденсатов, в которых велико содержание ароматических углеводородов (Майкопское, Усть-Лабинское, Гугертагское месторождения) значительно выше (более 0,8000), чем конденсатов, состоящих в основном из парафиновых углеводородов (Оренбургское месторождение).

ВЯЗКОСТЬ

Кинематическая вязкость стабильных конденсатов зависит от фракционных составов конденсатов. Чем тяжелее фракционный состав конденсата и чем меньше в нем содержится легких фракций, тем выше вязкость конденсата. Наименьшей вязкостью характеризуется конденсат Оренбургского месторождения (0,59), наибольшей — конденсаты Шатлыкского и Сакарского месторождений, содержащие сравнительно небольшое количество легких фракций (более $2 \cdot 10^{-4}$ м²/с), — см. табл. 1.24.

ТАБЛИЦА 1.24

Месторождение, горизонт (пласт)	Вязкость, 10^{-4} м ² /с	Месторождение, горизонт (пласт)	Вязкость, 10^{-4} м ² /с
Оренбургское	0,59	Русский Хутор северный, юра	2,0
Газлинское	0,92	Шатлыкское	0,93
Кегичевское	0,84	Сакарское	1,03
Рыбальское	0,82	Кирпичлинское	1,35
Старо-Минское	0,69	Уренгойское, БУ ₁₀₋₁₁	1,05
Майкопское	1,17	Уренгойское, БУ ₁₄	0,96
Вуктыльское	0,78	Харасавэйское	1,3
Мастахское	1,10	Геофизическое	1,93
Новотроицкое	1,05	Заполярье	0,95
Гадяцкое, В-17	1,58	Тимофеевское, Т1	1,36

ТЕМПЕРАТУРА КРИСТАЛЛИЗАЦИИ И ЗАСТЫВАНИЯ, СОДЕРЖАНИЕ ПАРАФИНОВ

Температуры кристаллизации и застывания определяются по ГОСТ 20287—74. Эти параметры зависят от количества парафинов, содержащихся в конденсатах. Чем больше содержание парафинов, тем при более высокой температуре кристаллизуется и застывает конденсат. Из данных табл. 1.25 видно, что например, конденсат, в котором парафины отсутствуют (Оренбургское

месторождение), имеет очень низкую температуру кристаллизации и застывания (ниже -60°C). Конденсат Вуктыльского месторождения, массовая доля парафинов в котором составляет 0,5%, имеет температуры кристаллизации и застывания соответственно -1°C и -39°C .

ТАБЛИЦА 1.25

Месторождение, горизонт (пласт)	Температура, $^{\circ}\text{C}$		Массовая доля парафина, %
	кристаллизации	застывания	
Оренбургское	Ниже -60	Ниже -60	Отсутствует
Геофизическое	$+3$	-2	3,45
Харасавэйское, ТП ₁₅₋₁₆	-12	-15	0,9
Средневилюйское	-50	Ниже -60	Менее 0,01
Вуктыльское	-1	-39	0,5
Газлинское	Ниже -60	Ниже -60	Отсутствует
Уренгойское, БУ ₁₀₋₁₁	-29	-67	0,014
Уренгойское, БУ ₁₄	-18	-54	0,015
Кирпичлинское	-10	-30	1,0
Новотроицкое	-20	-45	0,25
Русский Хутор северный, юра	$+11$	$+4$	8,7
Шатлыкское	-2	-10	2,6
Мастяхское, пермь	-5	-15	1,2
Гадячское, В-17	$+6$	-5	2,6
Сакарское	-12	-21	1,1
Артюховское, В-20	-2	-14	2,0
Даулетабадское	$+15$	$+6$	6,5

Большое содержание парафина (8,7%) установлено в конденсате месторождения Русский Хутор северный в юрской залежи. Этот конденсат застывает уже при температуре $+4^{\circ}\text{C}$.

Интересно отметить, что твердые парафины не содержатся в конденсатах газоконденсатных залежей, имеющих пластовое давление 20,0 МПа и ниже. При более высоких пластовых давлениях, как правило, в конденсатах газоконденсатных залежей содержится больше твердых парафинов.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТИПА ЗАЛЕЖИ

Накопленный большой фактический материал по составу и свойствам газовых конденсатов, определяемых стандартными методами и методами детального анализа, а также выявленные особенности конденсатов позволяют с достаточной уверенностью дать критерии оценки типа вновь открываемых залежей (нефть—конденсат).

При исследовании продукции скважин таких залежей наблюдалась схожесть их фазового поведения и идентичность некоторых физико-химических свойств (плотность, усадка, цвет и т. д.). Для подобных залежей характерно высокое содержание в поступающей из скважины углеводородной смеси жидкой фазы (более

1000 см³/м³). Указанные обстоятельства вызывают затруднения в определении типа залежи.

В работе [3] было показано, что не могут являться критериями такие параметры, как плотность жидкой фазы, отношение $iC_4/n=C_4$, газовый фактор при его значениях ниже 300 м³/м³ и выше 600 м³/м³. Так, например, встречены газоконденсатные залежи с высокими пластовыми давлениями (>80,0 МПа), плотность конденсатов которых составляет 0,8630 г/см³, т. е. с такой же плотностью, какую имеют и многие нефти. Отношение $iC_4/n=C_4$ может быть одинаковым как для газовых конденсатов, так и для нефтей (табл. I.26).

ТАБЛИЦА I.26

Основные показатели пластовых углеводородных систем	Артюхов- ское, В-19а	Анас- тасьевское, В-19	Русский Хутор северный, юра 2	Хедли, США	Харьков- цевское, В-18	Залежь А
	Тип залежи					
	газо- конденсат- ная	нефтяная	газо- конденсат- ная	газо- конденсат- ная	нефтяная	нефтяная
Пластовые:						
давление, МПа	45,2	48,7	35,0	37,8	53,1	35,0
температура, °С	113	120	136	130	122	121
Газовый фактор, м ³ /м ³	760	730	1200	945	720	565
Молярные доли ком- понента, %						
СН ₄	59,2	60,4	67,8	59,4	59,6	54,0
С ₂ Н ₆	12,3	11,5	11,6	13,8	11,0	10,2
С ₃ Н ₈	8,8	6,8	3,2	7,6	8,2	9,1
С ₄ Н ₁₀	3,2	2,7	1,6	4,1	2,8	5,1
С ₅ Н ₁₂₊	13,1	13,6	9,7	14,2	14,9	18,6
N ₂	1,7	3,0	3,3	—	0,6	0,9
СО ₂	1,7	2,9	2,8	0,9	2,9	2,1
Плотность С ₅ Н ₁₂₊ , г/см ³	0,7988	0,8010	0,7740	0,7710	0,7860	0,8000
Критическая темпера- тура пластовой систе- мы, °С	108	140	61	102	132	136
Отношение $iC_4/n=C_4$	0,38	0,41	0,64	0,24	0,50	0,66

В табл. I.26 приведены также расчетные критические температуры пластовых углеводородных систем. Этот показатель может служить критерием оценки типа залежи. Если критическая температура ниже пластовой — залежь газоконденсатная, если выше — нефтяная. Однако следует учитывать, что точность определения критической температуры невысокая и погрешность может составлять 10%. Поэтому при близких значениях критической и пластовой температур одного этого критерия недостаточно.

Исследования последних лет залежей легкой нефти с высоким газосодержанием (600—800 м³/м³) и газоконденсатных залежей с высоким содержанием высококипящих углеводородов (700—900 м³/м³), например залежи Артюховского, Анастасьевского и

Харьковцевского месторождений, показали, что соотношения между количествами газа и жидкости не являются определяющими показателями в формировании типа залежи. При данной пластовой температуре и одном и том же соотношении количества газа и жидкости залежь может быть и нефтяной, и газоконденсатной в зависимости от свойств тяжелых компонентов. Примером могут служить залежи В-19 Анастасьевского и Артюховского месторождений, в которых соотношения газовых и жидких углеводородов примерно равны ($\sim 750 \text{ м}^3/\text{м}^3$). Но в залежи Анастасьевского месторождения углеводородная жидкость в своем составе содержит углеводороды, в молекуле которых число атомов углерода достигает 34, а в залежи Артюховского месторождения — 26. Это обусловило существование в первом случае нефтяной залежи (несмотря на более высокую пластовую температуру), а во втором — газоконденсатной.

Исследования составов нефтяных газов и газов газоконденсатных месторождений показали существенное различие между ними. Характерная особенность газоконденсатных газов — увеличение концентрации от этана к пропану, тогда как в нефтяных газах указанная закономерность отсутствует: содержание этана всегда меньше содержания пропана (табл. I.27).

ТАБЛИЦА I.27

Месторождение	Молярная доля, %							
	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅₊	CO ₂	N ₂	C ₂ /C ₃
Ромашкинское	36,3	19,8	24,0	18,2	—	—	1,7	0,83
Туймазинское	37,1	20,5	25,1	16,1	—	—	1,2	0,82
Мамонтовское	66,47	7,92	14,66	7,79	3,03	0,53	2,62	0,64
Усть-Балыкское	66,37	7,62	12,90	6,59	2,41	0,78	3,32	0,59
Западно-Сургутское	83,96	3,33	5,27	4,41	2,49	0,54	—	0,63
Самотлорское	58,35	4,96	15,48	12,12	6,32	0,73	2,01	0,32

В работе [15] сообщалось, что имеется значительное различие в групповом углеводородном составе конденсатов и нефтей. Так, указывалось, что для группового углеводородного состава нефтей характерно непрерывное возрастание содержания ароматических углеводородов во фракции выше 200 °С (см. рис. I.8). В конденсатах же ароматические углеводороды достигают максимума во фракции 140—180 °С, а во фракции выше 200 °С их содержание резко снижается. Однако такая закономерность существовала для конденсатов и нефтей в залежах, расположенных на относительно небольших глубинах (не ниже 3500 м). В залежах на глубинах около 5000 м наблюдается сглаживание составов конденсатов и нефтей, в том числе и группового углеводородного состава, что хорошо видно на рис. I.12. Содержание ароматических углеводородов достигает максимума уже не во фракции 140—180 °С, а выше 200 °С и может оказаться, что существенного различия между легкими нефтями и тяжелыми конденсатами в групповом углеводородном составе наблюдаться не будет. Поэтому в глубоковод-

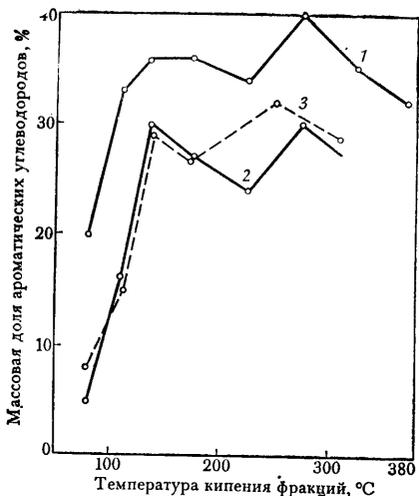


Рис. 1.12. Распределение содержания ароматических углеводородов в конденсатах (1 — Тимофеевское месторождение; 2 — Березовское месторождение) и нефтях (3 — Талалаевское месторождение)

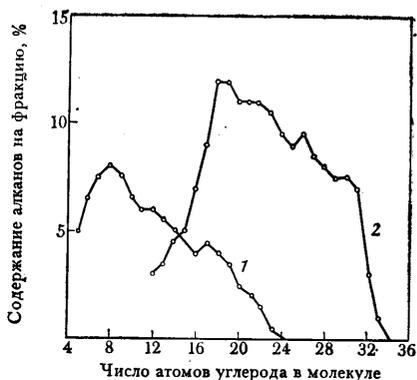


Рис. 1.13. Распределение ряда нормальных алканов в нефтях (2) и конденсатах (1)

легающих месторождениях для распознавания типа залежей необходимо использовать другие критерии, имеющие более существенные различия для нефтей и конденсатов. Такими критериями могут быть *n*-алканы (протяженность ряда и максимум содержания того или иного углеводорода) и содержание в углеводородных пробах ароматических углеводородов сложных конденсированных структур. Ниже рассмотрим эти критерии.

Исследования последних лет проб газовых конденсатов и нефтей позволили установить некоторые закономерности распределения и протяженности ряда твердых парафинов. Так, например, в нефтях вне зависимости от глубины залегания залежи протяженность рядов *n*-алканов весьма большая (C_{34}), причем с максимумом содержания атомов углерода в молекуле на C_{16} — C_{18} .

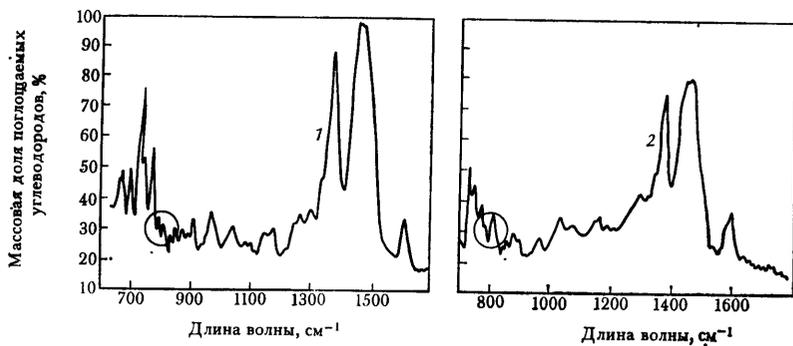


Рис. 1.14. Спектры ИК конденсата (1) и нефти (2)

Ряды нормальных алканов конденсатов значительно короче (как правило, $C_{18}-C_{23}$) и максимум приходится на углеводороды C_7-C_9 (рис. 1.13).

Широкими исследованиями конденсатов и нефтей нефтяных оторочек было установлено (Барташевич, 1979 г.), что ароматические углеводороды сложных структур (конденсированные трициклические структуры) присутствуют в нефтях и отсутствуют в газовых конденсатах.

Наличие в составе анализируемой пробы углеводородной жидкой фазы сложных ароматических структур устанавливается методом инфракрасной спектроскопии. Бициклические и трициклические ароматические структуры фиксируются на спектре полосой поглощения с длиной волны 820 см^{-1} , что хорошо видно на графике рис. 1.14 (спектрограмма 2).

Следует отметить, что в глубокозалегающих месторождениях определение типа залежи с критическими газовыми факторами ($600-900\text{ м}^3/\text{м}^3$) по фазовому поведению на поверхности и физическим свойствам жидкой фазы (плотность, усадка, цвет) не представляется возможным. Детальные исследования состава углеводородной жидкой фазы (компонентного и химического) позволяют достоверно устанавливать тип залежи.

Приведенные параметры могут быть хорошими критериями при определении типа конкретной залежи.

МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НА ГАЗОКОНДЕНСАТНОСТЬ И ПРИМЕНЯЕМАЯ АППАРАТУРА

МЕТОДЫ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

В СССР за 30 лет практики исследований, проводимых на газоконденсатных месторождениях, было предложено несколько методов изучения характеристики пластовых углеводородных систем.

В начале 50-х годов применялся метод, предусматривающий исследование незначительных объемов газа, непрерывно отбираемого из устья скважины при статическом давлении на устье, на месторождениях: Песчаный Умет, Коробковское, Баракаевское, Иловлинское и др. По этому методу получали заниженные количества выделяющегося конденсата и облегченный фракционный состав. Однако большие погрешности не возникали, так как глубина залегания газоконденсатных залежей в те годы была небольшой и конденсат, получаемый из газа, состоял в основном из бензиновых фракций. При небольшой глубине залегания (1000—1700 м) разница в статических давлениях на устье и забое скважины составляла 1,5—2,0 МПа. Занижение результатов как по количеству выделяющегося конденсата, так и по его составу не превышало 5 % (табл. II.1).

ТАБЛИЦА II.1

Температурный предел отбора фракций	Конденсат, выделяющийся из		Температурный предел отбора фракций	Конденсат, выделяющийся из	
	устьевого газа	пластового газа		устьевого газа	пластового газа
Начало кипения, °С	59	60	Конец кипения, °С	203	212
Отгон при температуре, °С:			Объемная доля, %:		
10%	90	87	отгона	98	98
50%	117	118	остатка	0,7	0,9
90%	158	160	Потери, %	1,3	1,1

Исследование открытых во второй половине 50-х годов месторождений, залегающих на глубинах более 2000 м, показало, что занижения выхода конденсата могут быть значительными (20—30 %). Так, сравнение с выходами конденсата и его составами, например, по месторождению Русский Хутор северный (юрская залежь), полученными указанным методом и методом непрерывного отбора промышленных количеств газа, показало следующее. Выход конденсата равнялся 640 см³/м³ вместо 850 см³/м³, а температура его кипения была на 130 °С ниже при перепаде давлений устье—забой, равном 11,1 МПа.

Широкое внедрение в практику метода непрерывного отбора промышленных количеств газа при газоконденсатных исследованиях началось с выпуска опытного образца передвижной газоконденсатной лаборатории ЛПГ-1 в 1956—1959 гг. Этот метод подробно описан ниже.

В 60-х годах в основном на месторождениях Средней Азии применяли метод непрерывного отбора незначительных количеств газа из движущегося двухфазного потока и бессепарационный метод.

Метод непрерывного отбора незначительных количеств газа заключается в следующем. Вся продукция скважины направляется в газопровод. Часть потока ($< 1\%$) с помощью специального зонда отводится в малый сепаратор. Достоверность получаемых данных зависит от отбора «средней» пробы из двухфазного потока. Практика исследований показала, что при незначительных содержаниях конденсата в пластовом газе (до $100 \text{ см}^3/\text{м}^3$) погрешности составляют максимум 33% , а при больших (более $1000 \text{ см}^3/\text{м}^3$ на Талалаевском месторождении) — более 100% [4].

Бессепарационный метод заключается в следующем. Рекомбинируется проба отобранного на устье газа, с пробой конденсата, отобранного на забое при статическом давлении, равном давлению на устье скважины. При этом предполагается, что конденсат на забое по составу идентичен выделившемуся при давлении и температуре на устье и опустившемуся на забое. Количество выделившегося конденсата определяется по формулам:

$$\frac{dp}{p} = \frac{T_{ст} z_{ст}^2 \rho_{ст}(x_i)}{P_{ст} T_{(x_i)}^2(x_i)} dx, \quad (II.1)$$

$$\frac{\rho_{ст}(x_i)}{z_{(x_i)}} = \frac{P_{ст}}{T_{ст}^2} \frac{T_{ср i}}{P_{ср i}} \frac{\Delta p}{\Delta x_i}, \quad (II.2)$$

$$q_k = \frac{M(\rho_y - \rho_{пл})}{22,4\rho_y - M}, \quad (II.3)$$

где Δp — приращение давления в стволе скважины, МПа; $T_{ст}$ — температура, равная 293 К ; $z_{ст}$ — коэффициент сверхсжимаемости ($z = 1$); $\rho_{ст}(x_i)$ — плотность газа при стандартных условиях давления и температуры, $\text{кг}/\text{см}^3$; x — глубина скважины, м; dx — приращение глубины, м; p — давление в стволе скважины, МПа; $P_{ст}$ — давление при $0,1 \text{ МПа}$; $T_{(x_i)}$ — температура в стволе скважины, К ; $z_{(x_i)}$ — коэффициент сверхсжимаемости на данном участке ствола скважины; $T_{ср i}$ — средняя температура i -го интервала ствола скважины, К ; $P_{ср i}$ — среднее давление i -го интервала ствола скважины, МПа; Δx_i — приращение глубины скважины i -го интервала, м; q_k — количество конденсата, выделяющегося из пластового газа при устьевых давлении и температуре, $\text{кг}/\text{м}^3$; M — молекулярная масса конденсата; ρ_y — плотность газа на устье, приведенная к нормальным условиям, $\text{кг}/\text{см}^3$; $\rho_{пл}$ — плотность пластового газа, приведенная к нормальным условиям, $\text{кг}/\text{см}^3$.

Покажем ошибки в вычислениях количества выделяющегося конденсата при использовании указанных формул.

Если принять в выражении (II.2) $p_{cp} = 20,0$ МПа, $T_{cp} = 350$ К, $\Delta p_i = 1,0$ МПа и $\Delta x_i = 500$ м, погрешности манометра $\pm 0,03$ МПа (манометр на 30,0 МПа, класс точности 0,1 %), термометра $\pm 1^\circ$ С и леедки ± 1 м, то погрешность определения отношения $\rho_{ст(x_i)}/z(x_i)$ составит

$$\begin{aligned} \epsilon_{(\rho/z)_{пр}} &= \frac{1,03 \cdot 10^4}{293} \left[\frac{\Delta p p_{cp}}{\Delta x} dT_{cp} + \frac{T_{cp}}{p_{cp} \Delta x} d(\Delta p) + \frac{T_{cp} \Delta p}{p_{cp}^2 (\Delta x)} dp_{cp} + \frac{T_{cp} \Delta p}{p_{cp} (\Delta x)^2} \times \right. \\ &\times d(\Delta x) \left. \right] = \frac{1,03 \cdot 10^4}{293 \cdot 20,0 \cdot 500} 1,0 \cdot 1 + 350 \cdot 0,03 + \frac{350 \cdot 1,0}{20,0} 0,03 + \frac{350 \cdot 1,0}{500} = \\ &= \frac{1,03 \cdot 132}{2930} = 0,04. \end{aligned}$$

При $\delta_{(\rho/z)_{пр}} = 3,7$ % или $\rho = 0,840$, $\epsilon_p = 0,03$ отношение составит:

$$\frac{\rho_{ст}}{z(x_i)} = \frac{1,03 \cdot 10^4 \cdot 350 \cdot 1,0}{293 \cdot 20,0 \cdot 500} = 1,2.$$

Если плотность газа будет определена с такой погрешностью, то такая же ошибка накладывается на разность плотностей в интервале 500 м.

При содержании в пластовом газе C_5H_{12+} , равном 100 г/м³, количество конденсата, которое может выделиться из газа при снижении давления и температуры в интервале 500 м, составит около 15—20 г/м³. Если молекулярную массу конденсата принять равной 100, то разность плотностей составит:

$$\frac{0,020 \cdot 22,4 \cdot 0,840 - 100 \cdot 0,020}{100} = 0,0162,$$

т. е. погрешность будет больше разности $(0,03/0,016) 100 = 190$ %.

Следовательно, с такой же погрешностью определяется конденсатогазовый фактор $q_{вк}$ (~ 200 %).

Газоконденсатные месторождения с содержанием C_5H_{12+} , равным 100 г/м³ и более, составляют лишь небольшую часть. Газ большинства месторождений содержит углеводородов C_5H_{12+} менее 50 г/м³.

В этом случае погрешность определений еще выше.

В середине 70-х годов предложен комбинированный метод исследований с отбором пробы из движущегося двухфазного потока при давлении и температуре на устье (рис. II.1). Расчеты велись по формуле

$$q_1 = q_3 \frac{\rho_1 (\rho_2 - \rho_3)}{\rho_3 (\rho_1 - \rho_3)}, \quad (II.4)$$

где q_1 — количество конденсата, выделяющегося до штуцера, см³/м³; q_3 — количество конденсата, выделяющегося в малом сепараторе из газа, отобранного при давлении и температуре на устье,

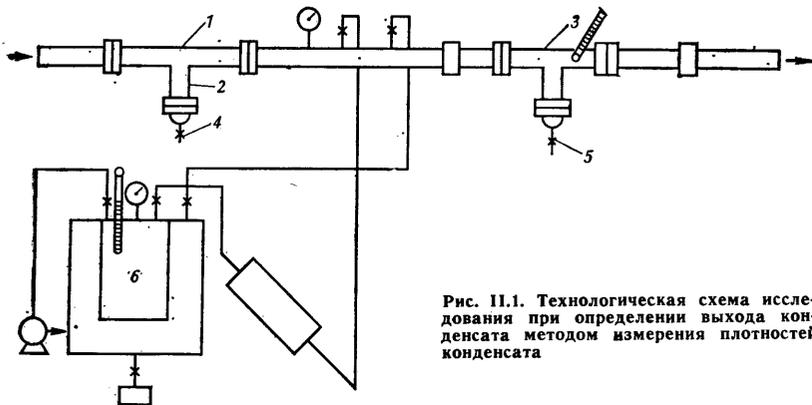


Рис. II.1. Технологическая схема исследования при определении выхода конденсата методом измерения плотностей конденсата

см³/м³; ρ_1 , ρ_2 , ρ_3 — соответственно плотность конденсата, выделяющегося до штуцера, после штуцера и в малом сепараторе, г/см³.

Сущность метода заключается в следующем. Двухфазный поток из скважины проходит через тройник 1 в газопровод. Из катушки 2 отбирается часть жидкости и через улавливатель жидкой фазы 3 направляется в термостатируемый сепаратор 6, в котором определяются q_3 и плотность конденсата ρ_3 . Одновременно отбираются пробы конденсата из ловушек 4 и 5 для определения плотности конденсатов ρ_1 и ρ_2 . Затем рассчитывается q_1 до тройника 1.

О. Ф. Худяковым было установлено, что в присутствии жидкой фазы количество выделяющегося из газовой фазы конденсата больше на Δq , поэтому сумма $q_1 + q_2$ не равна количеству конденсата после штуцера, а предлагаемая авторами формула (II.4) основана на их равенстве.

К большим погрешностям приводит также разница (в формуле) двух близких величин (различие в тысячном знаке) и сложность технического исполнения самого исследования (использование электростанции с тепловым реле). Поэтому этот метод оказался непригодным как с теоретической, так и с практической точки зрения.

В США широко распространен метод непрерывного отбора части двухфазного потока (<1%) при устьевых рабочих давлениях и температуре.

Принципиально метод заключается в следующем (рис. II.2). На головке скважины 1 устанавливается специальный лубрикатор 9, в котором помещается поршень с трубкой 12 и наконечником 17. На верхнюю часть поршня воздействует затрубное давление или давление, создаваемое масляным ручным насосом 8. При спуске поршня на дно лубрикатора, трубка с наконечником входят в фонтанную арматуру ниже коренной задвижки до точки, где отбирается проба из ненарушенной части потока. Затем малая термостатируемая сепарационная установка 3 (рис. II.3)

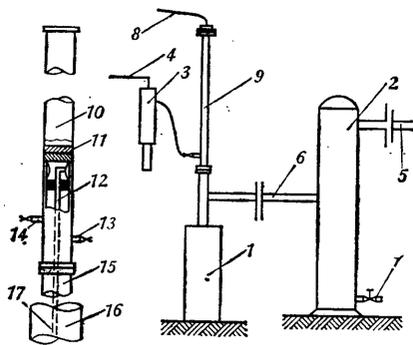


Рис. 11.2. Технологическая схема исследования комбинированным методом.

1 — устье скважины; 2 — промышленный сепаратор; 3 — малая сепарационная установка; 4 — выход газа; 5 — расходомер; 6 — соединительная линия со штуцером; 7 — сливной кран; 8 — масляный ручной насос; 9, 10 — лубрикаторы; 11 — поршень; 12 — трубка, поддерживающая наконечник; 13 — вентиль к термостатируемой сепарационной установке (ТСУ); 14 — газ для охлаждения бани ТСУ; 15 — фонтанные трубы; 16 — затрубное пространство; 17 — наконечник

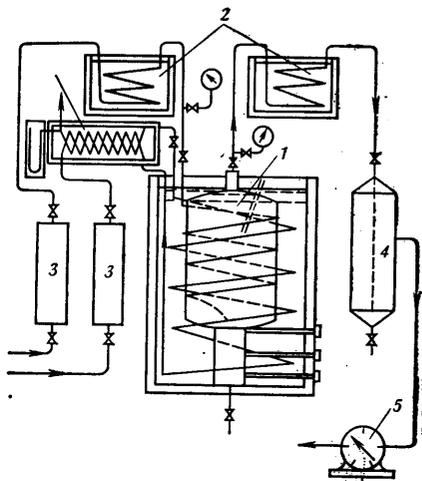


Рис. 11.3. Схема малой термостатируемой сепарационной установки.

1 — сепаратор; 2 — теплообменники; 3 — газоосушители; 4 — уравнильная емкость; 5 — счетчик газа

калибруется по промышленному сепаратору 2. Таким образом, чтобы последовательно изменялась скорость отбора пробы из двухфазного потока в термостатируемую установку 3 до тех пор, пока количества выделяющегося конденсата в обеих установках не станут равными. В промышленном сепараторе и малой сепарационной установке в этот период поддерживаются одинаковые давление и температура.

Распределение жидкой фазы в двухфазном потоке — неизвестная функция турбулентности. Если наконечник поместить в центре потока, то им можно отобрать пропорциональные части пленочной и взвешенной жидкости, а также и газовой фазы.

Регулированием скорости отбора пробы можно получать большую или меньшую скорость в сравнении со скоростью общего потока, что в свою очередь обуславливает изменение пропорции взвешенной жидкости и газа, поступающих в пробоотборный наконечник. Это объясняется тем, что инерция более плотных в сравнении с газовой фазой диспергированных жидких капелек заставляет их поддерживать направление движения и скорость и поступать в пробоотборный наконечник в увеличивающихся пропорциях при снижении скорости отведения части потока из общего.

Так как одна из фаз смачивает стенки трубы (и в виде пленки движется по ней), то отношение скоростей в наконечнике и трубе не может быть равным единице для получения одинакового содержания углеводородов C_{5+} в пробе и общем потоке. Это отношение колеблется в пределах 0,85—0,94. Поэтому проблема

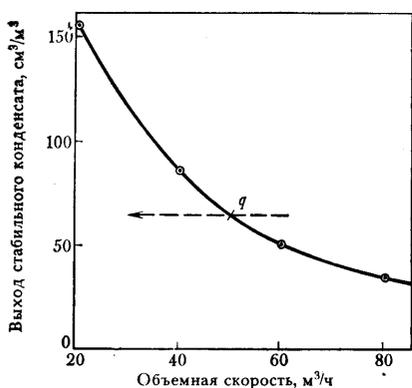


Рис. 11.4. Калибровочная кривая малой термостатируемой сепарационной установки по промышленному сепаратору

получения представительной пробы из двухфазного потока решается путем калибровки по сепаратору с использованием наконечника при фиксированных условиях отбора пробы из потока: при положении наконечника, скорости опробования, скорости общего потока. На основе этих опытов строится график, приведенный на рис. 11.4. В пересечении линии выхода углеводородов C_{5+} в сепараторе (q) с кривой калибровки получают необходимую скорость отбора пробы из потока, по значению которой определяют в малом термостатируемом сепараторе выход

конденсата при различных давлениях и температурах.

По данным исследований Д. Катца видно, что при коэффициенте скорости 0,85 можно получить представительную пробу (с погрешностью $\pm 7\%$) для дебитов газа от 150 000 до 700 000 м³/сут (при диаметре трубы 63 мм), если в смесителе перед наконечником содержится жидкой фазы до 150 см³/м³ газа. При этом следует учитывать, что внутренний диаметр наконечника должен быть не менее 3 мм.

Американская ассоциация природного газа сделала следующие выводы:

- представительную пробу с большей достоверностью можно получить, используя тонкостенный заостренный наконечник;
- наконечник должен быть хорошо центрирован;
- размер наконечника должен быть не менее 3 мм;
- отбор пробы из вертикального потока более надежен, чем из горизонтального;
- получению более представительной пробы из двухфазного потока способствует применение смесителей, позволяющих разбивать пленку жидкости и распределять жидкость по поперечному сечению трубы;
- при высокой турбулентности потока пробоотборное устройство становится менее чувствительным к коэффициенту скорости и положению наконечника;
- более представительную пробу получают при высоком давлении отбора;

· скважину необходимо эксплуатировать с дебитом газа, достаточным для предотвращения стекания жидкости по колонне.

ПРОМЫСЛОВЫЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Исследование газоконденсатной характеристики месторождений проводится для следующих целей: 1) подсчета запасов газа и конденсата; 2) составления проекта разработки месторождения;

3) составления проекта обустройства промысла; 4) определения направления использования конденсата.

В соответствии с той или иной целью исследования изучают определенные параметры и показатели пластовой углеводородной системы.

Для подсчета запасов газа и конденсата определяют:

количество выделяющегося сырого конденсата в см^3 на м^3 отсепарированного газа при выбранном давлении и температуре сепарации;

содержание углеводородов C_5H_{12+} в пробах сырого конденсата и отсепарированного газа и их физико-химические свойства;

компонентный состав проб сырого конденсата и отсепарированного газа;

состав пластового газа и потенциальное содержание углеводородов C_5H_{12+} (конденсата) и других компонентов газа;

коэффициент конденсатоотдачи.

Для составления проекта разработки месторождения определяют:

изменение потенциального содержания конденсата при снижении пластового давления;

изменение коэффициента конденсатоотдачи в процессе разработки.

Для составления проекта обустройства промысла определяют:

количество выделяющегося сырого и стабильного конденсата в I и II ступенях сепарации газа при различных давлениях и температурах в первой ступени и заданных давлении и температуре во второй;

состав отсепарированного газа и массовое содержание в нем углеводородов C_5H_{12+} ;

состав отправляемого с промысла сырого конденсата и массовое содержание в нем углеводородов C_5H_{12+} ;

количество и состав газа дегазации сырого конденсата;

температуру застывания конденсата;

содержание твердых парафинов в конденсате.

Для направления использования конденсата определяют:

состав сырых конденсатов при различных давлениях и температурах сепарации газа;

фракционный состав конденсата;

групповой химический состав конденсата;

товарную характеристику конденсата;

индивидуальный углеводородный состав конденсата.

Большинство из указанных характеристик определяют в условиях лаборатории, а непосредственно у скважины изучают выход конденсата при различных давлениях и температурах сепарации и отбирают представительные пробы газа и сырого конденсата.

В зависимости от цели и условий проведения исследований и типа газоконденсатной залежи применяют ту или иную методику.

На разведочных площадях при подготовке исходных данных для подсчета запасов газа и конденсата и проектирования разработки применяют методику исследования продукции скважины при одноступенчатом ее разделении. В период опытно-промышленной эксплуатации месторождения при подготовке исходных данных для проектирования обустройства месторождения используют методику исследования продукции скважины двухступенчатой сепарацией газа. В случае недонасыщенности пластовой газоконденсатной системы при устьевых рабочих условиях давления и температуры применяют методику трехступенчатой сепарации газа.

Несмотря на различия методик проведения исследования, общепринятым в СССР является метод непрерывного отбора промышленных количеств газа.

Опыт исследований показал, что представительные состав конденсата и его выход при небольших затратах времени (2—3 дня) можно получить в том случае, если допустимый дебит газа будет минимальным, скорость последнего в башмаке фонтанных труб составив около 4 м/с и более, а депрессия на пласт не превысит 10 %. При депрессии более 10 % время, затрачиваемое на проведение исследования, увеличивается.

Во избежание колебания дебита газа давление сепарации должно быть равно или меньше половины устьевого рабочего давления. Если разведочная скважина подключена к газопроводу, причем в последнем колеблется давление, необходимо за сепаратором смонтировать регулятор давления. При установившихся условиях истечения газа из скважины точность замеров выхода конденсата осуществляется с погрешностью, не превышающей 3 %.

Определенные требования должны соблюдаться и к подбору исследовательского сепаратора. Сепаратор необходимо эксплуатировать с дебитами газа, не превышающими 50 % его паспортной производительности. Этим обеспечивается полное отделение от газа жидкой фазы.

Обеспечение заданного дебита газа осуществляется штуцером постоянного сечения, который устанавливается на устье скважины, если температура позволяет поддерживать в линии, соединяющей сепаратор со скважиной, безгидратный режим. В противном случае штуцер монтируется на входе в сепаратор.

Методика исследования при одноступенчатой сепарации газа

На рис. П.5 приведена принципиальная схема обвязки исследовательского сепаратора со скважиной. Продукция из скважины 1 направляется через штуцер 2 в сепаратор 3 типа ЛПГ-3, в котором конденсат отделяется от газа. Отсепарированный газ поступает на замерное устройство 4 и далее в газопровод 5. Количество конденсата замеряется либо в нижней части сепаратора, либо в отдельной емкости. Объем сырого конденсата в сепараторе или емкости замеряется с помощью кранов. После продувки и закрытия

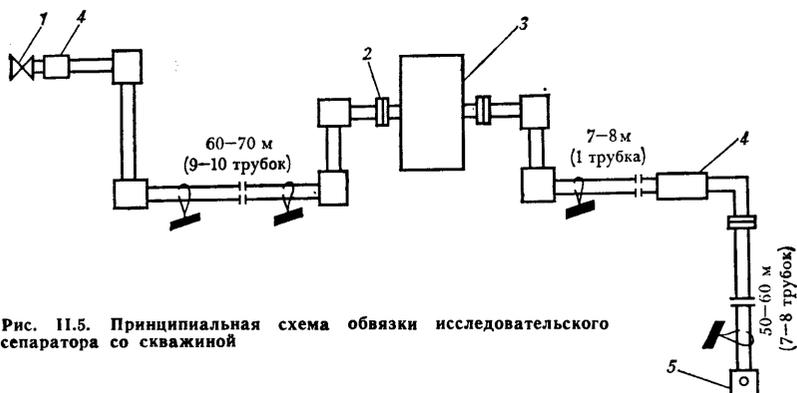


Рис. II.5. Принципиальная схема обвязки исследовательского сепаратора со скважиной

здвижки, обеспечивающей сброс скопившегося конденсата, приоткрывается нижний кран и закрываются выше расположенные. Как только уровень конденсата достигнет крана, из последнего вместо слабой струи газа покажутся белые брызги конденсата. Этот кран закрывается и включается секундомер. Одновременно или спустя некоторое время приоткрываются выше расположенные краны и т. д. Зная объем емкости между нижним и верхним кранами, время накопления конденсата и количество прошедшего за этот период времени газа, можно определить выход конденсата в см³ на 1 м³ отсепарированного газа.

Если рабочий объем замерной емкости конденсата и его выход таковы, что позволяют проводить замеры скапливающегося сырого конденсата в течение 3 мин, то получаемые результаты надежны. В противном случае необходимо проводить дополнительные исследования по выходу конденсата, теперь уже дегазированного в емкости-резервуаре при атмосферном давлении. Объем конденсата замеряется линейкой с укрепленной на ней стеклянной трубкой для отбивки уровня раздела воды и углеводородного конденсата. Выход конденсата и его плотность в первый день работы периодически замеряются. Подготовительный период работы считается законченным, если воспроизводимость результатов находится в пределе 3—4%. Такая воспроизводимость результатов может быть легко осуществима, если замеры дегазированного конденсата проводить за 8—12 ч. Для замера дегазированного конденсата при конденсатогазовом факторе (КГФ) 300—400 см³/м³ используется резервуар объемом 20—30 м³ и диаметром не более 3 м. При более высоких КГФ объем резервуара должен быть не менее 50 м³, а диаметр — не более 6 м. В этом случае обеспечивается достаточная точность замеров.

В результате исследований строится график (рис. II.6) зависимости от времени: выхода дегазированного конденсата, суммарного накопления конденсата, суммарного накопления воды, плотности конденсата, суммарного количества отобранного газа.

Выход сырого конденсата определяется по выходу дегазированного применением стального калиброванного контейнера и

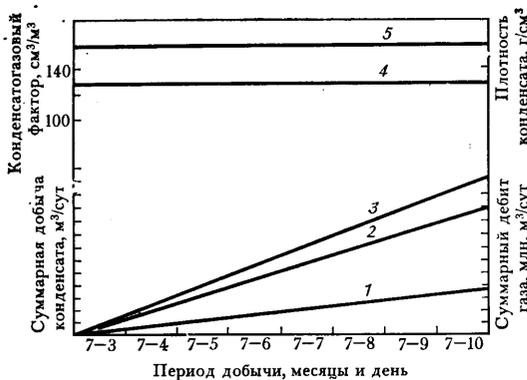


Рис. 11.6. Графические зависимости, получаемые при исследовании газоконденсатных залежей (одноступенчатая сепарация газа).

Суммарная добыча: 1 — воды, 2 — газа сепарации, 3 — конденсата, 4 — конденсатогазовый фактор, 5 — плотность конденсата

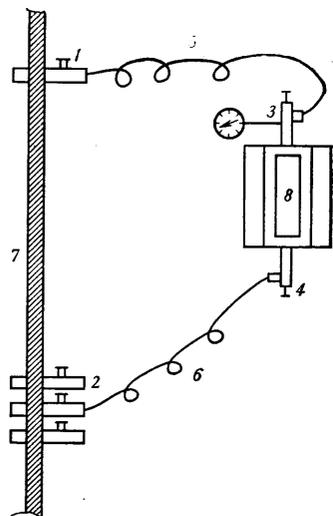


Рис. 11.7. Схема определения объема сырого конденсата

стеклянной мерной колбы, причем последняя подвешивается в резервуаре на несколько часов для стабилизации в ней дегазированного конденсата в контакте с углеводородными парами.

Объем сырого конденсата определяется следующим образом (рис. 11.7). Вначале калиброванный стальной контейнер 8, подсоединенный к стенке нижней части сепаратора 7 посредством стального капилляра 5, наполняется газовой фазой из сепаратора через вентили 1 и 3. В это время нижний вентиль 4 слегка открыт, что обеспечивает удаление из него воздуха. После того как давления в контейнере и в сепараторе станут одинаковыми, вентили 3 и 4 закрываются. При этом к вентилям 2 и 4 подсоединяется капилляр 6. Если зеркало конденсата располагается выше вентилей 2, капилляр 5 отсоединяется. Затем при полностью открытых вентилеях 2 и 4 через вентиль 3 с очень небольшой скоростью из контейнера выпускается газовая фаза, что предохраняет от разгазирования поступающий в контейнер из сепаратора сырой конденсат. Когда через вентиль 3 начнет поступать жидкая фаза, вентили 3 и 4 закроются. Если температура в сепараторе значительно ниже атмосферной, необходимо в момент наполнения контейнера сырым конденсатом поддерживать ее равной температуре сепарации, иначе в контейнере произойдет разгазирование сырого конденсата.

На втором этапе опыта калиброванный контейнер 8 с только что отобранной пробой сырого конденсата снова подсоединяется посредством капилляра 5 к вентилею 1, а капилляр 6 отсоединяется. Последовательным открытием вентилей 1, 3 и 4 сырой конденсат вытесняется газовой фазой сепаратора из контейнера при постоянном давлении. Вентиль 4 в этот момент лишь слегка

приоткрыт, так что жидкая фаза поступает в колбу очень медленно. Освобождающийся при этом газ выходит из горлышка колбы, не захватывая с собой капелек конденсата. После вытеснения всей жидкой фазы из контейнера в колбу газ еще некоторое время пропускается через вентиль 4, чтобы осушить смоченные стенки контейнера. Колба с пробой конденсата немедленно подвешивается в резервуаре. После нескольких часов стабилизации она вынимается, записывается объем конденсата и замеряется его температура. Затем рассчитывается объем, приведенный к стандартным условиям (0,1 МПа и 20 °С).

Объемный коэффициент, который используется для подсчета количества выделяющегося сырого конденсата на основе замера выхода дегазированного конденсата, можно получить делением объема пробы сырого конденсата при давлении и температуре сепарации на объем конденсата, полученный при атмосферном давлении и 20 °С.

Суммарные количества конденсата и газа (см. рис. II.6) лучше всего определяют достоверность замеров дегазированного конденсата, производимых непрерывно за определенный промежуток времени.

Методика исследования при двухступенчатой сепарации газа

Исследование при двухступенчатой сепарации газа проводится следующим образом (рис. II.8). Газ с конденсатом из скважины 1 через сепаратор I ступени 2 технологической линии группового пункта промысла (сброс конденсата перекрыт) поступают в теплообменник 3 и далее через штуцер 7 в исследовательский сепаратор 5, в котором отделяется конденсат при заданных давлении и температуре. Затем отсепарированный газ через регулируемый штуцер 8 направляется либо через теплообменник 3 («холодный» режим), либо непосредственно в промысловый сепаратор 4 («горячий» режим) и далее в газосборный коллектор. Конденсат после замера его количества по коллектору 10 сливается в резервуар. Часть газа направляется по трубке 9 в малый термостатируемый сепаратор (МТС) 6. Для проведения исследования методом двухступенчатой сепарации необходимо выбрать на промысле высокопродуктивную скважину с рабочим устьевым давлением выше давления в I ступени сепарации на групповых пунктах, которое обычно поддерживается на уровне 13,0—16,0 МПа. В сепараторе 5 устанавлива-

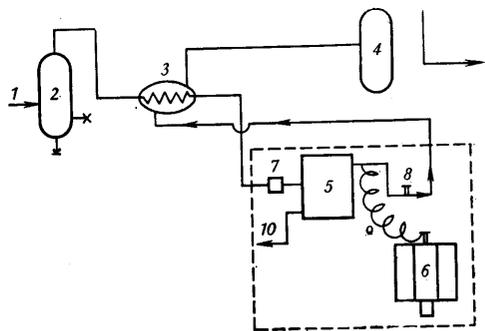


Рис. II.8. Схема обвязки скважины с исследовательской аппаратурой при исследовании методом двухступенчатой сепарации газа

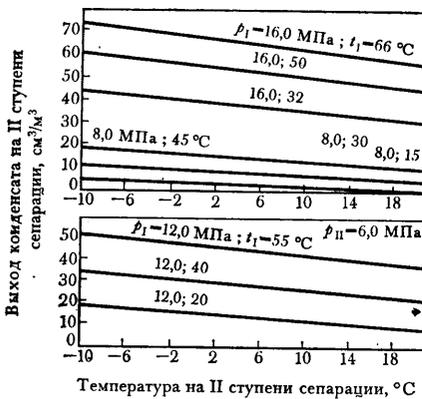


Рис. П.9. Зависимость выхода стабильного конденсата во II ступени сепарации от давления и температуры газа I ступени

ется давление 16,0 МПа, и отсепарированный газ, минуя теплообменник 3, направляется в промышленный сепаратор 4 II ступени; при этом температура в сепараторе 5 устанавливается на режиме «горячий». Одновременно из этого сепаратора часть газа (менее 1 %) направляется в МТС, в котором устанавливается давление, равное давлению в промышленном сепараторе 4, а температура — последовательно -10 , $+5$ и $+20$ °С. В сепараторе 5 и МТС замеряется количество конденсата. Затем при неизменном давлении в сепараторе 5 понижают температуру на $15-20$ °С с помощью

теплообменника («холодный» режим с 50 или 100 %-ным пропуском отсепарированного в сепараторе 5 газа через теплообменник). Далее в сепараторе 5 регулируемым штуцером 8 понижают давление на 4,0 МПа и повторяют серию опытов по замеру количества конденсата при трех режимах по давлению, причем на каждом режиме при двух-трех значениях температур. Одновременно замеряется количество конденсата в МТС при трех значениях температур (последовательно на каждом режиме сепаратора 5). В результате исследований составляются графические зависимости (рис. П.9). На основе графика рис. П.9 составляются изотермы и изобары конденсации (рис. П.10, а, б); по графику рис. П.9 зависимости по количеству выделяющегося конденсата на II ступени сепарации от режимов давления и температуры на I ступени сепарации (рис. П.11).

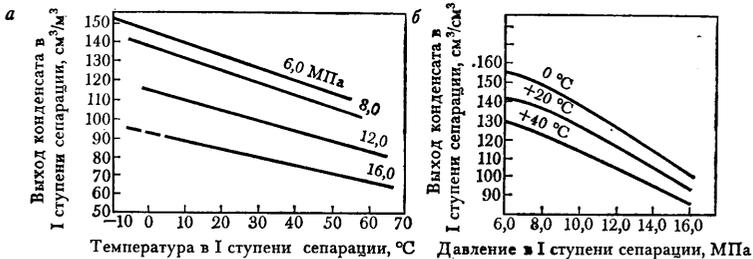


Рис. П.10. Изобары и изотермы конденсации по стабильному конденсату (I ступень)

Методика исследования газоконденсатных залежей, газ которых недонасыщен высококипящими углеводородами

Значительное число газоконденсаторных месторождений содержат в пластовом газе малое количество углеводородов C_{5+} (менее $30-40$ г/м³). В результате при относительно высоких пластовых

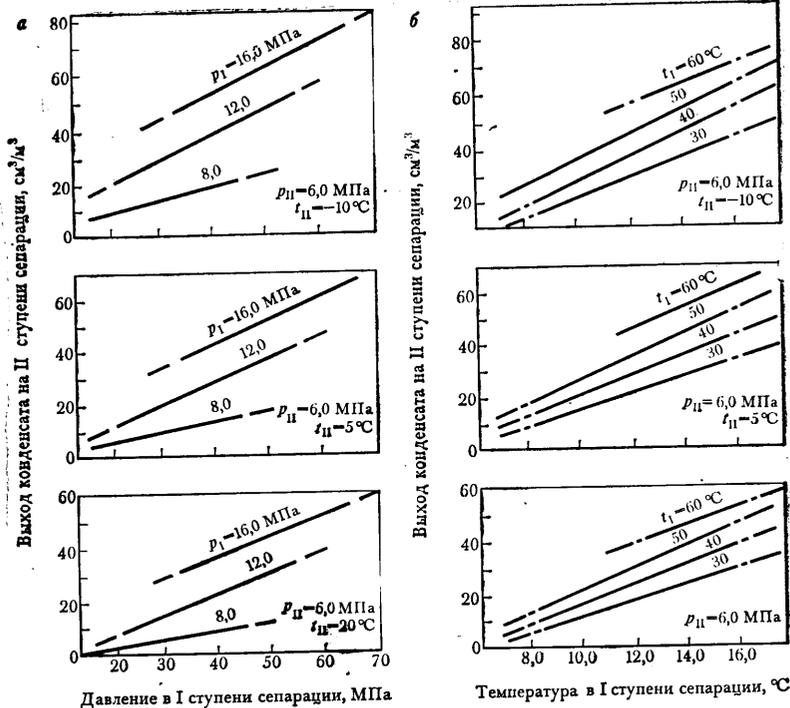


Рис. 11.11. Выход стабильного конденсата на II ступени сепарации при различных температурах в зависимости от температуры (а) и давления (б) на I ступени сепарации газа давлениях и температурах (соответственно более 20,0 МПа и 80 °С) давление начала конденсации пластового газа значительно ниже пластового, в результате чего газ недо насыщается высококипящими углеводородами.

Степень недо насыщения тем больше, чем выше пластовая температура. Так, в залежах меловых отложений Наипского месторождения (пласты III—V) пластовый газ находится под действием давления на 6,0 МПа ниже давления насыщения (пласт III)

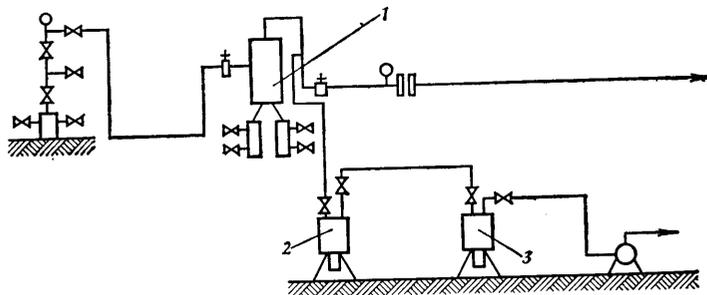


Рис. 11.12. Схема обвязки скважины с исследовательской аппаратурой при исследовании недо насыщенных газоконденсатных залежей (трехступенчатая сепарация)

и 7,5 МПа (пласт V); в залежи келловая Шатлыкского месторождения пластовой газ начинает частично конденсироваться при давлении и температуре значительно ниже рабочих устьевых.

Исследование таких месторождений следует проводить по методике трехступенчатой сепарации. Газ из скважины (рис. II.12) направляется в большую сепарационную установку 1 (БСУ), в которой поддерживаются устьевые давление и температура. Часть газа из БСУ (менее 1 %) отбирается в малую термостатируемую установку 2 (МСУ-1), в которой поддерживается температура, равная пластовой, а давление — от устьевого рабочего до предполагаемого остаточного давления в пласте в конце разработки. Таким образом в установке МСУ-1 имитируется пласт, а в установке 3 (МСУ-2) определяются выходы конденсата при различных давлениях и температурах.

Определение количества конденсата, который может выделиться из газа, подаваемого в газопровод

В результате того, что на месторождениях в некоторых случаях температура на II ступени сепарации повышается выше проектной, в газопроводе из газа может выделяться конденсат.

Определение количества выделяющегося в газопроводе конденсата необходимо для оценки потерь транспортируемого газа, так как конденсат по трассе эвакуируется из газопровода. Указанные определения выполняются экспериментально с помощью малой термостатируемой сепарационной установки.

При исследовании газ отбирается в установку из газопровода; сепаратор охлаждается либо газом, дросселируемым в терморубашку, либо хладагентом. Количество выделяющегося из газа сырого и стабильного конденсата замеряется при давлении, равном давлению перед компрессорной станцией, и двух-трех значений температур ниже температуры газа в начале газопровода.

Пример. Обработка газа на Наипском и Шатлыкском месторождениях проводится при положительных температурах: 12—13 °С в зимне-весенний период, свыше 40 °С — в летне-осенний период. В результате из газа, прошедшего обработку на промысле, в газопроводе выделяется конденсат, так как минимальная



Рис. II.13. Зависимость количества выделяющегося из газа конденсата от температур сепарации и газопровода.

Данные по Наипскому и Шатлыкскому месторождениям соответственно: 1 и 2 — летне-осенний период (40—44 °С); 1' и 2' — зимне-весенний период (12—15 °С)

температура газа в последнем на территории Средней Азии понижается до +15 °С, а в европейской части СССР до 0 °С.

ТАБЛИЦА II.2

Температура обработки газа на промысле, °С	Температура газа в газопроводе, °С	Количество выделяющегося конденсата			Плотность, г/см ³	Коэффициент усадки
		сырого, см ³ /м ³	стабильного			
			см ³ /м ³	г/м ³		
Наипское месторождение						
46	23	4,0	3,4	2,5	0,744	0,85
	12	6,3	5,3	3,9	0,743	0,83
14	2	8,0	6,6	4,8	0,740	0,82
	0	3,8	3,0	2,2	0,730	0,78
Шатлыкское месторождение						
44	20	0,67	0,6	0,46	0,752	0,91
17	7	0,90	0,8	0,60	0,746	0,90
	4	0,43	0,4	0,30	0,752	0,92

В табл. II.2 приведены результаты определения удельных количеств конденсата, выделяющихся при различных температурах из газа, прошедшего промысловую подготовку. На основе данных таблицы построены графики, приведенные на рис. II.13. По графикам, построенным для двух температурных условий обработки газа, можно определить исходные данные, необходимые для расчета объемов выделяющегося в газопроводе конденсата.

При снижении температуры газа Наипского месторождения с 46 до 15 °С выделяется 5,6 см³/м³ сырого конденсата (кривая 1) или 25 м³ конденсата из 45 млн. м³ газа, из которых можно получить 15,6 т стабильного конденсата (табл. II.3).

ТАБЛИЦА II.3

Температурный предел отбора фракций	Дебит газа, тыс. м ³ /сут		Температурный предел отбора фракций	Дебит газа, тыс. м ³ /сут	
	57	250		57	250
	Скорость газа <i>v</i> на входе в насосно-компрессорные трубы, м/с			Скорость газа <i>v</i> на входе в насосно-компрессорные трубы, м/с	
	1,0	4,5		1,0	4,5
Начало кипения, °С	35	42	Конец кипения, °С	272	319
Отгон при температуре, °С:			Объемная доля, %:		
10%	66	75	отгона	97,5	97,0
50%	122	137	остатка	1,2	1,0
90%	229	268	потерь, %	1,3	2,0

Условия отбора представительных проб

Исследования на месторождении завершаются отбором проб отсепарированного газа, насыщенного и стабильного конденсата с целью определения состава пластового газа, его фазового поведения при снижении давления. На качество проб оказывают влияние

как условия работы скважины, так и термобарические условия сепарации газа.

Поскольку представительность пробы предопределяет результаты всех последующих исследований, как промысловых, так и лабораторных, этому вопросу следует уделять особое внимание. В практике исследований часто возникают условия, не соответствующие требованиям, указанным выше.

Иногда по разным причинам газоконденсатные исследования проводят при малых дебитах газа, при которых скорость восходящего потока газа в башмаке насосно-компрессорных труб (НКТ) значительно ниже рекомендуемых инструкцией (4 м/с). В этом случае наблюдается искажение результатов исследования как количественной, так и качественной характеристики пробы. При эксплуатации скважины с небольшим дебитом при снижении давления и температуры по стволу из движущегося потока газа выпадают наиболее высококипящие углеводороды, которые опускаются на забой. Естественно, состав пробы конденсата в таком случае облегченный. Однако его количество будет завышенным за счет перехода в газовую фазу легкой части конденсата, выпавшего на забой.

Подтверждением сказанному является пример исследования месторождения Битковского. Отобранная проба конденсата на Битковском месторождении при дебите газа 50 тыс. м³/сут ($v = 1,0$ м/с) имела облегченный фракционный состав (табл. II.3) по сравнению с пробой, отобранной при дебите газа 250 тыс. м³/сут ($v = 4,5$ м/с).

При испытании скв. 55 Бованенковской площади (интервал испытания 1786—1804 м) были поставлены специальные исследования по выявлению влияния скорости подъема газа в башмаке НКТ на состав конденсата, поступающего в сепарационную установку.

При эксплуатации скважины с дебитом 190 тыс. м³/сут ($v = 4,4$ м/с) был получен конденсат следующего группового углеводородного состава. Массовая доля в %: ароматических 13, нафтеновых 17, метановых 70. При эксплуатации скважины с дебитом 120 тыс. м³/сут (скорость $v = 2,5$ м/с) при тех же условиях сепарации получен конденсат, отличающийся по составу от рассмотренного, а именно: массовая доля ароматических составила 10%, нафтеновых 23%, метановых — 67%. При этом произошли не только количественные изменения, но и качественные. Из табл. II.4 видно, что в изученных конденсатах различная протяженность ряда нормальных алканов.

ТАБЛИЦА II.4

Дебит газа, тыс. м ³ /с	Молярная доля компонентов, %									
	C ₅	C ₆	C ₇	C ₈	C ₉	C ₁₀	C ₁₁	C ₁₁	C ₁₃	C ₁₄
190	7,1	7,2	5,6	2,8	1,1	0,6	0,4	0,3	0,2	0,1
120	9,7	7,0	5,0	2,7	0,9	0,9	0,3	0,1	—	—

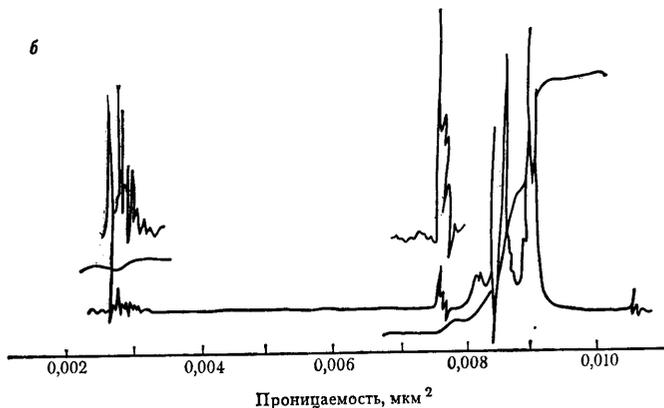
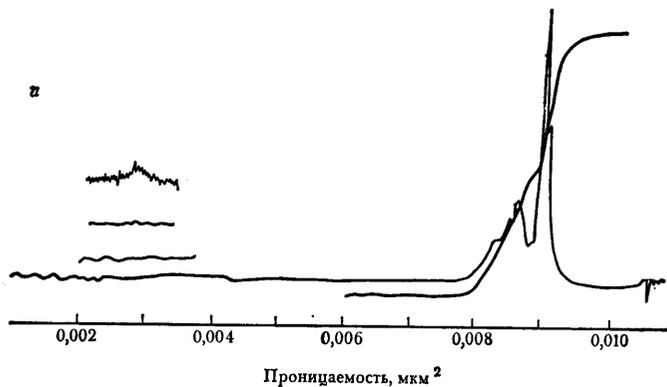


Рис. II.14. Спектры ЯМР проб конденсатов, отобранных при разных скоростях подъема газа на входе в насосно-компрессорные трубы

На рис. II.14 приведены спектры ЯМР данных конденсатов высокого разрешения. Сигналы от протонов на спектрах при проницаемостях 0,003—0,0037 мкм² и 0,0075—0,0077 мкм² показывают, что ароматические углеводороды конденсатов, полученных при скорости восходящего потока газа на входе в НКТ, равной 2,5 м/с (см. рис. II.14, а), имеют простое строение и представлены в основном бензолом. В конденсате, отобранном из сепарационного устройства при скорости в башмаке НКТ 4,4 м/с (см. рис. II. 14, б), наряду с бензолом присутствует толуол и дизамещенные бензола. Заметна разница и в структуре нафтеновых углеводородов (сигналы на спектрах в области проницаемости 0,0085—0,0093 мкм²).

Как видно из табл. II.5, в этом случае выход конденсата (см³/м³) и его потенциальное содержание в пластовом газе (г/м³) составили соответственно 73 и 85, против 87 и 100 при исследовании скважины в соответствии с инструкцией. Существенно отли-

92 ТАБЛИЦА 11.5

Условия отбора проб газа и конденсата	Выход конденсата, см ³ /м ³	Потенциальное содержание в пласточном газе C ₃ H ₁₂ , г/м ³	Фракционный состав						Выход на конденсат дизельного топлива, %	Примечания
			начало кипения, °С	отгон при температуре, °С			конец кипения, °С	остаток разгонки, %		
				10%	50%	90%				
В соответствии с инструкцией	87	100	30	62	140	307	326	1,0	32	
Из газа, отобранного с устья скважины	73	85	28	52	108	240	264	0,4	10	Не содержатся тяжелые фракции, необходимые для получения дизельного топлива. Получаются лишь компоненты дизельного топлива
Из сепаратора при высокой температуре (+45°С)	56	72	78	92	168	320	352	1,8	42	В результате пониженного содержания легких фракций выход из конденсата бензина значительно занижен. Создается промежуточная нетоварная фракция между бензином и дизельным топливом
Из открытого резервуара	—	—	90	126	212	350	360	3,4	60	Не содержатся легкие фракции, необходимые для получения бензина

чается и фракционный состав конденсата: 90 % конденсата в первом случае выкипает при 240 °С, во втором — при 300 °С. Выход на конденсат фракции дизельного топлива в случае отбора пробы при статическом давлении на устье составил 10 % против 32 %.

Рассмотрим условия, при которых можно не допустить конденсации и, следовательно, потерю углеводородов C_{5+} .

Если отбирать пробу газа при давлении выше давления максимальной конденсации, т. е. в области ретроградной конденсации пластовой газоконденсатной смеси, то со снижением давления при работе с пробой в лаборатории из газа будет выпадать конденсат. Поэтому по инструкции исследования газоконденсатных залежей отбор проб рекомендуется проводить при давлении не выше 6,0 МПа, т. е. при заведомо более низком давлении максимальной конденсации [7, 11].

Искажение состава пробы отсепарированного газа, а в отдельных случаях и конденсата вызывается высокими температурами сепарации (более 100 °С). Например, в пробе газа, отобранного даже при относительно невысокой температуре (20 °С), содержатся углеводороды, кипящие при температуре выше 150 °С. Поэтому нагревание контейнера с пробой газа перед его анализом не гарантирует представительность состава. Перевод обратно в газовое состояние частично сконденсировавшихся углеводородов C_{5+} в контейнере путем нагрева возможен в случае отбора пробы газа при температуре не выше 5—10 °С.

Вопрос исследования скважин на газоконденсатность при депрессиях, превышающих 10 %, освещен в ряде работ [8, 17]. Например, Ю. М. Корчажкиным [8] на примере исследования Оренбургского месторождения показано, что при депрессиях на пласт 15—20 % от пластового давления можно получить удовлетворительные результаты, но при этом время исследования составляло не двое суток, как обычно, а семь—восемь. Более высокие депрессии приведут к еще большему удлинению срока стабилизации потока и проведения исследований, что, видимо, нецелесообразно. В подобных случаях рационально либо провести обработку призабойной зоны с целью интенсификации притока из скважины, либо выбрать на структуре более продуктивную скважину.

В табл. II.5 показано, как различные условия отбора влияют на качество отбираемых проб. До сих пор отдельные исследователи продолжают исследовать скважину и отбирать пробы газа и конденсата при статическом давлении на головке скважины.

На состав и количество конденсата, выделяемого из газа, оказывает влияние также температура, при которой проводится сепарация газа. Как видно из табл. II.5, выход конденсата и потенциальное его содержание в пластовом газе при высокой температуре (+45 °С) составили соответственно 56 и 72 г/м³. Фракционный состав конденсата также искажен. Так, начало кипения рассматриваемого конденсата вместо 30 °С составило 68 °С. Соответственно оказались сдвинутыми и все последующие точки фрак-

ционной разгонки. В результате потерь части бензиновых фракций количество дизельных фракций «увеличилось» с 32 до 42 %.

Следует отметить, что значительное влияние высокая температура сепарации оказывает на фазовое поведение пластовых газов особенно при незначительном содержании конденсата в газе (до 30 г/м³). Так, выход конденсата в этом случае составляет менее 50 % от потенциального содержания, а проба конденсата на 50—60 % лишена бензиновых фракций.

Например, проба конденсата месторождения Кара-Баир, отобранная при температуре сепарации, имела начало кипения 145 °С, Шатлыкского месторождения — 139 °С против 70 °С, полученной при температуре сепарации — 10 °С. При высоких содержаниях конденсата в газе температура сепарации практически не влияет на состав конденсата. Так, конденсат, отобранный из газа месторождения Русский Хутор северный при температуре сепарации +43 °С, имел температуру начала кипения 40 °С против 29 °С при температуре сепарации 0 °С.

Во избежание искажения составов проб отсепарированных газа и конденсата за счет высокой температуры сепарации при исследованиях рекомендуется применять двухступенчатую сепарацию.

ЛАБОРАТОРНЫЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Лабораторные исследования проводят с пробами газа и конденсата, отобранными у скважины через сепаратор. Изучают составы насыщенного конденсата и отсепарированного газа, физико-химические свойства стабильного конденсата, его состав. На рекомбинированных пробах в установках фазовых равновесий УГК-3 и УФР-2 изучают фазовые превращения пластового газа со снижением давления при пластовой температуре.

На основе результатов лабораторных исследований расчётом определяют состав пластового газа, потенциальное содержание в нем конденсата (C₅H₁₂₊), изменение потенциального содержания конденсата в функции пластового давления и др.

Исследование проб конденсата и отсепарированного газа с целью определения их состава

Для определения состава сырого конденсата пробу необходимо дегазировать по схеме, указанной на рис. II.15.

Контейнер 3 с пробой конденсата помещается в баню 2, заданная температура в которой поддерживается термостатом 1. Между контейнером 3 и газометром 6 устанавливаются стеклянные ловушки 4, погруженные в охлаждающую смесь (∞0 °С), в которых улавливаются углеводороды C₅H₁₂₊, уносимые газом из контейнера.

Через вентиль 5 проводится выпуск газа в газометр (скорость — не более 5 л/ч), причем температура в бане поддержи-

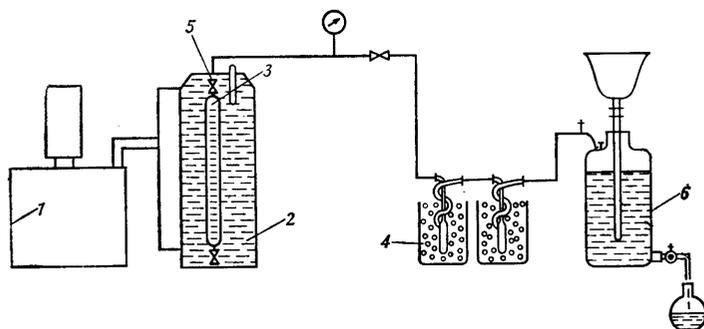


Рис. 11.15. Схема дегазации сырого конденсата.

вается на уровне 20°C . После прекращения выделения газа из контейнера температура в бане при открытом вентиле 5 доводится до 30°C . Дополнительно выделившийся газ также собирается в газометре. После прекращения его выделения вентиль 5 закрывают и контейнер с дегазированным конденсатом охлаждают до 15°C . Затем конденсат из контейнера и ловушек сливают в колбу и подвергают дебутанизации по схеме рис. 11.16.

Между приемником 6 и газометром 8 помещаются стеклянные ловушки 7, погруженные в охлаждающую смесь. Для дебутанизации конденсат, находящийся в колбе 1, подогревают с помощью

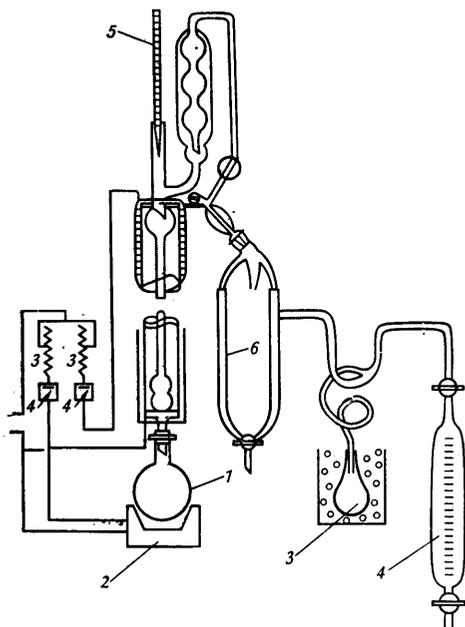


Рис. 11.16. Схема дебутанизации дегазированного конденсата

колбонагревателя 2. Процесс нагрева, регулируемый латром 3, подключаемом с помощью клемм 4, ведут до полного прекращения выделения газа из колбы. Дебутанизированный конденсат (C_5H_{12+}) переливают из колбы в мерный цилиндр 5, в который также сливают конденсат из ловушек. Замеряют количество конденсата и его плотность при 20 °С.

В результате исследования получают следующие исходные данные для расчета содержания в пластовом газе конденсата (C_{5+}), этана, пропана и бутанов.

Количество сырого конденсата, определяемое на промысле, см ³ на 1 м ³ отсепарированного газа	<i>q</i>
Объем контейнера, в котором отобрана проба сырого конденсата, см ³	<i>V</i>
Количество газа дегазации, выделяемого из сырого конденсата, в объеме контейнера, (0,1 МПа и 20 °С), л	<i>a</i>
Количество газа, выделяемого при дебутанизации конденсата, в объеме контейнера, (0,1 МПа и 20 °С), л	<i>b</i>
Содержание жидких углеводородов (пентаны и вышекипящие) в дебутанизованном конденсате в объеме контейнера, см ³	<i>v</i>
Плотность этих углеводородов при 20 °С, г/см ³	<i>ρ</i>
Молекулярную массу пентанов и вышекипящих углеводородов	<i>M</i>
Молярная доля в дебутанизованном конденсате, %:	
изопентана	<i>c</i>
н-пентана	<i>d</i>

При определении состава пластового газа расчеты вели, исходя из 1000 молей отсепарированного газа.

Количество газа (*A*), выделяющееся при дегазации сырого конденсата, определялось по следующему уравнению:

$$A = \frac{aq}{V} \text{ молей,} \quad (II.5)$$

Соответственно количество газа дебутанизации составит

$$B = \frac{\delta q}{V} \text{ молей.} \quad (II.6)$$

Выход дебутанизованного конденсата (пентанов и вышекипящих)

$$B = \frac{24,4 q b \rho}{VM} \text{ молей.} \quad (II.7)$$

В дебутанизованном конденсате содержится:
изопентана

$$D = B \frac{c}{100} \text{ молей,} \quad (II.8)$$

н-пентана

$$E = B \frac{d}{100} \text{ молей,} \quad (II.9)$$

гексанов и более высококипящих (C_6)

$$F = B - (D + E) \text{ молей.} \quad (II.10)$$

Приведем пример такого расчета.

На промысле из сепаратора при давлении 6,0 МПа и температуре минус 15°С были одновременно отобраны пробы отсепарированного газа и сырого конденсата. Выход сырого конденсата составил 162 см³ на 1 м³ отсепарированного газа.

Сырой конденсат, отобранный в контейнер объемом 85 см³, подвергли дегазации. При этом было выделено 9,7 л (0,1 МПа и 20°С) газа следующего состава (в молярных долях, %): C₁ — 61,23; C₂ — 18,43; C₃ — 12,76; *i*-C₄ — 1,99; *n*-C₄ — 3,15; *i*-C₅ — 0,80; *n*-C₅ — 0,59; C₆₊ — 0,55; CO₂ — 0,50.

При дебутанизации разгазированного конденсата было получено 1,5 л газа, который имел следующий состав (в молярных долях, %): C₂ — 0,94; C₃ — 29,08; *i*-C₄ — 19,12; *n*-C₄ — 39,41; C₅₊ — 11,45.

Выход дебутанизированного конденсата (пентанов и вышекипящих углеводородов) составил 47 см³, плотность этих углеводородов — 0,6996 г/см³, молекулярная масса — 98.

Состав отсепарированного газа, отобранного на промысле, был следующим (в молярных долях, %): C₁ — 87,18; C₂ — 4,80; C₃ — 1,41; *i*-C₄ — 0,21; *n*-C₄ — 0,34; *i*-C₅ — 0,11; *n*-C₅ — 0,10; C₆₊ — 0,19; N₂ — 5,06; CO₂ — 0,60.

Методом газожидкостной хроматографии в дебутанизированном конденсате было определено содержание изопентанов, молярная доля которых составила 11,48 % и *n*-пентана — 14,06 %.

По формулам (II.5) — (II.10) производим следующие вычисления:

$$A = \frac{9,7 \cdot 162}{85} = 18,48 \text{ моля,}$$

$$B = \frac{1,5 \cdot 162}{85} = 2,86 \text{ моля,}$$

$$V = \frac{162 \cdot 47,0 \cdot 0,6986 \cdot 24,04}{85 \cdot 98} = 15,31 \text{ моля,}$$

$$D = \frac{11,48 \cdot 15 \cdot 31}{100} = 1,76 \text{ моля,}$$

$$E = \frac{14,06 \cdot 15,31}{100} = 2,15 \text{ моля,}$$

$$F = 15,31 - (1,76 + 2,15) = 11,40 \text{ моля.}$$

Полученные данные сведены в табл. II.6.

Исходя из общего числа молей газа дегазации (18,48) и газа дебутанизации (2,86) и их состава, определяется число молей отдельных компонентов (см. графы 5,7 табл. II.6).

Для подсчета состава сырого конденсата суммируем по компонентам число молей газа дегазации, дебутанизации, пентанов, гексанов и вышекипящих углеводородов и полученное число молей каждого компонента делим на общее их число (36,65).

Для определения состава пластового газа суммируем по компонентам число молей газа, прошедшего сепарацию, газа дегазации, дебутанизации, пентанов, гексанов и вышекипящих углеводородов и полученное число молей каждого компонента делим на общее их число (1036,65). Состав пластового газа приведен в графе 12 табл. II.6.

Потенциальное содержание C₅₊ в пластовом газе равно сумме содержания C₅₊ в сыром конденсате и отсепарированном газе.

Количество газа дегазации, выделяемое из сырого конденсата, составляет aq/V , л.

Содержание C₅₊ в этом газе равно e_1 (в %), молекулярная масса их M_1 , следовательно, количество C₅₊, содержащееся в газе дегазации, составит

$$K_1 = \frac{aq}{V} \frac{e_1}{100} \frac{M_1}{24,04} \text{ г/м}^3.$$

29 ТАБЛИЦА 11.6

Компонент	Газ сепарации		Газ дегазации		Газ дебутанизации		Пентаны и вышекипящие в дебутанизованном конденсате, моли	Суммарное число молей газа дегазации, дебутанизации и пентанов и вышекипящих	Молярная доля сырого конденсата, %	Суммарное число молей газов сепарации, дегазации, дебутанизации и пентанов и вышекипящих	Молярная доля пластового газа, %
	молярная доля, %	моли	молярная доля, %	моли	молярная доля, %	моли					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
C ₁	87,18	871,8	61,23	11,32	—	—	—	11,32	30,89	883,12	85,20
C ₂	4,80	48,0	18,43	3,40	0,94	0,03	—	3,43	0,36	51,43	4,96
C ₃	1,41	14,1	12,76	2,36	29,08	0,83	—	3,19	8,70	17,29	1,67
i-C ₄	0,21	2,1	1,99	0,37	19,12	0,54	—	0,91	2,48	3,01	0,29
n-C ₄	0,34	3,4	3,15	0,58	39,41	1,13	—	1,71	4,66	5,11	0,49
i-C ₅	0,11	1,1	0,80	0,15	7,61	0,22	1,76	2,13	5,81	3,23	0,31
n-C ₅	0,10	1,0	0,59	0,11	3,37	0,10	2,15	2,36	6,44	3,36	0,32
C ₆₊	0,19	1,9	0,55	0,10	0,47	0,01	11,40	11,51	31,41	13,41	1,29
N ₂	5,06	—	—	—	—	—	—	—	—	50,60	4,88
CO ₂	0,60	6,0	0,50	0,09	—	—	—	0,09	0,25	6,09	0,59
Всего:	100,00	10 000,0	100,00	18,48	100,00	2,86	15,31	36,65	100,00	1036,65	100,00

Содержание C_{5+} в газе дебутанизации равно:

$$K_2 = \frac{\delta q}{V} \frac{e_2}{100} \frac{M_2}{24,04} \text{ г/м}^3.$$

Здесь e_2 — молярная доля C_{5+} в газе дебутанизации, %; M_2 — их молекулярная масса.

Выход дебутанизованного конденсата

$$K_3 = \frac{Bq}{V} \rho \text{ г/м}^3. \quad (\text{II.11})$$

Содержание C_{5+} в отсепарированном газе

$$K_4 = 10e_3 \frac{M_3}{24,04} \text{ г/м}^3, \quad (\text{II.12})$$

где e_3 — молярная доля C_{5+} в отсепарированном газе, %; M_3 — молекулярная масса C_{5+} .

Молекулярную массу C_{5+} в указанных газах можно рассчитать, исходя из их состава, определенного газохроматографическим методом.

Исследование составов газа дегазации и дебутанизации большого количества проб, отобранных на различных месторождениях, показало, что с приемлемой для расчетов точностью молекулярную массу C_{5+} в этих газах можно принять равной 80. Тогда формулы (II.7) и (II.8) примут вид:

$$K_1 = 0,03 \frac{aqe_1}{V} \text{ г/м}^3, \quad (\text{II.13})$$

$$K_2 = 0,03 \frac{\delta qe_2}{V} \text{ г/м}^3. \quad (\text{II.14})$$

Таким образом, потенциальное содержание C_{5+} в пластовом газе составит

$$P = K_1 + K_2 + K_3 + K_4 = \frac{q}{V} (0,03ae_1 + 0,03\delta e_2 + B\rho) + 10e_3 \frac{M_3}{24,04} \text{ г/м}^3. \quad (\text{II.15})$$

Для рассматриваемого примера

$$P = \frac{162}{85} (0,03 \cdot 9,7 \cdot 1,94 + 0,03 \cdot 1,5 \cdot 11,45 + 47 \cdot 0,6996) + 10 \cdot 0,40 \frac{78}{24,04} = 77,7 \text{ г/м}^3.$$

Расчеты, выполняемые при двухступенчатой сепарации

Как отмечалось выше, при высокой температуре в сепараторе замер выхода конденсата и отбор проб необходимо проводить при двухступенчатой сепарации газа. Особенность расчета состава пластового газа для этого случая показана ниже.

Пример.

Условия сепарации	Выход конденсата	
	I ступень	II ступень
Давление, МПа	10,0	4,0
Температура, °С	29	-5
Выход сырого конденсата, см ³ /м ³	22,7	19

Сырой конденсат, отобранный из II ступени в контейнер объемом 85 см³, подвергли дегазации. При этом было выделено 5,3 л газа следующего состава

(в молярных долях, %): $C_1 - 65,92$; $C_2 - 17,19$; $C_3 - 8,28$; $i-C_4 - 1,36$; $n-C_4 - 2,75$; $C_{5+} - 3,02$; $CO_2 - 1,48$.

Выход дегазированного конденсата составил 67 см^3 , его плотность — $0,7400 \text{ г/см}^3$, молекулярная масса 104. Количество газа дебутанизации составило менее 0,01 л, поэтому дегазированный конденсат можно рассматривать в данном случае как пентаны и вышекипящие углеводороды.

Состав газа после II ступени сепарации следующий (в молярных долях, %): $C_1 - 93,87$; $C_2 - 3,29$; $C_3 - 1,06$; $i-C_4 - 0,16$; $n-C_4 - 0,22$; $C_{5+} - 0,10$; $N_2 - 0,80$; $CO_2 - 0,50$.

По формулам (II.5) и (II.7) производим следующие вычисления:

$$A = \frac{5,3 \cdot 19}{85} = 1,18 \text{ моля.}$$

$$B = \frac{19 \cdot 67 \cdot 0,740 \cdot 24,04}{85 \cdot 104} = 2,56 \text{ моля.}$$

Полученные данные сведены в табл. II.7.

ТАБЛИЦА II.7

Компонент	Газ сепарации II ступени		Газ дегазации сырого конденсата, отобранного на II ступени сепарации		C_{5+} в дегазированном конденсате, моли	Суммарное содержание каждого компонента, моли	Молярная доля газа, прошедшего I ступень сепарации, %
	молярная доля, %	моли	молярная доля, %	моли			
1	2	3	4	5	6	7	8
C_1	93,87	938,7	65,92	0,78	—	939,48	93,60
C_2	3,29	32,9	17,19	0,20	—	33,10	3,30
C_3	1,06	10,6	8,28	0,10	—	10,70	1,07
$i-C_4$	0,16	1,6	1,36	0,02	—	1,62	0,16
$n-C_4$	0,22	2,2	2,75	0,03	—	2,23	0,22
C_{5+}	0,10	1,0	3,02	0,03	2,56	3,59	0,35
N_2	0,80	8,0	—	—	—	8,00	0,80
CO_2	0,50	5,0	1,48	0,02	—	5,02	0,50
	100,00	1000,00	100,00	1,18	2,56	1003,74	100,00

Для определения состава газа, прошедшего I ступень сепарации, сначала суммируют число молей каждого компонента газа, прошедшего II ступень сепарации, газа дегазации и C_{5+} , а затем делят полученные суммы на общее число молей (1003,74). Состав газа, прошедшего I ступень сепарации, приведен в графе 8 табл. II. 7.

Сырой конденсат, отобранный на I ступени сепарации в контейнер объемом 85 см^3 , был подвергнут дегазации. Выделилось 6,1 л газа следующего состава (в молярных долях, %): $C_1 - 82,90$; $C_2 - 11,76$; $C_3 - 2,79$; $i-C_4 - 0,49$; $n-C_4 - 0,61$; $C_{5+} - 0,85$; $CO_2 - 0,60$.

Выход дегазированного конденсата составил 68 см^3 ; плотность его — $0,7855 \text{ г/см}^3$, молекулярная масса — 135.

По формулам (II.5) и (II.7) производим следующие вычисления:

$$A = \frac{6,1 \cdot 22,7}{85} = 1,63 \text{ моля.}$$

$$B = \frac{22,7 \cdot 68 \cdot 0,7855 \cdot 24,04}{85 \cdot 135} = 2,54 \text{ моля.}$$

Полученные данные сведены в табл. II.8.

ТАБЛИЦА 11.8

Компонент	Газ, прошедший I ступень сепарации		Газ дегазации сырого конденсата, отобранного на I ступени сепарации		C ₅₊ в дегазированном конденсате, моли	Суммарное содержание каждого компонента, моли	Молярная доля пластового газа, %
	молярная доля, %	моли	молярная доля, %	моли			
1	2	3	4	5	6	7	8
C ₂	93,60	936,0	82,90	1,351	—	937,351	93,34
C ₃	3,30	33,0	11,76	0,192	—	33,192	3,31
C ₃	1,07	10,7	2,79	0,045	—	10,745	1,07
i-C ₄	0,16	1,6	0,49	0,008	—	1,608	0,16
n-C ₄	0,22	2,2	0,61	0,010	—	2,210	0,22
C ₅₊	0,35	3,5	0,85	0,014	2,54	6,054	0,60
N ₂	0,80	8,0	—	—	—	8,000	0,80
CO ₂	0,50	5,0	0,60	0,010	—	5,010	0,50
	100,00	1000,00	100,00	1,63	2,54	1004,17	100,00

По аналогии с составом газа, прошедшего I ступень сепарации, определяют состав пластового (см. табл. 11.8, графа 8).

Потенциальное содержание C₅₊ в пластовом газе (П) равно сумме содержаний этих углеводородов в сыром конденсате (К) и отсепарированном газе I ступени сепарации (L).

Потенциальное содержание C₅₊ в отсепарированном газе I ступени сепарации (L) равно сумме содержания этих углеводородов в сыром конденсате (К') и отсепарированном газе (L') II ступени сепарации.

Таким образом,

$$П = К + К' + L',$$

где

$$К = \frac{22,7}{85} (0,03 \cdot 6,1 \cdot 0,85 + 68 \cdot 0,7855) = 14,3 \text{ г/м}^3,$$

$$К' = \frac{19}{85} (0,03 \cdot 5,3 \cdot 3,02 + 67 \cdot 0,740) = 11,2 \text{ г/м}^3,$$

$$L' = 10 \cdot 0,10 \frac{72}{24,04} = 3 \text{ г/м}^3.$$

Следовательно,

$$П = 14,3 + 11,2 + 3 = 28,5 \text{ г/м}^3.$$

Исследование фазового поведения пластового газа

Определение количества конденсирующихся углеводородов C₅₊ из пластового газа при различных давлениях и температурах, как показано выше, легко осуществимо при умеренных значениях давления (до 15,0 МПа) и при устьевой рабочей температуре). Однако ряд показателей пластовой углеводородной системы, таких, например, как пластовые потери конденсата, изменения потенциального содержания конденсата и коэффициента конденсатоотдачи и другие, могут быть определены только с использованием лабораторных установок фазовых равновесий (УГК-3, УФР-2 и др.).

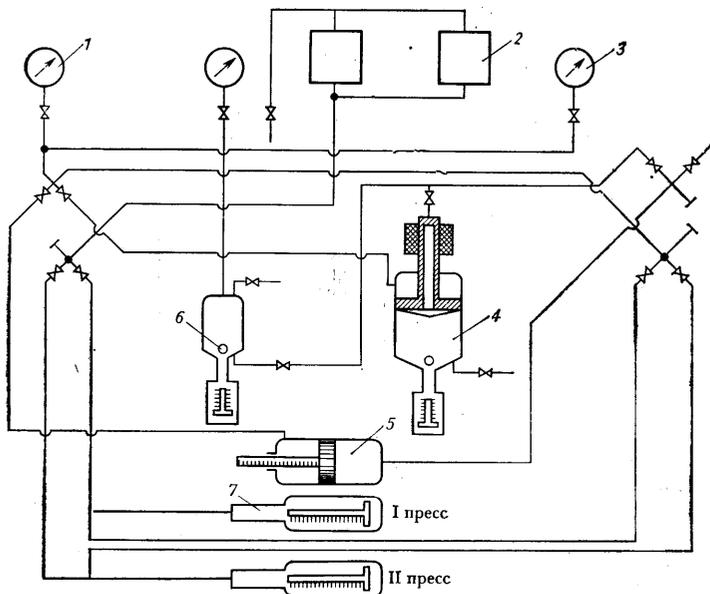


Рис. II.17. Принципиальная схема установки УГК-3.

Используя лабораторные установки, можно изучать фазовое и объемное поведение пластовых углеводородных систем при пластовых давлениях до 100,0 МПа и температуре 200 °С.

При содержании углеводородов C_{5+} до 300 см³/м³ исследования проводят на установке УГК-3, при большем их содержании — на установке УФР-2.

Установка УГК-3 (рис. II.17). Состоит из бомбы равновесия 4 (бомбы PVT), насоса с постоянной подачей 7, поршневого разделителя 5, сепаратора 6 и двух напорных масляных бачков 2.

Бомба равновесия 4 — основной узел установки. Предназначена она для изучения фазового поведения исследуемой углеводородной смеси. Конструкция бомбы выполнена так, что дает возможность визуально наблюдать фазовое состояние пластового газа. Сепаратор 6 предназначен для отделения конденсата от газа при дифференциальной конденсации пластовой пробы. Он представляет собой сосуд емкостью 200 см³, в средней части которого имеются смотровое окно и измерительный поршень для определения количества выделившегося конденсата.

Поршневой разделитель 5 служит для повышения давления газа при заполнении бомбы пробой отсепарированного газа. Электроконтактные манометры 1 и 3 предохраняют установку от превышения максимального рабочего давления.

Насос 7 постоянной подачи, предназначенный для перемещения верхнего поршня бомбы и поршня разделителя 5, состоит из двух измерительных прессов ИП-5. Приводы плунжеров измерительных

прессов соединены шестернями так, что когда один из прессов нагнетает жидкость в установку, другой — засыпает ее из бачка 2.

Бомба равновесия предназначена для определения соотношений давления, объема и температуры углеводородных смесей. В настоящее время широко распространены бомбы переменного объема, безртутные.

Бомба состоит из цилиндра, в котором помещен поршень с пустотелым штоком, выведенным через крышку цилиндра. Уплотнение между поршнем и стенками цилиндра, а также штока в месте его выхода через крышку цилиндра осуществляется при помощи манжеты и уплотнительных колец. Внутри штока размещена специальная безъемкостная мешалка. Стержень мешалки составной. Верхняя часть стержня изготовлена из железа Армко, а нижняя — из немагнитного материала. На конце стержня насажен перфорированный диск, который осуществляет перемешивание пробы при движении вверх и вниз.

Для сообщения движения мешалке на шток насажен электромагнит, который может передвигаться вдоль штока при помощи специального привода. Привод состоит из электродвигателя, червячной передачи, открытой пары зубчатых колес и двух параллельных цепных передач, соединенных с корпусом электромагнита. Таким образом, движение электромагнита возвратно-поступательное, вместе с электромагнитом движется и мешалка.

Для визуального наблюдения происходящих в бомбе процессов и определения количества жидкой фазы в нижней части ее расположено окно, герметически закрытое прочными линзами. Сквозь окно от осветителя проходит луч света. Ниже смотрового окна помещен измерительный поршень меньшего сечения, чем верхний поршень, которому сообщается движение от электродвигателя через коническую пару шестерен и ходовой винт.

Верхний поршень бомбы перемещается благодаря гидравлическому давлению, создаваемому маслом. Масло нагнетается насосом постоянной подачи в камеру бомбы, находящуюся между крышкой цилиндра и поршнем. Штоки поршней снабжены шкалами, при помощи которых определяют положение поршня, а следовательно, и объем пробы.

Верхний поршень передвигается во столько раз медленнее нижнего измерительного поршня, во сколько раз площадь его поперечного сечения больше площади нижнего поршня. Следовательно, при одновременном передвижении обоих поршней в одну сторону объем и давление в бомбе остаются неизменными. Это дает возможность без изменения давления совместить уровень жидкой фазы с центром смотрового окна. Для поддержания определенной температуры в бомбе ее цилиндр термостатируется. Температуру контролируют ртутным термометром, расположенным в нижней крышке цилиндра.

Установка УФР-2. Отличительные особенности этой установки (рис. II.18) по сравнению с установкой УГК-3 заключаются в следующем:

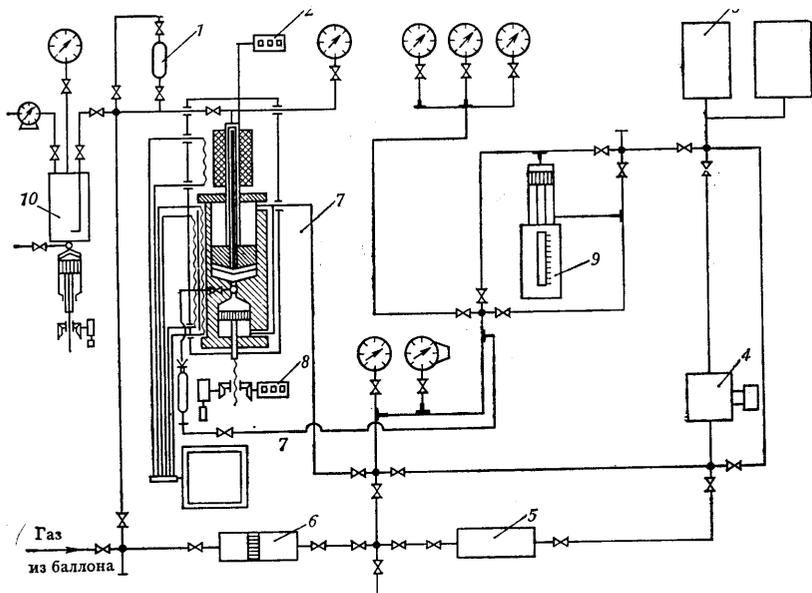


Рис. 11.18. Принципиальная схема установки УФР-2

пространства цилиндров за поршнями связаны обводной системой, что способствует разгрузке поршней от осевых усилий и обеспечивает их синхронное перемещение при перемещении поршня жидкостного цилиндра;

объем жидкой фазы отсчитывается по сельсин-счетчику указателя объема, приемник которого дистанционно связан с сельсин-датчика привода;

объем газа отсчитывается по аналогичному счетчику — указателю объема;

термостатирование бомбы осуществляется тремя электронагревателями — встроенным, охранным и верхним; нагревается бомба с помощью встроенного нагревателя; охранный нагреватель служит для стабилизации температуры исследуемой пробы; во избежание выпадения конденсата при отборе пробы газовой фазы через шток цилиндра и сохранения температуры пробы предусмотрен верхний нагреватель;

температура в бомбе регулируется потенциометрами с помощью трех термопар по одному пределу регулирования, термопары расположены у спиралей встроенного, охранный и верхнего нагревателей, температура исследуемой смеси контролируется с помощью термопары, введенной в перемычку между газовым и жидкостным цилиндрами бомбы;

объем рабочей камеры бомбы равен 1200 мл, причем жидкостная часть составляет 200 мл, что позволяет исследовать пластовые газоконденсаторные системы с содержанием углеводородов C_5H_{12+}

до $1000 \text{ см}^3/\text{м}^3$ и более. Бомба рассчитана на максимальное рабочее давление $100,0 \text{ МПа}$ и температуру $200 \text{ }^\circ\text{C}$.

Методика исследования на установках УГК-3 и УФР-2. Перед исследованием поршень бомбы PVT и поршень измерительного пресса вдвигаются до упора и межпоршневое пространство вакуумируется до остаточного давления. Бомбу заполняют пробами отсепарированного газа и сырого конденсата в соответствии с КГФ ($\text{см}^3/\text{м}^3$), замеренным при их отборе при исследовании скважины. При КГФ менее $100 \text{ см}^3/\text{м}^3$ необходимо загружать в бомбу возможно больший объем газа, что осуществляется входящей в комплект установки поршневой поджимкой. По объему загруженного газа рассчитывается объем сырого конденсата, подлежащий загрузке в бомбу:

$$V'_k = \frac{293p_{\text{заг}} V'_r [1 - \beta (p_{\text{заг}} - p_{\text{отб}})] [1 + \alpha (t_{\text{заг}} - t_{\text{отб}})] 0,1}{1,033\Gamma Tz}, \quad (\text{II.16})$$

где $p_{\text{заг}}$ — давление в бомбе после загрузки пробы газа, МПа; V'_r — объем газа, загруженного в бомбу при давлении загрузки и комнатной температуре, л; β — коэффициент сжимаемости конденсата, $1/\text{МПа}$; $p_{\text{отб}}$ — давление, при котором были отобраны пробы из сепаратора, МПа; α — коэффициент термического расширения конденсата, $1/^\circ\text{C}$; $t_{\text{заг}}$, T — температура, при которой загружается конденсат в бомбу, соответственно в $^\circ\text{C}$ и K ; $t_{\text{отб}}$ — температура, при которой были отобраны пробы из сепаратора, $^\circ\text{C}$; Γ — газовый фактор, $\text{м}^3/\text{м}^3$; z — коэффициент сверхсжимаемости газа.

При расчете объема загрузки конденсата в бомбу удобнее пользоваться обратной величиной — количеством выделившегося сырого конденсата на 1 м^3 отсепарированного газа (q в $\text{см}^3/\text{м}^3$). При этом уравнение (II.16) примет вид

$$V'_k = \frac{293qp_{\text{заг}} V'_r [1 - \beta (p_{\text{заг}} - p_{\text{отб}})] [1 + \alpha (t_{\text{заг}} - t_{\text{отб}})] 0,1}{1,033 \cdot 10^6 Tz}. \quad (\text{II.17})$$

Перед подачей конденсата в бомбу в контейнере с пробой конденсата поднимается давление на $3,0$ — $5,0 \text{ МПа}$ выше давления однофазного состояния конденсата. Объем загруженного конденсата определяется по шкале измерительного пресса. Загрузку бомбы следует проводить при возможно малом перепаде давления (менее $0,1 \text{ МПа}$).

После загрузки в бомбу пробы сырого конденсата и перевода его в газообразное состояние определяется количество пластового газа в бомбе и в том числе «сухого» газа (без C_5H_{12+}). Пластовые потери конденсата и коэффициент конденсатоотдачи определяют по отношению к 1 м^3 «сухого газа».

Перевод конденсата в газообразное состояние осуществляется сначала повышением температуры до пластовой, а затем повышением давления ступенями в $3,0$ — $5,0 \text{ МПа}$ до пластового, при наблюдении за объемом убывающей жидкой фазы. Фазовое равновесие на каждой ступени повышения давления устанавливается с помощью мешалки. Таким образом определяется давление, при

котором весь конденсат растворяется в газовой фазе (давление второй точки росы или давление начала конденсации). Это давление можно установить и путем снижения давления поршнем бомбы.

Исследования по дифференциальной конденсации пробы пластового газа проводятся поэтапно с темпом 15—20 % в час от объема загруженного газа. Этапы снижения давления в бомбе устанавливаются из расчета получения 6—8 точек для построения кривой дифференциальной конденсации. При этом поршень измерительного пресса бомбы должен быть полностью вдвинут в нее. По окончании каждого этапа снижения давления газоконденсатная смесь перемешивается и затем отстаивается до постоянства объема жидкой фазы.

На основе проведенных замеров составляется таблица (см. ниже) и затем строится график «количество выделившегося сырого конденсата — пластовое давление».

Пластовое давление, МПа	33,0	30,0	25,0	20,0	15,0	10,0	5,0	0,1
Количество выпавшего сырого конденсата, см ³ /м ³	0	112	300	442	480	441	380	279

При давлении в бомбе 0,1 МПа и пластовой температуре конденсат выпускается в ловушку, охлаждается до температуры +20 °С и замеряется его объем. Вычитанием объема выпавшего конденсата (при +20 °С) из потенциального его содержания (C₅H₁₂₊) в пластовом газе и делением на потенциальное содержание определяется коэффициент конденсатоотдачи.

Помимо определения конечного коэффициента конденсатоотдачи, принимаемого к утверждению ГКЗ СССР, важное значение для промысла имеет определение изменения потенциального содержания в пластовом газе углеводородов C₅H₁₂₊ при снижении давления. Это можно осуществить как экспериментально, так и расчетным путем на основе данных о количестве выпавшего в бомбе стабильного конденсата на различных этапах снижения давления.

Количество выпавшего стабильного конденсата определяется путем многократной загрузки проб отсепарированного газа и сырого конденсата. В каждом из серии опытов в бомбе устанавливаются давление и температура, равные пластовым, и осуществляется дифференциальный процесс конденсации пластовой пробы газа до намеченного давления. Образовавшийся конденсат приводится в равновесие с газовой фазой. После чего он под воздействием давления поступает из бомбы в стеклянную ловушку, помещенную в баню, где замеряется его объем. Выделившийся из конденсата газ собирается в газовую бюретку. Затем из бомбы выпускают весь газ, и ее загружают новой рекомбинированной пробой.

Как было показано, определение давления начала конденсации, коэффициента конденсатоотдачи и других газоконденсатных характеристик осуществляется в установках УГК-3, УФР-2, в которых используются пустотелые камеры (бомбы PVT).

Однако некоторыми исследователями было показано, что пористая среда оказывает большое влияние на давление начала конденсации пластового газа и конденсатоотдачу пласта. На основе этих экспериментальных исследований поднимался вопрос о необходимости учета пористой среды и недостоверности данных, получаемых в бомбах PVT.

Ш. С. Асланов, Ю. Г. Мамедов, С. И. Пейсахов, Э. С. Садых-Заде на основании уменьшения проницаемости при прокачке газа при постоянном давлении через трубку, наполненную песком, показали, что в присутствии воды происходит значительная сорбция газа и в первую очередь гомологов метана. Из общего количества прокачанного газа до 30% сорбируется. Таким образом при разработке месторождения должно добываться на 30% газа (в том числе и конденсата) больше, чем было первоначально определено. Однако многолетней практикой разработки газоконденсатных месторождений такие данные не подтвердились. Кроме того, по результатам А. М. Расулова и А. С. Великовского со снижением давления до давления максимальной конденсации высококипящих углеводородов происходит адсорбция конденсата, а не его десорбция.

В отличие от Э. С. Садых-Заде, Ф. А. Требин и Г. И. Задора показали, что количество добываемого при разработке конденсата ниже, а не выше получаемого в установке, не имеющей пористой среды (бомба PVT).

Э. С. Садых-Заде проводил экспериментальные исследования с газовыми смесями в присутствии цементированного песка. Давление начала конденсации было выше на 1,0—1,4 МПа, чем определенное в бомбе PVT. Однако эти опыты различались не только наличием или отсутствием породы, но и тем, что в первом случае было динамическое фазовое равновесие, а в последнем — статическое, почему сопоставление результатов неправомерно.

Влияние пористой среды на фазовые превращения углеводородных смесей может проявляться как в действии капиллярных сил, так и сорбционных явлений.

А. Ю. Намиот дал качественную оценку роли явления капиллярных сил, исходя из общих термодинамических соотношений. На примере бинарной системы им было показано, что влияние капиллярного давления p_k на давление фазового перехода можно выразить уравнением

$$\frac{\partial p_c}{\partial p_k} = \frac{N_1'' V_1'' + N_2'' V_2''}{N_1' (V_1' - V_1'') + N_2' (V_2' - V_2'')} \quad (\text{II.18})$$

где N_1'' и N_2'' — соответственно молярные доли компонентов 1 и 2 в возникающей фазе; V_1', V_2', V_1'', V_2'' — соответственно парциальные молярные объемы компонентов 1 и 2 в начальной и возникающей фазах.

Результат анализа этого уравнения — вывод о смещении в сторону более высоких давлений фазовой кривой в области ретроградных явлений.

$$\Delta p_c = \frac{\partial p_c}{\partial p_k} p_k.$$

Несмотря на значительную величину производной $\partial p_c / \partial p_k$ в области ретроградных точек росы, значение капиллярного давления оказывается низким. Кроме того, субкапилляры, в которых может существенно повыситься капиллярное давление, заполнены водой. В процессе выпадения конденсата и заполнения пор давление также снижается, т. е. происходит снижение эффекта воздействия p_k на фазовые равновесия. Таким образом в реальных коллекторах при наличии погребенной воды роль этого эффекта незначительна.

А. С. Великовский, З. И. Козловцева, В. В. Юшкин показали как удельная поверхность поровой породы влияет на конденсатоотдачу пласта. Чем больше удельная поверхность, тем меньше конденсатоотдача. Однако следует отметить, что весьма трудно установить точное значение удельной поверхности коллектора, так как керны, взятые на расстоянии 1—2 м, могут различаться по удельной поверхности в 10 раз. Другое важное обстоятельство заключается в присутствии в коллекторах связанной воды. Вода, являясь полярным веществом, адсорбируется значительно сильнее, чем углеводороды, и вытесняет их с поверхности. Она значительно снижает удельную поверхность коллектора. Так, при содержании воды в мелкозернистом песчанике в объеме, равном 21 %, удельная поверхность уменьшается в 6 раз по сравнению с сухой породой, причем вода заполняет обычно узкие капилляры, которые определяют сорбционные свойства пород. Интересно также отметить, что алевролиты месторождения Газли сорбировали метан в сухом состоянии при определенном давлении около 0,02 см³/г, а при насыщении их водой всего на 4 % от объема не сорбировали метан.

Основываясь на термодинамике фазовых переходов, А. Ю. Намиот в работе [12] показал, что для гидрофильных коллекторов при высоких давлениях вода будет резко подавлять адсорбцию углеводородов на поверхности. Связь между активностью адсорбента по отношению к углеводороду и влиянием на нее воды также показана А. С. Великовским, З. И. Козловцевой и В. В. Юшкиным. На рис. II.19, составленном на основе данных В. Г. Герасимовой и В. Т. Быкова, показана сорбируемость гептана на различных адсорбентах при давлении 0,1 МПа в зависимости от содержания в них влаги. Из этого рисунка видно, что чем меньшую активность имеет адсорбент, тем при меньшем содержании

влаги полностью прекращается адсорбция гептана. Это объясняется тем, что меньшего количества влаги оказывается достаточно, чтобы полностью занять узкие поры и все активные центры на адсорбенте. Следует отметить, что порода коллекторов еще более слабый адсорбент, чем третий (см. линию 3 на рис. II.19).

Ряд работ зарубежных авторов [19] показали, что пористая среда практически не оказывает влияния на давление начала конденсации и конденсатоотдачу.

Значительный интерес представляет работа Роджерса, в которой показаны результаты эксперимента, заключающегося в сопоставлении лабораторных исследований (бомба PVT без пористой среды) с фактическим фазовым поведением пластового газа при разработке небольшого по запасам газа месторождения. Получено хорошее совпадение конденсатосодержания пластового газа эксперимента с промышленной практикой.

Один из авторов данной книги показал, что давление начала конденсации, определенное по первой разведочной скважине на УГК-3, залежи горизонта IX месторождения Русский Хутор северный, равно пластовому. Как выяснилось позже, в этом горизонте наряду с газоконденсатной залежью имеется оторочка промышленных запасов легкой нефти. Подобные результаты были получены по Качановскому, Оренбургскому и другим месторождениям.

Эти экспериментальные работы хорошо подтверждают достоверность получаемых результатов на бомбах PVT.

Наряду с экспериментальными методами определения фазовых превращений пластовых газоконденсатных систем развивались и аналитические методы [16, 18]. Модифицированное уравнение состояния Редлиха — Квонга позволило определить фазовое равновесие смесей с углеводородными компонентами. Однако несмотря на то, что конденсат рассматривается не как компонент с усредненными свойствами, а разбивается на ряд фракций согласно результатам его фракционной разгонки, по-прежнему аналитические методы весьма чувствительны к точности определения исходных данных, что приводит к погрешностям в отдельных случаях до 30 % и более.

Более точное определение составов фаз парожидкостного равновесия возможно в случае экспериментального получения коэффициентов распределения для данной пластовой углеводородной системы.

Для приближенных расчетов составов фаз и количеств каждой из них удобно пользоваться ускоренным методом — номограммой А. И. Гужова. На протяжении последних 20 лет эта номограмма успешно использовалась проектными институтами для оценочных расчетов.

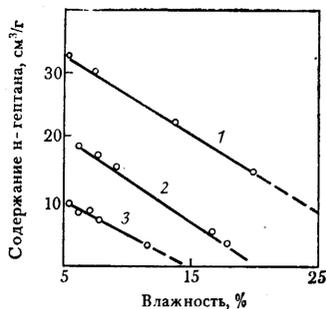


Рис. II.19. Зависимость сорбируемости гептана от влажности на различных адсорбентах.

1 — весьма активный адсорбент (силикагель); 2 — активный адсорбент; 3 — слабоактивный адсорбент

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ОСНОВНЫХ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК

В главе II отмечалось, что наряду с определением в процессе газоконденсатных исследований исходных данных на начало разработки месторождения (потенциальное содержание конденсата, его выход и свойства) проводятся исследования по прогнозированию изменения с падением пластового давления потенциального содержания углеводородов C_5H_{12+} (конденсата) в пластовом газе, состава конденсата и товарных продуктов.

Для определения изменения потенциального количества конденсата проводятся исследования по методике, описанной в главе II. По результатам строится кривая, подобная изображенной на рис. III.1. По этой кривой можно сделать оценку потенциального содержания углеводородов C_5H_{12+} в пластовом газе до конца разработки месторождения.

Так как на основе прогнозной кривой изменения потенциального содержания конденсата планируются объемы добычи конденсата, то важное значение имеет степень достоверности такого прогноза. Интересными в этом плане являются специально проводившиеся исследования по сопоставлению прогнозных кривых с фактическими результатами исследования, полученными в процессе разработки месторождения. Результаты наиболее полных регулярно проводившихся исследований в СССР и за рубежом показаны на рис. III.2 и III.3.

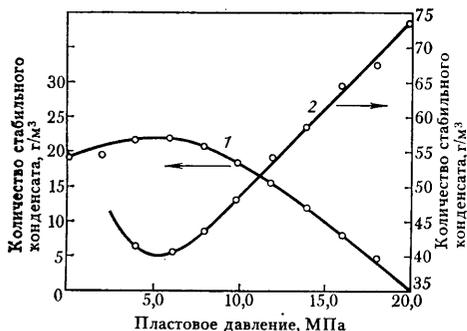


Рис. III.1. Количество конденсата, переходящее в жидкую фазу в пласте (1) при падении пластового давления в залежи; изменение текущего потенциального содержания конденсата в пластовом газе (2)

На рисунках видно, что фактические данные хорошо согласуются с прогнозными. Отклонения от прогнозных кривых составили по месторождению Сан-Джан (США) $\pm 5\%$, по Вуктыльскому месторождению — 9% . Хотя по другим месторождениям (например, по Наипскому) имеются неполные данные (рис. III.4 и III.5), но и по ним можно судить о достаточно надежном прогнозировании изменения потенциала конденсата и его добычи при разработке методом дифференциальной конденсации рекомбинированной пластовой пробы с использованием установок фазовых равновесий типа УГК-3.

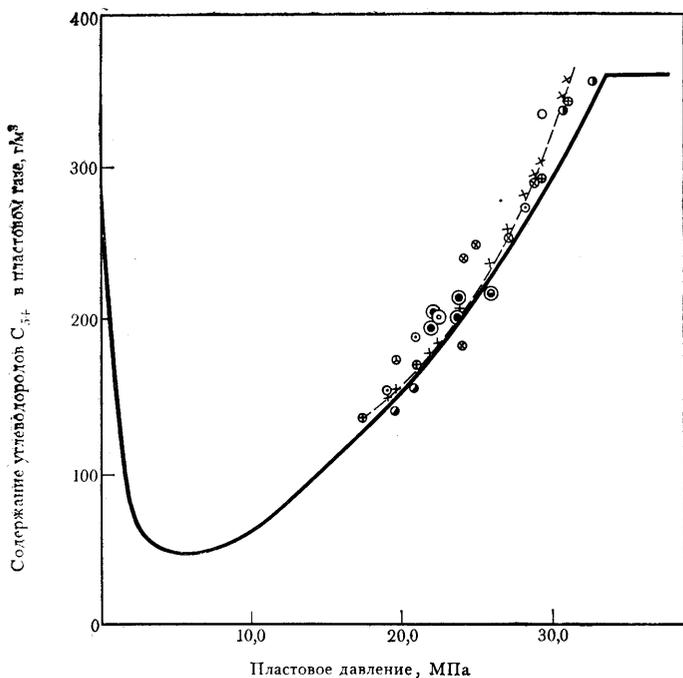


Рис. III.2. Сравнение прогнозных и фактических данных по изменению текущего потенциального содержания конденсата по Вуктыльскому месторождению

Рис. III.3. Сравнение прогнозных (1) и фактических (2) данных по изменению текущего потенциального содержания конденсата по месторождению Сан-Джан (США)

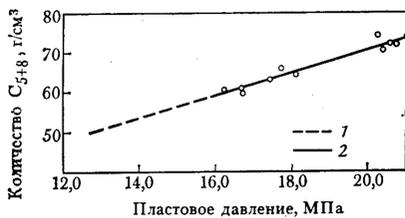
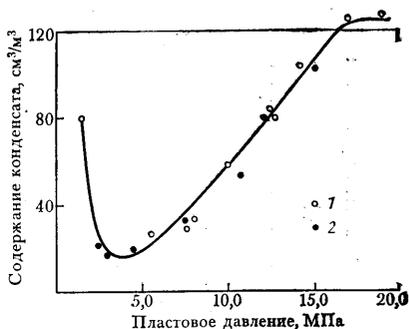


Рис. III.4. Сравнение прогнозных (1) и фактических (2) данных по изменению текущего потенциального содержания конденсата по Оренбургскому месторождению

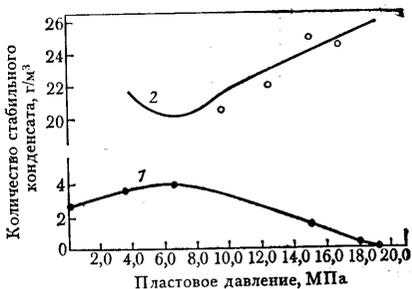


Рис. III.5. Сравнение прогнозных (1) и фактических (2) данных по Наипскому месторождению

ПРОГНОЗ СОСТАВА И СВОЙСТВ КОНДЕНСАТА В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В связи со строительством в последние годы пилотных установок в районах добычи газового конденсата (см. гл. V) по переработке последнего на товарные продукты (дизельное топливо, бензин и др.) для потребления на местах важное значение приобрело прогнозирование изменения состава конденсата и объемов производства товарных продуктов.

Методика прогнозирования заключается в следующем (на примере юрского горизонта месторождения Русский Хутор северный). Стабильный конденсат подвергается разгонке на пятиградусные фракции на приборе АРН-2, после чего строятся кривые разгонки (рис. III.6). Одновременно на установке УГК-3 рекомбинированная проба пластового газа подвергается дифференциальной конденсации, при этом определяются плотность ρ_4^{20} и показатель преломления n_D^{20} конденсата, выделяющегося на различных этапах снижения давления из газа, отбираемого из установки УГК-3.

Использование указанных кривых рассмотрим на следующем примере.

Начальное пластовое давление составляет 35,0 МПа. Определим фракционный состав конденсата при пластовом давлении 30,0 МПа.

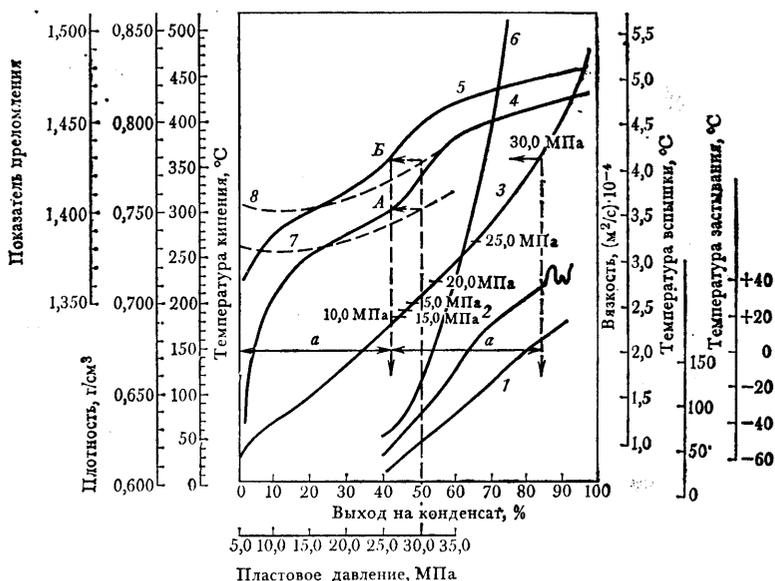


Рис. III.6 Прогнозные кривые физико-химической характеристики конденсата при снижении пластового давления.

1 — температура вспышки; 2 — температура застывания; 3 — ИТК; 4 — плотность; 5 — показатель преломления; 6 — вязкость; 7 — плотность — функция пластового давления; 8 — показатель преломления — функция пластового давления

По кривой $\rho_4^{20} = f(p_{пл})$ находим, что при давлении 30 МПа добываемый конденсат будет характеризоваться плотностью 0,7530 г/см³. На рис. III.6 этой плотности соответствует точка А. Так как при построении кривых разгонок данные параметров откладываются на ординатах, соответствующих средним значениям фракций, то плотностью 0,7530 г/см³ будет характеризоваться фракция, выход которой составит 83% от конденсата. По ординате, проходящей через точку, соответствующую этому числу, на кривой ИТК устанавливаем, что указанное число соответствует фракции, выкипающей до 360 °С. Следовательно, при снижении давления с 35,0 до 30,0 МПа в пласте будут потеряны фракции, кипящие выше 360 °С, выход которых составит: 100—83=17%.

Таким же образом были определены температурные пределы выкипания конденсата при снижении давления до 25,0; 20,0; 15,0; 10,0 и 5,0 МПа, указанные на кривой ИТК.

Как видно из этих данных, со снижением пластового давления до 5,0 МПа, т. е. фактически в последний период разработки залежи, конденсат будет лишен фракций, кипящих выше 200 °С, и по составу будет соответствовать бензиновой фракции.

В приведенном примере наряду с кривыми разгонки использовалась зависимость $\rho_4^{20} = f(p_{пл})$. Однако для многих газоконденсатных смесей при исследовании на установках УГК-3 количество жидкой фазы бывает настолько мало, что удается определить только показатель преломления.

В этом случае для нахождения плотности можно использовать зависимости $n_D^{20} = f(p_{пл})$ и кривую разгонки (n_D^{20}). Расчеты ведут так же, как и по зависимости $\rho_4^{20} = f(p_{пл})$. Поясним на примере.

По кривой $n_D^{20} = f(p_{пл})$ находим, что при давлении 30,0 МПа добываемый конденсат будет характеризоваться показателем преломления, равным 1,4300. На рис. III.6 этому показателю соответствует точка Б. Дальнейшее определение проводится так же, как и по зависимости $\rho_4^{20} = f(p_{пл})$.

Естественно, вместо плотности и показателя преломления можно использовать молекулярную массу, но только при газоконденсатных системах с большим содержанием высококипящих углеводородов (C₅₊), когда количество жидкой фазы будет достаточным для его экспериментального определения. В этом случае на установке УГК-3 определяется молекулярная масса стабильного конденсата, выделяемого из добываемого газа при различной степени снижения давления в пласте, и строится кривая.

Зная по кривой ИТК температурные пределы выкипания конденсатов при различных пластовых давлениях, можно построить кривые их разгонки, показанные на рис. III.7.

По этим кривым определяется выход отдельных фракций конденсата при различных пластовых давлениях. На рис. III.8 показан выход фракций из конденсата, кипящих при различных температурах в зависимости от снижения пластового давления, определяемый по кривым разгонок, приведенных на рис. III.7.

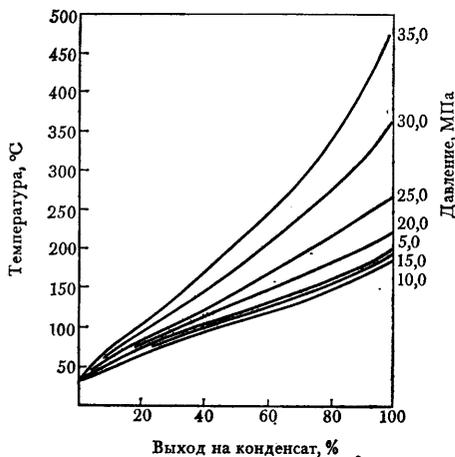


Рис. III.7. Кривые разгонки конденсатов, полученных из газа при различных пластовых давлениях

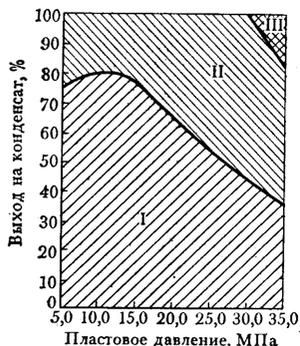


Рис. III.8. Выход различных товарных фракций.

I — бензиновая фракция, отобранная до 150 °С; II — дизельная фракция, отобранная в пределе 150–350 °С; III — остаток разгонки (мазут), отобранный при температуре выше 350 °С

Как видно из этих данных, если в начале разработки месторождения Русский Хутор северный содержание в конденсате фракций, кипящих выше 350 °С, составляло 18%, то при снижении давления до 30,0 МПа выход этих фракций составит лишь 2% и при давлении 29,5 МПа в конденсате уже этих фракций не будет, т. е. по фракционному составу конденсат будет представлять собой смесь бензиновых фракций и фракций дизельного топлива. Приведенные на рис. III.6 кривые характеристики узких фракций (плотность, вязкость, температуры вспышки и застывания) позволяют прогнозировать изменение качеств фракций, получаемых из конденсатов на различных этапах разработки месторождения.

В качестве примера рассмотрим изменение свойств фракции, кипящей выше 150 °С, из конденсата в процессе снижения пластового давления. По кривой ИТК находим, что при начальном пластовом давлении (35,0 МПа) выход фракции, кипящей выше 150 °С, составляет 65% на конденсат. Абсцисса средней точки на кривой этой фракции равна $35 + (65/2) = 67,5\%$. По пересечению ординаты, проходящей через эту точку, с кривыми свойств узких фракций (ρ^{20}_4 , ν_{20} , $t_{всп}$, $t_{заст}$) устанавливаем качества указанной фракции. Аналогично определяем характеристику фракции конденсата на других этапах изменения пластового давления. Так, например, из кривой ИТК видно, что при снижении пластового давления до 30,0 МПа выход фракции, кипящей выше 150 °С, составляет 48% на конденсат. Абсцисса средней точки этой фракции равна $35 + (48/2) = 59\%$. По ординате, проходящей через эту точку, определяем также качество указанной фракции.

Изменение качества фракции, кипящей выше 150 °С, и конденсата в зависимости от пластового давления показано на рис. III.9.

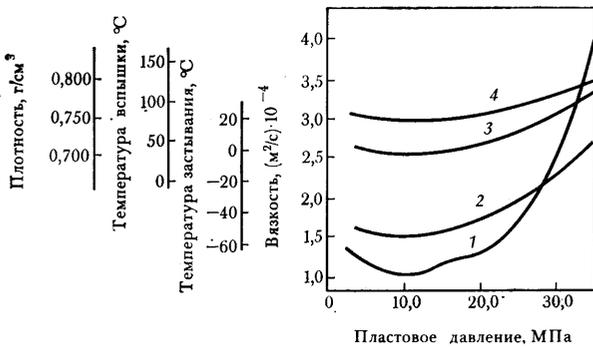


Рис. III.9. Изменение качества фракции, кипящей выше 150 °С, и конденсата в зависимости от пластового давления.

1 — вязкость; 2 — температура застывания; 3 — температура вспышки; 4 — плотность

Как видно из этих данных, в процессе разработки залежи на режиме истощения уменьшается плотность и вязкость этой фракции, а также снижается ее температура вспышки и застывания. Так, если в начальный момент разработки залежи фракция, отобранная из конденсата при температуре выше 150 °С, имела вязкость $\nu_{20} = 4,1 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$ и температуру застывания 12 °С, то со снижением пластового давления до 10,0 МПа ее вязкость стала равной $1,0 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$, а температура застывания минус 55 °С. Лишь в самый последний период разработки пласта вязкость этой фракции, а также ее температуры застывания и вспышки повысились за счет испарения выпавшего в пласте конденсата.

Из рассмотрения кривой ИТК видно (см. рис. III.6), что при снижении давления до 5 МПа конденсат будет полностью лишен фракций, кипящих выше 200 °С. Выход этих фракций из конденсата при начальном пластовом давлении составляет 52 %. Следовательно, при снижении пластового давления с 35 до 5 МПа в пласте теряется указанный процент наиболее высококипящих фракций конденсата.

ТАБЛИЦА III.1

Пластовое давление, МПа	Температура выкипания, 90%-ного конденсата, °С		Выход фракции дизельного топлива (150—350 °С)	
	прогнозная	фактическая	прогнозная	фактическая
27,0	265	233	47	39
20,0	205	190	33	27
13,0	165	178	21	23

Из табл. III. 1 видно, что прогнозные данные вполне сопоставимы с фактическими. Наибольшая погрешность составляет 11% по фракционному составу конденсата и 15% — по содержанию фракции дизельного топлива в конденсате.

ПРОГНОЗ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ КОНДЕНСАТА В СИСТЕМЕ ДВУХСТУПЕНЧАТОЙ СЕПАРАЦИИ

При проектировании обустройства месторождения важное значение имеют такие параметры, как количество конденсата, выделяющегося на I и II ступенях сепарации; количество конденсата в дегазаторе; количество и состав газа дегазации; плотность и усадка насыщенного конденсата. Для получения указанных параметров необходимо иметь данные о начальном потенциальном содержании конденсата в пластовом газе и плотности конденсата с последующими экспериментальными работами, проведенными с помощью установки УГК-3, имитирующей условия выделения конденсата в системе двухступенчатой сепарации (рис. III.10).

Продукция скважин поступает в сепаратор С-1, в котором поддерживаются давление и температура соответственно 13,0 МПа и 23 °С. В сепараторе С-2 проводится дополнительное выделение конденсата из газа сепаратора С-1 при давлении 8,0 МПа и температуре минус 10 °С. В теплообменнике Т-1 происходит дегазация насыщенного конденсата, поступающего из сепаратора С-1 при давлении 8,0 МПа и температуре плюс 10 °С. Затем этот конденсат смешивается с конденсатом из сепаратора С-2 и поступает в конденсатопровод при давлении 8,0 МПа и температуре около 0 °С, а затем направляется в установку стабилизации конденсата УСК. В УСК конденсат частично дегазируется в дегазаторе Д-1 при давлении 1,5 МПа и температуре — 10 °С и затем поступает в стабилизатор.

Принципиально методика лабораторного моделирования заключается в следующем. Используются две установки УГК-3. Одна

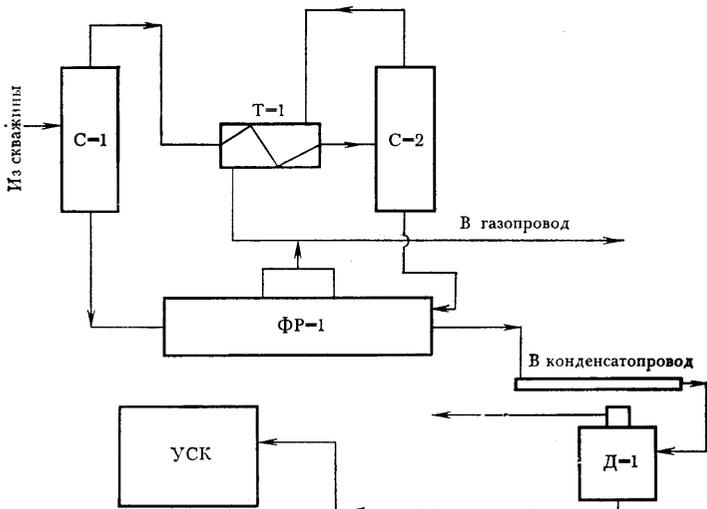


Рис. III.10. Схема выделения конденсата в системе двухступенчатой сепарации газа и дегазации насыщенного конденсата

из них имитирует пласт, в котором рекомбинируется проба, другая служит в качестве сепаратора I ступени. Сепарация II ступени осуществляется в сепараторе одной из установок.

Ниже приведена методика изучения распределения конденсата в системе двухступенчатой сепарации на примере залежи БУ₁₄ Уренгойского месторождения. Потенциальное содержание конденсата 245 г/см³, плотность стабильного конденсата 0,7420 г/см³.

Исходные данные, полученные экспериментально на УГК-3 и расчетным путем, следующие:

1) при давлении 13,0 МПа и температуре 24 °С выделяется 480 см³ сырого конденсата на 1 м³ отсепарированного газа, коэффициент усадки конденсата со снижением давления до 8,0 МПа при температуре 10 °С составляет 0,80;

2) в сепараторе II ступени при давлении 8,0 МПа и температуре минус 10 °С выделяется конденсат 136 см³/м³;

3) общее количество сырого конденсата, поступающего на дегазацию с давлением 8,0 МПа и температурой 0 °С, составляет $480 \cdot 0,80 + 136 = 520$ см³/м³;

4) плотность сырого конденсата равна 575 кг/м³, а коэффициент усадки при снижении давления до 0,1 МПа при 20 °С — 0,643;

5) плотность частично дегазированного конденсата при давлении 1,5 МПа равна 635 кг/м³;

6) из 1 м³ сырого конденсата выделяется 100 м³ газа дегазации, что в пересчете на 1 м³ стабильного конденсата составляет 156 м³, а на 1 т — 211 м³;

7) из 1 млн. м³ отсепарированного газа выделяется 520 м³ сырого конденсата, что соответствует 335 м³ или 249 т стабильного конденсата;

8) количество газа дегазации, которое будет выделяться на промысле и УСК, равно: $520 \cdot 100 = 52,0$ тыс. м³.

Масса сырого конденсата, поступающего на дегазацию с промысла, равна 298,5 т.

Используя полученные исходные данные, можно определить материальный баланс добычи, дегазации и стабилизации конденсата.

Материальный баланс добычи конденсата составлен без учета его технологических потерь на промысле и установке стабилизации, что дает некоторый запас по сравнению с фактическими данными при транспортировании конденсата.

Расчет проведен для случая дегазации конденсата при изменении давления от 8,0 до 1,5 МПа (при температуре минус 10 °С).

Материальный баланс составлен на 1 млн. м³ отсепарированного газа.

1. По данным лабораторных исследований при дегазации сырого конденсата после снижения давления с 8,0 до 1,5 МПа и уменьшения температуры с 0 °С до минус 10 °С выделяется 175 м³ газа дегазации на 1 т или 130 м³ на 1 м³ стабильного конденсата, что в пересчете на 1 м³ сырого конденсата равно 83 м³.

Состав газа приведен в табл. III.2.

2. Количество газа дегазации на промысле равно: $83 \cdot 520 = 43,0$ тыс. м³, или 37,5 т.

ТАБЛИЦА III.2

Пределы изменения давления, МПа	Молярная доля, %							Плотность, г/см ³
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂₊	N ₂	CO ₂	
Дегазация								
8,0—1,5	75,59	9,20	7,37	3,47	3,90	0,13	0,34	0,87
Стабилизация								
1,5—0,1	26,67	18,17	28,23	19,75	6,96	—	0,22	1,33

3. Количество сырого конденсата плотностью 635 кг/м³ при 1,5 МПа и минус 10 °С равно:

$$298 - 37,5 = 261 \text{ т, или } 410 \text{ м}^3.$$

4. Количество газа дегазации на УСК равно:

$$52 - 43 = 9 \text{ тыс. м}^3, \text{ или } 12 \text{ т.}$$

5. Количество стабильного конденсата на УСК равно:

$$261 - 12 = 249 \text{ т.}$$

6. Количество сырого конденсата, поступающее на УСК с учетом газа дегазации и стабилизации:

$$\frac{261}{1,052} = 248 \text{ т, или } 248 \text{ г/м}^3.$$

7. Количество газа стабилизации, получаемое на 1 т стабильного конденсата:

$$211 - 175 = 36 \text{ м}^3.$$

На 1 м³ стабильного конденсата приходится 26 м³, на м³ сырого конденсата — 17 м³.

8. Количество стабильного конденсата, которое будет получено на УСМ:

с учетом газа дегазации

$$\frac{249}{1,0375} = 241 \text{ г/м}^3,$$

с учетом газа стабилизации

$$\frac{249}{1,052} = 236 \text{ г/м}^3.$$

Результаты расчета количеств газов дегазации и стабилизации, а также конденсата приведены в табл. III.3.

ТАБЛИЦА III.3

Пределы изменения давления, МПа	Объект дегазации и стабилизации	Количество конденсата				
		т	м ³	г/м ³ отсепарированного газа	г/м ³ с учетом газа дегазации и стабилизации	плотность, кг/м ³
8,0—1,5 при минус 10 °С	Промысел УСК	261	410	261	248	635
с 1,5 при минус 10 °С до 0,1 при плюс 20 °С		249	335	249	236	742

Примечание. При расчете добычи конденсата учтены 9 г/м³, уходящие в раство конденсата на 1 млн. м³ отсепарированного газа.

ПРОГНОЗ ИЗМЕНЕНИЯ ПОТЕНЦИАЛЬНОГО СОДЕРЖАНИЯ
УГЛЕВОДОРОДОВ C₅₊ ПРИ НЕЗНАЧИТЕЛЬНОМ КОЛИЧЕСТВЕ ИХ
В ПЛАСТОВОМ ГАЗЕ

В практике ежегодного учета остаточных балансовых запасов конденсата по разрабатываемым месторождениям наблюдается следующее: 1) по месторождениям с потенциальным содержанием конденсата в пластовом газе свыше 30 г/м³ проводится полный комплекс газоконденсатных исследований и поэтому в проектах разработки имеются основные прогнозные зависимости по фазовому поведению пластового газа, полученные согласно методике, изложенной в гл. II; 2) по месторождениям с незначительным содержанием конденсата в пластовом газе (менее 30 г/м³) основные зависимости по фазовому поведению пластового газа отсутствуют. Поэтому при ежегодном учете остаточных запасов конденсата списание запасов проводится на основе данных по добыче конденсата. А как известно, добыча конденсата всегда меньше извлекаемого из пласта конденсата в составе отбираемого газа вследствие неизбежных технологических потерь. Поэтому в балансе по таким месторождениям числится до 30—40 % «остаточных» запасов конденсата при почти полностью разработанной залежи.

Для месторождений с высоким удельным содержанием конденсата за основу берутся зависимости изменения потенциального их содержания от снижения давления, с помощью которых определяется потенциальное содержание конденсата на конец года в отбираемом из пласта газа при пластовом давлении. Умножением величины потенциального содержания конденсата на остаточные запасы газа получают остаточные запасы конденсата в пласте. Умножая потенциальное содержание (среднеарифметическое за год) конденсата на количество отобранного из пласта газа, получают количество извлеченного из пласта конденсата.

Разность между запасами конденсата и суммой извлеченного из пласта конденсата в остаточных его запасах дает количество конденсата, перешедшего в жидкую фазу в пласте. Таким образом составляется баланс конденсата по данной залежи.

Газ дегазации						Товарный газ	
т	тыс. м ³	плотность, кг/м ³	м ³ /т стабильного конденсата	м ³ /м ³ стабильного конденсата	м ³ /м ³ сырого конденсата	дегазации и стабилизации, тыс. м ³	всего, млн. м ³
37,5	43	0,87	175	130	83	43	1,043
12	9	1,33	36	26	17	52	1,052

ренном состоянии в отсепарированном газе. Расчет проводился, исходя из 520 м³ сырого

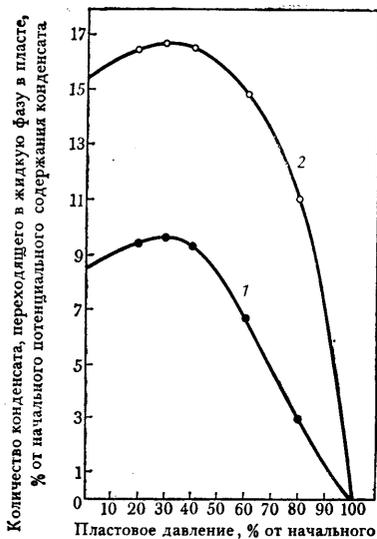


Рис. III.11. Обобщенные кривые пластовых потерь конденсата.

Выкипает: 1 — при 200 °C; 2 — при 300 °C

Для месторождений с малым содержанием конденсата применяют обобщенные зависимости по дифференциальной конденсации пластовых газоконденсатных систем от фракционного состава конденсата. По обобщенным кривым дифференциальной конденсации (рис. III.11) определяется зависимость количества конденсата, переходящего в жидкую фазу в пласте для конкретной залежи, и по ней рассчитывается кривая изменения потенциального содержания конденсата от снижения пластового давления данной залежи.

Из проекта разработки месторождения используют следующие данные: балансовые запасы газа в млрд. м³; отбор газа в млрд. м³/год; начальное потенциальное содержание конденсата в г/м³; балансовые запасы стабильного конденсата в тоннах; температуру выкипания 90 °C

конденсата в °C; начальное пластовое давление в Па; конечный проектный коэффициент конденсатоотдачи.

Для определения изменения потенциального содержания конденсата в газе со снижением пластового давления применяют обобщенные зависимости «количество конденсата, выпавшего в жидкую фазу в пласте, — пластовое давление», и данные по изменению количества выпадающего конденсата с различной температурой выкипаемости в % от потенциального содержания на 1° C.

Пример. При пластовом давлении, равном 90 % от начального, получим (7,0 — 1,3) : 100 = 0,057 %.

В случае недонасыщенности пластовой газоконденсатной смеси расчеты по кривым, приведенным на рис. III.11, следует проводить, начиная с давления начала конденсации пластового газа.

ТАБЛИЦА III.4

Пластовое давление, доли единицы	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,1	0
Изменение количества выпавшего конденсата, % от потенциального содержания	0,057	0,080	0,083	0,080	0,076	0,073	0,071	0,070	0,069

Используя данные табл. III.4, можно определить количество выпавшего в пласте конденсата на весь период разработки месторождения и представить результаты расчета в форме табл. III.5.

По данным табл. III.4 и по формулам можно определить изменение потенциального содержания конденсата в отбираемом из пласта газе в зависимости от снижения пластового давления:

для первого этапа

$$q_1 = a(0,95q_0 - q_{n1}), \quad (III.1)$$

для второго и последующего этапов

$$q_i = a(0,95q_0 - 0,1 \sum_{j=1}^{i-1} (q_j - q_{nj})). \quad (III.2)$$

Здесь q_i — количество конденсата в отбираемом из пласта газе в конце i -го этапа, г/м³; q_{n1} — потенциальное содержание конденсата в исходном пластовом газе, г/м³; q_{ni} — количество конденсата, выпавшего в жидкую фазу в конце i -го этапа, г/м³; a — коэффициент, определяемый из таблицы в зависимости от номера этапа снижения пластового давления.

i	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
a	1,05	1,18	1,33	1,54	1,82	2,22	2,88	4,0	6,67	20,0

Определить пластовое давление к концу данного года разработки.

Определить потенциальное содержание конденсата при этом давлении.

Определить среднее потенциальное содержание из пласта конденсата в составе отобранного газа в тоннах.

Определить текущие запасы газа в млрд. м³.

Определить текущие запасы конденсата в тоннах.

Определить количество выпавшего в пласте конденсата в тоннах.

Определить количество извлеченного из пласта конденсата в составе отобранного газа в тоннах.

Пример. Дано: запасы газа, равные 5 млрд. м³, в том числе сухого газа 4,97 млрд. м³;

начальное потенциальное содержание конденсата — 22 г на 1 м³ сухого газа; балансовые запасы конденсата

$$\frac{22 \cdot 4,97 \cdot 10^9}{10^6} = 109\,340;$$

начальное пластовое давление 22,0 МПа;

годовой отбор сухого газа из месторождения в млрд. м³ по годам разработки

Год	1	2	3
Отбор газа	1,0	2,0	1,4

количество конденсата, выкипающего при температуре 260 °С, — 90 %.

Определить количество конденсата, подлежащего ежегодному списанию с запасов месторождения, а также его запасы по годам разработки.

ТАБЛИЦА III.5

Пластовое давление, % от начального	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,21	0,1	0
Количество конденсата:										
%	4,7	7,8	9,7	11,5	13,0	13,6	13,9	13,6	13,2	12,5
г/м ³	1,03	1,72	2,13	2,53	2,86	2,99	3,06	2,99	2,90	2,75

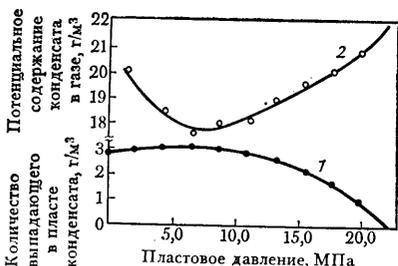


Рис. III.12. Расчетные кривые количества выпадающего в пласте конденсата (1) и изменения потенциального содержания конденсата в пластовом газе (2)

В соответствии с табл. III.4 определяем количество конденсата, выпадающего в пласте. При пластовом давлении, равном 0,9 от начального, количество конденсата, выкипающего при температуре 260 °С, составит:

$$1,30 + 0,057 \cdot 60 = 4,7 \% \text{ или } 22,47/100 = 1,03 \text{ г/м}^3.$$

В табл. III.5 приведены результаты расчета при других значениях пластового давления.

На основании данных табл. III.5 по формулам (III.1) и (III.2) рассчитывается изменение потенциального содержания конденсата в извлекаемом из пласта газе при снижении пластового давления.

$$q_1 = 1,05 (0,95 - 22,0 - 1,0) = 21,0;$$

$$q_2 = 1,18 (21,0 - 2,1 - 1,7) = 20,3;$$

$$q_3 = 1,33 (21,0 - 4,1 - 2,1) = 19,7;$$

$$q_4 = 1,54 (21,0 - 6,1 - 2,5) = 19,1;$$

$$q_5 = 1,82 (21,0 - 8,0 - 2,9) = 18,5;$$

$$q_6 = 2,22 (21,0 - 9,9 - 3,0) = 18,0;$$

$$q_7 = 2,86 (21,0 - 11,7 - 3,1) = 17,1;$$

$$q_8 = 4,0 (21,0 - 13,4 - 3,0) = 18,4;$$

$$q_9 = 6,67 (21,0 - 15,2 - 2,9) = 20,0.$$

Результаты расчета изменения потенциального содержания конденсата представляются в форме табл. III.6, по данным которой составляются графические зависимости (рис. III.12).

ТАБЛИЦА III.6

Пластовое давление, МПа	19,8	17,6	15,4	13,2	11,0	8,8	6,6	4,4	2,3
Потенциальное содержание конденсата, г/м³	21,0	20,3	19,7	18,1	18,5	18,0	17,1	18,4	20,0

Определить количество конденсата, извлеченного из пласта в составе отобранного газа за первый год разработки.

Пластовое давление к концу первого года разработки составляло 19,0 МПа.

Потенциальное содержание конденсата при этом давлении было равным 20,55 г/м³. Среднее потенциальное содержание конденсата за один год разработки составило 21,27 г/м³.

Извлечено из пласта конденсата в составе отобранного газа в тоннах:

$$\frac{21,27 \cdot 1 \cdot 10^9}{10^6} = 21\,270.$$

Текущие запасы газа в м³

$$4,97 \cdot 10^9 - 1,10^9 = 3,97 \cdot 10^9.$$

Текущие запасы конденсата в тоннах

$$\frac{20,66 \cdot 397 \cdot 10^9}{10^6} = 82\ 200.$$

Количество выпавшего в жидкую фазу в пласте конденсата при давлении 19,0 МПа в тоннах

$$109\ 340 - 21\ 270 - 82\ 200 = 5870.$$

Определить количество конденсата, извлеченного из пласта в составе отобранного газа за второй год разработки.

На конец второго года разработки пластовое давление равнялось 9,5 МПа. Потенциальное содержание конденсата при этом составляло 18 г/м³.

Среднее потенциальное содержание конденсата за год разработки

$$\frac{20,55 + 18,00}{2} = 19,27\ \text{г/м}^3.$$

Извлечено из пласта конденсата в составе отобранного газа в тоннах:

$$\frac{19,27 \cdot 2 \cdot 10^9}{10^6} = 385\ 400.$$

Текущие запасы газа в кубических метрах

$$5 \cdot 10^9 - 3 \cdot 10^9 = 2 \cdot 10^9.$$

Текущие запасы конденсата в тоннах

$$\frac{18,0 \cdot 2 \cdot 10^9}{10^6} = 36\ 000.$$

Количество выпавшего конденсата в пласте при давлении 9,5 МПа в тоннах

$$82\ 200 - 38\ 540 - 36\ 000 = 7660.$$

Определить количество конденсата, извлеченного из пласта за третий год разработки.

На конец третьего года разработки пластовое давление равнялось 2,3 МПа. Потенциальное содержание конденсата при давлении 3,3 МПа согласно рис. III.12

было равным 20 г/м³.

Среднее потенциальное содержание конденсата на год разработки составляло

$$(18 + 20)/2 = 19\ \text{г/м}^3.$$

Извлечено из пласта конденсата в тоннах в составе отобранного газа

$$\frac{19 \cdot 1,47 \cdot 10^9}{10^6} = 28\ 000.$$

Текущие запасы газа в м³ равны $4,97 \cdot 10^9 - 4,47 \cdot 10^9 = 0,5 \cdot 10^9$. Текущие запасы конденсата в тоннах равны:

$$\frac{20 \cdot 0,5 \cdot 10^9}{10^6} = 10\ 000.$$

Количество конденсата, перешедшего вновь в газовую фазу в пласте при давлении 9,3 МПа в тоннах:

$$28\ 000 + 10\ 000 - 36\ 000 = 2000.$$

Результаты расчета приведены в табл. III.7. Из данных этой таблицы видно, что к концу разработки месторождения (коэффициент газоотдачи принят 0,9, отобрано 4,47 млрд. м³ газа) из пласта извлечено конденсата в составе отобранного газа 87 810 т (графа 7), или 80 % от начальных запасов конденсата.

ТАБЛИЦА III.7

Год разработки	Годовой отбор газа, млрд. м ³	Пластовое давление, МПа	Потенциальное содержание конденсата, г/м ³		Количество извлеченного из пласта конденсата, т		Текущие запасы конденсата, т	Количество конденсата, выпавшего в жидкую фазу в пласте	
			на конец года	среднее за год	за год	суммарное		за год, т	с начала разработки, т
Первый	1,00	19,0	20,55	21,27	21 270	21 270	82 200	5870	5 870
Второй	2,00	9,5	18,00	19,27	38 540	59 810	36 000	7660	13 530
Третий	1,47	2,3	18,70	18,30	28 000	87 810	10 000	2000*	11 530

* Вновь перешедший в газовую фазу в пласте (см. рис. III.12).

К этому моменту разработки количество выпавшего в жидкую фазу в пласте конденсата составило 11 530 т, или около 10 % от начальных запасов. В остаточных запасах газа осталось 10 000 т конденсата, или около 10 % начальных его запасов.

ПРОГНОЗ ФАЗОВОГО СОСТОЯНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЗАЛЕЖАХ

Некоторые исследователи [13] объясняют проявление нефтели газоносности недр типом исходного органического вещества и степенью его метаморфизма. Другие [14] считают, что разделение нефти и газа в процессе аккумуляции углеводородов связано главным образом с палеотектоническими условиями формирования зон ловушек. Авторы данной книги полагают, что залежи нефти концентрируются в зонах развития структурных ловушек раннего заложения, а газовые скопления — в зонах более молодых поднятий.

Исследования фазового состояния углеводородов, проведенные в СССР и за рубежом, свидетельствуют о том, что оно определяется в известной степени термобарическими условиями нахождения залежей. При предположении о близости химического состава углеводородного вещества в породах изучаемого бассейна оказывается возможным построение графиков фазового состояния углеводородов по результатам замеров пластовых давлений и температур в продуктивных скважинах. Такой график фазового состояния углеводородов по материалам Урало-Каспийского региона составил М. С. Арабаджи.

В связи с открытием в Западно-Сибирской провинции месторождений, углеводороды в которых находятся в различных фазовых состояниях, накоплен фактический материал, который дал возможность изучить влияние термобарических условий на фазовое состояние компонентов в залежах.

Решение поставленной задачи проведено по программе, реализующей алгоритм распознавания образов методом дискриминантной функции. Установлены численные критерии оценки фазового состояния углеводородов в недрах отдельно для юрского и мелового комплекса пород.

На основании критерия классификации объектов после нахождения коэффициентов линейной дискриминантной функции получено неравенство:

$$\text{для газовых (газоконденсатных) залежей юрского комплекса:} \\ 0,211t_{\text{пл}} - 0,045p_{\text{пл}} - 7,622 < 0; \quad (\text{III.3})$$

$$\text{для нефтяных залежей юрского комплекса:} \\ 0,211t_{\text{пл}} - 0,045p_{\text{пл}} - 7,622 \geq 0; \quad (\text{III.4})$$

$$\text{для газовых (газоконденсатных) залежей мелового комплекса:} \\ 0,173t_{\text{пл}} - 0,042p_{\text{пл}} - 2,313 < 0; \quad (\text{III.5})$$

$$\text{для нефтяных залежей мелового комплекса:} \\ 0,173t_{\text{пл}} - 0,042p_{\text{пл}} - 2,313 \geq 0. \quad (\text{III.6})$$

Вероятная ошибка распознавания фазового состояния углеводородов по указанным критериям оказалась равной 14 %.

Полученные неравенства практически являются численными критериями оценки типа залежи на перспективных структурах конкретно для условий Западно-Сибирской провинции. В табл. III.8 приведены сопоставительные данные распознавания фазового состояния углеводородов в залежах.

ТАБЛИЦА III.8

Месторождение, возраст	Начальные пластовые условия		Значение критерия распознавания	Тип залежи	
	температура, °C	давление, МПа			
Березовское, юра	55	13,0	-1,53	Газоконденсатная	
Деминское, юра	50	12,5	-2,69		
Северо-Алясовское, юра	47	12,8	-3,45		
Чуэльское, юра	62	16,6	-2,01		
Западно-Сысконсыньинское, юра	56	15,9	-2,96		
Пунгинское, юра	63	18,3	-2,56	Нефтяная	
Верхне-Кондинское, юра	70	17,8	-0,86		
Трехозерное, юра	79	15,4	+2,11		
Северо-Мартымыньинское, юра	86	16,0	+3,32		
Северо-Потанайское, юра	97	22,0	+2,94		
Южно-Потанайское, юра	94	21,5	+4,92		
Северо-Убинское, юра	85	19,0	+1,77		
Западно-Лемьинское, юра	77	17,8	+0,63	Газоконденсатная	
Уренгойское, карбон	86	30,4	-0,20		
Ямбургское, карбон	78	32,1	-2,30		
Юрхаровское, карбон	72	29,0	-2,26		
Арктическое, карбон	58	25,0	-1,91		
Харасавэйское, карбон	70	35,0	-7,26		
Бованенковское, карбон	68	20,6	-0,63		
Правдинское, карбон	83	29,3	+0,49		Нефтяная
Тепловское, карбон	74	23,2	+0,56		
Мамонтовское, карбон	78	24,3	+0,78		
Усть-Балыкское, карбон	78	21,6	+0,20		
Чебачье, карбон	102	21,2	+6,26		

Высокий процент вероятности распознавания фазового состояния углеводородов по термодинамическим условиям нахождения залежей позволяет с помощью полученных уравнений оценивать фазовое состояние на малоизученной перспективной территории севера Западно-Сибирской низменности. С этой целью построены прогнозные карты преимущественного распространения нефтяных и газоконденсатных залежей в юрском и меловом (валанжин-готерив) комплексах района, причем в качестве основы для первой из них взята структурная схема по нижнесреднеюрским отложениям (заводоуковская серия), а для второй — карты-срезы на глубину 2500 и 3000 м. При расчетах в прогнозируемых залежах пластовых давлений последние принимались равными гидростатическим. Допущение это основано на большим фактическим материале. Установлено, что пластовые давления всех залежей, приуроченных к меловому комплексу пород, в том числе и по разведочным площадям северной части низменности, соответствуют гидростатическим. Аномально повышенные пластовые давления выявлены локально лишь в юрских отложениях осевой зоны центральной части Западно-Сибирской низменности. В случае обнаружения залежей с пластовыми давлениями выше гидростатических, исходя из сути неравенств (III.3) — (III.6), последнее обстоятельство увеличивает вероятность обнаружения газоконденсатных залежей.

Пластовые температуры в залежах перспективных районов определены по карте геотермических градиентов.

По неравенствам (III.3) — (III.6) определялись значения коэффициентов линейной дискриминантной функции, которые рассчитывались как для уже выявленных залежей, так и для предполагаемых и затем нанесли на карты. Анализ закономерностей изменения указанных выше коэффициентов позволяет выделить перспективные зоны в отношении преимущественного распространения нефтяных и газоконденсатных месторождений. Полученные результаты отдельного прогноза фазового состояния УВ по термодинамическим условиям нахождения залежей Западно-Сибирской низменности не согласуются с выводами ряда исследователей, применяющих другие методы прогноза.

В юрских отложениях севера Западно-Сибирской низменности прогнозируется преимущественное распространение углеводородов в газообразной фазе, т. е. здесь следует ожидать газоконденсатные залежи, возможно с нефтяными оторочками (рис. III.13).

Нефтяные залежи в этих отложениях могут быть встречены на северо-западе Южно-Ямальской нефтегазоносной области: на Нурминском мегавалу, в пределах Харасавэйского и Нахарьянского валов, на структурах, расположенных на Усть-Еркутаяхском валу, а также на Преображенском и Малыгинском локальных поднятиях. Рассчитанные значения линейной дискриминантной функции здесь варьируют в пределах $+0,4$ — $+3,0$.

На остальной северной части Тюменской области и Красноярского края в ниже-среднеюрских отложениях предполагаются

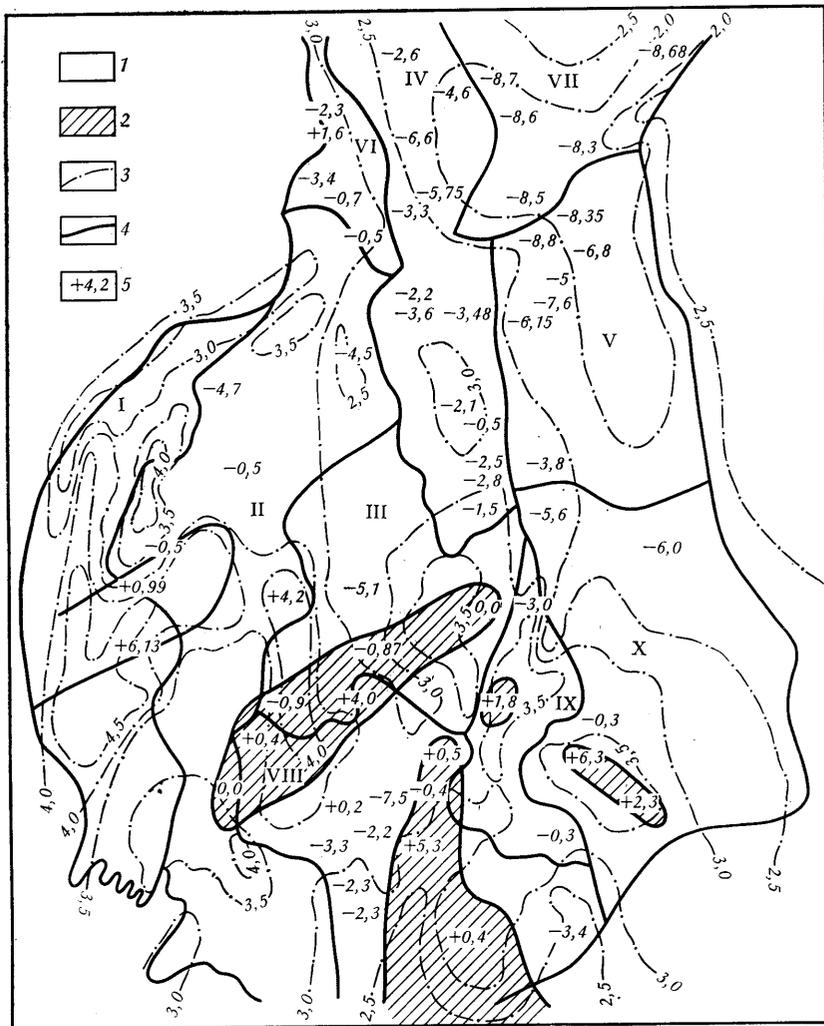


Рис. III.13. Схема преимущественного распространения нефтяных и газоконденсатных залежей юрских отложений Западно-Сибирской низменности.

Зоны распространения: 1 — преимущественно газоконденсатных залежей; 2 — преимущественно нефтяных залежей; 3 — изолинии геотермических градиентов осадочного чехла, °C/100 м; 4 — границы нефтегазоносных областей; 5 — значение линейных дискриминантных функций.

Нефтегазоносные области: I — Карская; II — Усть-Енисейская; III — Надым-Пурская; IV — Пур-Тазовская; V — Южно-Ямальская; VI — Средне-Обская; VII — Васюганская; VIII — Фроловская; IX — Приуральская

залежи с преимущественным однофазовым газовым состоянием углеводородов. Причем дискриминантные функции закономерно уменьшаются от $-0,5$ в южной части Южно-Ямальской нефтегазоносной провинции до $-9,0$ в Надым-Пурской, Пур-Тазовской и Усть-Енисейской нефтегазоносных провинциях. В районах, примы-

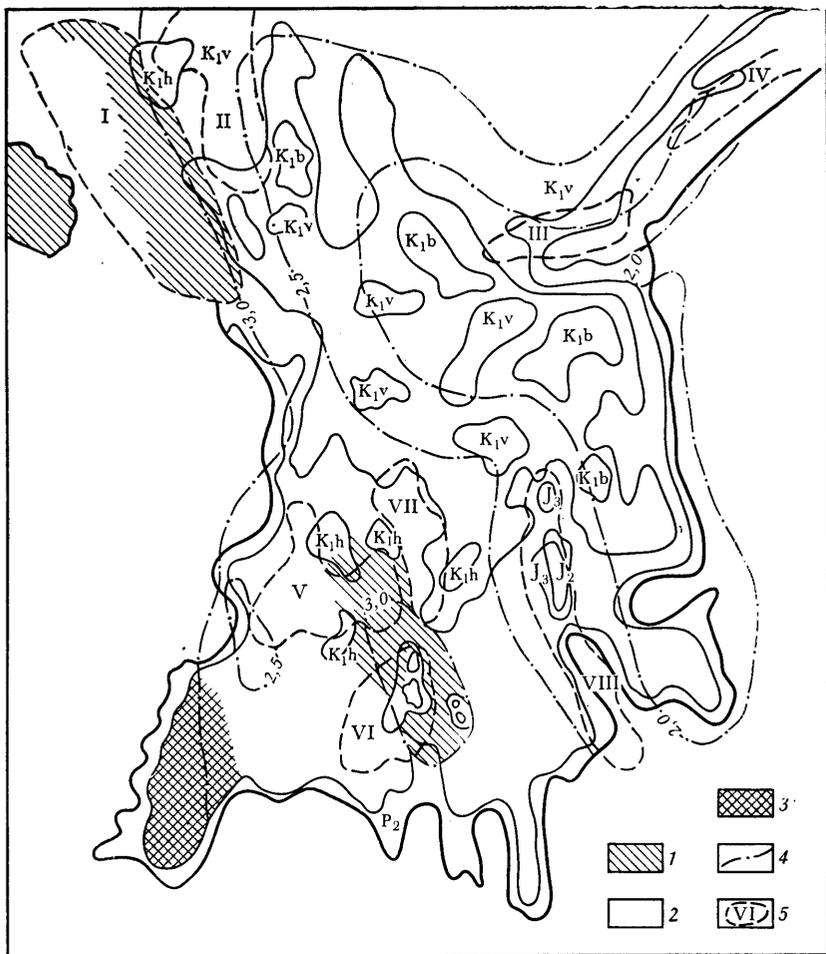


Рис. III.14. Схема преимущественного распространения нефтяных и газоконденсатных залежей меловых отложений на глубине 3000 м.

Зоны преимущественного распространения залежей: 1 — нефтяных; 2 — газоконденсатных; 3 — примерная зона распространения Фроловской свиты; 4 — изолинии геотермических градиентов осадочного чехла, °С/100 м; 5 — положительные структуры первого порядка. Структуры: I — Нурминский мегавал; II — Средне-Ямальский свод; III — Танамский мегавал; IV — Рассохинско-Балахинский мегавал; V — Ненецкий свод; VI — Уренгойский мегавал; VII — Нижнепурский мегавал; VIII — Часельский мегавал

кающих к Широтному Приобью, значение коэффициента постепенно увеличивается от нуля до $-0,9$, т. е. в этом направлении возрастает вероятность обнаружения нефтяных залежей. Область распространения преимущественно нефтяных залежей в районах Широтного Приобья охватывает территорию Тобольской предполагаемой продуктивной зоны, южную часть Сургутского свода по границе Усть-Балыкского и Западно-Сургутского месторождений, Салымское, Верхне-Салымское куполовидные поднятия, Тарханов-

ский, Ореховский и Межонский валы Нижне-Вартовского свода, а также западное крыло Александровского свода (см. рис. III.13). Значение линейной дискриминантной функции здесь находится в пределах $+0,4$ — $+4,0$. На западе низменности в Приуральской и Фроловской нефтегазоносных областях выделенные по фазовому состоянию углеводородные зоны подтверждаются результатами геологоразведочных работ в этом районе: минусовые значения коэффициентов в Березовской группе газовых месторождений ($-0,2$ — $-3,2$) и плюсовые — в группе нефтяных месторождений Шаимской группы и района Красноленинского свода ($+1,0$ — $+8,0$).

Зоны преимущественно однофазового жидкого состояния расположены в пределах южной части Верхне-Демьянского мегавала, Ново-Васюганского и Катыльгинского куполовидных поднятий Каймысовского свода и в западной части Межовского свода. Вторая зона распространения нефтяных залежей приурочена к западному крылу Сенькино-Сильгинского свода.

При построении прогнозной карты фазового состояния углеводородов в залежах меловых отложений, залегающих на глубине 3000 м, была использована геологическая карта среза по данной поверхности. На рис. III.14 видно, что, так же как в юрском комплексе, в отложениях валанжин-готерива севера Западно-Сибирской низменности прогнозируется распространение газоконденсатных залежей. Нефтяные залежи можно предполагать в пределах восточной части Нурминского мегавала. Вторая зона распространения залежей, находящихся в однофазном жидком состоянии, намечается в Надым-Пурской нефтегазоносной области (Ягинецкое и Пяку-Пурское куполовидные поднятия, Пурпейский вал, территории Юбилейной, Губкинской, Комсомольской и Западно-Таркосалинской площадей).

В меловых отложениях, залегающих на глубине 2500 м, в южной части Надым-Пурской области в пределах Северного свода, на Губкинской, Северо-Пурпейской и Комсомольской площадях, в северной части Айваседопуровского вала следует ожидать распространения углеводородов преимущественно в жидкой фазе (рис. III.15).

В северо-западной части Западно-Сибирской низменности, в пределах Средне-Ямальского свода и Каменно-Мысского вала на структурах, расположенных в пределах Южно-Ямальской нефтегазоносной области, также прогнозируются залежи, углеводороды которых находятся в жидком состоянии.

Газоконденсатные залежи на глубине 2500 м в меловых отложениях севера Западной Сибири могут быть встречены в Усть-Енисейской и Пур-Тазовской нефтегазоносных областях, в северной части Надым-Пурской нефтегазоносной области.

Таким образом, можно сделать следующее заключение.

1. В недрах Западной Сибири существует четкая дифференциация углеводородов по фазовому состоянию в зависимости от термодинамических условий нахождения залежей.

ПРОГНОЗ СОДЕРЖАНИЯ И СОСТАВА КОНДЕНСАТА, КОЭФФИЦИЕНТА КОНДЕНСАТООТДАЧИ В ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖАХ

Анализ материалов исследования газоконденсатных залежей позволил обнаружить ряд общих закономерностей по растворимости высококипящих углеводородов в пластовом газе, т. е. прогнозировать содержание конденсата на перспективных площадях. Поисками связи потенциального содержания конденсата в пластовом газе с отдельными факторами занимались И. С. Старобинец, Т. Д. Островская. В частности, были показаны зависимость концентрации C_{5+} в пластовых газах от глубины нахождения залежей, а также совокупное воздействие давления, температуры, состава пластового газа, конденсата и нефти (при наличии оторочек последней), условий формирования залежей на фактическое содержание конденсата в газе.

С учетом многочисленных фактических данных в гл. VI установлена связь группового углеводородного состава конденсатов с температурой и давлением в залежи. Проиллюстрирована и графическая зависимость потенциального содержания конденсата от термобарических условий нахождения залежей и группового углеводородного состава конденсата. Выявленные закономерности позволяют прогнозировать качество конденсата и его содержание в пластовом газе.

Методика прогноза заключалась в следующем. Для локальных поднятий по структурной карте рассчитывалось пластовое давление в предполагаемых газоконденсатных залежах, а по карте геотермических градиентов — пластовая температура. Результаты расчетов приведены на рис. III.16. Учитывая сведения о термобарических условиях нахождения залежей и групповом углеводородном составе конденсатов, прогнозировали количество конденсата в пластовом газе.

Как видно из рис. III.16, конденсаты будут различными по групповому углеводородному составу: ароматических в них 5—25 %, нафтеновых 20—70 %. Причем наблюдается четкая зональность в изменении содержания групп углеводородов по площади. Наибольшая концентрация ароматических (>20 %) отмечена в конденсатах, приуроченных к погруженным зонам рассматриваемой территории: в Вынгапуровском, Надымском, Уренгойском, Гыданском и Средне-Ямальском нефтегазоносных районах, на севере Сургутского (Айхеттинское, Верхненадымское и Коллективное куполовидные поднятия), а также в Ляминском. По направлению к бортовым частям Западно-Сибирской платформы будут встречены конденсаты с невысоким содержанием ароматических углеводородов. В Казымском (Фроловская область) и Тазовском (Пур-Тазовская) нефтегазоносных районах ароматические углеводороды будут составлять 10—20 %. Зоны, обедненные этими компонентами (<10 %), прогнозируются в Усть-Енисейском и Красноселькупском районах, в Пур-Тазовской нефтегазоносной области и в Приуральской.

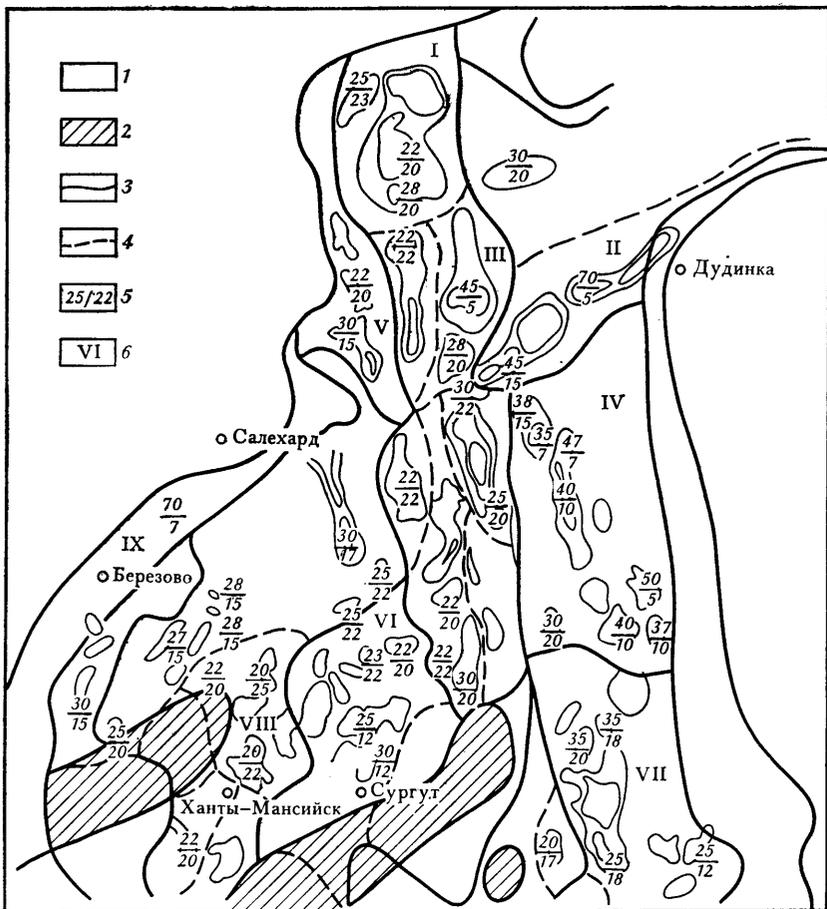


Рис. III.16. Прогнозная карта группового углеводородного состава конденсатов.

Зоны преимущественного распространения залежей: 1 — газоконденсатных (в том числе с нефтяными оторочками); 2 — нефтяных; границы: 3 — нефтегазоносных областей; 4 — нефтегазоносных районов; 5 — содержание углеводородов: (в %), в числителе — нафтеновых, в знаменателе — ароматических; / — IX — см. рис. III.13

Характер изменения концентрации нафтеновых углеводородов в конденсатах несколько иной (см. рис. III.16). В погруженных областях севера Западно-Сибирской платформы могут быть встречены конденсаты с невысоким содержанием нафтеновых углеводородов в групповом углеводородном составе (до 25 %). В бортовых же частях платформы количество их резко возрастает (до 50—70 %).

На основе колебаний в углеводородном составе конденсатов прогнозируется изменение содержания последних в пластовом газе залежей (рис. III.17). Потенциально оно в отдельных залежах

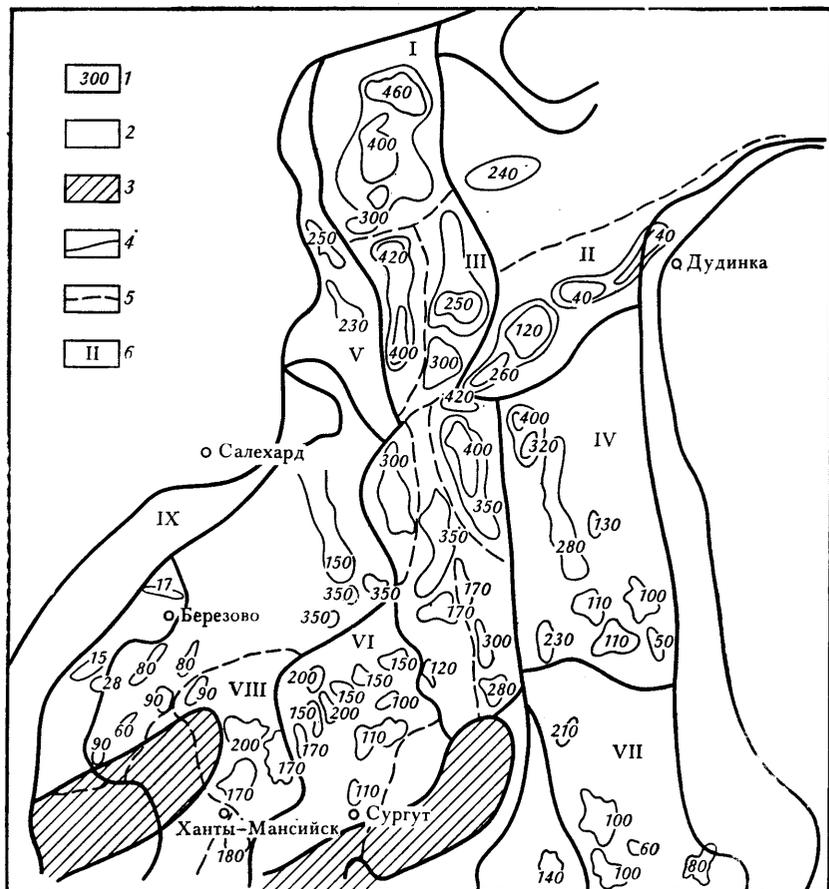


Рис. III.17. Прогнозная карта изменения потенциального содержания конденсата в пластовом газе.

1 — потенциальное содержание конденсата в пластовом газе, г/м³.

Зоны преимущественного распространения залежей: 2 — газоконденсатных (в том числе с нефтяными оторочками); 3 — нефтяных.

Границы: 4 — нефтегазоносных областей; 5 — нефтегазоносных районов; I—IX — см. рис. III.13

будет варьировать в пределах 5—500 г/м³. Наиболее высокие концентрации его (400—500 г/м³) наблюдаются в пластовом газе Гыданского и Средне-Ямальского и северной части Уренгойского нефтегазоносных районов (Оликумлинский вал) Надым-Пурской области.

В нефтегазоносных районах Уренгойском и Надымском (Надым-Пурская область), а также в Тазовском (Часельский мегавал в Пур-Тазовской области) содержание конденсата в пластовом газе составит 300—350 г/м³.

В Вынгапуровском Айваседопуровском (Вынгапуровский и Южно-Айваседопуровский валы в Надым-Пурской нефтегазоносной

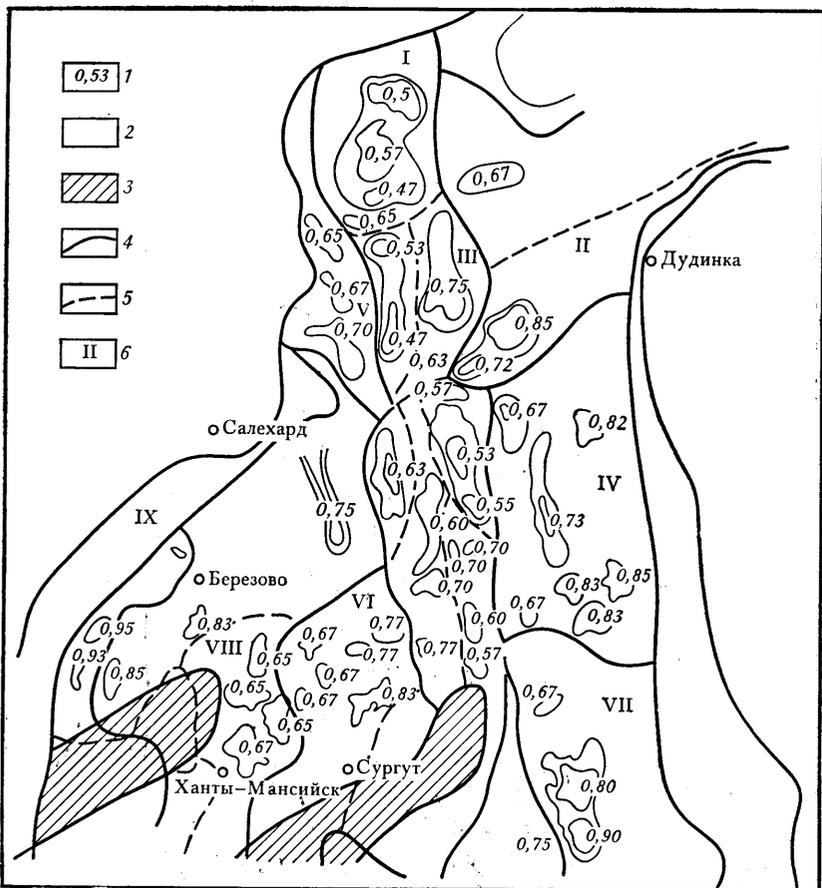


Рис. III.18. Прогнозная карта изменения коэффициентов конденсатоотдачи залежей нижне- и среднеюрских пород.

1 — коэффициент конденсатоотдачи.

Зоны преимущественного распространения залежей: 2 — газоконденсатных (в том числе с нефтяными оторочками); 3 — нефтяных.

Границы: 4 — нефтегазоносных областей; 5 — нефтегазоносных районов; I—IX — см. рис. 13

области) и в Тазовском (Средне-Мессояхский и Мессояхский валы в Пур-Тазовской) районах в пластовом газе будет 250—300 г/м³ конденсата.

Значительную площадь занимает территория с содержанием конденсата 200—250 г/м³ (см. рис. III.17). Сюда относятся структуры Солпатынского вала (Большехетский и Верхнетазовский нефтегазоносные районы) и вся Южно-Ямальская нефтегазоносная область.

В пределах Красноленинского и Ляминского районов (Фроловская нефтегазоносная область) в пластовом газе, вероятно, заключено конденсата 150—200 г/м³.

В залежах, расположенных в прибортовых частях платформы, прогнозируется невысокое его содержание. Так, в нефтегазоносных районах Келлогском и Костровском (Пур-Тазовская область), Шугинском (Фроловская) оно не превышает 150 г/м^3 . Самая низкая концентрация конденсата ($<50 \text{ г/м}^3$) предполагается в Приуральской нефтегазонаосной области и Нижнехетском районе Усть-Енисейской газонаосной области.

Как видно из рис. III.18, коэффициенты конденсатоотдачи будут варьировать в широких пределах (от 0,45 до 0,95). По величине этого коэффициента фиксируется четкая зональность. Низкие его значения ($<0,6$) будут в залежах с наибольшим потенциальным содержанием конденсата — в Гыданском, Средне-Ямальском и Тазовском нефтегазоносных районах.

На севере Сургутского, в Ляминском и Южно-Ямальском районах, а также на юге Надым-Пурской области коэффициент конденсатоотдачи составит 0,6—0,7.

В прибортовых частях платформы — в Приуральской, Усть-Енисейской, Пур-Тазовской (восточная часть) нефтегазоносных областях — прогнозируются высокие коэффициенты конденсатоотдачи ($>0,8$).

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ ГАЗА СЕПАРАЦИИ

В процессе промысловых исследований для расчета дебитов газа необходимо знать плотность газа при разных режимах сепарации.

На основании обобщения многочисленных материалов построена зависимость изменения плотности газа от температуры сепарации и выхода конденсата при давлении максимальной конденсации. Необходимость получения такой зависимости связана с тем, что на практике при составлении актов испытания плотность газа берется с большими погрешностями, так как время между проведенными промысловыми исследованиями и лабораторными составляет порядка одного-двух месяцев.

На рис. III.19 показан пример определения плотности газа сепарации, полученного при температуре сепарации -10°C и выходе конденсата $200 \text{ см}^3/\text{м}^3$. Эта величина составляет $0,6200 \text{ г/см}^3$.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ ПЛАСТОВОГО ГАЗА

При стандартных исследованиях на продуктивность необходимо знать плотность пластового газа, которая рассчитывается, исходя из состава газа сепарации, газа дегазации, газа дебутанизации и выхода конденсата. Этот комплекс работ проводится в лабора-

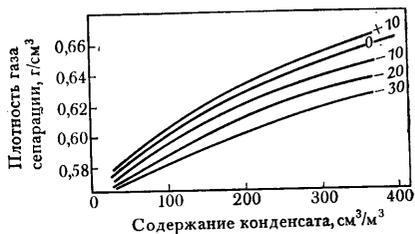


Рис. III.19. Зависимость плотности газа сепарации от содержания конденсата

торных условиях с большим разрывом времени после промысловых исследований.

Эмпирические зависимости имеют вид:

$$\rho_{пл} = 0,533 + 91 \cdot 10^{-5} K_{55}^{-10} \quad \text{при содержании конденсата до } 200 \text{ см}^3/\text{м}^3.$$

$$\rho_{пл} = 0,790 + 18 \cdot 10^{-5} K_{55}^{-10} \quad \text{при содержании конденсата } > 200 \text{ см}^3/\text{м}^3.$$

(Здесь K_{55}^{-10} — выход конденсата при $p = 5,5$ МПа и $t = -10$ °С).

Определение псевдокритических параметров газов сепарации и дегазации

Расчеты фазовых равновесий пластовых газоконденсатных систем производятся на основе определения коэффициента сверхсжимаемости газа, существующие диаграммы которого построены в псевдокритических координатах. Чтобы определить последние, необходимо рассчитать псевдокритические давления ($p_{пк}$) и псевдокритические температуры ($T_{пк}$) по составу газа.

На основании составов газов сепарации и дегазации были рассчитаны $p_{пк}$ и $T_{пк}$ и получены зависимости псевдокритических давлений и температура от плотности газа.

$$T_{пк} = 97,10 + 168,36\rho_{г \text{ сеп}},$$

$$p_{пк} = 48,70 - 3,07\rho_{г \text{ сеп}},$$

$$T_{пк} = 104,86 + 162,11\rho_{г \text{ дег}},$$

$$p_{пк} = 50,70 - 5,04\rho_{г \text{ дег}}.$$

Определение выходов этан-пропан-бутановых фракций (C_2 , C_3 , C_4) при различных условиях сепарации

Современный этап развития науки и техники характеризуется широким внедрением математической теории экспериментов во все области исследования. Для определения математической модели содержания этан-пропан-бутановой фракции в жидкой (насыщенном конденсате) и газовой фазах углеводородной системы при различных давлениях, температурах и составах исходной системы М. С. Разамат применена теория планирования экспериментов.

Диапазоны изменения факторов, определенные на основании статистических данных по газоконденсатным системам, следующие: давление сепарации 2—10 МПа; температура сепарации от -10 до $+20$ °С, содержание этана — 1,14—7,37 %, пропана — 0,58—4,04 %, бутанов — 0,14—1,72 %.

В результате обработки материалов построены номограммы, приведенные на рис. III.20—III.22 (для газовой фазы) и рис. III.23—III.25 (для жидкой фазы).

Пример. Требуется определить количество пропана, которое можно получить из газовой фазы, если его содержание в исходной системе составляет $C_3 = 1$ % и известны условия сепарации: $t = 30$ °С, $p = 6,0$ МПа. В бинарном поле

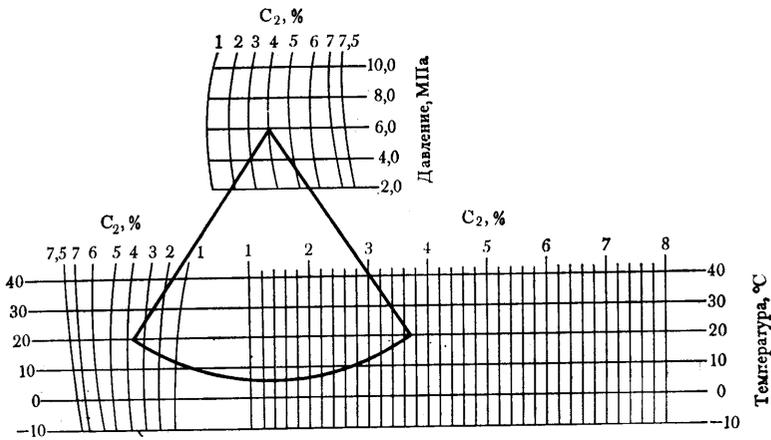


Рис. III.20. Номограмма для определения выхода C_2 из газовой фазы

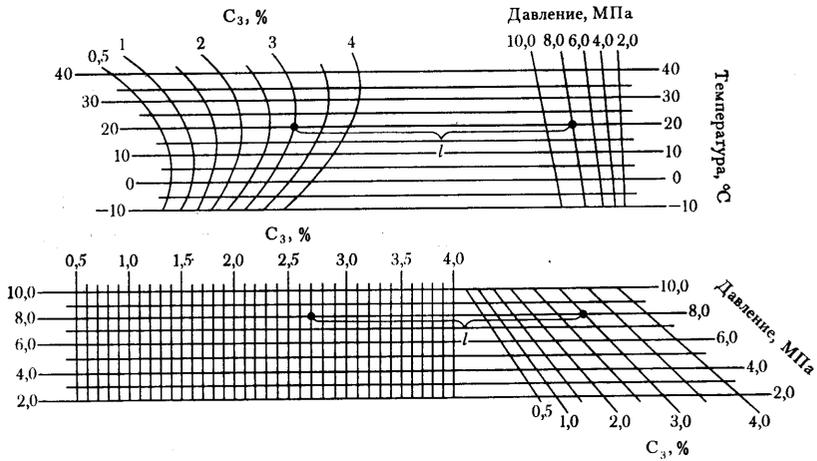


Рис. III.21. Номограмма для определения выхода C_3 из газовой фазы

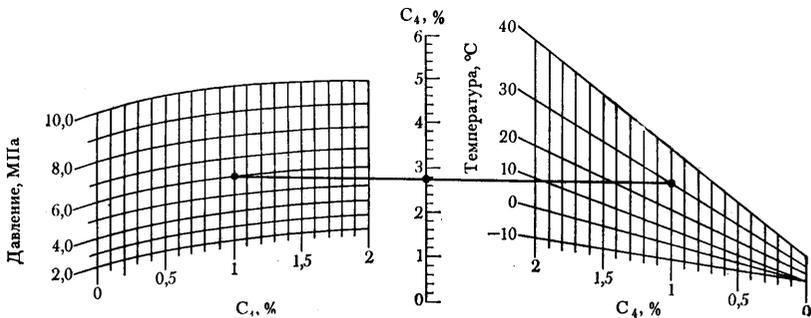


Рис. III.22. Номограмма для определения выхода C_4 из газовой фазы

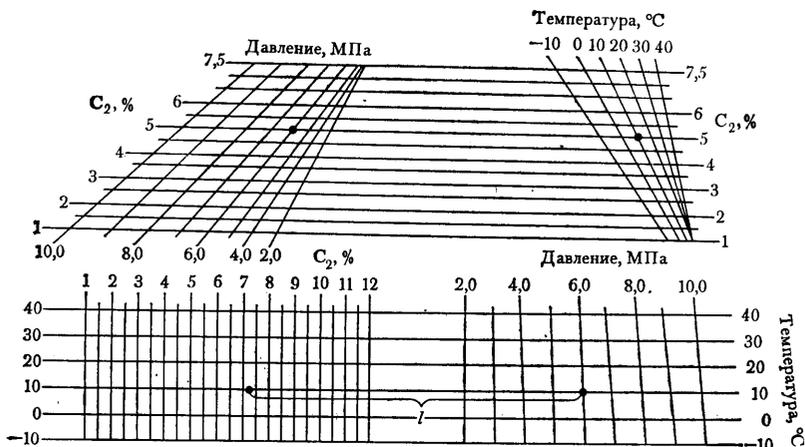


Рис. III.23. Номограмма для определения выхода C_2 из жидкой фазы

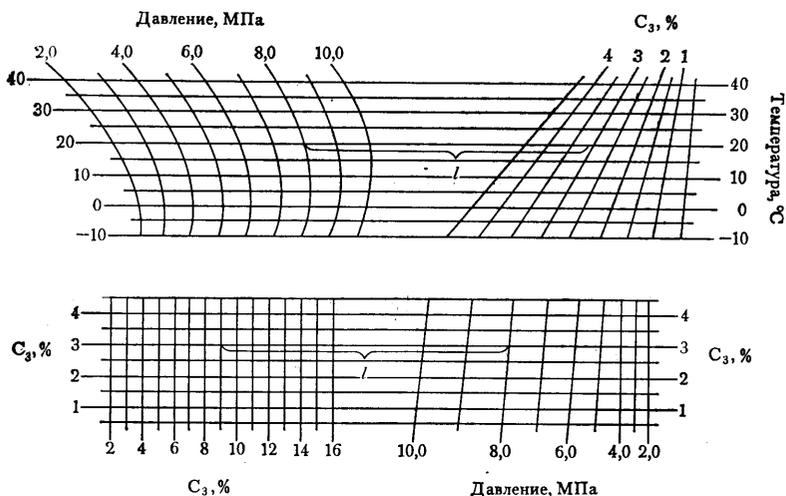


Рис. III.24. Номограмма для определения выхода C_3 из жидкой фазы

(C_4) фиксируется точка, соответствующая заданным условиям (см. рис. III.22), затем на поле (C_4, p) определяется точка, соответствующая $C_4 = 1\%$ и $p = 6$ МПа. Через эти точки проводится прямая, отсекающая на шкале C_4 в газе искомое содержание пропановой фракции (2,8% в рассматриваемом случае).

Пример. Определить количество этана, которое можно получить в составе газовой фазы, если его содержание в исходной системе составляет $C_2 = 4\%$ и известны условия сепарации: $t = 20^\circ\text{C}$ и $p = 6,0$ МПа (см. рис. III.22).

По заданным значениям фиксируется точка на поле (C_2, p), в которую помещается ножка циркуля; другая ножка циркуля ставится в точку засечек C_2 (левое поле нижней части номограммы). Не меняя полученного раствора, делается засечка в правой части поля на линии, соответствующей значению $t = 20^\circ\text{C}$.

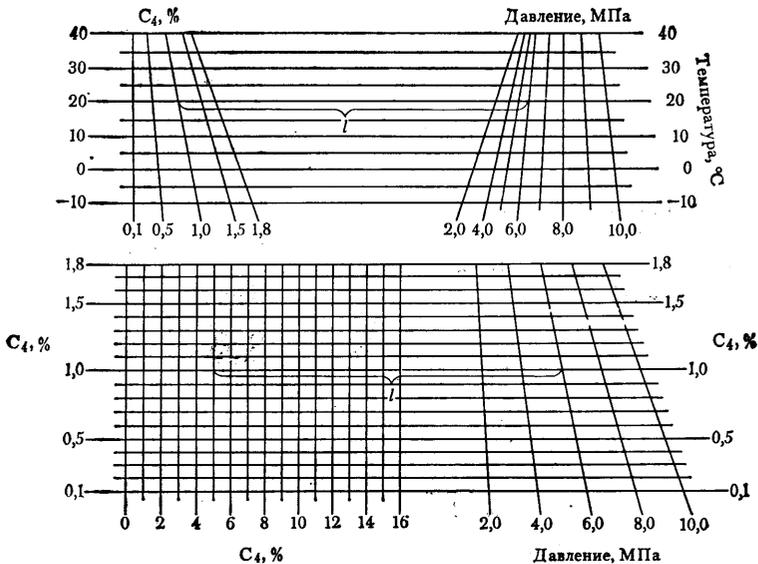


Рис. III.25. Номограмма для определения выхода C_4 из жидкой фазы

На линии C_2 , проходящей через найденную точку, получают искомый ответ: $C_2 = 3,7\%$.

Пример. Определить количество этана, которое можно получить из жидкой фазы, если его содержание в исходной системе составляет 5% и известны условия сепарации: $t = 10^\circ\text{C}$ и $p = 6,0\text{ МПа}$ (см. рис. III.23). На бинарных полях (C_2, p и C_2, t) отмечается точка, соответствующая заданным значениям. С помощью циркуля фиксируется расстояние между ними (l). На бинарном поле (p, t) циркулем отмечается точка в соответствии с заданными значениями этих величин. По расстоянию l делается засечка на прямой, соответствующей значению $t = 10^\circ\text{C}$. По линии C_2 , проходящей через полученную точку, получают искомое значение — количество этана в жидкой фазе, равное $7,2\%$.

ГАЗОКОНДЕНСАТНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА
МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОСНОВНЫХ ГАЗОНОСНЫХ РАЙОНОВ

При проектировании, разработке и обустройстве месторождений необходимо знать потенциальное содержание конденсата и промежуточных углеводородов в пластовом газе, выход сырого и стабильного конденсата, количество газов дегазации и их состав, изменение потенциального содержания конденсата при снижении пластового давления, суммарное извлечение конденсата на данный этап разработки, конечный коэффициент конденсатоотдачи. Важно также для планирования добычи конденсата знать распределение последнего в системе двухступенчатой сепарации газа и его физико-химические свойства.

Для переработки конденсата и его использования нужна информация о физико-химической характеристике, фракционном и групповом углеводородном составе конденсата.

В процессе разработки газоконденсатных месторождений состав конденсата значительно изменяется. Поэтому ниже приводится прогноз возможного изменения состава конденсата, что позволит оценивать характер изменения товарных продуктов, получаемых на конденсатоперерабатывающих установках.

Рассмотрим газоконденсатную характеристику некоторых месторождений Советского Союза.

ОРЕНБУРГСКАЯ ОБЛАСТЬ

Оренбургское месторождение

Газоконденсатная залежь приурочена к отложениям перми и верхнего карбона.

Начальная газоконденсатная характеристика. В пластовом газе молярная доля этана, пропана, бутанов и C_5H_{12+} соответственно равна (в %): 3,8; 1,5; 0,7 и 1,8. Концентрация неуглеводородных компонентов составляет (в %): азота — 5,8; углекислого газа — 0,5; сероводорода — 1,6 (среднее по залежи), меркаптанов — 0,09. В пересчете на массовое содержание ($г/м^3$): C_5H_{12} — 73,6; бутанов — 18, пропана — 30, этана — 61.

Выход сырого конденсата при давлении 6,0 МПа и температуре $-15^\circ C$ составляет $155 \text{ см}^3/м^3$, стабильного — $93 \text{ см}^3/м^3$, или 66 г/м^3 .

В 1 м^3 сырого конденсата растворено 135 м^3 газа дегазации; на 1 м^3 стабильного конденсата приходится 225 м^3 , а на 1 т — 319 м^3 газа. Плотность конденсата $0,7000 \text{ г/см}^3$, молекулярная масса — 99.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	36	Объемные доли, %:	
Отгон при температуре, °С:		отгона	97
10 %	50	остатка	0,5
50 %	97	Вязкость при 20 °С, м ² /с	10 ⁻⁴ · 0,60
90 %	174	Массовая доля серы, %	1,12
Конец кипения, °С	240	Температура застывания, °С ниже	-60

Групповой углеводородный состав конденсата приведен в табл. IV.1.

Массовая доля нормальных алканов на конденсат (в %): C₅ — 0,14; C₆ — 0,22; C₇ — 2,73; C₈ — 4,77; C₉ — 3,22; C₁₀ — 1,43; C₁₁ — 0,51; C₁₂ — 0,19; C₁₃ — 0,46; C₁₄ — 0,68; C₁₅ — 0,60; C₁₆ — 0,50; C₁₇ — 0,37; C₁₈ — 0,23; C₁₉ — 0,17; C₂₀ — 0,13; C₂₁ — 0,08. Массовая доля твердых парафинов — 0,98%. Всего массовая доля нормальных алканов — 16,53%.

По фракционному составу конденсат более чем на 90% состоит из бензиновых фракций. Однако в результате резкого превалирования в нем метановых углеводородов нормального строения октановое число его очень низкое.

Таким образом, конденсат должен быть подвергнут гидроочистке. Исходя из группового состава, этот конденсат наиболее целесообразно использовать в качестве сырья для пиролиза.

Групповой состав сернистых соединений в конденсате и его фракциях приведен в табл. IV.2.

Из данных табл. IV.2 видно, что в конденсате высокое содержание меркаптановой серы (0,795%), а сероводородной незначительное.

Содержание серы в узких фракциях конденсата с указанием выхода каждой фракции приведено в табл. IV.3.

Результаты исследований по выделению конденсата при различных давлениях и температурах и одноступенчатой сепарации приведены в табл. IV.4.

В табл. IV.5 приведены результаты определения выхода конденсата при одно- и двухступенчатой сепарации. Видим, что большая часть конденсата выделяется на I ступени сепарации за счет снижения давления на 9,4 МПа и температуры на 22 °С. При снижении давления на 4,2 МПа и температуры на 26 °С на II ступени получают в два раза меньший прирост добычи конденсата.

Исследование работы промысловых установок на начальной стадии разработки месторождения показало, что в среднем по промыслу на I ступени сепарации (12,0 МПа и +10 °С) выделяется 42 г сырого конденсата на 1 м³ отсепарированного газа. Коэффициент усадки при снижении давления до давления в конденсатопроводе (6,8 МПа) составляет 0,91. На II ступени (6,9 МПа и -12 °С) выделяется сырого конденсата 48 г/м³.

ТАБЛИЦА IV.1

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций на конденсат, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтовых	метановых
60—95*	23,6	10,9	21,5	67,6
95—122	16,3	21,2	33,0	45,8
122—150	17,7	22,7	23,6	53,7
Выше 150	12,4	22,7	20	76,3
НК—150		10		70

* Фракция до 60 °С составляет 30 % от конденсата.

ТАБЛИЦА IV.2

Конденсат и его фракции	Массовая доля серы, %						
	общей (ламповым методом)	серо-волородной	свободной	мер-каптановой	дисульфидной	сульфидной	остаточной (тиофеновой)
Конденсат	1,2097	0,0024	—	0,7950	0,2460	0,1290	0,0373
Фракция до 50 °С	1,5051	—	—	1,4548	0,0183	—	0,0320
Фракция 50—100 °С	1,100	0,00232	—	0,7623	0,00267	0,1753	0,1514
Фракция 100—150 °С	1,0074	0,0164	0,07117	0,5106	0,1968	0,1752	0,1013
Фракция 150 °С	1,053	—	—	0,3511	0,1946	0,1546	0,3527

ТАБЛИЦА IV.3

Температурные пределы отбора фракций, °С	Суммарная объемная доля выхода фракций, %	Массовая доля серы на конденсат, %		
		общей	активной (меркаптановой)	неактивной (сульфидной, дисульфидной, тиофеновой)
НК—75	39	1,50	1,06	0,44
75—88	51	1,32	0,85	0,47
88—100	59	1,08	0,67	0,41
100—111	67	0,76	0,52	0,24
111—120	74	0,63	0,47	0,16
120—140	83	0,88	0,48	0,40
140—160	89	0,80	0,49	0,31
160—180	92	1,00	0,47	0,53
180—200	94	1,00	0,42	0,58

ТАБЛИЦА IV.4.

Выход конденсата, см ³ /м ³	Температура, °С	Давление, МПа			
		4,0	6,0	7,5	9,0
Сырого	-10	125	143	138	123
Стабильного		82	91	82	70
Сырого	0	115	132	127	116
Стабильного		75	81	75	63
Сырого	+10	107	120	117	107
Стабильного		67	73	67	58

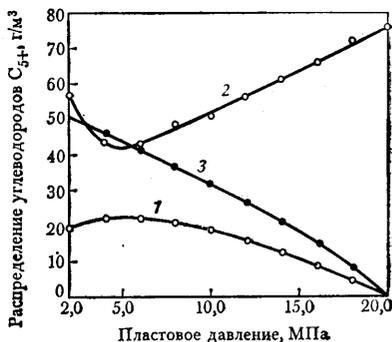
ТАБЛИЦА IV.5

Давление сепарации, МПа		Температура сепарации, °С		Выход конденсата						
				I ступень			II ступень			
				см ³ /м ³	г/м ³		см ³ /м ³	г/м ³		
сырого	ста- бильно- го	ста- бильно- го	сырого		ста- бильно- го	ста- бильно- го				
I ступень	II ступень	I ступень	II ступень							
11,0	68	8	-18	100	60	42	57	34	23	

Количество сырого конденсата, поступающего в конденсаторо-провод, равно 86 г/м³ или 65 г/м³ стабильного конденсата. Молярные доли сырого конденсата в конденсаторо-проводе (в %): CH₄ — 25,6; C₂H₆ — 6,5; C₃H₈ — 6,2; C₄H₁₀ — 6,3; C₅H₁₂₊ — 50,0; CO₂ — 0,3; N₂ — 0,8; H₂S — 3,3; RSH — 1,0. Молярные доли частично дегазированного конденсата на входе в УСК при 1,4 МПа и +15 °С (в %): CH₄ — 2,2; C₂H₆ — 3,7; C₃H₈ — 5,3; C₄H₁₀ — 7,8; C₅H₁₂₊ — 75,9; CO₂ — 0,2; N₂ — 0,8; H₂S — 2,6; RSH — 1,5.

Изучение фазового поведения пластового газа показало его полную насыщенность конденсатом. Давление начала конденсации пластового газа равнялось начальному пластовому. Давление максимальной конденсации высококипящих углеводородов в пласте составляло 6,5 МПа.

На рис. IV.1 показаны пластовые потери конденсата (кривая 1), изменение потенциального содержания конденсата (кривая 2) в пластовом газе, суммарный отбор конденсата из пласта в составе газа (кривая 3). Видим, что при давлении максимальной конденсации выделяется 22 г стабильного конденсата на 1 м³ сухого газа. В составе отобранного из пласта газа при окончании промышленной разработки

Рис. IV.1. Распределение углеводородов C₃₊ при разработке Оренбургского месторождения

(3,0 МПа) будет извлечено 45 г/м³, или 61% от начального потенциального содержания конденсата. Минимальное значение потенциального содержания конденсата будет равно 40 г/м³ при давлении около 5,5 МПа.

Текущая газоконденсатная характеристика. Со снижением пластового давления (по отборам газа на УКПГ) до 15,6 МПа, т. е. ниже начального пластового на 24%, значительно изменилась газоконденсатная характеристика месторождения. Изменение в составе пластового газа произошло в основном за счет уменьшения содержания высококипящих углеводородов (C₅H₁₂₊). Соответственно уменьшилось и потенциальное содержание конденсата.

Углеводород	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂₊	N ₂	CO ₂	H ₂ S	RSH	Потенциал C ₅ H ₁₂₊ , г/м ³
Содержание, %	85,24	3,90	1,57	0,75	1,73	4,79	0,70	1,53	0,09	61,0

Исследования по выделению конденсата при двухступенчатой сепарации газа показало заметное уменьшение его выхода по сравнению с начальным, равным 65 г/м³.

Из табл. IV.6 видно, что суммарный выход конденсата равен: нестабильного — 78,1 г/м³, стабильного — 57,3 г/м³.

ТАБЛИЦА IV.6

Показатели	I ступень		II ступень		Показатели	I ступень		II ступень	
	1	2	1	2		1	2	1	2
Давление сепарации, МПа	11,0	6,8	6,8	—	Коэффициент усадки	0,68	0,57		
Температура сепарации, °C	10	—15	—15	—	Плотность нестабильного конденсата, г/см ³	0,64	0,56		
Выход конденсата:					Плотность стабильного конденсата, г/см ³	0,715	0,685		
нестабильного, см ³ /м ³	78,1	57,3	57,3	—					
г/м ³	45,8	32,3	32,3	—					
стабильного, см ³ /м ³	48,6	32,8	32,8	—					
г/м ³	34,8	22,5	22,5	—					

Фракционный состав конденсата и его физико-химические свойства мало изменились; что объясняется относительно легким начальным составом конденсата.

Фракционный состав

Начало кипения, °C	33	Конец кипения, °C	230
Отгон при температуре, °C:		Объемные доли, %:	
10%	49	отгона	98
50%	96	остатка	0,3
90%	167	Плотность, г/см ³	0,695

Групповой углеводородный состав конденсата в процессе разработки не изменился (табл. IV.7).

ТАБЛИЦА IV.7

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций на конденсат, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтенных	метановых
60—95	22,1	10,0	20,9	69,1
95—122	17,3	25,4	30,4	44,2
122—150	18,5	22,1	20,1	57,8
Выше 150	12,0	21,3		78,7
НК—150	78,9	21		70

КОМИ АССР

Вуктыльское месторождение

Газоконденсатная залежь Вуктыльского месторождения приурочена к карбонатным отложениям нижней перми и среднего карбона.

Начальная газоконденсатная характеристика. В пластовом газе молярная доля этана, пропана, бутанов и C_5H_{12+} соответственно равна (в %): 8,7; 3,9; 1,8; 6,4. В пересчете на содержание конденсата в отсепарированном газе ($г/м^3$): 109, 72, 44, 360. Концентрация азота составляет 4,3%, углекислого газа — 0,1%.

Выход сырого конденсата при давлении 6,0 МПа и температуре $-10^{\circ}C$ равен $760 \text{ см}^3/м^3$, стабильного — $505 \text{ см}^3/м^3$, или 347 г/м^3 .

В 1 м^3 сырого конденсата растворено 110 м^3 газа дегазации, на 1 м^3 стабильного конденсата приходится 183 м^3 , а на 1 т 250 м^3 газа.

При одноступенчатой сепарации газа при различных давлениях и температурах выделялось сырого и стабильного конденсата соответственно $590—920 \text{ см}^3/м^3$ и $290—530 \text{ см}^3/м^3$ (табл. IV.8). Давление максимальной конденсации составляло 12,5 МПа.

ТАБЛИЦА IV.8

Выход конденсата, $\text{см}^3/м^3$	Температура, °С	Давление, МПа			
		20	15	10	5
Сырого	-10	800	915	920	730
Стабильного		370	460	530	485
Сырого	0	740	865	863	680
Стабильного		350	430	500	445
Сырого	+20	645	735	745	590
Стабильного		290	360	415	370

Максимальный выход стабильного конденсата наблюдается при давлении 9,0 МПа. При двухступенчатой сепарации газа при среднем давлении и температуре на I ступени 14,0 МПа и $+10^{\circ}C$, а на II — 5,5 МПа и $-10^{\circ}C$ количество выделившегося сырого

конденсата соответственно составило 950 и 100 см³/м³. Общее количество сырого конденсата, поступающего на дегазацию с давлением 5,5 МПа и температурой —10 °С, равнялось 865 см³ на 1 м³ отсепарированного газа, что равно 517 см³/м³ стабильного конденсата, или 380 г/м³. Плотность этого конденсата равна 560 кг/м³. Коэффициент усадки сырого конденсата при снижении давления с 5,5 до 0,1 МПа (при 20 °С) равен 0,6, а плотность стабильного конденсата равна 735 кг/м³. Плотность газа дегазации, получаемого при снижении давления от 5,5 до 0,1 МПа, составила 1,115 кг/м³.

Из 1 м³ сырого конденсата выделяется 109 м³ газа дегазации, из 1 м³ стабильного конденсата — 183 м³, а в пересчете на 1 т — 248 м³ газа.

Количество выделяющегося газа на промысле и УСК равно 865 · 109 = 94 тыс. м³ (на 1 млн. м³ отсепарированного газа), а масса сырого конденсата — 865 · 560 = 484 тыс. т.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	40	Плотность, г/см ³	0,7300
Отгон при температуре, °С:		Молекулярная масса	118
100 %	69	Температура, °С:	
50 %	141	помутнения	—16
90 %	303	застывания	—37
Конец кипения, °С	347	Массовая доля, %:	
Объемные доли, %:		парафина	0,5
выхода	95,0	серы	0,02
остатка	2,8		
Вязкость, м ² /с:			
при 20 °С	10 ⁻⁴ · 1,00		
при 0 °С	10 ⁻⁴ · 1,24		

Групповой углеводородный состав конденсата приведен в табл. IV.9.

ТАБЛИЦА IV.9

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля фракций, %	Плотность, г/см ³	Массовая доля углеводородов, %		
			ароматических	нафтеновых	метановых
НК — 60	7,27	0,6345	—	—	100,0
60—95	15,06	0,7065	9,8	28,1	62,1
95—122	15,12	0,7391	17,3	30,4	52,3
122—150	12,25	0,7556	20,5	20,0	59,5
150—200	13,32	0,7719	16,3	15,0	58,7
НК — 200	63,02	0,7293	13,92	21,10	64,98

Изучение фазового поведения пластового газа показало, что пластовая углеводородная система недонасыщена пентанами и вышекипящими углеводородами. Давление начала конденсации на 4,0 МПа ниже пластового.

Из рис. IV.2 видно, что значительное уменьшение потенциального содержания конденсата в пластовом газе (кривая 1) наблю-

дается уже при давлении 30,0 МПа (390 вместо 504 $\text{см}^3/\text{м}^3$ начального потенциального содержания). Практически на каждые 2,0 МПа снижения пластового давления (до 10,0—11,0 МПа) потенциальное содержание конденсата (кривая 2) уменьшается на 15 $\text{см}^3/\text{м}^3$. Минимального значения (80 $\text{см}^3/\text{м}^3$) потенциальное содержание конденсата в пластовом газе достигнет при давлении 7,5—8,0 МПа. Суммарное извлечение конденсата при давлении окончания промышленной разработки месторождения (6,0 МПа) составит 37 % от начальных запасов.

Текущая газоконденсатная характеристика. Со снижением пластового давления до 14,5 МПа газоконденсатная характеристика существенно изменилась по сравнению с начальной. В составе пластового газа более чем в 2 раза снизилось содержание углеводородов C_5H_{12+} и значительно увеличилось содержание метана. Уменьшилось содержание бутанов. Потенциальное содержание конденсата снизилось более чем в 3 раза и составило 106 $\text{г}/\text{м}^3$. Молярная доля этана (в %) составила 9,2, пропана — 3,7, бутанов — 1,3, пентанов — 2,3.

Значительно облегчился состав нестабильного конденсата, подаваемого с промысла на УСК. Массовая доля (в %): CH_4 —4,41; C_2H_6 —7,55; C_3H_8 —12,30; C_4H_{10} —10,11; C_5H_{12+} —65,6.

В начальный период разработки месторождения содержание тяжелых углеводородов (C_5H_{12+}) составляло 78,0 % вместо 65,6 % в настоящее время.

Значительно возросло количество газа дегазации (460 $\text{м}^3/\text{т}$ вместо 250 $\text{м}^3/\text{т}$ в начале разработки) и облегчился фракционный состав конденсата. Так, если при начальном пластовом давлении 90 % конденсата выкипало при температуре 303 °С, а массовая доля фракции при температуре выше 200 °С составляла

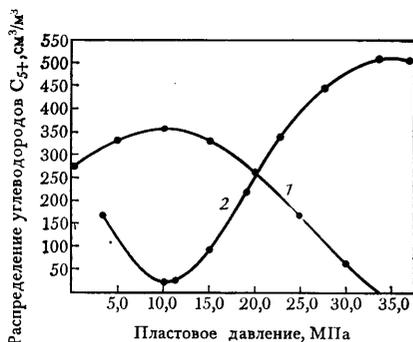


Рис. IV.2. Распределение углеводородов C_5+ при разработке Вуктыльского месторождения

ТАБЛИЦА IV.10

Пластовое давление, МПа	Массовая доля фракции (в %), выкипающей при температуре, °С		
	НК—200	200—300	> 300
36,0	75,63	18,53	5,84
35,0	75,90	18,52	5,00
33,0	76,35	18,00	4,70
30,0	77,15	16,64	4,13
28,0	80,59	15,80	2,18
25,8	84,17	12,25	0,80
21,0	90,32	9,59	Ост. > 290 °С = 0,09
17,3	93,78	До —264 °С 2,37	Ост. > 264 °С = 1,35

23 %, то при 14,5 МПа эти величины соответственно равнялись 165 °С и 3 %, а остаток при температуре выше 300 °С выпал в пласте уже при давлении 23,0 МПа (табл. IV.10).

Температура застывания конденсата благодаря конденсации в пласте твердых парафинов также резко изменилась (от —37 до —60 °С).

Динамика изменения указанных характеристик с падением пластового давления показана в табл. IV.11.

ТАБЛИЦА IV.11

Пластовое давление, МПа	Плотность, г/см ³	Температура выкипания 90%, °С	Температура застывания, °С
35,0	0,7533	315	—28
33,6	0,7489	286	—30
30,0	0,7372	278	—32
29,3	0,7398	258	—44
23,0	—	230	—60
21,6	0,7270	217	Ниже —60
21,0	0,7265	209	Ниже —60
20,4	0,7146	205	Ниже —60
17,4	0,7124	173	Ниже —60

УКРАИНСКАЯ ССР

Новотроицкое месторождение

Продуктивные отложения турнейского яруса, горизонт К-30, к которому приурочена газоконденсатная залежь, имеющая нефтяную оторочку.

Наличие нефтяной оторочки обусловило различное потенциальное содержание конденсата в пластовом газе по площади и разрезу горизонта. Так, в скв. 17 содержание конденсата равнялось 415 г/м³, а в скв. 4—510 г/м³.

При давлении сепарации 6,0 МПа и температуре 0 °С выход конденсата составил: насыщенного — 780 см³/м³, стабильного — 570 см³/м³, или 427 г/м³.

В 1 м³ сырого конденсата растворено 110 м³ газа, а в пересчете на 1 т стабильного конденсата — 198 м³ газа.

В пластовом газе молярная доля этана, пропана и бутанов соответственно равна (в %): 8,7; 4,3 и 1,6, или (в г/м³): 117, 85 и 41. Концентрация азота и углекислого газа соответственно составляет 4,5 и 0,41 %.

Плотность стабильного конденсата равна 0,7470 г/см³, молекулярная масса 120.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	28	30 %	108
Огон при температуре, °С:		40 %	127
10 %	70	50 %	149
20 %	91	60 %	181

70 %	230
80 %	281
90 %	281
Конец кипения, °С	325

Доли, %:	
отгона	87
остатка	6
Вязкость при 20 °С, м ² /с . . . 10 ⁻⁴ .	1,0
Массовая доля парафина, %	0,25

В групповом углеводородном составе конденсата преобладают метановые углеводороды (40%), массовая доля ароматических углеводородов составляет 25%, нафтеновых — 35%.

Изменение потенциального содержания конденсата в пластовом газе показано на рис. IV.3.

Из рис. IV.3 видно, что при снижении давления до 25,0 МПа наблюдается резкое уменьшение потенциального содержания конденсата (с 454 до 210 г/м³), после чего темп его снижения становится незначительным. Так, при снижении давления на последующие 10,0 МПа потенциальное содержание конденсата уменьшится до 165 г/м³, т. е. всего на 45 г/м³.

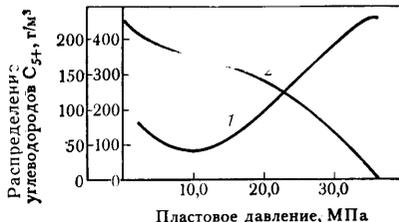


Рис. IV.3. Распределение углеводородов C₅₊ при разработке Новотроицкого месторождения.

1 — потенциальное содержание конденсата; 2 — суммарное извлечение конденсата

Тимофеевское месторождение

Продуктивны залежи горизонтов В-19, В-20. При давлении сепарации 6,0 МПа и температуре 0 °С выход конденсата равен: насыщенного — 576 см³/м³, стабильного — 476 см³/м³.

В 1 м³ насыщенного конденсата растворено 55 м³ газа, что в пересчете на 1 т стабильного конденсата составляет 84 м³.

В пластовом газе молярная доля углеводородов C₅₊, этана, пропана и бутанов соответственно равна (в %): 6,33; 5,54; 2,54; 1,44, или (в г/м³): 374, 69, 46, 35.

Плотность конденсата равна 0,7878 г/см³, молекулярная масса 135.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	33
Отгон при температуре, °С:	
10 %	69
50 %	190
87 %	360
Конец кипения, °С	360

Объемная доля, %:	
отгона	88
остатка	7
Вязкость при 20 °С, м ² /с . . . 10 ⁻⁴ .	1,3
Массовая доля парафина, %	0,58

В групповом углеводородном составе конденсата содержится значительное количество углеводородов: ароматических — 27%; нафтеновых — 32%; парафиновых — 41%.

Давление начала конденсации пластовой газоконденсатной

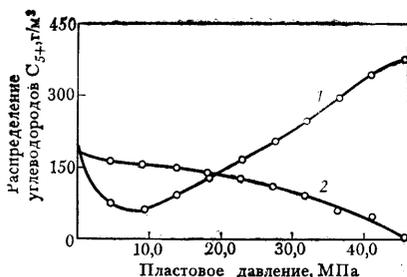


Рис. IV.4. Распределение углеводородов C_{5+} при разработке Тимофеевского месторождения.

1 — потенциальное содержание конденсата; 2 — количество выпадающего в пласте конденсата

системы равно 43,3 МПа, давление максимальной конденсации 17,0 МПа.

Из рис. IV.4 видно, что со снижением давления до 17,0 МПа потенциальное содержание конденсата уменьшается с 374 до 140 г/м³. Минимальное значение этой величины отмечается при давлении 8,0 МПа (70 г/м³).

Отбор конденсата из пласта при давлении 3,5—4,0 МПа составит 160 г/м³, или 43 % от начальных запасов.

ТУРКМЕНСКАЯ ССР

Шатлыкское месторождение

Газоконденсатная залежь приурочена к отложениям келлеуя.

В период разведочных работ и опытно-промышленной эксплуатации были проведены газоконденсатные исследования. При давлении сепарации 5,2 МПа и температуре 35 °С выход конденсата составил: сырого — 7,1 см³/м³, стабильного — 6,7 см³/м³. В 1 м³ сырого конденсата растворено 18 м³ газа, что в пересчете на 1 т равно 25 м³ газа.

В пластовом газе молярная доля углеводородов C_{5+} , этана, пропана и бутанов соответственно равна (в %): 0,24; 1,90; 0,33; 0,10, или (в г/м³): 12; 24; 6; 2,5. Концентрация азота составляет 0,9%, углекислого газа — 1,2%. Плотность конденсата равна 0,7620 г/см³, молекулярная масса 147.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	70	Конец кипения, °С	360
Отгон при температуре, °С:		Объемная доля, %:	
10 %	97	отгона	98
50 %	160	остатка	1
90 %	298		

В групповом углеводородном составе конденсата преобладают метановые углеводороды (74%), ароматических и нафтеновых углеводородов содержится по 13%.

Изучение фазового поведения пластового газа при пластовой температуре показало, что конденсация углеводородов C_{5+} в пластовых условиях давления и температуры отсутствует. Таким образом, коэффициент конденсатоотдачи равен единице.

Это явление можно объяснить незначительным содержанием высококипящих углеводородов в пластовом газе (12 г/м³) и высокой пластовой температурой (137 °С).

Исследования текущей газоконденсатной характеристики месторождения, проведенные спустя 6 лет после начала эксплуатации промысла, подтвердили, что в пласте отсутствуют потери конденсата. Результаты исследований приведены в табл. IV.12.

ТАБЛИЦА IV.12

Степень обработки газа	Давление, МПа	Температура, °С	Выход стабильного конденсата, г/м ³	Плотность, г/см ³
УКПГ	12,3	42	4,3	0,790
I степень ГС*	12,0	25	0,7	0,770
II степень ГС	8,0	-2	1,8	0,747

*ГС — газосборный пункт.

В отсепарированном газе молярная доля углеводородов C₅H₁₂₊ составила 0,17%, потенциальное содержание конденсата 12,2 г/м³.

Наипское месторождение

Газоконденсатные залежи приурочены к меловым и юрским отложениям, причем основные запасы конденсата сосредоточены в III, IV и V пластах меловых отложений. Наиболее изучены залежи пластов III и V.

Залежь пласта III. В начале разработки при давлении сепарации 5,0 МПа и температуре 20 °С выход конденсата составлял: сырого — 24 см³/м³, стабильного — 20 см³/м³. В 1 м³ сырого конденсата растворено 63 м³ газа; на 1 т стабильного конденсата приходится 100 м³ газа.

В пластовом газе молярная доля углеводородов C₅H₁₂₊, этана, пропана и бутанов соответственно составляла (в %): 0,53; 3,46; 1,05; 0,41, или (в г/м³): 26, 43, 19, 10. Концентрация негорючих газов: азота — 0,82%, углекислого газа — 0,28%.

Плотность конденсата равна 0,7528 г/см³; молярная масса 110.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	80	Конец кипения, °С	290
Отгон при температуре, °С:		Объемные доли, %:	
10%	105	отгона	99
50%	145	остатка	0.7
90%	220		

В групповом углеводородном составе конденсата преобладают метановые углеводороды (72%), ароматических и нафтеновых углеводородов содержится по 14%.

Исследование фазового поведения пластового газа дифференциальной конденсации показало, что пластовые потери конденсата незначительны. Коэффициент конденсатоотдачи равен 0,89.

При снижении пластового давления потенциальное содержание конденсата изменяется незначительно. Так, при давлении,

равном 0,5 от начального (19,3 МПа), оно снизится с 26 до 21,7 г/м³. Минимальное значение потенциального содержания конденсата при давлении 6,5 МПа составит 20,2 г/м³.

Залежи пластов IV и V мало отличаются по физико-химическим свойствам конденсата и фазовому поведению пластового газа.

Кирпичинское месторождение

Газоконденсатная залежь приурочена к XVIII горизонту келловейских отложений.

При давлении сепарации 6,6 МПа и температуре 28 °С выход конденсата равен: насыщенного — 68 см³/м³, стабильного — 56 см³/м³.

В 1 м³ сырого конденсата растворено 33 м³ газа, на 1 т стабильного конденсата приходится 51 м³ газа.

В пластовом газе молярная доля пентанов и вышекипящих углеводородов — этана, пропана и бутанов соответственно равна (в %): 1,27; 4,93; 1,27; 0,44, или (в г/м³): 58, 62, 23, 11. Концентрация негорючих газов равна: азота — 1,0 %, углекислого газа — 0,76 %.

Плотность конденсата равна 0,7884 г/см³, молекулярная масса 125.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	77	Конец кипения, °С	Выше 360
Отгон при температуре, °С:		Объемные доли, %:	
10 %	96	отгона	96
50 %	140	остатка	2
90 %	295		

В групповом углеводородном составе конденсата значительно содержание ароматических углеводородов (31 %), метановых 40 %, нафтеновых — 29 %.

Давление начала конденсации пластовой углеводородной системы значительно ниже начального пластового давления (32,5 МПа) и равно 26,5 МПа. Коэффициент конденсатоотдачи равен 0,91. Столь высокая величина коэффициента объясняется недонасыщенностью пластового газа, незначительной концентрацией в нем высококипящих углеводородов и высокой пластовой температурой (110 °С). Указанные факторы явились также причинами относительно малого изменения начального потенциального содержания конденсата при снижении пластового давления. Так, при давлении 20,0 МПа потенциальное содержание конденсата снизится только на 6 г/м³ и составит 52 г/м³. А при давлении 10,0—11,0 МПа эта величина уменьшится до 42 г/м³.

Даулетабдское месторождение

Газоконденсатная залежь представлена пачкой IV и приурочена к отложениям келловей. При давлении сепарации 4,7 МПа и тем-

температуре 34 °С выход конденсата равен: насыщенного — 17,8 см³/м³, стабильного — 14,9 см³/м³.

В 1 м³ насыщенного конденсата растворено 20 м³ газа, на 1 т стабильного конденсата приходится 30 м³ газа.

В пластовом газе молярная доля углеводородов C₅H₁₂₊, этана, пропана и бутанов соответственно равна (в %): 0,25; 1,19; 0,20; 0,11, или (в г/м³): 15,9; 15; 3,6; 2,5.

Плотность конденсата составляет 0,7989 г/см³, молекулярная масса 160.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	124	Конец кипения, °С	Выше 360
Отгон при температуре, °С:		Объемные доли, %:	
10 %	156	отгона	93,0
50 %	237	остатка	6,6
90 %	355		

В групповом углеводородном составе конденсата преобладают метановые (65 %), содержание ароматических и нафтеновых углеводородов соответственно равно 15 и 20 %.

Изучение фазовых превращений пластового газа показало, что при разработке залежи конденсат в порах пласта выпадать не будет.

ЗАПАДНО-СИБИРСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Харасавэйское месторождение

Это месторождение приурочено к структуре первого порядка — к Нурминскому мегавалу, находящемуся в свою очередь в пределах более крупной структуры — Карской синеклизы. Месторождение занимает сводовую часть Харасавэйского вала. В разрезе апт-баррем-готерива выявлены газоконденсатные залежи пластов: ТП₁₋₅; ТП₆; ТП₈₋₉; ТП₁₀; ТП₁₁; ТП₁₂; ТП₁₃₋₁₄; ТП₁₅₋₁₆; ТП₂₁₋₂₂; НП₁; НП₂. Результаты исследования наиболее изученных залежей приведены ниже.

З а л е ж ь п л а с т а Н П₂. Пластовое давление в залежи 43 МПа, температура 84 °С. На газоконденсатность залежь изучена в скв. 20 и 35. В составе пластового газа молярная доля C₅₊, этана, пропана и бутанов соответственно равна (в %): 3,14; 6,34; 1,85 и 0,66, или (в г/м³): 151, 83, 36 и 16.

Выход сырого конденсата при давлении сепарации 4,0 МПа и температуре 12 °С равен 223 см³/м³, стабильного — 196 см³/м³. В 1 м³ сырого конденсата растворено 70 м³ газа дегазации, на 1 м³ стабильного конденсата приходится 90 м³, а на 1 т — 119 м³ газа.

Плотность конденсата 0,7652 г/см³, молекулярная масса 121.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	50	Массовая доля, %:	
Отгон при температуре, °С:		серы	0,019
10 %	86	парафинов	0,435
50 %	152	Вязкость, м ² /с:	
90 %	318	при 20 °С	10 ⁻⁴ · 1,23
Конец кипения, °С	370	при 0 °С	10 ⁻⁴ · 1,45
Объемные доли, %:		Температура застывания,	
отгона	99	°С	-25
остатка	0,5		

Групповой углеводородный состав конденсата приведен в табл. IV.13.

ТАБЛИЦА IV.13

Температурные пределы отбора фракций, %	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %			Температурные пределы отбора фракций, %	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых			ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	3,73	—	—	100	150—200	15,53	23,59	11,30	65,11
60—95	13,92	9,60	22,91	67,49	200—250	18,82	21,45	6,07	72,48
95—122	20,98	17,69	37,97	44,34	250—300	9,45	16,52	0,48	72,00
122—150	11,35	28,60	24,23	47,17	НК—300	—	18,72	17,92	63,36

Ряд нормальных алканов представлен углеводородами с C₅—C₂₁. Распределение углеводородов в ряду следующее (в %): C₅—4,0; C₆—4,4; C₇—4,6; C₈—4,4; C₉—4,1; C₁₀—3,3; C₁₁—2,8; C₁₂—2,0; C₁₃—1,3; C₁₄—1,6; C₁₅—1,3; C₁₆—1,0; C₁₇—1,3; C₁₈—0,7; C₁₉—0,9; C₂₀—0,3; C₂₁—0,1.

Коэффициент конденсатоотдачи, определенный экспериментально, равен 0,70.

Изменение фракционного состава конденсата показало, что при различных давлениях (25,0; 20,0; 15,0 и 10,0 МПа) температура выкипания 90 % конденсата, отобранного при начальном пластовом давлении 43,0 МПа, равна 260 °С. Температура выкипания 50 % конденсата в том же диапазоне пластовых давлений изменяется в пределах 123—96 °С, выход фракции дизельного топлива, выкипающей выше 150 °С,— в пределах 40—18 %.

Залежь пласта НП₁. Пластовое давление в залежи 40,2 МПа, температура 81 °С. На газоконденсатность залежь изучена в скв. 20. Молярная доля углеводородов C₅₊, этана, пропана и бутанов соответственно равна (в %): 2,55; 6,09; 1,54 и 0,53, или (в г/м³): 134, 79, 29 и 13.

Выход сырого конденсата при давлении сепарации 4,4 МПа и температуре 15 °С равен 202 см³/м³, стабильного—178 см³/м³. В 1 м³ сырого конденсата растворено 51 м³ газа дегазации, на 1 м³ стабильного конденсата приходится 61 м³ газа или на 1 т стабильного конденсата 80 м³ газа.

Плотность конденсата 0,7594 г/см³, молекулярная масса 117.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	49	Объемные доли, %:	
Отгон при температуре, °С:		отгона	96
10 %	88	остатка	1
50 %	153	Массовая доля, %:	
90 %	260	серы	0,02
Конец кипения, °С	338	парафинов	0,09
		Температура застывания, °С	-27

Групповой углеводородный состав конденсата приведен в табл. IV.14.

ТАБЛИЦА IV.14

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	2,99	—	—	100,00
60—95	15,27	9,00	25,36	65,64
95—122	21,92	11,69	39,17	48,14
122—150	9,56	28,60	22,10	49,30
150—200	15,51	21,39	13,66	64,95
200—250	17,42	19,92	9,75	70,33
250—300	9,08	16,51	3,00	80,49
НК—300	91,73	17,73	20,06	62,21

Ряд нормальных алканов представлен углеводородами C₅—C₂₁. Относительное распределение их в ряду следующее (в %): C₅—3,9; C₆—4,0; C₇—4,7; C₈—4,3; C₉—3,9; C₁₀—3,3; C₁₁—2,7; C₁₂—1,9; C₁₃—1,8; C₁₄—1,3; C₁₅—1,1; C₁₆—0,9; C₁₇—1,1; C₁₈—0,6; C₁₉—0,4; C₂₀—0,3; C₂₁—0,1.

Коэффициент конденсатоотдачи при остаточном пластовом давлении в залежи 0,2 МПа равен 0,69.

Изменение фракционного состава конденсата показало, что при различных давлениях в залежи (3,0; 25,0; 20,0; 15,0 и 5,0 МПа) температура выкипания 90 % конденсата, отобранного при начальном пластовом давлении 40,2 МПа, равна 270 °С. При указанных пластовых давлениях температура выкипания 90 % конденсата снизится и будет равна соответственно: 246, 228, 185, 176 и 170 °С. Температура выкипания 50 % конденсата изменится в пределах 147—118 °С, выход фракции, выкипающей выше 150 °С, колеблется в пределах 50—22 %.

Залежь пластов ТП₂₁₋₂₂. Пластовое давление в залежи 34 МПа, температура 68 °С. На газоконденсатность залежь исследована в скв. 9. Молярная доля углеводородов C₅₊, этана, пропана и бутанов соответственно равна (в %): 1,35; 4,66; 1,34 и 0,55, или (в г/м³): 67, 60, 25 и 13.

Выход сырого конденсата при давлении сепарации 4,5 МПа и температуре 9 °С составляет 84 см³/м³ стабильного — 63 см³/м³. В 1 м³ стабильного конденсата растворено 57 м³ газа дегазации, на 1 м³ стабильного приходится 67 м³, а на 1 т — 89 м³ газа.

Плотность конденсата 0,7544 г/см³, молекулярная масса 119.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	52	остатка	2
Отгон при температуре, °С:		Массовая доля серы, %	0,0057
10 %	86	Вязкость, м ² /с:	
50 %	151	при 20 °С	10 ⁻⁴ · 1,15
90 %	320	при 0 °С	10 ⁻⁴ · 1,52
Конец кипения, °С	345	Температура застывания,	
Объемные доли, %:		°С	-8
отгона	97		

Групповой углеводородный состав конденсата приведен в табл. IV.15.

ТАБЛИЦА IV.15

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	2,84	—	—	100,00
60—95	12,86	13,22	23,43	63,00
95—122	20,33	16,80	30,17	58,03
122—150	14,17	20,74	20,48	56,63
150—200	15,51	22,05	30,00	47,95
НК—200	65,71	17,49	18,81	64,22

Фракция нормальных алканов в конденсатах составляет 43 %, в том числе: C₆—2,7; C₇—8,9; C₈—8,0; C₉—4,7; C₁₀—5,7; C₁₁—4,6; C₁₂—2,2; C₁₃—2,4; C₁₄—1,3; C₁₅—1,1; C₁₆—1,0; C₁₇—0,8; C₁₈—1,1; C₁₉—0,7; C₂₀—0,6. Максимальное количество нормальных алканов содержится в углеводородах C₅—C₈ (50 %). Нафтеновые представлены циклогексаном и его замещенными, ароматические — замещенными бензола.

Термодинамические исследования показали, что давление начала конденсации углеводородной системы на 4,7 МПа ниже пластового (35,1 МПа). При давлении максимальной конденсации (12,0 МПа) в жидкую фазу в пласте перейдет 20 г/м³ конденсата, или 30 % начального потенциального содержания последнего (рис. IV.5). Конечный коэффициент конденсатоотдачи равен 0,684.

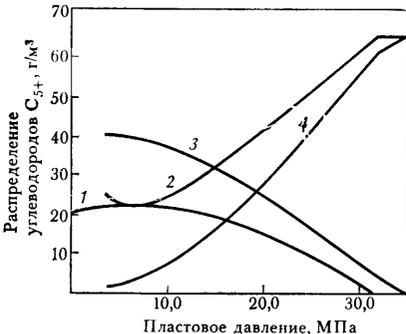


Рис. IV.5. Распределение углеводородов C₅₊ при разработке залежи тп Харасавэйского месторождения. 21—22

1 — количество выпадающего в пласте конденсата; 2 — потенциальное содержание конденсата; 3 — суммарное извлечение конденсата; 4 — содержание конденсата в газовой фазе пласта

Как следует из рис. IV.6, при давлении в залежи 30,0 МПа (условия начала конденсации) температура выкипания 90 % конденсата равна 338 °С. При дальнейшем снижении давления температура выкипания 90 % конденсата изменится и будет

равна соответственно: 272, 246, 220, 206, 195 и 190 °С. Температура

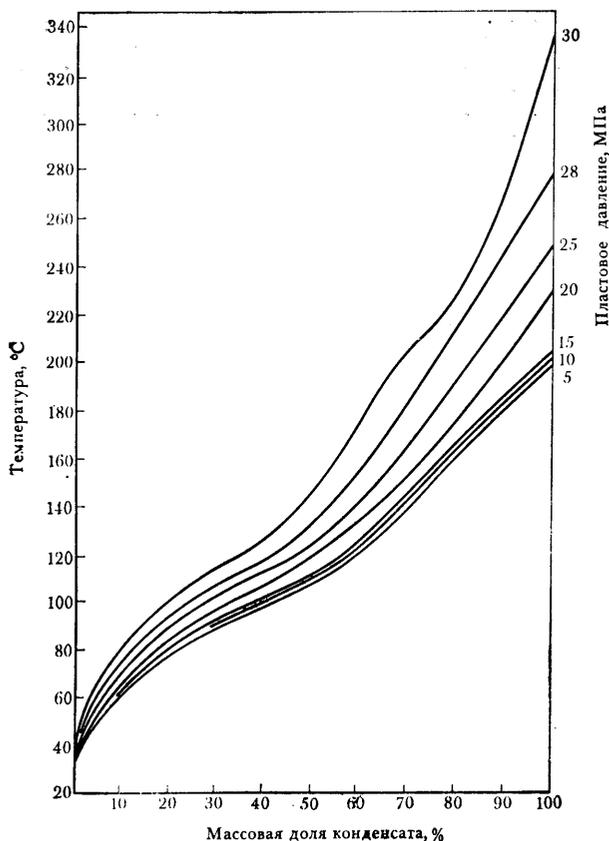


Рис. IV.6. Фракционный состав конденсатов, получаемых при различных пластовых давлениях залежи пласта ТП_{21—22} Харасавэйского месторождения

выкипания 50 % конденсата будет изменяться в пределах 150—100 °С, выход фракции дизельного топлива, выкипающей при температуре выше 150 °С, — в пределах 46—23 %.

Залежь пластов ТП_{15—16}. Пластовое давление в залежи 21 МПа, температура 65 °С. На газоконденсатность залежь исследована в скв. 9. Молярная доля углеводородов C₅₊, этана, пропана и бутанов соответственно равна (в %): 1,47; 4,81; 1,25 и 0,50, или (в г/м³): 69, 60, 24 и 12.

При давлении сепарации 4,9 МПа и температуре —5 °С в 1 м³ сырого конденсата растворено 80 м³ газа, а на 1 т стабильного конденсата приходится 144 м³ газа дегазации.

Плотность конденсата равна 0,7766 г/см³, молекулярная масса 113.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	65	Объемные доли, %:	
Отгон при температуре, °С:		отгона	98
10 %	84	остатка	1,5
50 %	142	Массовая доля, %:	
90 %	297	серы	0,004
Конец кипения, °С	337	парафинов	0,040
		Температура застывания, °С	-42°С

Групповой углеводородный состав конденсата приведен в табл. IV.16.

ТАБЛИЦА IV.16

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	5,08	—	—	5,08
60—95	25,47	10,35	30,93	58,72
95—122	11,55	17,40	29,74	52,86
122—150	12,58	18,27	19,62	62,11
150—200	15,52	20,72	2,00	77,28
НК—200	70,20	14,49	19,63	65,88

Фракция нормальных алканов в конденсатах составляет 47 %, в том числе: C₆ — 2,5; C₇ — 5,9; C₈ — 6,3; C₉ — 5,3; C₁₀ — 4,4; C₁₁ — 4,2; C₁₂ — 3,6; C₁₃ — 2,2; C₁₄ — 1,7; C₁₅ — 1,2; C₁₆ — 0,9; C₁₇ — 0,7; C₁₉ — 0,3; C₂₀ — 0,3; C₂₁ — 0,1.

Нафтеновые углеводороды представлены в основном циклогексаном и его замещенными, ароматические — замещенными и дизамещенными бензола.

Термодинамические исследования (рис. IV.7) показали, что давление начала конденсации ниже пластового. Давление максимальной конденсации пластового флюида по насыщенному конденсату равно 10,5 МПа. К этому периоду разработки количество конденсата, перешедшее в жидкую фазу в пласте, достигает 25 % от начальных запасов.

Потенциальное содержание конденсата в пластовом газе в этот момент составит 44 г/м³, коэффициент конденсатоотдачи при давлении 0,1 МПа — 0,697.

Изменение фракционного состава конденсата при различных пластовых давлениях в залежи показано на рис. IV.8. При начальном пластовом давлении, равном 25,3 МПа, 90 % конденсата выкипает при температуре

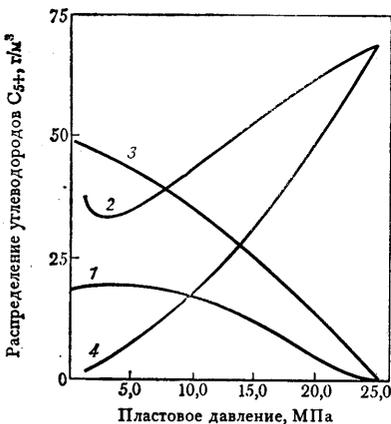


Рис. IV.7. Распределение углеводородов C₅₊ при разработке залежи ТП₁₅₋₁₆ Харасвайского месторождения.

1—4 — см. рис. IV.5

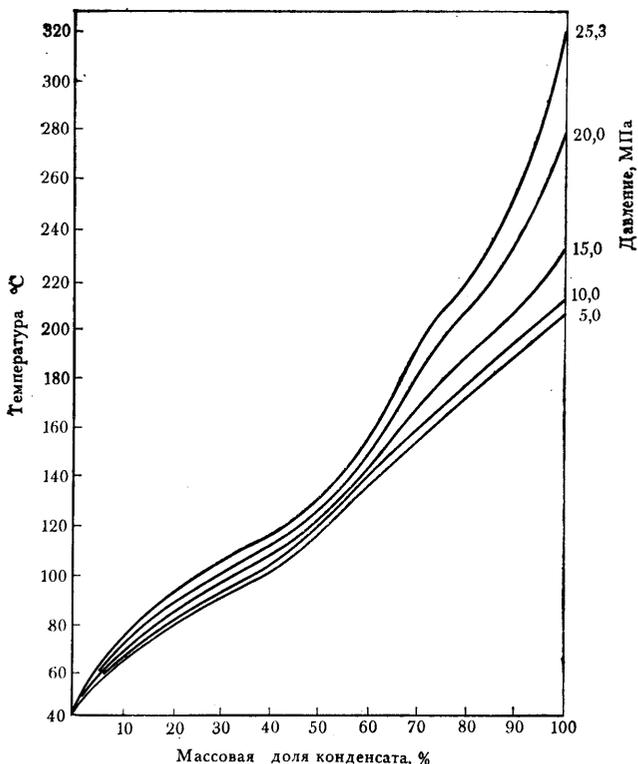


Рис. IV.8. Фракционный состав конденсатов, получаемых при различных пластовых давлениях залежи пласта ТП₁₅₋₁₆ Харасавэйского месторождения

320 °С. При снижении давления в залежи до 20,0 МПа температура выкипания этого конденсата снижается до 280 °С. Температура выкипания 50 % конденсата в том же диапазоне давлений изменяется в пределах 123—103 °С, выход фракции дизельного топлива с температурой кипения выше 150 °С — в пределах 40—30 %.

Залежь пластов ТП₁₃₋₁₄. Пластовое давление в залежи 21 МПа, температура 68 °С. На газоконденсатность залежь исследована в скв. 18. Молярная доля углеводородов C₅₊, этана, пропана и бутанов соответственно равна (в %): 1,05; 5,13; 1,08 и 0,73, или (в г/м³): 48, 65, 20 и 17. Содержание углекислого газа в пластовом газе 0,18 %, азота — 0,31 %.

Выход сырого конденсата при давлении сепарации 4,0 МПа и температуре — 18 °С составляет 45 см³/м³, стабильного — 39 см³/м³. Из 1 м³ сырого конденсата выделяется 57 м³ газа, на 1 м³ стабильного конденсата приходится 62 м³, а на 1 т 89 м³ газа.

Плотность конденсата 0,7309 г/см³, молекулярная масса 107.

Фракционный состав

Начало кипения, °С:	42	Массовая доля, %:	
Отгон при температуре, °С		серы	0,0132
10 %	66	парафинов	0,0014
50 %	123	Вязкость, м ² /с:	
90 %	255	при 20 °С	10 ⁻⁴ 0,88
Конец кипения, °С	337	при 0 °С	10 ⁻⁴ 1,12
Объемная доля отгона, %	100	Температура застывания, °С	-50

Групповой углеводородный состав конденсата приведен в табл. IV.17.

ТАБЛИЦА IV.17

Температурный предел отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	9,22	—	—	—
60—95	21,01	5,18	17,07	77,75
95—122	24,57	8,40	17,40	74,20
122—150	12,25	7,56	12,02	80,42
150—200	12,79	9,24	4,06	86,70
НК—200	79,84	6,59	11,70	81,71

Термодинамические исследования (рис. IV.9) показали, что давление начала конденсации ниже пластового на 0,7 МПа. Давление максимальной конденсации равно 10,0 МПа. Согласно распределению конденсата в залежи пластов ТП₁₃₋₁₄ его потенциальное содержание при снижении пластового давления уменьшается равномерно до 31 г/м³ при давлении 2,5 МПа. При этом давлении из пласта будет извлечено 30 г конденсата на 1 м³ газа. Содержание конденсата в газовой фазе пласта составит 11 г/м³. Коэффициент конденсатоотдачи на данном этапе разработки составит 0,86.

При падении давления в залежи до 0,1 МПа конденсатоотдача составит 0,87.

Залежь пласта ТП₁₂. Пластовое давление в залежи 20,5 МПа, температура 65 °С. На газоконденсатность залежь исследована в скв. 6. Молярная доля углеводородов С₅₊, этана, пропана и бутанов соответственно равна (в %): 1,26; 3,63; 1,13 и 0,65, или (в г/м³): 57, 46, 21 и 16. Углекислого газа в пластовом газе содержится 0,27 %, азота — 0,01 %.

Плотность конденсата равна 0,7321 г/см³, молекулярная масса 111.

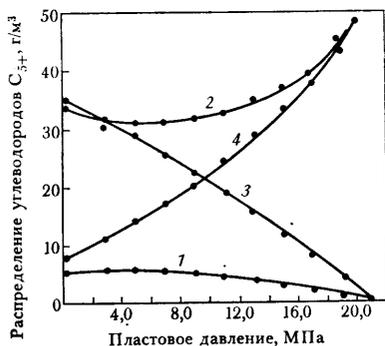


Рис. IV.9. Распределение углеводородов С₅₊ при разработке пласта ТП₁₃₋₁₄ Харасавэйского месторождения. 1—4 — см. рис. IV.5

Фракционный состав

Начало кипения, °С	7)	остатка	0,5
Отгон при температуре, °С:		Массовая доля серы, %	0,014
10 %	87	Вязкость, м ² /с:	
50 %	134	при 20 °С	10 ⁻⁴ · 1,00
90 %	247	при 0 °С	10 ⁻⁴ · 1,30
Конец кипения, °С	310	Температура застывания,	
Объемная доля, %:		°С	-47
отгона	98,5		

Групповой углеводородный состав конденсата приведен в табл. IV.18.

ТАБЛИЦА IV.18

Температурный предел отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	2,61	—	—	100,00
60—95	16,25	2,30	24,91	72,79
95—122	25,89	6,00	27,26	66,74
122—150	14,81	8,19	11,94	79,87
150—200	16,06	8,58	1,47	90,00
НК—200	75,62	5,95	17,04	77,01

Термодинамические исследования показали, что пластовая система насыщена конденсатом, давление максимальной конденсации равно 9,0 МПа, коэффициент конденсатоотдачи при остаточном давлении в залежи 0,1 МПа составляет 0,77.

Температура выкипания 90 % конденсата, добываемого при начальном пластовом давлении 21,0 МПа, равна 281 °С, при давлении 14,0 МПа снижается до 198 °С, при 10,0 и 5,0 МПа — до 188 °С. Температура выкипания 50 % конденсата при снижении давления в залежи от начального до 5,0 МПа изменяется в пределах 40—8 %.

Залежь пласта ТП₁₁. Пластовое давление в залежи 20,5 МПа, температура 65 °С. На газоконденсатность залежь изучена в скв. 18. Молярная доля C₅₊, этана, пропана и бутанов соответственно равна (в %): 0,92; 5,13; 1,08 и 0,71, или (в г/м³): 41, 65, 20 и 18. Углекислого газа в пластовом газе содержится 0,82 %, азота — 0,07 %.

При давлении сепарации 4,3 МПа и температуре —18 °С выход насыщенного конденсата равен 39 см³/м³, стабильного — 32 см³/м³. В 1 м³ насыщенного конденсата растворено 119 м³ газа, а на 1 т стабильного конденсата приходится 80 м³ газа.

Плотность конденсата 0,7238 г/см³, молекулярная масса 106.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	63	Объемная доля, %:	
Отгон при температуре, °С:		отгона	99
10 %	83	остатка	0,5
50 %	135	Массовая доля, %:	
90 %	255	серы	0,010
Конец кипения, °С	310	парафинов	Следы
		Температура застывания, °С	-53

Групповой углеводородный состав конденсата приведен в табл. IV.19.

ТАБЛИЦА IV.19

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	3,19	—	—	100,00
60—95	19,40	3,45	31,86	64,69
95—122	22,54	5,40	37,84	56,76
122—150	16,35	9,45	25,81	64,74
150—200	15,51	8,53	13,72	77,75
НК—200	76,99	6,19	27,35	66,46

Термодинамические исследования показали, что в пластовых условиях давление начала конденсации ниже пластового на 0,6 МПа. Давление максимальной конденсации равно 12,0 МПа, пластовые потери конденсата в процессе разработки будут незначительными и конденсатоотдача при давлении в залежи 0,1 МПа будет равной 0,97.

Залежь пласта ТП₈. Плотность конденсата равна 0,7665 г/см³, молекулярная масса 132.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	109	потерь	1
Отгон при температуре, °С:		Массовая доля, %:	
10 %	146	серы	0,0158
50 %	190	парафинов	Отсутствуют
90 %	265	Вязкость, м ² /с:	
Конец кипения, °С	300	при 20 °С	10 ⁻⁴ · 1,62
Объемная доля, %:		при 0 °С	10 ⁻⁴ · 2,31
отгона	99	Температура застывания, °С	-63

Групповой углеводородный состав конденсатов приведен в табл. IV.20.

ТАБЛИЦА IV.20

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	0,55	—	—	100,00
60—95	3,32	2,3	1,02	2,22
95—122	9,90	3,0	3,12	6,48
122—150	14,2	6,3	3,61	9,70
150—200	28,77	7,75	1,33	25,21
НК—200	56,80	6,17	16,0	77,83

Таким образом, по групповому углеводородному составу конденсаты рассматриваемой залежи относятся к метановому типу. Во фракции метановых на долю углеводородов нормального строения приходится 42 %. Нормальные алканы представлены рядом

C₆—C₁₂. Причем в ряде нормальных алканов преобладает легкая фракция C₆—C₈, которая составляет 72 %. Нафтеновые углеводороды представлены циклогексаном, ароматические — бензолом.

Залежь пластов ТП₁₋₅. Пластовое давление в залежи 15,8 МПа, температура 51 °С. На газоконденсатность залежь исследована в скв. 5, 4 и 12. Молярная доля C₅₊, этана, пропана и бутанов соответственно равна (в %): 0,07; 2,59; 0,12 и 0,41, или (в г/м³): 2,5; 32; 25 и 10. Содержание углекислого газа в пластовом газе равно 0,18 %, азота — 0,31 %.

Выход сырого конденсата при давлении сепарации 4,4 МПа и температуре — 9 °С равен 0,9 см³/м³, стабильного — 0,8 см³/м³. В 1 м³ сырого конденсата содержится 37 м³ газа, в 1 м³ стабильного — 44 м³, а на 1 т стабильного конденсата приходится 57 м³ газа.

Плотность конденсата 0,7770 г/см³, молекулярная масса 117.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	86	остатка	0,5
Отгон при температуре, °С:		Массовая доля, %:	
10 %	111	серы	0,038
50 %	147	парафинов	0,001
90 %	224	Вязкость, м ² /с:	
Конец кипения, °С	285	при 20 °С	10 ⁻⁴ · 1,106
Объемная доля, %:		при 0 °С	10 ⁻⁴ · 1,485
отгона	99	Температура застывания,	
		°С	—80

Групповой углеводородный состав конденсата приведен в табл. IV.21.

ТАБЛИЦА IV.21

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеных	метановых
До 60	7,66	—	—	100,00
60—95	2,22	1,15	41,52	57,33
95—122	37,98	1,20	55,33	43,47
122—150	16,20	1,89	52,98	45,13
150—200	23,63	2,37	50,77	46,86
НК—200	87,69	1,54	48,48	49,98

Видим, что конденсат залежи пластов ТП₁₋₅ относится к типу метаново-нафтеных. Ряд нормальных алканов в конденсатах представлен углеводородами C₅—C₁₁. Причем сумма компонентов C₅₋₈ достигает 84 %. Состав ряда нормальных алканов (в %): C₅—0,4; C₆—1,3; C₇—7,1; C₈—14,6; C₉—3,1; C₁₀—0,3; C₁₁—1,1.

Из сказанного видно, насколько велика разница в потенциальных содержаниях конденсата залежей апта и готерив-баррема: в первых их содержание составляет 2,5 г/м³, во вторых — 151 г/м³. При сравнительно небольшой разнице в глубинах залегания

указанных залежей (1500—2300 м) содержание конденсата в готерив-барремских залежах в 60 раз выше, чем в залежах апта. Естественно, что столь большое различие в содержании конденсатов нельзя объяснить только термобарическими условиями нахождения залежей, хотя они и являются определяющими.

Значительное влияние на содержание конденсата в залежи оказывает и групповой углеводородный состав конденсатов. Из приведенных данных видно, что для конденсатов готерив-барремских залежей характерно относительно низкое содержание нафтеновых углеводородов (порядка 20 %), тогда как в конденсатах залежей аптских отложений на долю нафтеновых углеводородов приходится 50 %. Следует также отметить резкую разницу в содержании ароматических углеводородов. Если в первом случае содержание ароматических углеводородов достигает 18 %, то во втором — они практически отсутствуют. Причем вверх по разрезу происходят не только количественные, но и структурные изменения всех классов углеводородов.

Как показали результаты структурных исследований, вверх по разрезу ароматические углеводороды облегчились, нафтеновые же углеводороды наряду с резким возрастанием в количественном отношении приобрели более сложное строение. Так, если в залежах ТП₂₁₋₂₂ (готерив-баррем) нафтеновые углеводороды представлены циклогексаном и его замещенными, то в верхней залежи пласта ТП₁₋₂ (апт) присутствуют преимущественно конденсированные нафтены, которые фиксируются на спектрах ЯМР резким уменьшением интенсивности сигнала группы CH_2 (по сравнению с сигналом CH_3 группы).

Данные хроматографических исследований свидетельствуют о том, что вверх по разрезу происходит сокращение ряда нормальных алканов от C_{20} до C_{11} . Причем сумма соединений C_{5-8} в нижних рядах составляет до 50 % от общего содержания нормальных алканов, а в верхних увеличивается до 84 %.

Выявленные изменения группового углеводородного состава конденсатов объясняются изменением термобарических условий нахождения залежей. Наличие жестких условий (превышение пластового давления над гидростатическим) определили повышенную растворимость ароматических углеводородов в нижних залежах.

Поэтому в нижних залежах растворились нормальные алканы значительной протяженности гомологического ряда. Вверх по разрезу произошло изменение баланса углеводородного состава конденсатов за счет увеличения доли метаново-нафтеновых углеводородов. При этом уменьшилось количество высокомолекулярных алканов. Произошло это, на наш взгляд, в результате параллельного влияния процессов растворимости и сорбции при миграции углеводородов. В верхней части разреза доля низкомолекулярных алканов, обладающих высокой способностью растворять углеводородные соединения других классов, в частности, нафтеновых углеводородов, увеличилась. Одновременно с изменением группового углеводородного состава конденсатов изменение термодинамической

обстановки верхних залежей (резкое снижение температуры и давления) резко повлияло на процесс растворимости жидких углеводородов в залежах.

Бованенковское месторождение

Это месторождение приурочено к одноименному куполовидному поднятию, расположенному в сводовой части Нурминского межвала. В разрезе выявлено одиннадцать газоконденсатных залежей. Результаты исследования изученных десяти залежей ТП₂₀, ТП₁₈, ТП₁₃₋₁₄, ТП₁₂, ТП₁₁, ТП₁₀, ТП₉, ТП₈, ТП₁₋₃ и ПК₁₀ приведены ниже.

Залежь пласта ТП₂₀. Пластовое давление в залежи 21,1 МПа, температура 69 °С. На газоконденсатность изучена в скв. 57. Молярная доля C₅₊, этана, пропана и бутанов соответственно равна (в %): 1,83; 5,81; 1,94 и 0,73, или (в г/м³): 74, 75, 37 и 18.

При давлении сепарации 5,0 МПа и температуре -5 °С выход насыщенного конденсата составил 135 см³/м³, стабильного — 100 см³/м³. В 1 м³ сырого конденсата растворено 84 м³ газа или на 1 т стабильной жидкости приходится 164 м³ газа.

Плотность конденсата 0,7350 г/см³, молекулярная масса 97.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	58	Конец кипения, °С	297
Отгон при температуре, °С:		Объемные доли, %:	
10 %	85	отгона	97,5
50 %	122	остатка	1

Групповой углеводородный состав конденсата приведен в табл. IV.22.

ТАБЛИЦА IV.22

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	8,79	—	—	100,00
60—95	25,57	7,20	5,99	69,39
95—122	25,09	15,25	8,49	50,91
122—150	14,43	24,05	3,40	52,39
150—200	12,27	20,73	0,75	73,16
200—250	8,39	19,92	0,52	73,93
250—300	3,58	19,85		
НК—300	98,12	14,33	19,52	80,15
				66,15

Ряд нормальных алканов представлен углеводородами C₅ — C₁₆. Относительное распределение их в ряду следующее (в %): C₅ — 7,36; C₆ — 6,93; C₇ — 5,19; C₈ — 4,50; C₉ — 3,76; C₁₀ — 2,19; C₁₁ — 1,57; C₁₂ — 1,03; C₁₃ — 0,84; C₁₄ — 0,66; C₁₅ — 0,42; C₁₆ — 0,29; C₁₇ — 0,20. Доля углеводородов C₅₋₈ составляет 53 %.

Залежь пласта ТП₁₈. Пластовое давление в залежи 20,3 МПа, температура 67 °С. На газоконденсатность изучена в скв. 56. Молярная доля C₅₊, этана, пропана и бутанов соответственно равна (в %): 1,93; 5,40; 1,76 и 0,65, или (в г/см³): 73, 70, 33 и 16.

При давлении сепарации 4,2 МПа и температуре —19 °С выход сырого конденсата составляет 142 см³/м³, стабильного — 98 см³/м³. В 1 м³ сырого конденсата растворено 86 м³ газа, а на 1 т стабильного конденсата приходится 181 м³ газа.

Плотность конденсата 0,7287 г/см³, молекулярная масса 90.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	45	Массовая доля, %:	
Отгон при температуре, °С:		серы	0,009
10 %	61	парафинов	0,024
50 %	115	Температура застывания,	
90 %	236	°С	Ниже —60
Конец кипения, °С	285	Вязкость, м ² /с:	
Объемные доли, %:		при 20 °С	10 ⁻⁴ · 0,681
отгона	94	при 0 °С	10 ⁻⁴ · 0,840
остатка	1		

Групповой углеводородный состав конденсата приведен в табл. IV.23.

ТАБЛИЦА IV.23

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеных	метановых
До 60	10,52	—	—	—
60—95	28,47	7,20	26,04	66,76
95—122	21,24	15,25	40,09	44,66
122—150	12,39	23,40	23,71	52,89
150—200	14,95	20,02	11,94	68,04
200—250	10,71	17,59	10,00	72,41
НК—250	98,28	13,29	22,10	64,61

Ряд нормальных алканов представлен углеводородами C₅—C₁₇ с максимумом на C₅. Сумма C₅—8 составляет 64 %. Относительное распределение углеводородов в ряду следующее (в %): C₅ — 6,77; C₆ — 6,40; C₇ — 5,42; C₈ — 4,41; C₉ — 3,50; C₁₀ — 2,49; C₁₁ — 1,96; C₁₂ — 1,36; C₁₃ — 0,93; C₁₄ — 0,53; C₁₅ — 0,38; C₁₆ — 0,20; C₁₇ — 0,19.

Термодинамические исследования показали, что давление начала конденсации составило 19,7 МПа, давление максимальной конденсации — 6,2 МПа, коэффициент конденсатоотдачи — 0,85.

Изменение фракционного состава конденсата при различных пластовых давлениях приведено на рис. IV.10. Температура выкипания 90 % конденсата при начальном пластовом давлении в залежи 20,7 МПа равна 200 °С. При снижении давления до 15,0; 10,0 и 5,0 МПа, значение последней составит соответственно 173,

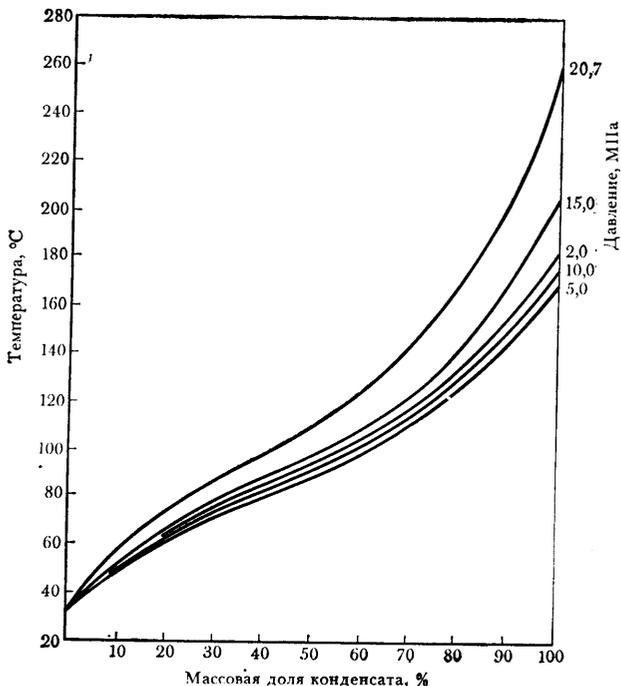


Рис. IV.10. Фракционный состав конденсатов, получаемых при различных пластовых давлениях залежи пласта ТП₁₈ Бованенковского месторождения

160 и 152 °С. Температура выкипания 50 % конденсата изменится от 103 до 85 °С.

Выход фракции дизельного топлива, выкипающей свыше 150 °С, при давлении в залежи 20,7 МПа равен 27 %, при давлениях 15,0; 10,0 и 5,0 МПа соответственно 17, 12 и 8 %.

Залежь пластов ТП₁₃₋₁₄. Пластовое давление 17,8 МПа, температура 56 °С. Исследована залежь в скв. 55. В составе пластового газа молярная доля углеводородов С₅₊, С₂, С₃ и С₄ соответственно составляет (в %): 1,51; 4,76; 1,63 и 0,71, или (в г/м³): 62, 61, 31 и 17. Концентрация углекислого газа равна 0,46 %, азота — 0,09 %.

При давлении сепарации 4,8 МПа и температуре —2 °С выход насыщенного конденсата равен 100 см³/м³, стабильного —72 см³/м³. В 1 м³ насыщенного конденсата растворено 98 м³ газа, а на 1 т стабильного конденсата приходится 200 м³ газа.

Плотность конденсата 0,7192 г/см³, молекулярная масса 101.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	50	Конец кипения, °С	231
Отгон при температуре, °С:		Объемные доли, %:	
10 %	69	отгона	99
50 %	110	остатка	0,5
90 %	180		

Молярная доля, %:		Вязкость, м ² /с:	
серы	0,005	при 20 °С	10 ⁻⁴ · 0,68
парафинов	Следы	при 0 °С	10 ⁻⁴ · 0,80

Групповой углеводородный состав конденсата приведен в табл. IV.24.

ТАБЛИЦА IV.24

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтенных	метановых
До 60	7,61	—	—	100,00
60—95	32,29	5,76	28,28	65,97
95—122	27,55	13,80	29,31	56,89
122—150	10,55	20,16	17,56	62,28
150—200	12,96	19,31	8,07	72,62
НК—200	90,96	11,00	22,00	67,00

Ряд нормальных алканов представлен углеводородами C₅ — C₁₅. Сумма C₅₋₈ составляет 73 %. Распределение углеводородов следующие (в %): C₅ — 5,5; C₆ — 6,0; C₇ — 7,5; C₈ — 5,9; C₉ — 3,4; C₁₀ — 2,5; C₁₁ — 1,5; C₁₂ — 0,9; C₁₃ — 0,4; C₁₄ — 0,3; C₁₅ — 0,3. Нафтеновые углеводороды в основном простого строения, ароматические представлены бензолом и его замещаемыми.

Исследования по фазовому поведению пластового газа со снижением пластового давления показали, что давление начала конденсации равно 162 МПа (при начальном пластовом давлении в залежи 17,6 МПа), а давление максимальной конденсации — 8,0 МПа. Согласно распределению конденсата залежи ТП₁₃₋₁₄ (рис. IV.11), его потенциальное содержание монотонно уменьшается до 47 г/м³ при давлении в залежи 7,0 МПа (кривая 2). При этом давлении из пласта будет извлечено 32 г/м³ конденсата, а в газовой фазе пласта будет содержаться 19 г/м³ конденсата. Коэффициент конденсатоотдачи при остаточном давлении в залежи 0,1 МПа составит 0,87.

Из рис. IV.12 видим, что по мере падения давления в залежи 90 % конденсата, отобранного при начальном пластовом давлении в залежи 17,6 МПа, выкипает при температуре 24 °С, при давлении 12,0 МПа температура выкипания конденсата снизится до 180 °С, при пластовом давлении 7,0 МПа она составит 158 °С. Температура 50 % конденсата в рассматриваемом диапазоне давлений изменится в пределах 102—83 °С, выход фракции дизельного топлива (>150 °С) изменится в пределах 21—2 %.

Залежь пласта ТП₁₂. Пластовое давление в залежи — 17,5 МПа, температура 54 °С. Исследована залежь в скв. 55. Молярная доля углеводородов C₅₊₁, этана, пропана и бутанов в пластовом газе соответственно равна (в %): 1,48; 4,83; 1,81 и 0,73, или (в г/м³): 60, 62, 34 и 18. Молярная доля углекислого газа и азота в пластовом газе соответственно составляет (в %): 0,63 и 0,21.

Рис. IV.11. Распределение углеводородов C_{5+} при разработке залежи ТП 13—14 Бованенковского месторождения.

1—4 — см. рис. IV.5

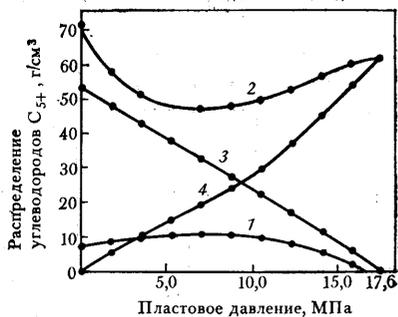
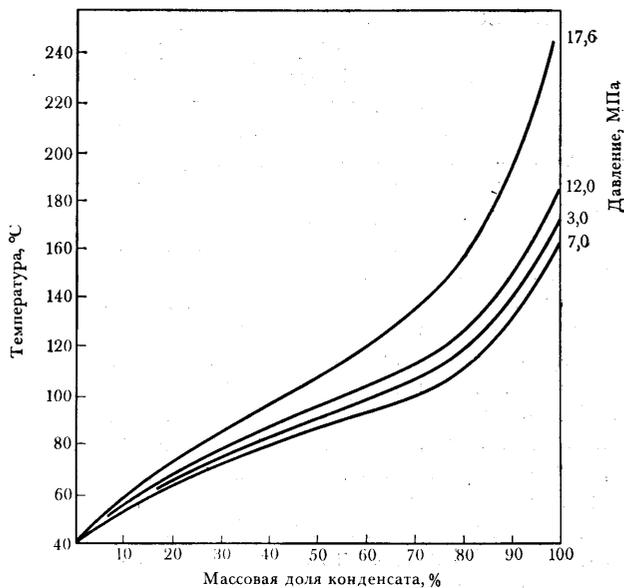


Рис. IV.12. Фракционный состав конденсатов, получаемых при различных пластовых давлениях залежи пласта ТП 13—14 Бованенковского месторождения



При давлении сепарации 5,2 МПа и температуре -6°C выход сырого конденсата равен $107 \text{ см}^3/\text{м}^3$, стабильного — $71 \text{ см}^3/\text{м}^3$. В 1 м^3 насыщенного конденсата растворено 110 м^3 газа, а на 1 т стабильного конденсата приходится 218 м^3 газа.

Плотность конденсата $0,7297 \text{ г}/\text{см}^3$, молекулярная масса 99.

Фракционный состав

Начало кипения	43
Отгон при температуре, $^{\circ}\text{C}$:	
10 %	65
50 %	104
90 %	182
Конец кипения, $^{\circ}\text{C}$	236

Объемная доля, %:	
отгона	99
остатка	1
Массовая доля, %:	
серы	0,0074
Температура застывания, $^{\circ}\text{C}$	Ниже -70

Групповой углеводородный состав приведен в табл. IV.25.

ТАБЛИЦА IV.25

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	9,58	—	—	100,00
60—95	29,88	5,76	29,69	65,56
95—122	26,34	14,40	38,52	47,08
122—150	13,25	23,94	28,53	47,54
150—200	12,24	24,21	18,95	56,84
НК—200	91,29	12,75	27,52	59,73

Ряд нормальных алканов представлен углеводородами C_5 — C_{15} . Сумма C_5 — C_8 равна 88 %. Распределение углеводородов следующее (в %): C_5 —7,2; C_6 —7,2; C_7 —5,61; C_8 —2,8; C_9 —1,1; C_{10} —0,7; C_{11} —0,4; C_{12} —0,4; C_{13} —0,2; C_{14} —0,1; C_{15} —0,1. Нафтеновые углеводороды простого строения. Ароматические углеводороды легкие и представлены бензолом и ди-, тризамещенными бензола.

При исследовании рекомбинированной пробы установлено, что давление начала конденсации равно 16,4 МПа (при первоначальном пластовом давлении в залежи 17,4 МПа), а давление максимальной конденсации — 7,8 МПа. Содержание конденсата в добываемом газе будет уменьшаться до 42 г/м³. При пластовом давлении 7,2 МПа количество конденсата в остаточных запасах газа на этой стадии разработки составит 17 г/м³. Коэффициент конденсатоотдачи на конечной стадии разработки при падении давления в залежи до 0,1 МПа равен 0,85, а при падении до 3,0 МПа — 0,82.

Залежь пласта ТП₁₁. Пластовое давление в залежи 17,1 МПа, температура 52 °С. На газоконденсатность залежь исследована в скв. 55. В составе пластового газа молярная доля углеводородов C_{5+} , этана, пропана и бутанов соответственно равна (в %): 1,40; 4,99, 1,58 и 0,80, или (в г/м³): 53, 54, 32 и 16. Молярная доля углекислого газа в пластовом газе 1,18 %, азота 0,16 %. При давлении сепарации 4,8 МПа и температуре —16 °С выход насыщенного конденсата равен 97 см³/м³, стабильного — 69 см³/м³. В 1 м³ насыщенного конденсата растворено 107 м³ газа, а на 1 т стабильного конденсата приходится 220 м³ газа.

Плотность конденсата 0,7363 г/см³, молекулярная масса 98.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	35	остатка	1
Отгон при температуре, °С:		Массовая доля, %:	
10 %	62	серы	0,0103
50 %	107	Вязкость, м ² /с:	
90 %	197	при 20 °С	10 ⁻⁴ · 0,731
Конец кипения, °С	258	при 0 °С	10 ⁻⁴ · 0,919
Объемная доля, %			
отгона	99		

Групповой углеводородный состав конденсата приведен в табл. IV.26.

ТАБЛИЦА IV.26

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтяных	метановых
До 60	5,49	—	—	100,00
60—95	33,93	6,33	35,13	58,54
95—122	28,82	16,80	44,10	39,10
122—150	12,61	27,09	33,54	39,37
150—200	10,48	28,32	26,88	44,80
НК—200	91,33	14,65	34,69	50,66

Ряд нормальных алканов представлен углеводородами C_5 — C_{11} . Их распределение внутри ряда соответственно следующее (в %): C_5 — 8,7; C_6 — 4,8; C_7 — 0,9; C_8 — 0,9; C_9 — 1,1; C_{10} — 0,47; C_{11} — 0,1. Сумма C_5 — C_8 составляет 88 %.

Состав нафтяных и ароматических углеводородов аналогичен составу рассмотренных конденсатов месторождения.

Термодинамические исследования показали, что залежь недонасыщена конденсатом. Давление начала конденсации пластового флюида равно 15,6 МПа при давлении в залежи 17,1 МПа. Давление максимальной конденсации составляет 7,5 МПа. Потенциальное содержание конденсата равномерно уменьшается со снижением пластового давления. При давлении в залежи 8,5 МПа оно будет равно 47 г/м³ вместо 56 г/м³ начальной величины. В составе газа из пласта к этому моменту будет извлечено 26 г/м³ конденсата, в остаточных запасах газа конденсата останется 23 г/м³. Коэффициент конденсатоотдачи при давлении в залежи до 3,0 МПа составит 0,89, при давлении в залежи 0,1 МПа — 0,9.

Фракционный состав конденсата в процессе разработки залежи по мере падения в ней давления существенно изменится. Так, температура кипения 90 % конденсата при начальном пластовом давлении 17,1 МПа соответствует 253 °С, при давлении 14,0 МПа будет 208 °С, при 8,0 МПа — 190 °С. Температура выкипания 50 % конденсата при этом изменится от 106 до 85 °С, выход фракции дизельного топлива, выкипающей при температуре выше 150 °С, будет в пределах 20—10 %.

Залежь пласта ТП₁₀. Пластовое давление в залежи 15,4 МПа, температура 51 °С. На газоконденсатность залежь исследована в скв. 56. При давлении сепарации 3,0 МПа и температуре —23 °С выход конденсата составил 2,6 г/м³.

Плотность его 0,7452 г/см³, молекулярная масса 97.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	60	остатка	0,5
Отгон при температуре, °С:		Массовая доля, %:	
10 %	80	серы	0,01
50 %	115	Температура застывания, °С	Ниже —60
90 %	186	Вязкость, м ² /с:	
Конец кипения, °С	289	при 20 °С	10 ⁻⁴ · 0,84
Объемная доля, %:		при 0 °С	10 ⁻⁴ · 1,07
отгона	98		

Групповой углеводородный состав конденсата приведен в табл. IV.27.

ТАБЛИЦА IV.27

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	1,85	—	—	100
60—95	20,58	1,20	32,54	66,26
95—122	45,93	1,22	59,23	39,55
122—150	14,74	1,30	51,31	47,39
150—200	10,35	3,58	37,33	59,09
200—250	6,44	11,97	43,43	44,60
НК—250	99,89	2,15	48,17	49,68

Ряд нормальных алканов представлен углеводородами $C_5—C_{11}$. Их распределение соответственно следующее (в %): $C_5—2,1$; $C_6—1,7$; $C_7—4,4$; $C_8—11,7$; $C_9—1,9$; $C_{10}—0,7$; $C_{11}—0,2$.

Залежь пласта ТП₉. Пластовое давление 15,2 МПа, температура 50 °С. На газоконденсатность залежь изучена в скв. 56. Выход конденсата 3 см³/м³.

Плотность его 0,8007 г/см³, молекулярная масса 125.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	118	остатка	0,5
Отгон при температуре, °С:		Массовая доля, %:	
10 %	132	серы	0,009
50 %	168	парафинов	0,006
90 %	239	Температура застывания, °С	Ниже —60
Конец кипения, °С	299	Вязкость, м ² /с:	
Объемная доля, %:		при 20 °С	10 ⁻⁴ · 1,47
отгона	99,0	при 0 °С	10 ⁻⁴ · 2,07

Групповой углеводородный состав конденсата приведен в табл. IV.28.

ТАБЛИЦА IV.28

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	0,20	—	—	100,00
60—95	1,71	6,00	39,71	54,29
95—122	7,20	1,22	62,03	36,75
122—150	32,05	—	72,01	27,99
150—200	33,68	—	86,52	13,48
200—250	22,64	6,11	59,06	34,83
НК—300	97,48	1,61	72,57	25,82

Ряд нормальных алканов представлен углеводородами $C_7—C_9$. Их распределение соответственно следующее (в %): $C_7—2,70$; $C_8—5,39$; $C_9—3,21$.

Залежь пласта ТП₈. Пластовое давление 15,1 МПа, температура 50 °С. На газоконденсатность залежь изучена в скв. 55. Молярная доля углеводородов C₅₊, этана, пропана и бутанов в составе пластового газа соответственно равна (в %): 0,03; 2,72; 0,03 и 0,13, или (в г/м³): 1,4; 35; 0,5 и 3.

Плотность конденсата 0,7980 г/см³, молекулярная масса 131.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	98	остатка	1
Отгон при температуре, °С:		Массовая доля, %:	
10 %	122	серы	0,009
50 %	169	Вязкость, м ² /с:	
90 %	244	при 20 °С	10 ⁻⁴ · 1,622
Конец кипения, °С	270	при 0 °С	10 ⁻⁴ · 2,198
Объемная доля, %:			
отгона	98		

Групповой углеводородный состав приведен в табл. IV.29. Из этой таблицы видим, что конденсат пласта ТП₈ по групповому углеводородному составу относится к нафтеновому типу. Ароматические углеводороды практически отсутствуют.

ТАБЛИЦА IV.29

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	0,52	—	—	100,00
60—95	1,72	0,58	45,24	54,18
95—122	1,33	1,20	60,76	38,04
122—150	21,78	0,63	80,49	18,88
150—200	30,49	3,16	82,31	14,53
НК—200	65,84	1,90	76,38	21,72

Доля нормальных алканов также незначительна (7%). Ряд нормальных алканов представлен углеводородами C₅—C₇. Их распределение следующее (в %): C₅—0,8; C₆—4,4; C₇—1,8.

Нафтеновые углеводороды представлены сложными конденсированными структурами.

Залежь пластов ТП₁₋₃. Пластовое давление 14,8 МПа, температура 49 °С.

Молярная доля углеводородов C₅₊, этана, пропана, бутанов соответственно равна (в %): 0,014; 2,89; 0,05; 0,06, или (в г/м³): 0,65; 3,60; 0,92; 0,73.

Плотность конденсата 0,7880 г/см³, молекулярная масса 112. Молярная доля углекислого газа 0,22 %, азота 0,42 %.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	92	остатка	1
Отгон при температуре, °С:		Массовая доля, %:	
10 %	107	серы	0,005
50 %	148	парафинов	Следы
90 %	227	Вязкость, м ² /с:	
Конец кипения, °С	282	при 20 °С	10 ⁻⁴ · 1,294
Объемная доля, %:		при 0 °С	10 ⁻⁴ · 1,725
отгона	99		

Групповой углеводородный состав конденсатов приведен в табл. IV.30.

ТАБЛИЦА IV.30

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	0,51	—	—	100,00
60—95	8,62	2,30	75,23	22,47
95—122	28,74	4,20	83,35	12,45
122—150	17,32	6,93	79,11	13,96
150—200	24,62	7,75	78,41	13,84
НК—200	79,81	5,68	79,48	14,86

Конденсат по групповому углеводородному составу относится к типу нафтеновых. Причем нафтеновые углеводороды, судя по данным инфракрасной спектроскопии, представлены сложными конденсированными структурами, ароматические углеводороды легкие. Представлены они бензолом и его замещенными.

Залежь пласта ПК₁₀. Опробована в скв. 55. Плотность конденсата, отобранного при давлении сепарации 3,6 МПа и температуре —13 °С, составляет 0,8282 г/см³, молекулярная масса 156.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	170	остатка	0,5
Отгон при температуре, °С:		Массовая доля, %:	
10 %	174	серы	0,016
50 %	209	парафинов	0,056
90 %	252	Вязкость, м ² /с:	
Конец кипения, °С	281	при 20 °С	10 ⁻⁴ · 2,474
Объемная доля, %:		при 0 °С	10 ⁻⁴ · 3,726
отгона	99	Температура застывания, °С	-60

Групповой углеводородный состав приведен в табл. IV.31.

ТАБЛИЦА IV.31

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	—	—	—	100,00
60—95	0,31	6,60	25,71	67,69
95—122	0,68	7,32	41,08	51,60
122—150	3,19	7,15	51,08	41,77
150—200	38,01	4,29	64,88	30,83
200—250	54,52	5,25	53,89	40,86
250—300	2,32	9,47	13,43	77,10
НК—300	99,10	5,07	56,86	38,08

Нормальные алканы присутствуют в виде следов. Алканы представлены в основном изосоединениями.

Уренгойское месторождение

Это месторождение приурочено к одноименной структуре второго порядка — Уренгойскому валу. Содержание конденсата в пластовом газе равно $0,5 \text{ см}^3/\text{м}^3$.

Физико-химическая характеристика конденсата: плотность $0,8633 \text{ г/см}^3$, молекулярная масса 200.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	216	Конец кипения, °С	293
Отгон при температуре, °С:		Вязкость, $\text{м}^2/\text{с}$:	
10 %	221	при 20 °С	$10^{-4} \cdot 4,00$
50 %	268	при 0 °С	$10^{-4} \cdot 6,88$
90 %	287	Температура застывания,	
		°С	-62

В валанжин-готеривских отложениях в диапазоне глубин 1784—3035 м выявлено сверху вниз по разрезу 14 газоконденсатных залежей: ПК₂₁, АУ₉, БУ⁰, БУ₁₋₂, БУ₅₋₆, БУ₈, БУ₉, БУ₁₀, БУ₁₁, БУ₁₂, БУ₁₃, БУ₁₄, залежь ачимовской пачки. Большинство залежей имеют нефтяные оторочки.

Залежь ачимовской пачки. Изучена в скв. 95 (интервал 3555—3572 м), характеризуется аномально высоким пластовым давлением — 60,6 МПа при пластовой температуре, равной 100 °С. В составе пластового газа молярная доля углеводородов C₅₊, этана, пропана и бутанов соответственно равна (в %): 6,66; 8,60; 3,80 и 1,68, или (в г/м^3): 397, 120, 78 и 45. Азота содержится 0,81 %, углекислого газа 0,10 %.

При давлении сепарации 4,3 МПа и температуре —2 °С выход насыщенного конденсата составляет $722 \text{ см}^3/\text{м}^3$, стабильного — $498 \text{ см}^3/\text{м}^3$. В 1 м^3 насыщенного конденсата растворено 110 м^3 газа, а в пересчете на 1 т стабильного конденсата составляет 162 м^3 .

Плотность конденсата $0,7829 \text{ г/см}^3$, молекулярная масса 130.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	48	остатка	6,5
Отгон при температуре, °С:		потери	0,5
10 %	71	Вязкость кинематическая,	
50 %	180	$\text{м}^2/\text{с}$:	
80 %	315	при 20 °С	$10^{-4} \cdot 1,87$
95 %	365	Температура помутнения,	
Объемная доля, %:		°С	-32
отгона	93	Температура застывания,	
		°С	-56

Групповой углеводородный состав конденсата приведен в табл. IV.32. Как видно из данных этой таблицы, в групповом углеводородном составе конденсата преобладают метановые углеводороды (55,5 % на дистиллятную часть), нафтеновых 21,5 %, ароматических 23 %.

ТАБЛИЦА IV.32

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	5,33	—	—	100,00
60—95	10,91	9,00	35,89	55,11
95—122	12,99	17,69	45,80	36,51
122—150	9,39	28,60	30,19	41,21
150—200	11,88	30,03	19,91	50,06
200—250	15,65	30,12	47,47	55,41
250—300	14,26	29,97		
На конденсат	80,41	18,52	17,32	37,57
На дистиллятную часть		23,80	21,50	55,50

Ряд нормальных алканов представлен углеводородами C_9 — C_{30} . Относительное их распределение следующее (в %): C_9 —7,7; C_{10} —8,6; C_{11} —8,6; C_{12} —7,5; C_{13} —5,8; C_{14} —5,9; C_{15} —6,1; C_{16} —5,1; C_{17} —4,3; C_{18} —4,1; C_{19} —3,5; C_{20} —3,0; C_{21} —2,8; C_{22} —2,7; C_{23} —2,5; C_{24} —2,4; C_{25} —2,2; C_{26} —1,8; C_{27} —1,2; C_{28} —0,7; C_{29} —0,5; C_{30} —0,1.

Исследования рекомбинированных проб пластовой смеси показали, что давление начала конденсации равно 50,3 МПа, т. е. ниже пластового на 10,3 МПа.

Прогноз изменения текущей газоконденсатной характеристики пластового газа дан в табл. IV.33.

ТАБЛИЦА IV.33

Пластовое давление, МПа	Количество конденсата, перешедшего в жидкую фазу в пласте, г/м ³	Потенциальное содержание, г/м ³	Количество конденсата, извлекаемое из пласта, г/м ³	Количество конденсата в газовой фазе пласта, г/м ³
60,6	0	397	—	397
54,5	0	397	39,7	357
48,4	3,4	392	79,1	314
42,3	33	349	116,1	248
36,2	85	270	147,1	165
30,1	117	211	171,2	109
24,0	145	149	189,2	63
17,9	161	103	201,8	34
11,8	163	96	211,6	22
5,7	162	93	221,0	14
0,1	161	160	233,6	2

Коэффициент конденсатоотдачи равен 0,53. Давление максимальной конденсации 20,0 МПа, потенциальное содержание конденсата при этом давлении составит 157 г/м³.

Залежь пласта БУ₁₄. Пластовое давление в залежи 30,1—31,4 МПа, температура 84—86 °С. На газоконденсатность залежь изучена в пределах центральной приподнятой зоны на южном куполе при испытании скв. 46, 58, 35, 88, 89 и 115.

В составе пластового газа центральной приподнятой зоны молярная доля углеводородов C_{5+} , этана, пропана и бутанов соот-

ветственно равна (в %): 5,62; 6,56; 3,24 и 1,49, или (в г/м³): 254, 86, 56 и 26.

В составе пластового газа залежи южного купола молярная доля углеводородов C₅₊, этана, пропана и бутанов соответственно составляет (в %): 7,16, 3,33 и 1,33, или (в г/м³): 296, 99, 69 и 36.

Выход насыщенного конденсата при давлении сепарации 5,0 МПа и температуре минус 9 °С равен 500 см³/м³, стабильного — 355 см³/м³. Дегазация сырого конденсата показала, что в последнем растворено газа 106 м³/м³ (на 1 т стабильного конденсата приходится 213 м³ газа). Содержание негорючих газов (азота и углекислого газа) незначительно (не превышает 1 %).

Плотность конденсата 0,7364—0,7420 г/см³, молекулярная масса 98—102.

Фракционный состав

Начало кипения, °С . . .	36—48	остага	2
Отгон при температуре, °С:		Массовая доля серы, %	0,039
10 %	48—68	Температура застывания, °С	—35
50 %	131—143	Вязкость, м ² /с:	
90 %	274—305	при 20 °С	10 ⁻⁴ · 0,78—0,84
Конец кипения, °С	310	при 0 °С	10 ⁻⁴ · 1,01—1,08
Объемная доля, %:			
отгона	97		

Групповой углеводородный состав приведен в табл. IV.34.

ТАБЛИЦА IV.34

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	3,65	—	—	100,00
60—95	11,67	6,90	28,20	64,90
95—122	26,25	6,00	41,33	52,67
122—150	16,97	15,75	24,94	59,31
150—200	17,11	18,61	13,13	68,26
НК—200	75,55	10,91	27,29	61,80

Ряд нормальных алканов представлен углеводородами C₅—C₂₂ (45% составляют C₅₋₈, максимальное содержание приходится на C₉). Относительное их распределение (в %): C₅—0,3; C₆—4,8; C₇—3,5; C₈—4,6; C₉—6,8; C₁₀—5,5; C₁₁—4,7; C₁₂—3,8; C₁₃—2,3; C₁₄—2,1; C₁₅—2,0; C₁₆—1,2; C₁₇—1,5; C₁₈—0,9; C₁₉—0,6; C₂₀—0,4; C₂₁—0,2; C₂₂—0,1.

Нафтеновые углеводороды представлены соединениями циклогексана и его замещаемыми, ароматические углеводороды имеют моноциклическое строение.

Плотность нефти пласта БУ₁₄ 0,8370 г/см³, молекулярная масса 197. Начало ее кипения 70 °С. Объемная доля выхода фракций (в %): до 150 °С — 24, до 200 °С — 33; до 250 °С — 43; до 300 °С — 59. Вязкость нефти (в м²/с): при 20 °С—10⁻⁴ · 2,98. Массовая

доля серы — 0,08 %, парафинов — 4,70 %, смолы селикогелевой — 2,90 %, асфальтенов — 0,30 %.

Групповой углеводородный состав приведен в табл. IV.35.

ТАБЛИЦА IV.35

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	2,30	—	—	100,00
60—95	9,88	1,73	39,77	58,50
95—122	9,30	3,60	41,24	55,16
122—150	10,57	11,34	31,79	56,87
150—200	15,26	15,75	44,23	40,02
200—250	11,32	19,92	43,24	36,84
250—300	10,58	21,48	31,41	47,11
НК—300	69,21	12,45	37,73	49,82

В результате исследования фазового изменения пластового газа центральной зоны (скв. 46) установлено, что давление начала конденсации равно пластовому. Значительное количество конденсата будет выделяться при снижении пластового давления до 170—180 МПа (рис. IV.13).

Давление максимальной конденсации пластовой смеси около 13,0 МПа. Уже при небольшом снижении пластового давления наблюдается значительное уменьшение содержания конденсата в извлекаемом из пласта газе (кривая 2). Так, если при начальном пластовом давлении содержание конденсата составляет 256 г/м³, то при снижении давления на 10—15 % оно уменьшается до 210—220 г/м³. Столь же интенсивное уменьшение потенциального содержания конденсата в отбираемом из пласта газе наблюдается и при дальнейшем снижении пластового давления. Из зависимости «пластовое давление — отбор конденсата из пласта» (кривая 3)

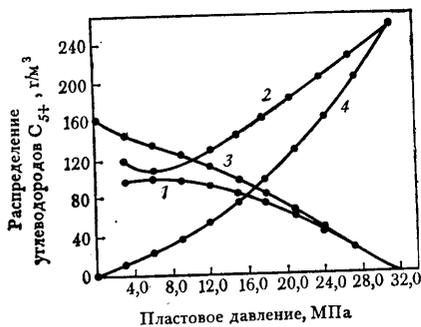


Рис. IV.13. Распределение углеводородов C_{5+} при разработке на залежи БУ₁ Уренгойского месторождения. 1—4 — см. рис. IV.5

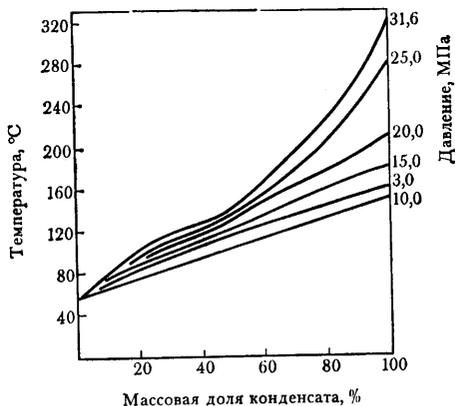


Рис. IV.14. Кривые фракционного состава конденсатов, получаемых при различных пластовых давлениях залежи пласта БУ₁₄ Уренгойского месторождения

видно, что при разработке залежи до конечного пластового давления 3,0 МПа суммарное извлечение конденсата из пласта составит 142 г/м³.

На рис. IV.14 приведены прогнозные кривые изменения фракционного состава конденсата при снижении пластового давления в залежи. Наиболее существенные изменения происходят в высококипящей части конденсата. Так, если при начальном пластовом давлении (31,6 МПа) 90 % конденсата выкипало при температуре 255 °С, то уже при 25,0 МПа 90 % выкипало при 230 °С, а при давлениях 20,0; 15,0 и 10,0 МПа — соответственно при температурах 190, 170 и 141 °С. Как видно из рис. IV.14 50 % конденсата выкипает уже не при 140 °С, а при 95 °С.

Значительный интерес с точки зрения получения дизельного топлива в процессе разработки месторождения представляет изменение количества дизельной фракции (>150 °С), содержащейся в конденсате. Так, если в начале разработки данная фракция содержится в количестве 45 %, то при давлениях 25,0, 20,0 и 15,0 МПа содержание ее составляет соответственно 42, 38 и 26 г/см³. При давлении в залежи 10,0 МПа дизельная фракция в составе конденсата практически исчезает.

Залежь пласта БУ₁₃. На газоконденсатность залежь изучена на южном куполе при испытании скв. 35. В составе пластового газа молярная доля углеводородов C₅₊, этана, пропана и бутанов соответственно составляет (в %): 6,69; 6,85; 3,00 и 1,18, или (в г/м³): 300, 98, 58 и 30.

При давлении сепарации 5,0 МПа и температуре —10 °С выход насыщенного конденсата равен 597 см³/м³, стабильного — 412 см³/м³. Из 1 м³ сырого конденсата выделяется около 100 м³ газа дегазации, а на 1 т стабильного конденсата приходится около 200 м³ газа.

Плотность конденсата 0,7404 г/см³, молекулярная масса 98.

Фракционный состав	
Начало кипения, °С	38
Отгон при температуре, °С:	
10 %	59
50 %	127
90 %	283
Конец кипения, °С	295
Объемная доля, %:	
отгона	92
остатка	4
Вязкость, м ² /с:	
при 20 °С	10 ⁻⁴ · 0,85
при 0 °С	10 ⁻⁴ · 1,09

Физико-химическая характеристика конденсата приведена в табл. IV.36.

ТАБЛИЦА IV.36

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	11,36	—	—	100,00
60—95	15,56	3,45	36,21	60,34
95—122	16,73	7,20	42,87	49,93
122—150	10,96	17,01	39,42	43,57
150—200	14,29	22,20	27,23	50,57
НК—200	68,90	9,83	30,49	59,68

Прогноз изменения фракционного состава конденсата, получаемого при различных пластовых давлениях в залежи, показал, что так же, как и по залежи пласта БУ₁₄, в фракционном составе данного конденсата будет существенно изменяться высококипящая часть последнего. В начальный период разработки при давлении 29,5 МПа точка выкипаемости 90 % конденсата соответствует 230 °С.

В составе пластового газа северного купола молярная доля углеводородов C₅₊, этана, пропана и бутанов соответственно составляет (в %): 3,20, 6,86, 3,73 и 1,68, или (в г/м³): 142, 89, 64 и 42. В составе пластового газа центральной приподнятой зоны молярная доля рассмотренных компонентов равна (в %): 2,42, 4,62; 1,29; 0,29, или (в г/м³): 114, 58, 42, 24. То же по залежи южного купола соответственно (в %): 4,31; 26,88; 3,32; 1,75 и (в г/м³): 226; 92; 66; 49. Молярная доля негорючих газов (азота и углекислого газа) в пластовом газе не превышает 1 %. В 1 м³ сырого конденсата содержится 153 м³ газа дегазации, а на 1 т стабильного приходится 188 м³ газа. Давление сепарации 5,0 МПа, температура 3 °С.

Плотность конденсата находится в пределах 0,7384—0,7410 г/см³, молекулярная масса 96—104.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	37—45	остатка	1
Отгон при температуре, °С:		Массовая доля, %:	
10 %	65—79	серы	0,0101
50 %	129—152	парафинов	17
90 %	278—300	Температура застывания, °С	—39
Конец кипения, °С	335	Вязкость, м ² /с:	
Объемная доля, %:		при 20 °С	10 ⁻⁴ · 0,844
отгона	97	при 0 °С	10 ⁻⁴ · 1,094

При текущих пластовых давлениях 25,0; 20,0; 15,0 и 10,0 МПа 90 % конденсата выкипает при температурах соответственно 187, 173, 160 и 135 °С. Температура выкипания 50 % конденсата в диапазоне пластовых давлений 29,5—10,0 МПа изменяется в пределах 118—80 °С. Фракция дизельного топлива, выкипающая при температуре свыше 150 °С, в начальный период разработки в конденсате содержится в количестве 37 %. При давлениях 25,0; 20,0; 15,0 и 10,0 МПа молярная доля ее в конденсате соответственно равна (в %): 25, 22, 15 и 10 %. При падении давления в залежи до 10,0 МПа данная фракция в конденсате исчезает.

Результаты исследования фазового изменения конденсата показали, что давление начала конденсации равно пластовому, давление максимальной конденсации — 13,0 МПа. Интенсивное снижение потенциального содержания конденсата в извлекаемом из пласта газе будет наблюдаться с самого начала его разработки. Так, при снижении пластового давления на 10 % от начального также на 10 % снизится потенциальное содержание конденсата в газе.

Минимальное (85 г/м³) потенциальное содержание конденсата соответствует пластовому давлению в 6,0 МПа. При пластовом давлении 3,0 МПа из пласта в составе отбираемого газа будет извлечено 160 г/м³ конденсата, или 53% от его начальных запасов в пласте. Коэффициент конденсатоотдачи при конечном давлении в залежи, равном 0,1 МПа, составит 0,59.

Залежь пласта БУ₁₂. Пластовое давление в залежи 29,5—30,3 МПа, температура 78 °С. На газоконденсатность залежь изучена по всей площади месторождения при исследовании скв. 46, 56, 58, 80, 83, 134 и 174.

По групповому углеводородному составу конденсат, полученный из газа северного и южного куполов, относится к типу метано-нафтеновых. Содержание метановых, нафтеновых и ароматических соответственно составляет (в %): 56—60; 35—26 и 9—12.

Конденсат, полученный из газа центральной зоны, относится к нафтенно-метановому типу (нафтеновых — 75 %).

Групповой углеводородный состав конденсата южного купола приведен в табл. IV.37, а центральной приподнятой зоны — в табл. IV.38.

ТАБЛИЦА IV.37

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	13,65	—	—	100,00
60—95	20,27	2,88	40,79	56,33
95—122	16,91	6,60	52,30	41,10
122—150	11,13	17,01	33,20	49,79
150—200	15,25	23,52	19,12	57,36
200—250	13,76	26,65	13,94	59,41
250—300	4,88	27,05	1,95	71,00
НК—300	95,85	12,70	26,75	60,55

ТАБЛИЦА IV.38

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
60—95	5,20	1,73	44,22	54,06
95—122	8,71	3,60	60,44	35,96
122—150	16,29	3,78	81,79	14,43
150—200	29,76	10,64	80,42	8,94
НК—200	59,96	6,99	74,75	18,26

Ряд нормальных алканов представлен углеводородами C₅—C₂₁. Распределение компонентов следующее (в %): C₅—7,78; C₆—4,7; C₇—4,6; C₈—2,8; C₉—2,5; C₁₀—2,2; C₁₁—1,4; C₁₂—1,2; C₁₃—1,1; C₁₄—0,9; C₁₅—0,5; C₁₆—0,6; C₁₇—0,7; C₁₈—0,5; C₁₉—0,3; C₂₀—0,2; C₂₁—0,1.

Результаты исследования фазового изменения пластового газа при снижении пластового давления показали, что давление начала

конденсации равно пластовому. Давление максимальной конденсации составляет 10,0—12,0 МПа. К этому периоду разработки количество конденсата, перешедшего в жидкую фазу, достигнет 35 % от начальных запасов. Уменьшение потенциального содержания конденсата будет происходить при давлении ниже 11,0—12,0 МПа и составит 60 вместо 110 г/м³ в начальный период разработки. При разработке залежи до остаточного пластового давления 3,0 МПа из пласта будет извлечено стабильного конденсата 75 г/м³, или 70 % от начального потенциального содержания.

Изучение конденсатоотдачи пласта БУ₁₂ показало, что коэффициенты конденсатоотдачи по куполам различаются. По северному куполу коэффициент извлечения конденсата равен 0,71 (скв. 80), по центральной зоне — 0,79 (скв. 46 и 58), по южному куполу — 0,70 (скв. 174). Это можно объяснить различным потенциальным содержанием конденсата в куполах.

Прогноз изменения фракционного состава конденсата при различных пластовых давлениях показал, что при начальном пластовом давлении в залежи 29,5 МПа 90 % конденсата выкипает при температуре 232 °С. При снижении давления в залежи до 25,0 МПа точка выкипания 90 % конденсата будет соответствовать температуре 172 °С, при 20,0 МПа — 198 °С, при 15,0 МПа — 146 °С, при 10,0 МПа — 135 °С. Точка выкипания 50 % конденсата в рассматриваемых интервалах значений пластовых давлений изменится от 120 °С до 75 °С.

Фракция дизельного топлива в конденсате при температуре кипения свыше 150 °С в начальный период разработки содержится в количестве 37 %, при давлении 25,0 и 20,0 МПа количество ее составит соответственно 22 и 16 %. При пластовом давлении и температуре 150 °С рассматриваемая фракция в конденсате исчезнет.

Плотность нефти пласта БУ₁₂ 0,842 г/см³, молекулярная масса 214.

Залежь пласта БУ₁₁. Пластовое давление в залежи, 28,8 МПа, температура 78 °С. Изучена залежь на всей площади месторождения в скв. 83, 58, 88, 115, 134 и 138.

Составы пластового газа залежей северного купола и центральной приподнятой зоны аналогичны: молярная доля углеводородов С₅₊, этана, пропана и бутанов соответственно равна (в %): 3,18; 4,64; 2,23 и 0,91, или (в г/м³): 161, 58, 45 и 23. В пределах южного купола пластовый газ характеризуется более высоким содержанием углеводородов С₅₊—5,26 %, или 245 г/м³.

В 1 м³ насыщенного конденсата содержится 196 м³ газа дегазации, а на 1 т стабильного конденсата приходится 250 м³ газа (давление сепарации 4,7 МПа, температура — 12 °С).

Плотность конденсата находится в пределах 0,7430—0,7509 г/см³, молекулярная масса 96—112

Фракционный состав

Начало кипения, °С	50	Массовая доля, %:	
Отгон при температуре, °С:		серы	0,012
10 %	75	парафинов	Следы
50 %	130	Температура застывания,	
90 %	291	°С.	56
Конец кипения, °С	360	Вязкость, м ² /с:	
Объемная доля, %:		при 20 °С	10 ⁻⁴ · 0,97
отгона	99	при 0 °С	10 ⁻⁴ · 1,27
остатка	1		

Групповой углеводородный состав приведен в табл. IV.39.

ТАБЛИЦА IV.39

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	4,66	—	—	100,00
60—95	26,45	2,30	30,78	66,92
95—122	18,40	6,60	39,23	54,17
122—150	11,25	12,60	28,84	58,56
150—200	13,99	18,66	14,23	67,11
НК—200	74,75	7,83	27,54	64,63

Ряд нормальных алканов представлен углеводородами C₅—C₂₂. Относительное их распределение (в %): C₅—6,8; C₆—5,5; C₇—4,8; C₈—3,8; C₉—2,7; C₁₀—2,5; C₁₁—1,9; C₁₂—1,5; C₁₃—1,3; C₁₄—0,9; C₁₅—0,7; C₁₆—0,6; C₁₇—0,8; C₁₈—0,6; C₁₉—0,3; C₂₀—0,2; C₂₁—0,1.

Плотность нефти пласта БУ₁₁ 0,858 г/см³, молекулярная масса 250. Начало кипения 138 °С.

Температурные пределы отбора фракций, °С	НК—150	НК—200	НК—250	НК—300
Объемная доля, %	5	11	19	34

Массовая доля (в %): серы — 0,09, парафинов — 10,23, смол силикагелевых — 3,92, асфальтенов — 0,16.

Групповой углеводородный состав нефти приведен в табл. IV.40.

ТАБЛИЦА IV. 40

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	10,72	—	—	100,00
60—95	19,38	4,03	33,59	62,38
95—122	15,74	8,40	42,32	49,28
122—150	11,20	17,01	37,35	45,64
150—200	14,30	17,88	39,15	42,97
НК—200	71,34	9,21	32,17	58,62

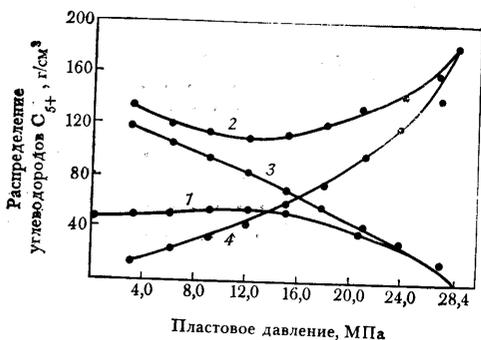


Рис. IV.15. Распределение углеводородов C_{5+} при разработке на истощение залежи пласта БУ₁₁ Уренгойского месторождения. 1—4 — см. рис. IV.5

величина будет сохраняться постоянной и даже несколько увеличится при дальнейшем снижении давления.

Конечный коэффициент конденсатоотдачи в залежах северного купола и центральной приподнятой зоны равен 0,73, южного купола — 0,63. Прогноз изменения фракционного состава конденсата при различных пластовых давлениях показал, что температура выкипания 90 % конденсата при пластовом давлении 25,0 МПа снизится до 223 °С против 280 °С в начальный период разработки. При давлении 20,0 МПа значение этой температуры будет равно 163 °С, при давлениях 15,0 и 10,0 МПа соответственно 140 и 130 °С. Температура выкипания 50 % конденсата при рассматриваемых давлениях изменяется в пределах 140—82 °С.

Выход фракции дизельного топлива, выкипающей при температуре выше 150 °С, при начальном пластовом давлении в залежи составит 45 %, при давлениях 25,0; 20,0 и 15,0 МПа соответственно 30, 16 и 6 %. При снижении давления до 10,0 МПа рассматриваемая фракция в конденсате исчезнет.

Залежь пласта БУ₁₀. Изучена по всей площади месторождения. На газоконденсатность залежь исследована в скв. 17, 80, 58, 70, 85, 35, 135, 138. Наличие нефтяной оторочки выявлено в пределах центральной зоны.

В составе пластового газа северного купола и центральной приподнятой зоны молярная доля высококипящих углеводородов C_{5+} , этана, пропана, бутанов соответственно равна (в %): 3,75; 5,01; 2,48; 1,03, или (в г/м³): 158, 66, 48, 26. В составе пластового газа южного купола молярная доля рассматриваемых углеводородов составляет (в %): 5,89; 5,58; 3,34 и 1,46, или (в г/м³): 246, 77, 68 и 39. Содержание негорючих (углекислого газа и азота) не превышает 1 %. При давлении сепарации 5,0 МПа и температуре 3 °С выход сырого конденсата равен 269 см³/м³, стабильного — 208 см³/м³. В 1 м³ насыщенного конденсата содержится 72 м³ газа дегазации, а на 1 т стабильного конденсата приходится 123 м³ газа.

Фазовые превращения пластового газа изучались на рекомбинированных пробах газа сепарации и конденсата, отобранных при исследовании скв. 58 (рис. IV.15).

Выявлено, что при снижении давления до 17,0—18,0 МПа наблюдается сначала значительное снижение потенциального содержания конденсата в отбираемом из пласта газе. Затем при снижении давления примерно до 10,0 МПа его

Плотность конденсата находится в пределах 0,7300—0,7404 г/см³, молекулярная масса 100—103.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	39	остатка	0,5
Отгон при температуре, °С:		Массовая доля, %:	
10 %	65	серы	0,0136
50 %	125	парафинов	0,01
90 %	257	Температура застывания, °С	-54
Конец кипения, °С	338	Вязкость, м ² /с:	
Объемная доля, %;		при 20 °С	10 ⁻⁴ · 0,88
отгона	99	при 0 °С	10 ⁻⁴ · 1,13

Ряд нормальных алканов представлен углеводородами С₇—С₂₁. Сумма С₇₋₈ составляет 23%, максимум приходится на С₈. Относительное распределение компонентов в ряду следующее (в %): С₇—1,1; С₈—13,8; С₉—11,5; С₁₀—8,9; С₁₁—8; С₁₂—6,7; С₁₃—4,1; С₁₄—3,2; С₁₅—2,5; С₁₆—1,5; С₁₇—1,7; С₁₈—1,2; С₁₉—0,7; С₂₀—0,4; С₂₁—0,4.

Групповой углеводородный состав приведен в табл. IV.41.

ТАБЛИЦА IV.41

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	9,90	—	—	100,00
60—95	24,40	4,03	35,99	59,98
95—122	17,58	10,80	38,80	50,40
122—150	10,23	15,75	31,59	52,66
150—200	15,61	19,28	18,16	62,56
НК—200	77,72	9,65	27,87	62,48

Плотность нефти залежи пласта БУ₁₀ равна 0,8290 г/см³, молекулярная масса 200, температура начала кипения 69 °С.

Температурные пределы отбора фракций, °С	НК — 150	НК — 200	НК — 250	НК — 300
Объемная доля, %	15	25	35	49

Массовая доля (в %): серы — 0,05, парафинов — 9,82, смол — 2,14, асфальтены отсутствуют.

Методом газожидкостной хроматографии изучалось относительное распределение нормальных алканов. Ряд их представлен углеводородами С₅—С₂₈. На долю С₅₋₈ приходится 10%, максимум — на С₁₇ и С₂₄.

Относительное распределение алканов (в %): С₅—1,7; С₆—1,7; С₇—1,4; С₈—2,4; С₉—3,8; С₁₀—2,9; С₁₁—3,1; С₁₂—3,2; С₁₃—2,7; С₁₄—2,9; С₁₅—3,7; С₁₆—2,6; С₁₇—4,4; С₁₈—3,5; С₁₉—3,3; С₂₀—3,6; С₂₁—3,3; С₂₂—3,7; С₂₃—3,5; С₂₄—5,0; С₂₅—3,1; С₂₆—2,7; С₂₇—1,7.

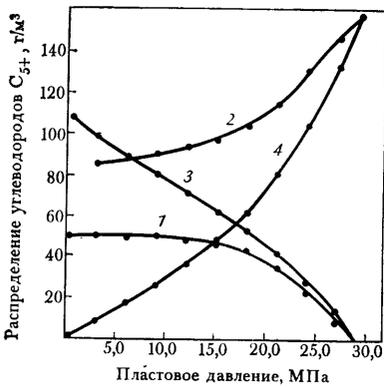


Рис. IV.16. Распределение углеводородов C_{5+} при разработке на истощение залежи пласта БУ₁₀ Уренгойского месторождения.

1—4 — см. рис. IV.5

Залежь пласта БУ₁₀⁰. Пластовое давление в залежи 28,8 МПа, температура 75 °С. В песчаной фации пласт развит в основном в пределах северного купола. Пласт опробован скв. 107 в интервале 2836—2842 м. В составе пластового газа молярная доля углеводородов C_{5+} , этана, пропана и бутанов составит соответственно (в %): 3,28; 5,46; 2,58 и 1,31, или (в г/м³): 147, 72, 50 и 33. Молярная доля негорючих компонентов (азота и углекислого газа) соответственно равна 0,14 и 0,04 %.

При давлении сепарации 5,5 МПа и температуре — 6 °С выход насыщенного конденсата равен 262 см³/м³, стабильного — 163 см³/м³. В 1 м³ насыщенного конденсата растворено 117 м³ газа, а на 1 т стабильного конденсата приходится 242 м³ газа.

Плотность конденсата 0,7407 г/см³, молекулярная масса 108.

Фракционный состав:

Начало кипения, °С	47	Объемная доля, %:	
Отгон при температуре, °С:		отгона	97
10 %,	70	остатка	3
50 %,	129	Массовая доля серы, %	0,010
90 %,	264	Вязкость, м ² /с:	
Конец кипения, °С	297	при 20 °С	10 ⁻⁴ · 0,928
		при 0 °С	10 ⁻⁴ · 1,201

Групповой углеводородный состав приведен в табл. IV.42.

В процессе термодинамических исследований моделировались различные способы разработки газовой и нефтяной части залежи: одновременная разработка газовой и нефтяной части залежи и опережающая разработка нефтяной части залежи.

Опыты показали, что при одновременной разработке нефтяной и газовой части залежи конденсатоотдачи прогнозируется высокой (0,76). В случае ввода в эксплуатацию нефтяной части залежи

Результаты изучения фазовых превращений газоконденсатной системы приведены на рис. IV.16. Снижение потенциального содержания C_{5+} очень значительно при падении пластового давления до 16,0 МПа. В этом случае содержание C_{5+} составит 100 г/м³ вместо 158 г/м³ при начальном пластовом давлении. Суммарное извлечение конденсата при 3,0 МПа равно 101 г/м³, или 64 % от потенциального значения. Коэффициент конденсатоотдачи при давлении 0,1 МПа в залежах северного купола и центральной приподнятой зоны равен 0,71, в пределах южного купола — 0,67.

ТАБЛИЦА IV.42

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	5,57	—	—	100,00
60—95	21,39	8,63	23,98	67,39
95—122	21,05	12,00	37,75	50,25
122—150	12,86	20,13	29,95	49,92
150—200	16,67	23,52	19,12	57,36
НК—200	77,50	14,03	25,95	60,02

коэффициент извлечения конденсата из залежи будет значительно ниже. Выявлено, что наибольшие потери конденсата за счет применения опережающей системы разработки нефтяной части залежи произойдут при снижении пластового давления от первоначального до 21,5 МПа (25 % первоначального пластового давления). Конечный коэффициент извлечения конденсата в данном случае составит 0,66.

При дальнейшей задержке подключения газовой части в разработку коэффициент извлечения конденсата изменится незначительно. Так, при подключении в разработку газовой части при снижении давления до 14,5 МПа (условия максимальной конденсации по насыщенному конденсату) коэффициент извлечения конденсата составит 0,64.

З а л е ж ь п л а с т а БУ₉. На газоконденсатность залежь изучена по всей площади месторождения. Наличие нефтяной оторочки выявлено в пределах северного купола. Молярная доля C₅₊ находится в пределах 2,96—3,11 %. Суммарное количество этана, пропана и бутанов равно 10 %. Потенциальное содержание углеводов: C₅₊ 129—134, этана 68—99, пропана 40—44, бутанов 20—25.

Плотность конденсата находится в пределах 0,7299—0,7440 г/см³, молекулярная масса 100—103.

Фракционный состав (по скв. 138)

Начало кипения, °С	52	остатка	2
Отгон при температуре, °С:		Температура застывания, °С	—42
10 %	74	Массовая доля, %:	
50 %	136	серы	0,0018
90 %	271	парафинов	Следы
Конец кипения, °С	330	Вязкость, м ² /с:	
Объемная доля, %:		при 20 °С	10 ⁻⁴ · 0,965
отгона	97	при 0 °С	10 ⁻⁴ · 1,253

По групповому углеводородному составу конденсат относится к метаново-нафтеновому типу (табл. IV.43).

Ряд нормальных алканов представлен углеводородами C₆—C₂₂. Сумма C₆₋₉ равна 18 %. Максимум приходится на C₉. Относительное распределение компонентов в ряду следующее (в %): C₆ — 1,4; C₇ — 4,1; C₈ — 2,4; C₉ — 6,4; C₁₀ — 4,7; C₁₁ — 4,7; C₁₂ — 4,4; C₁₃ —

ТАБЛИЦА IV.43

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтяных	метановых
90—60	3,12	—	—	100,00
60—95	18,73	4,60	37,22	58,19
95—122	20,78	9,00	48,23	42,77
121—150	15,24	16,38	40,14	43,48
150—200	15,68	20,72	23,78	55,50
НК—200	73,55	11,53	36,50	51,97

2,9; C_{14} — 2,5; C_{15} — 2,4; C_{16} — 1,5; C_{17} — 1,5; C_{18} — 1,2; C_{19} — 0,7; C_{20} — 0,3; C_{21} — 0,2; C_{22} — 0,2.

Плотность нефти пласта БУ₉ равна 0,8480—0,8510 г/см³, молекулярная масса 190—243. Вязкость в м²/с · 10⁻⁴ при 20 °С составляет 12—40, при 10 °С — 3—4. Массовая доля (в %): серы — 0,07, парафинов — 9,40, смол селикагелевых — до 8, асфальтенов до 1,7.

Ряд нормальных алканов нефти представлен углеводородами C_5 — C_{28} . Максимум приходится на C_9 и C_{15} . Сумма C_5 —8 составляет 9 %. Относительное распределение углеводородов в ряду следующее (в %): C_5 — 1,0; C_6 — 1,2; C_7 — 1,4; C_8 — 3,1; C_9 — 5,9; C_{10} — 4,2; C_{11} — 4,8; C_{12} — 5,1; C_{13} — 3,9; C_{14} — 3,4; C_{15} — 5,5; C_{16} — 4,1; C_{17} — 5,4; C_{18} — 4,7; C_{19} — 3,3; C_{20} — 3,4; C_{21} — 2,9; C_{22} — 2,9; C_{23} — 2,9; C_{24} — 2,3; C_{25} — 2,2; C_{26} — 1,4; C_{27} — 1,0; C_{28} — 0,4.

Изучение фазовых превращений пластовой газоконденсатной системы показало, что давление начала конденсации пластового флюида равно пластовому давлению, а давление начала конденсации — 10,0—12,0 МПа. Результаты лабораторных исследований показали, что к концу разработки пласта БУ₉ при остаточном давлении 3,0 МПа будет извлечено конденсата в составе отобранного газа по центральной зоне и по северному куполу соответственно 90 и 82 г/м³. Коэффициент конденсатоотдачи при давлении 0,1 МПа по северному, центральному и южному куполам соответственно составит 0,74; 0,71 и 0,76.

Изменение фракционного состава конденсатов, получаемых при различных пластовых давлениях залежи, показало, что температура выкипания 90 % конденсата в начальный период разработки будет соответствовать 245 °С, при текущем давлении в залежи 25,0 МПа она будет равна 215 °С, при 20,0 МПа — 185 °С, при 15,0 МПа — 160 °С, при 10,0 МПа — 130 °С. 50 % конденсата, отобранного при давлении 28,1 МПа (начальное пластовое давление в залежи), выкипает при температуре 120 °С, при текущих пластовых давлениях 25,0; 20,0; 15,0 и 10,0 МПа соответственно при температурах 112, 108, 96 и 84 °С.

Фракция дизельного топлива, выкипающая при температуре свыше 150 °С, в начальный период разработки в конденсате содержится в количестве 32 %, а при давлениях 25,0; 20,0; 15,0 МПа соответственно 26, 20 и 4 %. Рассматриваемая фракция в конденсате исчезнет при снижении давления до 14,0 МПа.

Залежь пласта БУ₈. Пластовое давление 28,2 МПа, температура 75 °С. Испытана в пределах всей структуры. Наличие нефтяной оторочки выявлено в пределах северного купола.

На газоконденсатность залежь изучена в скв. 41, 58, 35, 70, 108, 122, 120, 135 и 115.

По северному куполу и центральной зоне молярная доля углеводорода С₅₊ в пластовом газе находится в пределах 2,52—3,78 %, в газе южного купола 4,1 %. Потенциальное содержание конденсата в северном и центральном куполах составляет 123 г/м³, в южном — 18,2 г/м³.

Молярная доля газовых углеводородов (С₂, С₃ и С₄) находится в пределах 8—9,6 %. Как и по другим залежам, в пласте БУ₈ наблюдается высокое содержание этана (72 г/м³), концентрация негорючих углеводородов азота и углекислого газа) не превышает суммарно 1 %.

Плотность стабильного конденсата 0,7340—0,7370 г/см³, молекулярная масса 96—100.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	49	остатка	0,5
Отгон при температуре, °С:		Массовая доля, серы, %	0,031
10 %	72	Температура застывания,	
50 %	125	°С.	—55
90 %	232	Вязкость, м ² /с:	
Конец кипения, °С	297	при 20 °С	10 ⁻⁴ · 0,85
Объемная доля, %:		при 0 °С	10 ⁻⁴ · 1,08
отгона	99		

Групповой углеводородный состав конденсата приведен в табл. IV.44.

ТАБЛИЦА IV.44

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
90—60	8,03	—	—	100,00
60—95	26,84	4,03	40,31	55,66
95—122	19,52	12,60	46,32	41,08
122—150	13,11	22,05	34,30	43,65
150—200	16,07	34,21	22,74	53,05
НК—200	83,57	12,35	33,52	54,13

Ряд нормальных алканов представлен углеводородами С₅—С₁₇ с максимумом на С₈₋₉. Сумма С₅₋₈ составляет 55 %. Относительное распределение углеводородов в ряду следующее (в %): С₅ — 4,3; С₆ — 6,4; С₇ — 4,8; С₈ — 6,8; С₉ — 6,1; С₁₀ — 3,9; С₁₁ — 3,3; С₁₂ — 2,2; С₁₃ — 1,3; С₁₄ — 1,0; С₁₅ — 0,2; С₁₆ — 0,2; С₁₇ — 0,1.

Плотность нефти пласта БУ₈ 0,8400—0,8490 г/см³, молекулярная масса 209—219. Температура кипения 68—108 °С.

Температурные пределы отбора фракций, °С	До 150	НК—200	НК—250	НК 300
Объемная доля, %	11	17	30	46

Массовая доля (в %): серы — 0,04—0,07, парафинов — 6,80—8,54, смол силикагелевых — до 3,0, асфальтенов — до 0,3.

Групповой углеводородный состав нефти приведен в табл. IV.45.

ТАБЛИЦА IV.45

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
60—95	4,12	2,07	45,54	52,39
95—122	3,79	4,80	51,52	43,68
122—150	4,17	11,09	71,13	17,78
150—200	8,48	15,00	48,45	36,55
200—250	9,04	13,00	54,81	32,19
250—300	11,30	15,17	50,05	34,78
НК—300	78,81	11,93	51,93	36,14

Исследования по фазовому превращению пластового газа при снижении пластового давления наиболее полно проведены по центральной зоне (рис. IV.17). Давление начала конденсации равно пластовому. Давление максимальной конденсации около 10,0 МПа. При рассмотрении кривой 2 видно, что потенциальное содержание конденсата равномерно снижается с 11,1 до 6,7 г/м³ при давлении 11,0 МПа, а затем повышается до 81 г/м³ при давлении 2,7 МПа. Суммарное удельное количество конденсата, которое будет извлечено из пласта при остаточном пластовом давлении 3,0 МПа, составит 76 г/м³, или 69 % от начальных запасов. Коэффициенты конденсаототдачи пласта БУ₈ по центральному и южному куполам соответственно равны 0,76 и 0,71.

Прогноз изменения фракционного состава конденсатов, получаемых при различных пластовых давлениях в залежах, показал, что 90 % конденсата, отобранного в начальный период разработки, выкипает при температуре 220 °С. При снижении давления в залежи до 20,0 МПа температура выкипания этого конденсата будет равна 190 °С, при 15,0 МПа — 150 °С, при 10,0 МПа — 144 °С.

50 % конденсата, отобранного при начальном пластовом давлении в залежи (27,5 МПа), выкипает при температуре 116 °С, при текущих пластовых давлениях 20,0; 15,0 и 10,0 МПа температура выкипания этого конденсата составит соответственно 110, 100 и 95 °С.

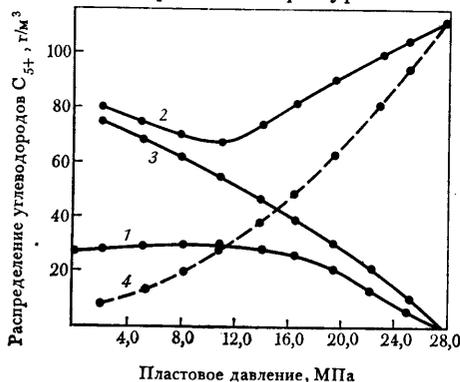


Рис. IV.17. Распределение углеводородов C_{5+} при разработке на истощение залежи БУ₈ Уренгойского месторождения.
1—4 — см. рис. IV.5

Фракция дизельного топлива, выкипающая при температуре 150 °С, в конденсате в начальный период разработки в количестве содержится 34 %, при давлениях 20,0; 15,0 и 10,0 МПа выход рассматриваемой фракции значительно уменьшится и составит соответственно 25, 10 и 7 %.

Залежь пласта БУ₈. Испытана по всей площади месторождения. Наличие нефтяной оторочки выявлено на северном куполе и в центральной зоне. На газоконденсатность залежь исследована в скв. 105, 46, 70, 89, 35 и 134.

В составе пластового газа молярная доля C₅₊, этана, пропана и бутанов соответственно равна (в %): 3,60—4,66; 5,32—5,83; 2,02—2,35 и 0,9—1,0, или (в г/см³): 154—161, 71—78, 41—47 и 23—26. Суммарное содержание негорючих углеводородов не превышает 0,6 %.

Выход насыщенного конденсата при давлении сепарации 5,0 МПа и температуре -50 °С равен 342 см³/м³, стабильного — 274 см³/м³.

В 1 м³ насыщенного конденсата содержится 90 м³ газа, а на 1 т стабильного конденсата приходится 167 м³ газа.

Фракционный состав

Начало кипения, °С:	38	остатка	1
Отгон при температуре, °С:		Массовая доля, %:	
10 %	70	серы	0,006
50 %	128	парафинов	Следы
90 %	260	Температура застывания,	
Конец кипения, °С	315	°C	-57
Объемная доля, %:		Вязкость, м ² /с:	
отгона	97	при 20 °С	10 ⁻⁴ · 0,882
		при 0 °С	10 ⁻⁴ · 1,102

Групповой углеводородный состав конденсата приведен в табл. IV.46.

ТАБЛИЦА IV.46

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	6,30	—	—	100,00
60—95	24,59	3,45	28,96	67,59
95—122	17,35	9,60	34,35	56,05
122—150	13,36	18,27	23,29	58,14
150—200	17,51	20,05	9,99	69,96
НК—200	79,11	10,70	22,68	66,62

Ряд нормальных алканов представлен углеводородами C₅₋₁₈ с максимумом на C₈. Сумма C₅₊₈ составляет 58 %. Относительное распределение углеводородов в ряду следующее (в %): C₅ — 8,1; C₆ — 5,3; C₇ — 2,8; C₈ — 10,8; C₉ — 6,5; C₁₀ — 2,9; C₁₁ — 2,5; C₁₂ — 2,5; C₁₃ — 1,2; C₁₄ — 1,4; C₁₅ — 0,8; C₁₆ — 0,6; C₁₇ — 0,5; C₁₈ — 0,3.

Плотность нефти залежи пласта БУ₈ равна 0,8310 г/см³, молекулярная масса 200. Температура начала кипения нефти 95 °С. Выход фракции (в %): до 200 °С — 14, до 250 °С — 28, до 300 °С — 53. Массовая доля (в %) серы — 0,05, парафинов — 7,40, смол силикагелевых — 2,48.

Групповой углеводородный состав нефти приведен в табл. IV.47.

ТАБЛИЦА IV.47

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
60—95	2,84	1,72	31,94	66,34
95—122	5,76	3,60	50,90	45,50
122—150	6,78	11,97	41,81	46,22
150—200	11,82	18,62	32,55	48,83
200—250	7,82	16,80	49,09	34,11
250—300	15,52	19,11	44,50	36,39
НК—300	50,54	14,92	42,06	43,02

Ряд нормальных алканов представлен углеводородами C₅ — C₂₆ с максимумом на C₉ и C₁₅. Сумма C₅₋₈ составляет 14 %. Относительное распределение углеводородов в ряду (в %): C₅ — 1,2; C₆ — 1,5; C₇ — 1,9; C₈ — 4,1; C₉ — 5,0; C₁₀ — 4,3; C₁₁ — 4,4; C₁₂ — 4,1; C₁₃ — 3,2; C₁₄ — 3,0; C₁₅ — 3,7; C₁₆ — 3,0; C₁₇ — 3,5; C₁₈ — 3,5; C₁₉ — 2,9; C₂₀ — 2,7; C₂₁ — 2,6; C₂₂ — 1,6; C₂₃ — 2,6; C₂₄ — 2,1; C₂₅ — 1,2; C₂₆ — 0,3.

Исследования фазового изменения пластового газа показали, что давление максимальной конденсации пластовой смеси при пластовой температуре равно 11,0 МПа. В процессе исследований выявлено, что при снижении пластового давления до 10,0 МПа потенциальное содержание конденсата снижается вдвое. При разработке залежи до остаточного давления 2,7 МПа будет извлечено 111 г/м³ стабильного конденсата, или 59 % начальных запасов. Коэффициент конденсатоотдачи пласта при давлении 0,1 МПа составит 0,69.

Прогноз выполнен для текущих пластовых давлений 23,0; 15,0 и 10,0 МПа. Температура выкипания 90 % конденсата при начальном пластовом давлении в залежи 27,0 МПа равна 232 °С, при текущих пластовых давлениях 23,0; 15,0 и 10,0 МПа она снизится соответственно до 212, 150 и 132 °С. Температура выкипания 50 % конденсата снизится с 121 до 87 °С.

Выход фракции дизельного топлива, выкипающей при температуре свыше 150 °С, при начальном пластовом давлении составит 38 %, при давлении 23,0 МПа — 32 %, при 15,0 МПа — 10 %.

При падении давления в залежи до 10,0 МПа данная фракция в конденсате исчезнет.

Залежь пласта БУ₅₋₆. Пластовое давление 24,4 МПа, температура 69 °С. Распространена залежь только в пределах сводовой части северного купола. Она исследована на газоконден-

сатность в скв. 17 и 80. В составе пластового газа молярная доля углеводородов C_{5+} , этана, пропана и бутанов соответственно равна (в %): 2,20; 5,53; 2,56 и 1,08, или (в $г/м^3$): 95, 72, 44 и 25. Содержание азота и углекислого газа в пластовом газе составляет 0,5 %.

Выход насыщенного конденсата при давлении сепарации 4,0 МПа и температуре $-18^{\circ}C$ равен $209 \text{ см}^3/м^3$, стабильного — $128 \text{ см}^3/м^3$. Из 1 м^3 сырого конденсата выделяется 60 м^3 газа, а на 1 т стабильного конденсата приходится 113 м^3 газа.

Плотность конденсата $0,7351 \text{ г/см}^3$, молекулярная масса 98.

Фракционный состав:

Начало кипения, $^{\circ}C$	53	Объемная доля, %:	
Отгон при температуре, $^{\circ}C$:		отгона	94
10 %	70	остатка	2
50 %	111	Вязкость, $м^2/с$:	
90 %	249	при $20^{\circ}C$	$10^{-4} \cdot 0,799$
Конец кипения, $^{\circ}C$	285	при $0^{\circ}C$	$10^{-4} \cdot 0,992$

Групповой углеводородный состав конденсата приведен в табл. IV.48.

ТАБЛИЦА IV.48

Температурный предел отбора фракций, $^{\circ}C$	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтяных	метановых
До 60	1,20	—	—	100,00
60—95	4,69	5,18	39,11	55,71
95—122	23,56	11,40	30,70	57,90
122—150	12,00	17,64	30,88	51,48
150—200	10,94	18,62	22,38	59,00

Термодинамическими исследованиями установлено, что давление начала конденсации равно первоначальному пластовому давлению, давление максимальной конденсации — 9,5 МПа. Потенциальное содержание конденсата при остаточном пластовом давлении 3,0 МПа составит 53 вместо 95 г/м^3 в начале разработки. В среднем на каждые 2,5 МПа снижения давления потенциальное содержание конденсата будет уменьшаться на 5 г/м^3 . Количество извлеченного из пласта конденсата к концу разработки (3,0 МПа) составит 65 г/м^3 , или 69 % от начальных запасов. Конденсатоотдача при давлении 0,1 МПа равна 0,77.

Залежь пластов БУ₁₋₂. Пластовое давление 23,4 МПа, температура $67^{\circ}C$. Эта залежь так же, как и залежь БУ₅₋₆, приурочена к сводовой части северного купола. На газоконденсатность она исследована в скв. 17 и 33.

В составе пластового газа молярная доля углеводородов C_{5+} , этана, пропана и бутанов соответственно равна (в %): 1,44; 5,15; 2,33 и 1,08, или (в $г/м^3$): 74, 66, 44 и 27.

Выход насыщенного конденсата при давлении сепарации 5,0 МПа и температуре -16°C равен $198 \text{ см}^3/\text{м}^3$, стабильного — $126 \text{ см}^3/\text{м}^3$. В 1 м^3 сырого конденсата растворено 97 м^3 газа, а на 1 т стабильной жидкости приходится 200 м^3 газа.

Плотность конденсата $0,7201 \text{ г}/\text{см}^3$, молекулярная масса 93.

Фракционный состав

Начало кипения, $^{\circ}\text{C}$	31	остатка	2
Отгон при температуре, $^{\circ}\text{C}$		Массовая доля серы, %	0,002
10%	54	Вязкость, $\text{м}^2/\text{с}$:	
50%	110	при 20°C	$10^{-4} \cdot 0,693$
90%	208	при 0°C	$10^{-4} \cdot 0,84$
Объемная доля, %:			
отгона	96		

Групповой углеводородный состав конденсата приведен в табл. IV.49.

ТАБЛИЦА IV.49

Температурные пределы отбора фракций, $^{\circ}\text{C}$	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	6,75	—	—	100,00
60—95	28,88	1,73	37,83	60,44
95—122	28,75	7,20	49,18	43,62
122—150	12,13	13,86	39,62	46,52
150—200	13,56	22,79	15,44	61,77
НК—200	90,07	8,15	35,49	56,36

Ряд нормальных алканов представлен углеводородами C_7 — C_{19} с максимумом на C_8 . Доля C_{5-8} составляет 34%. Относительное распределение углеводородов в ряду следующее (в %): C_7 — 4,2; C_8 — 8,1; C_9 — 7,6; C_{10} — 5,5; C_{11} — 3,9; C_{12} — 2,7; C_{13} — 0,7; C_{14} — 0,8; C_{15} — 1,0; C_{16} — 0,7; C_{17} — 0,7; C_{18} — 0,3; C_{19} — 0,2.

Термодинамические исследования на установке УГК-3 показали, что давление насыщения пластовых газоконденсатных смесей,

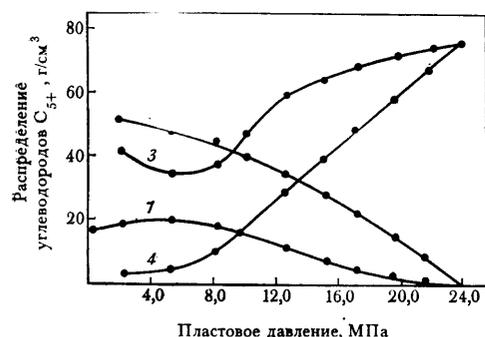


Рис. IV.18. Распределение углеводородов C_{5+} при разработке на истощение залежи БУ1—2 Уренгойского месторождения. 1—4 — см. рис. IV.5

отобранных из скв. 17 и 33, на 2,0 МПа ниже пластового. Давление максимальной конденсации составляет 8,1 МПа. Из рис. IV.18 видно, что потенциальное содержание конденсата при снижении пластового давления до 5,1 МПа равномерно уменьшается до $35 \text{ г}/\text{м}^3$. При остаточном пластовом давлении 3,0 МПа из пласта будет извлечено $51,5 \text{ г}/\text{м}^3$ конденсата, или 69% от начальных его запасов. При

этом в остаточных запасах газа содержание конденсата будет равно 4 г/м³. Коэффициент конденсатоотдачи составляет 0,75. Прогноз изменения фракционного состава конденсатов, получаемых при снижении давления в залежи, показал, что при начальном давлении в залежи 24,0 МПа температура выкипания 90 % конденсата равна 225 °С, при давлениях 18,0; 12,0 и 7,0 МПа она снизится и составит соответственно 180, 153 и 135 °С. Температура выкипания 50 % конденсата при этом изменится в пределах 112—93 °С.

Выход фракции дизельного топлива (>150 °С) составит: при давлениях 18,0 МПа — 19 %, при 12,0 МПа — 90 %. При давлении 70 МПа данной фракции в конденсате не будет.

Залежь пласта АУ₉. Она ограничено распространена в пределах северного купола. Опробована залежь в скв. 80. Полного комплекса газоконденсатных исследований не проводилось.

Плотность конденсата 0,7236 г/см³, молекулярная масса 98.

Фракционный состав

Начало кипения, °С:	47	Объемная доля, %:	
Отгон при температуре, °С:		отгона	96
10 %	70	остатка	2
50 %	122	Вязкость, м ² /с:	
90 %	211	при 20 °С	10 ⁻⁴ · 0,728
Конец кипения, °С	268	при 0 °С	10 ⁻⁴ · 0,916

Залежь пласта ПК₂₁. Выявлена залежь в пределах северного купола в процессе испытания скв. 80. В составе пластового газа молярная доля углеводородов C₅₊, этана, пропана и бутанов соответственно равна (в %): 1,34; 3,50; 0,18; 0,28, или в (г/м³): 56, 44, 3 и 7. Азота в пластовом газе содержится 0, 37 %, углекислого газа — 0,57 %.

Плотность конденсата 0,7422, молекулярная масса 101. Массовая доля серы составляет 0,001 %. Вязкость конденсата (в м²/с): при 20 °С — 10⁻⁴ · 0,938; при 0 °С — 10⁻⁴ · 1,182.

Групповой углеводородный состав конденсата ярко выраженного нафтенового характера (табл. IV.50).

ТАБЛИЦА IV.50

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	5,23	—	—	100,00
60—95	30,53	0	57,5	42,50
95—122	29,79	0	69,3	30,70
122—150	12,00	0	82,5	17,50
150—200	14,53	1,60	83,65	14,76
НК—200	92,09	0,25	65,43	28,65

Расчетный коэффициент конденсатоотдачи 0,81.

Ямбургское месторождение

Расположено оно на Тазовском п-ве и приурочено к одноименному локальному поднятию. На месторождении в отложениях сеномана разведана газовая залежь, в разрезе валанжинских отложений в диапазоне глубин 2580—3152 м выявлено пять газоконденсатных залежей: БУ₉, БУ₈, БУ₈⁰, БУ₇, БУ₃.

Залежь БУ₉. Пластовое давление 33,2 МПа, температура 83 °С. На газоконденсатность залежь изучена в скв. 10. В составе пластового газа молярная доля углеводородов C₅₊, этана, пропана и бутанов соответственно равна (в %): 2,61; 5,52; 1,91 и 0,65, или (в г/м³): 113, 73, 37 и 16. Углекислого газа в пластовом газе содержится 0,18 %, азота 0,01 %.

При давлении сепарации 3,8 МПа и температуре —30 °С выход насыщенного конденсата равен 240 см³/м³, стабильного — 158 см³/м³. В 1 м³ насыщенного конденсата растворено 135 м³ газа, а на 1 т стабильного конденсата приходится 299 м³ газа.

Плотность конденсата 0,7562 г/см³, молекулярная масса 100.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	53	остатка	1
Отгон при температуре, °С:		Массовая доля, %:	
10 %	78	серы	0,020
50 %	133	парафинов	0,212
90 %	247	Температура застывания,	
Конец кипения, °С	308	°C	—28
Объемная доля, %:		Вязкость, м ² /с:	
отгона	97	при 20 °С	10 ⁻⁴ · 0,951
		при 0 °С	10 ⁻⁴ · 1,213

Групповой углеводородный состав конденсата приведен в табл. IV.51.

ТАБЛИЦА IV.51

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	8,90	—	—	100,00
60—95	18,46	8,40	29,87	61,73
95—122	22,97	17,08	48,29	34,63
122—150	11,15	33,15	27,07	39,78
150—200	13,86	31,46	19,95	48,59
220—250	14,80	30,12	14,51	55,37
250—300	6,51	29,93		70,67
НК—300	96,71	20,59	25,39	54,02

Ряд нормальных алканов представлен углеводородами C₅ — C₂₀. Относительное распределение углеводородов в ряду следующее (в %): C₅ — 5,9; C₆ — 3,6; C₇ — 3,7; C₈ — 4,5; C₉ — 3,0; C₁₀ — 2,2; C₁₁ — 1,8; C₁₂ — 1,3; C₁₃ — 1,0; C₁₄ — 0,9; C₁₅ — 0,7; C₁₆ — 0,8; C₁₇ — 0,8; C₁₈ — 0,3; C₁₉ — 0,3; C₂₀ — 0,1. На долю C₅₋₈ приходится 56,78 %. Сумма C₅₋₁₆ равна 94,96 %.

Термодинамические исследования показали, что давление начала конденсации пластового газа равно 30,3 МПа, давление максимальной конденсации по стабильному конденсату — 10,0 МПа, по насыщенному — 12,0 МПа. Потенциальное содержание конденсата со снижением давления до 12,0 МПа уменьшится со 113 до 76 г/м³ (рис. IV.19). Количество конденсата в газовой фазе пласта уменьшится до 25 г/м³. Коэффициент конденсатоотдачи при давлении в залежи 0,1 МПа составит 0,73.

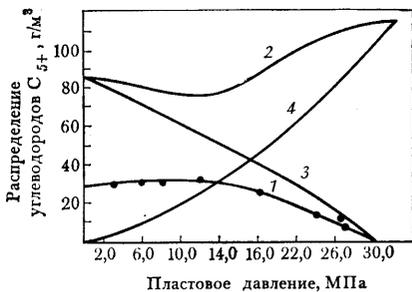


Рис. IV.19. Распределение углеводородов C₅₊ при разработке на истощение залежи пласта БУ₉ Ямбургского месторождения. 1—4 — см. рис. IV.5

Залежь пласта БУ₈. На газоконденсатность залежь изучена в скв. 104 и 1. В составе пластового газа молярная доля углеводородов C₅₊, этана, пропана и бутанов соответственно равна (в %): 2,36—2,43; 4,39—5,90; 1,94—2,24; 2,36—2,43, или (в г/м³): 72,2, 36 и 17. Углекислого газа в пластовом газе содержится 0,70 %, азота 0,02 %.

Выход насыщенного конденсата при давлении сепарации 5,5 МПа и температуре 5 °С равен 168 см³/м³, стабильного — 109 см³/м³. В 1 м³ насыщенного конденсата растворено 60 м³ газа, а на 1 т стабильного конденсата количество растворенного газа составляет 98 м³.

Плотность конденсата 0,7577 г/см³, молекулярная масса 106.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	45	остатка	0,5
Отгон при температуре, °С:		Массовая доля серы, %	0,0201
10 %	72	Температура застывания, °С	-26
50 %	125	Вязкость, м ² /с:	
90 %	288	при 20 °С	10 ⁻⁴ · 0,992
Конец кипения, °С	324	при 0 °С	10 ⁻⁴ · 1,251
Объемная доля, %:			
отгона	98,5		

Групповой углеводородный состав конденсата приведен в табл. IV.52.

ТАБЛИЦА IV.52

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	7,36	—	—	100,00
60—95	19,23	8,05	34,48	57,47
95—122	22,61	18,00	47,56	34,44
122—150	11,42	31,50	35,62	32,88
150—200	13,60	33,67	16,58	49,75
200—250	15,58	34,99	10,73	54,28
250—300	6,25	25,45		74,55
НК—300	96,95	21,70	26,41	51,89

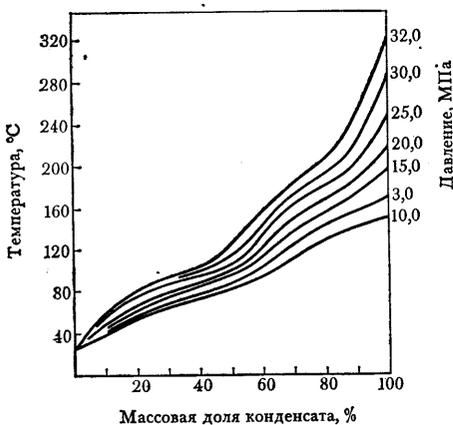


Рис. IV.20. Фракционный состав конденсатов, получаемых при различных пластовых давлениях залежи пласта БУ₉ Ямбургского месторождения

Ряд нормальных алканов представлен углеводородами C₅—C₂₁. Их распределение в ряду следующее (в %): C₅—5,5; C₆—5,8; C₇—5,1; C₈—4,8; C₉—3,5; C₁₀—2,7; C₁₁—2,36; C₁₂—1,7; C₁₃—1,3; C₁₄—1,0; C₁₅—0,8; C₁₆—0,6; C₁₇—0,7; C₁₈—0,6; C₁₉—0,2; C₂₀—0,1; C₂₁—0,1.

Термодинамические исследования показали, что система насыщена конденсатом. Давление максимальной конденсации равно 9,0 МПа. К этому времени потенциальное содержание конденсата уменьшается более чем в 3 раза. При давлении 5,0—5,5 МПа оно составит 33 г/м³ вместо 112 г/м³

при начальном пластовом давлении. Извлечение конденсата из пласта при давлении 5,0 МПа составит 50 %. При давлении в залежи 0,1 МПа коэффициент конденсатоотдачи равен 0,63.

Из рис. IV.20 видно, что с самого начала разработки будет происходить значительное облегчение добываемого конденсата. Так, если при начальном пластовом давлении в залежи 32,0 МПа температура кипения 90 % конденсата соответствует 255 °С, то при давлениях 30,0; 25,0; 15,0; 10,0 и 3,0 МПа она будет соответственно равна: 242, 220, 190, 170, 150 °С. Выход фракции дизельного топлива, выкипающей при температуре свыше 150 °С, при этом уменьшится с 38 % в начальный период разработки до 5 % при давлении в залежи 10,0 МПа.

Залежь пласта БУ₇. Изучена на газоконденсатность в скв. 104 (интервал испытания 3014—3021 м). Плотность конденсата 0,7398 г/см³, молекулярная масса 100.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	38	Объемная доля, %:	
Отгон при температуре, °С:		отгона	98
10 %	64	остатка	1
50 %	128	Температура застывания,	
90 %	272	°С,	—50
Конец кипения, °С	322	Вязкость, м ² /с:	
		при 20 °С	10 ⁻⁴ · 0,892
		при 0 °С	10 ⁻⁴ · 1,147

Групповой углеводородный состав приведен в табл. IV.53.

Ряд нормальных алканов представлен углеводородами C₅—C₂₀. На долю углеводородов C₅₋₈ приходится 62,9 %, на долю C₅₋₁₆ — 96,7 %. Относительное распределение углеводородов в ряду сле-

ТАБЛИЦА IV.53

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	5,88	—	—	100,00
60—95	21,83	3,45	31,86	64,69
95—122	24,04	8,40	41,22	50,88
122—150	10,59	15,75	35,39	48,86
150—200	14,11	20,01	18,00	61,99
220—250	14,81	19,92	19,22	60,86
250—300	5,80	17,36	6,20	76,44
НК—300	97,06	11,56	27,17	61,27

дующее (в %): C_5 — 6,9; C_6 — 4,2; C_7 — 4,5; C_8 — 3,9; C_9 — 3,5; C_{10} — 2,4; C_{11} — 2,0; C_{12} — 1,6; C_{13} — 1,3; C_{14} — 0,9; C_{15} — 0,7; C_{16} — 0,5; C_{17} — 0,7; C_{18} — 0,3; C_{19} — 0,2; C_{20} — 0,1.

З а л е ж ь БУ₃. Физико-химическая характеристика конденсата изучена при опробовании скв. 105 (интервал испытания 2675—2680 м). Плотность конденсата 0,7468 г/см³, молекулярная масса 105.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	61	остатка	1
Отгон при температуре, °С:		Массовая доля, %:	
10 %	84	серы	0,010
50 %	129	парафинов	0,0044
90 %	235	Вязкость, м ² /с:	
Конец кипения, °С	303	при 20 °С	$10^{-4} \cdot 0,817$
Объемная доля, %:		при 0 °С	$10^{-4} \cdot 1,036$
отгона	98		

Групповой углеводородный состав приведен в табл. IV.54.

ТАБЛИЦА IV.54

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	2,49	—	—	100,00
60—95	25,18	3,45	30,41	66,14
95—122	24,01	3,60	45,31	51,09
122—150	15,57	8,82	62,91	28,27
150—200	17,86	13,59	56,17	30,24
200—250	11,21	14,49	25,80	60,80
250—300	3,59	18,20		
НК—300	99,91	7,82	41,18	81,80
				51,00

Для конденсата этого пласта характерно высокое содержание нафтеновых углеводородов.

Ряд нормальных алканов представлен углеводородами C_5 — C_{19} . Относительное их распределение в ряду следующее (в %): C_5 — 2,4; C_6 — 6,1; C_7 — 7,9; C_8 — 5,9; C_9 — 3,2; C_{10} — 2,9; C_{11} — 1,8; C_{12} — 1,2; C_{13} — 0,6; C_{14} — 0,4; C_{15} — 0,3; C_{16} — 0,5; C_{17} — 0,4; C_{18} — 0,1; C_{19} — 0,1.

Ен-Яхинское месторождение

Это месторождение расположено в пределах одноименного поднятия, осложняющего восточную часть Песцового вала. В разрезе отложений выявлены две газоконденсатные залежи БУ₈ и БУ₁₀₋₁₁. Залежь пласта БУ₈ имеет нефтяную оторочку. Изучена она в скв. 141 и 143.

Плотность конденсата 0,7428 г/см³, молекулярная масса 102.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	39	остатка	5
Отгон при температуре, °С:		Массовая доля, %:	
10 %	66	серы	0,007
50 %	131	парафинов	0,190
90 %	273	Вязкость, м ² /с:	
95 %	345	при 20 °С	10 ⁻⁴ · 0,862
Объемная доля, %:		при 0 °С	10 ⁻⁴ · 1,083
отгона	95		

Групповой углеводородный состав конденсата приведен в табл. IV.55. Как видно из этой таблицы, в групповом углеводородном составе преобладают метановые углеводороды. Причем на долю нормальных алканов приходится 34 %. Ряд нормальных алканов представлен компонентами с C₅ по C₂₁ (в %): C₅ — 3,6; C₆ — 4,0; C₇ — 4,3; C₈ — 4,2; C₉ — 3,4; C₁₀ — 2,7; C₁₁ — 2,6; C₁₂ — 2,1; C₁₃ — 1,8; C₁₄ — 1,5; C₁₅ — 1,1; C₁₆ — 0,9; C₁₇ — 1,18; C₁₈ — 0,5; C₁₉ — 0,3; C₂₀ — 0,2; C₂₁ — 0,1.

ТАБЛИЦА IV.55

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	12,57	—	—	100,00
60—95	19,63	2,88	27,19	13,73
95—122	16,23	7,20	35,6	9,34
122—150	11,85	13,86	26,70	7,04
150—200	15,50	16,28	4,19	12,33
НК—200	75,78	7,79	19,62	72,59

На долю C₅₋₈ приходится 47 %.

Плотность нефти 0,8330 г/м³, молекулярная масса 210, температура начала кипения 81 °С, до 150 °С выкипает 16 % до 200 °С — 28 %, до 250 °С — 38 %, до 300 °С — 51 %.

Массовая доля (в %): серы — 0,08, парафинов — 4,36, смол силикагелевых — 2,50, асфальтенов — 0,01.

Групповой углеводородный состав нефти приведен в табл. IV.56.

Залежь пластов БУ₁₀₋₁₁. Пластовое давление 32,4 МПа, температура 85 °С. На газоконденсатность залежь изучена в скв. 141 и 143. В составе пластового газа молярная доля C₅₊, этана, пропана и бутанов соответственно равна (в %): 5,02; 5,14; 3,16

ТАБЛИЦА IV.56

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	1,19	—	—	100,00
60—95	5,67	2,88	35,17	61,95
95—122	5,49	6,00	35,02	58,98
122—150	5,17	18,27	22,65	59,08
150—200	9,84	17,14	35,22	47,64
200—250	8,12	20,75	38,83	40,42
250—300	13,04	16,38	43,9	39,72
НК—300	48,52	14,33	35,9	49,77

и 1,49, или (в г/м³): 279, 72, 65 и 40. Углекислый газ содержится в количестве 0,21 ‰, азот — 0,70 ‰.

При давлении сепарации 5,9 МПа и температуре —8 °С выход насыщенного конденсата равен 563 см³/м³, стабильного — 372 см³/м³. В 1 м³ насыщенного конденсата растворено 120 м³ газа или, считая на 1 т стабильного конденсата, 264 м³ газа.

Плотность конденсата 0,7625 г/см³, молекулярная масса 109.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	37	остатка	1
Отгон при температуре, °С:		Массовая доля, %:	
10 %	65	серы	0,011
50 %	131	парафинов	0,30
90 %	283	Вязкость, м ² /с:	
Конец кипения, °С	341	при 20 °С	10 ⁻⁴ · 1,097
Объемная доля, %:		при 0 °С	10 ⁻⁴ · 1,451
отгона	97		

Групповой углеводородный состав конденсата приведен в табл. IV.57.

ТАБЛИЦА IV.57

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	9,62	—	—	100,00
60—95	20,74	1,73	25,06	15,18
95—122	15,94	6,00	29,14	10,34
122—150	1,30	12,60	15,73	8,10
150—200	15,62	19,31	2,00	12,60
НК—200	73,22	7,87	15,87	76,26

По групповому углеводородному составу конденсат залежей пластов БУ₁₀₋₁₁, так же как конденсат залежей пласта БУ₈, относится к метановому типу. Ряд нормальных алканов представлен С₅—С₂₀. Их содержание (в ‰): С₅ — 6,4; С₆ — 4,9; С₇ — 3,8; С₈ — 3,5; С₉ — 2,1; С₁₀ — 1,4; С₁₁ — 1,53; С₁₂ — 1,2; С₁₃ — 0,9; С₁₄ — 0,6; С₁₅ — 0,5; С₁₆ — 0,3; С₁₇ — 0,5; С₁₈ — 0,3; С₁₉ — 0,1; С₂₀ — 0,1.

Углеводороды С₅₋₈ в ряду алканов составляют 66 ‰.

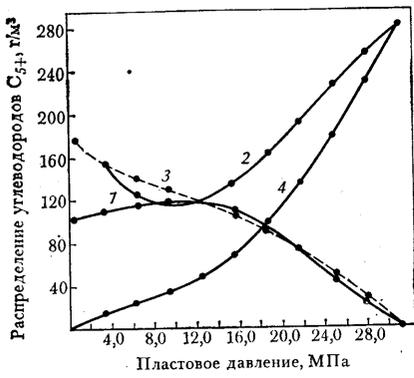


Рис. IV.21. Распределение углеводородов C_{5+} при разработке на истощение залежи пласта БУ₁₀₋₁₁ Ен-Яхинского месторождения.
1-4 — см. рис. IV.5

конденсата 18 г/м³. При падении давления в залежи до 0,1 МПа в порах пласта выпадет конденсата в количестве 102 г/м³, и коэффициент извлечения конденсата составит 0,63.

Юрхаровское месторождение

Оно приурочено к Юрхаровскому валу. В разрезе валанжин-готеривских отложений выявлено семь газоконденсатных залежей: БУ₁₂, БУ₈, БУ₇, БУ₅₋₆, БУ₁₋₃, АУ₁₀, АУ₇. Полный комплекс исследований на газоконденсатность проведен по залежам пластов БУ₁₂, БУ₈ и АУ₁₀. По остальным залежам изучена только физико-химическая характеристика конденсатов.

Залежь пласта БУ₁₂. Исследовалась в скв. 100. Пластовое давление в залежи 29,5 МПа, температура 72 °С. В составе пластового газа молярная доля углеводородов C_{5+} , этана, пропана и бутанов соответственно равна (в %): 2,09; 5,29; 2,02 и 0,69, или (в г/м³): 92, 68, 38 и 17.

При давлении сепарации 4,9 МПа и температуре —11 °С выход насыщенного конденсата равен 157 см³/м³, стабильного — 134 см³/м³. В 1 м³ насыщенного конденсата растворено 65 м³ газа, что в пересчете на 1 т стабильного конденсата составляет 119 м³.

Плотность конденсата 0,7514 г/см³, молекулярная масса 105.

Фракционный состав

Начало кипения, °С:	52	остатка	2
Отгон при температуре, °С:		Молярная доля серы, %	0,029
10 %	78	Вязкость, м ² /с:	
50 %	121	при 20 °С	10 ⁻⁴ · 1,036
90 %	236	при 0 °С	10 ⁻⁴ · 1,343
Конец кипения, °С	312	Температура, застывания,	
Объемная доля, %:		°C	—28
отгона	98		

Групповой углеводородный состав конденсата приведен в табл. IV.58.
ТАБЛИЦА IV.58

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	7,24	—	—	100,00
60—95	16,38	8,68	41,57	49,80
95—122	18,92	10,80	57,98	31,22
122—150	13,42	22,05	34,30	43,65
150—200	13,09	23,25	23,02	53,73
НК—200	13,69	13,69	36,78	49,58

Ряд нормальных алканов представлен углеводородами C_{5-22} с максимумом на C_8 . Доля углеводородов C_{5-8} составляет 42 %. Относительное их распределение в ряду нормальных алканов (в %): C_5 — 6,8; C_6 — 4,3; C_7 — 2,6; C_8 — 8,5; C_9 — 7,9; C_{10} — 2,8; C_{11} — 2,4; C_{12} — 1,8; C_{13} — 1,2; C_{14} — 1,0; C_{15} — 0,6; C_{16} — 0,7; C_{17} — 0,6; C_{18} — 0,3; C_{19} — 0,3; C_{20} — 0,3; C_{21} — 0,2; C_{22} — 0,3; C_{23} — 0,1.

Давление начала конденсации равно 26,5 МПа, а максимальной конденсации 8,0 МПа. Потенциальное содержание конденсата при этом давлении уменьшается до 50 г/м³, что составит 54 % от начального. При давлении 3,0 МПа извлечение конденсата из пласта составит 62 г/м³, что соответствует отбору 67 % (рис. IV.22). Конечный коэффициент конденсатоотдачи равен 0,74.

Залежь пласта БУ₈. Пластовое давление 29,3 МПа, температура 70 °С. На газоконденсатность залежь изучена в скв. 90. В составе пластового газа молярная доля углеводородов C_{5+} , этана, пропана и бутанов соответственно равна (в %): 1,93; 5,48; 1,58 и 0,75, или (в г/м³): 85, 70, 30 и 19. Азота в пластовом газе содержится 0,06 %, углекислого газа — 0,77 %.

Выход насыщенного конденсата при давлении сепарации 4,3 МПа и температуре —2 °С равен 131 см³/м³, стабильного — 112 см³/м³. В 1 м³ насыщенного конденсата при указанных условиях сепарации растворено 61 м³ газа, что в пересчете на 1 т стабильного конденсата составляет 103 м³.

Плотность конденсата 0,7500 г/см³, молекулярная масса 107.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	50	50 %	116
Отгон при температуре, °С:		90 %	210
10 %	76	Конец кипения, °С	337

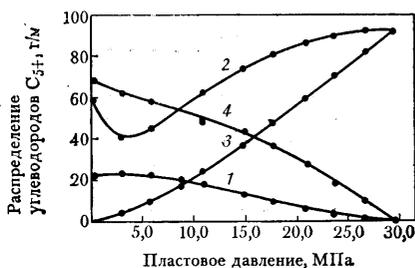


Рис. IV.22. Распределение углеводородов C_{5+} при разработке на истощение залежи БУ₁₂ Юрхаровского месторождения.

1—4 — см. рис. IV.5

Объемная доля, %:
 отгона 96
 остатка 0,5
 Массовая доля, %:
 серы 0,0361
 парафинов Следы

Температура застывания,
 °С —30
 Вязкость, м²/с:
 при 20 °С 10⁻⁴ · 0,902
 при 0° С 10⁻⁴ · 1,139

Групповой углеводородный состав приведен в табл. IV.59.

ТАБЛИЦА IV.59

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	6,95	—	—	100,00
60—95	19,68	8,63	32,89	58,48
95—122	24,85	15,60	46,00	38,40
122—150	12,70	27,72	34,69	37,59
150—200	13,85	25,64	22,31	52,05
НК—200	77,93	16,21		51,24

Давление начала конденсации пластового флюида 27,6 МПа (при пластовом давлении 29,3 МПа). Конечный коэффициент конденсатоотдачи равен 0,79.

Залежь пласта БУ₇. Опробована в скв. 95. Плотность конденсата 0,8050 г/см³, молекулярная масса 135.

Фракционный состав

Начало кипения, °С 120
 Отгон при температуре, °С:
 10 % 153
 50 % 194
 90 % 252
 Конец кипения, °С 331
 Объемная доля, %:
 отгона 97,5
 остатка 2
 Массовая доля серы, % 0,029
 Вязкость, м²/с:
 при 20 °С 10⁻⁴ · 1,790
 при 0 °С 10⁻⁴ · 2,520
 Температура застывания,
 °С —28

Групповой углеводородный состав конденсата приведен в табл. IV.60.

ТАБЛИЦА IV.60

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	0,06	—	—	100,00
60—95	0,87	11,50	41,60	46,90
95—122	6,79	18,00	41,82	40,18
122—150	12,75	30,87	42,20	44,93
150—200	35,87	28,37	19,70	51,93
НК—200	56,34	27,41	23,71	48,88

Пласт БУ₁₋₃. Опробован в скв. 100. Плотность конденсата 0,7453 г/см³, молекулярная масса 104. Массовая доля серы — 0,09%; содержание парафинов — следы.

Групповой углеводородный состав конденсата приведен в табл. IV.61.

ТАБЛИЦА IV.61

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	9,39	—	—	100,00
60—95	20,98	4,03	42,23	53,74
95—122	17,70	7,80	58,09	34,11
122—150	15,91	18,27	40,87	40,86
150—200	12,61	17,25	35,17	47,66
НК—200	75,94	9,46	39,25	51,29

Ряд нормальных алканов представлен углеводородами С₅₋₁₈ с максимумом на С₈. Сумма С₅₋₈ составляет 37%. Относительное распределение компонентов в ряду следующее (в %): С₅—7,4; С₆—4,1; С₇—2,0; С₈—13,6; С₉—5,3; С₁₀—1,1; С₁₁—1,3; С₁₂—0,8; С₁₃—0,4; С₁₄—0,5; С₁₅—0,3; С₁₆—0,3; С₁₇—0,4; С₁₈—0,1.

Залежь пласта АУ₁₀. Пластовое давление в залежи 24,2 МПа, температура 61 °С. На газоконденсатность залежь изучена в скв. 95 и 89. В составе пластового газа молярная доля углеводородов С₅₊, этана, пропана и бутанов соответственно равна (в %): 1,43; 1,72; 0,70 и 0,46 или (в г/м³): 59, 73, 29 и 20. Азота в пластовом газе содержится 0,01%, углекислого газа — 0,03%. При давлении сепарации 4,3 МПа и температуре —9 °С выход насыщенного конденсата составит 96 см³/м³, стабильного — 73 см³/м³. Количество газа, растворенного в 1 м³ сырого конденсата, равно 88 м³, что в пересчете на 1 т стабильного конденсата составляет 154 м³.

Плотность конденсата 0,7454 г/см³, молекулярная масса 106.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	37	остатка	2
Отгон при температуре, °С:		Массовая доля %:	
10 %	61	серы	0,003
50 %	116	парафинов	0,006
90 %	251	Температура застывания,	
Конец кипения, °С	298	°С	—56
Объемная доля, %:		Вязкость, м ² /с:	
отгона	96	при 20 °С	10 ⁻⁴ · 0,82
		при 0 °С	10 ⁻⁴ · 1,04

Групповой углеводородный состав приведен в табл. IV.62.

Ряд нормальных алканов представлен углеводородами С₅₋₁₉ с максимумом на С₈. Сумма С₅₋₈ составляет 70%. Относительное

ТАБЛИЦА IV.62

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	10,93	—	—	100,00
60—95	22,42	5,75	30,16	64,04
95—122	22,94	12,60	42,83	44,57
122—150	12,51	20,16	33,53	46,31
150—200	13,16	24, 6	18,94	56,80
НК—200	81,96	12,07	28,40	59,53

распределение углеводородов в ряду следующее (в %): C_5 — 4,2; C_6 — 4,6; C_7 — 4,8; C_8 — 3,7; C_9 — 2,2; C_{10} — 1,1; C_{11} — 0,6; C_{12} — 0,7; C_{13} — 0,5; C_{14} — 0,4; C_{15} — 0,4; C_{16} — 0,4; C_{17} — 0,6; C_{18} — 0,2; C_{19} — 0,1.

Изучение фазовых превращений газоконденсатной пластовой смеси показало, что давление начала конденсации равно 23,5 МПа, давление максимальной конденсации — 7,0 МПа. Коэффициент конденсатоотдачи при конечном пластовом давлении 0,1 МПа равен 0,79.

Западно-Таркосалинское месторождение

Оно приурочено к одноименной структуре. В пределах месторождения разведаны запасы газа в отложениях сеномана. В валанжин-готеривских отложениях открыто семь газоконденсатных залежей: БП₄, БП₅, БП₆, БП₇, БП₈, БП₉ и БП₁₁.

Полный комплекс газоконденсатных исследований проведен по залежам пластов БП₁₁, БП₅ и БП₄.

Залежь пласта БП₁₁. Пластовое давление в залежи 26,2 МПа, температура 78 °С. На газоконденсатность залежь исследована в скв. 98. В составе пластового газа молярная доля углеводородов C_{5+} , этана, пропана и бутанов соответственно равна (в %): 6,99; 8,17; 5,19 и 2,01, или (в г/м³): 327, 118, 110 и 46. Азота в пластовом газе содержится 0,73 %, углекислого газа — 0,14 %.

При давлении сепарации 4,3 МПа и температуре — 2 °С выход насыщенного конденсата составит 744 см³/м³, стабильного — 379 см³/м³. В 1 м³ насыщенного конденсата растворено 108 м³ газа или в пересчете на 1 т стабильной жидкости — 260 м³.

Плотность конденсата 0,7400 г/см³, молекулярная масса 99.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	36	остатка	1,5
Отгон при температуре, °С:		Массовая доля, %:	
10 %	56	серы	0,014
50 %	116	парафинов	0,010
90 %	290	Вязкость, м ² /с:	
Конец кипения, °С	333	при 20 °С	10 ⁻⁴ · 0,795
Объемная доля, %:		при 0 °С	10 ⁻⁴ · 1,037
отгона	96	Температура застывания,	
		°C	—37

Групповой углеводородный состав конденсата приведен в табл. IV.63.

Опыты по дифференциальной конденсации показали, что давление начала конденсации системы равно пластовому, а давление максимальной конденсации — 8,0 МПа. Потенциальное содержание конденсата при давлении 8,0 МПа (рис. IV.23) равно 110 г/м³ или приблизительно в 3 раза меньше начального потенциального содержания конденсата. При давлении 3,0 МПа количество извлеченного из пласта конденсата составит 150 г/м³, или около 50 % начальных запасов. Коэффициент конденсатоотдачи при пластовом давлении 0,1 МПа составит 0,58.



Рис. IV.23. Распределение углеводородов C₅₊ при разработке на истощение залежи БН₁₁ Западно-Таркосалинского месторождения.
1—4 — см. рис. IV.5

ТАБЛИЦА IV.63

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	14,05	—	—	100,00
60—95	20,32	4,60	34,34	61,06
95—122	16,92	9,00	44,59	46,41
122—150	10,33	16,38	35,96	47,66
150—200	13,13	21,40	17,91	60,69
НК—200	74,75	9,30	27,56	63,14

Залежь пласта БП₉. Изучена в скв. 98. Плотность конденсата 0,7741 г/см³, молекулярная масса 113.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	64	остатка	1
Отгон при температуре, С°:		Массовая доля, %:	
10 %	90	серы	0,02
50 %	155	парафинов	0,02
90 %	289	Вязкость, м ² /с:	
Конец кипения, °С	347	при 20 °С	10 ⁻⁴ · 1,21
Объемная доля, %:		при 0 °С	10 ⁻⁴ · 1,63
отгона	98	Температура застывания, °С	-27

Групповой углеводородный состав конденсата приведен в табл. IV.64.

Залежь пласта БП₅. На газоконденсатность залежь изучена в скв. 10. В составе пластового газа молярная доля углеводородов C₅₊, этана, пропана и бутанов соответственно равна (в %): 4,49; 8,46; 5,32 и 1,92, или (в г/м³): 192, 116, 120 и 40. Азота в пластовом газе содержится 0,35 %, углекислого газа — 0,89 %.

ТАБЛИЦА IV.64

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	11,20	—	—	100,00
60—95	12,48	4,26	41,74	54,00
95—122	17,08	9,60	44,30	43,10
122—150	12,46	18,90	30,41	50,69
150—200	19,70	21,42	17,68	60,90
НК—200	72,92	11,99	27,50	60,51

При давлении сепарации 4,0 МПа и температуре -2°C выход насыщенного конденсата равен $410\text{ см}^3/\text{с}$, стабильного — $295\text{ см}^3/\text{м}^3$. В 1 м^3 насыщенного конденсата растворено 125 м^3 газа или на 1 т стабильного конденсата приходится 276 м^3 газа.

Плотность конденсата $0,7296\text{ г/см}^3$, молекулярная масса 96.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	44	Объемная доля, %:	
Отгон при температуре °С:		отгона	96
10 %	75	остатка	4
50 %	138	Вязкость, $\text{м}^2/\text{с}$:	
90 %	276	при температуре 20°C	$10^{-4} \cdot 0,797$
Конец кипения, °С	312	при 0°C	$10^{-4} \cdot 1,017$

Групповой углеводородный состав приведен в табл. IV.65.

ТАБЛИЦА IV.65

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	12,28	—	—	100,00
60—95	17,24	1,84	39,75	58,41
95—122	15,59	3,60	51,09	45,31
122—150	11,48	10,84	35,66	63,50
150—200	13,70	12,60	26,22	61,18
НК—200	70,30	5,49	32,00	62,51

Давление начала конденсации равно пластовому. Потенциальное содержание конденсата при давлении максимальной конденсации ($10,0\text{ МПа}$) уменьшаются по сравнению с начальным (181 г/м^3), более чем в 2 раза и составит 77 г/м^3 . Коэффициент конденсатоотдачи при $0,1\text{ МПа}$ равен $0,67$. При давлении $3,0$ — $3,5\text{ МПа}$ (окончание промышленной разработки) будет извлечено 90 г/м^3 , или 50% от начальных запасов конденсата.

Залежь пласта БП4. На газоконденсатстве залежь изучена в скв. 10. В составе пластового газа молярная доля C_{5+} ,

этана, пропана, бутанов соответственно равна (в %): 4,05; 6,28; 5,02; 1,98, или (в г/м³): 177, 85, 99, 52. Выход насыщенного конденсата при давлении сепарации 4,0 МПа и температуре — 2 °С равен 360 см³/м³, стабильного — 226 см³/м³. В 1 м³ насыщенного конденсата растворено 116 м³ газа, на 1 т стабильного конденсата приходится 250 м³ газа.

Плотность конденсата 0,7234 г/см³, молекулярная масса 100.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	41	Объемная доля, %:	
Отгон при температуре, °С:		отгона	97
10 %	70	остатка	3
50 %	120	Вязкость, м ² /с:	
90 %	260	при 20 °С	10 ⁻⁴ · 0,871
Конец кипения, °С	276	при 0 °С	10 ⁻⁴ · 1,041

Групповой углеводородный состав конденсата приведен в табл. IV.66.

ТАБЛИЦА IV.66

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	17,14	—	—	100,00
60—95	15,86	1,84	26,50	71,66
95—122	16,59	5,28	33,15	61,57
122—150	9,87	10,58	27,72	61,70
150—200	13,32	13,59	22,47	63,94
НК—200	72,78	5,32	21,20	73,28

Термодинамические исследования показали, что давление начала конденсации равно пластовому, давление максимальной конденсации — 10,0 МПа. Коэффициент конденсатоотдачи равен 0,76.

Песцовое месторождение

Оно приурочено к одноименному локальному поднятию, расположенному в сводовой части Песцового вала. На месторождении открыты три газоконденсатные залежи БН₉, БН₈ и БН₈⁰ (мегионская свита).

На газоконденсатную характеристику изучены две залежи БН₈ и БН₈⁰.

Залежь пласта БН₈. Пластовое давление в залежи 30,6 МПа, температура 87 °С. На газоконденсатность залежь изучена в скв. 3 и 4. В составе пластового газа молярная доля углеводородов C₅₊, этана, пропана и бутанов соответственно равна (в %): 8,28; 7,47; 3,79 и 1,76, или (в г/м³): 403, 108, 80 и 49.

Выход насыщенного конденсата при давлении сепарации 5,0 МПа и температуре — 5 °С равен 728 см³/м³, стабильного — 524 см³/м³. В 1 м³ насыщенного конденсата растворено 114 м³

газа, что в пересчете на 1 т стабильного конденсата составит 228 м³. Плотность конденсата 0,7443 г/м³, молекулярная масса 111.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	60	Конец кипения, °С	350
Отгон при температуре, °С:		Объемная доля, %:	
10 %	85	отгона	97
50 %	150	остатка	2
90 %	300		

Групповой углеводородный состав конденсата приведен в табл. IV.67.

ТАБЛИЦА IV.67

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	11,34	—	—	100,00
60—95	18,24	4,03	8,49	49,42
95—122	15,16	10,20	5,92	50,74
122—150	14,15	14,49	4,83	51,36
150—200	15,71	19,31	2,85	62,58
НК—200	74,57	9,60	29,62	60,48

Ряд нормальных алканов представлен углеводородами C₆—C₂₃. Распределение их следующее (в %): C₆ — 1,2; C₇ — 4,6; C₈ — 8,7; C₉ — 7,2; C₁₀ — 4,8; C₁₁ — 3,9; C₁₂ — 3,0; C₁₃ — 2,4; C₁₄ — 1,9; C₁₅ — 1,2; C₁₆ — 1,0; C₁₇ — 1,3; C₁₈ — 0,6; C₁₉ — 0,4; C₂₀ — 0,2; C₂₁ — 0,1; C₂₂ — 0,1; C₂₃ — 0,1.

Термодинамические исследования показали, что давление начала конденсации равно пластовому. Давление максимальной конденсации составляет 15,0 МПа. В процессе разработки залежи потенциальное содержание конденсата в залежи будет равномерно уменьшаться и при давлении 14,0 МПа составит 122 г/м³. Количество извлеченного из пласта конденсата в составе отбираемого газа при пластовом давлении 14,0 МПа составит 160 г/м³, при давлении 3,0 МПа — 200 г/м³, или 47 % от начальных запасов. Коэффициент конденсатоотдачи при падении давления в залежи до 0,1 МПа равен 0,62.

Пласт БН₈. На газоконденсатность пласт изучен в скв. 3. В составе пластового газа молярная доля углеводородов C₅₊, этана, пропана и бутанов соответственно равна (в %): 5,95; 7,47; 4,12 и 1,65, или (в г/м³): 294, 106, 86 и 45. При температуре сепарации —2 °С и давлении 5,0 МПа выход насыщенного конденсата равен 596 см³/м³, стабильного — 423 см³/м³. В 1 м³ сырого конденсата растворено 117 м³ газа, или на 1 т стабильного конденсата приходится 249 м³ газа.

Плотность конденсата 0,7473 г/см³, молекулярная масса 107.

Фракционный состав

Начало кипения, °С 75	Конец кипения, °С 351
Отгон при температуре, °С:	Объемная доля, %:
10 % 103	отгона 98
50 % 165	остатка 2
90 % 295	

Групповой углеводородный состав конденсата приведен в табл. IV.68.

ТАБЛИЦА IV.68

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	5,43	—	—	100,00
60—95	17,86	4,03	27,35	68,62
95—122	18,14	10,80	30,32	58,88
122—150	11,71	15,75	35,39	48,86
150—200	13,86	19,31	12,10	68,59
НК—200	67,00	10,75	24,18	65,07

Ряд нормальных алканов представлен углеводородами C_5-C_{23} . Распределение их в ряду следующее (в %): $C_5-4,7$; $C_6-5,7$; $C_7-5,2$; $C_8-4,3$; $C_9-3,3$; $C_{10}-2,3$; $C_{11}-2,3$; $C_{12}-1,6$; $C_{13}-1,6$; $C_{14}-1,3$; $C_{15}-1,0$; $C_{16}-0,8$; $C_{17}-1,1$; $C_{18}-0,6$; $C_{19}-0,3$; $C_{20}-0,2$; $C_{21}-0,1$; $C_{22}-0,1$; $C_{23}-0,1$.

Термодинамические исследования показали, что давление начала конденсации равно пластовому, давление максимальной конденсации для насыщенного конденсата равно 12,5 МПа, для стабильного 8,0 МПа. Потенциальное содержание конденсата будет уменьшаться и при давлении в залежи, равном 9,0 МПа, составит 71 г/м³, т. е. 24 % от первоначального (кривая 2, рис. IV.24). Отбор конденсата из пласта к концу промышленной разработки составит 155 г/м³, или 53 % от начальных запасов. Коэффициент конденсатоотдачи равен 0,62.

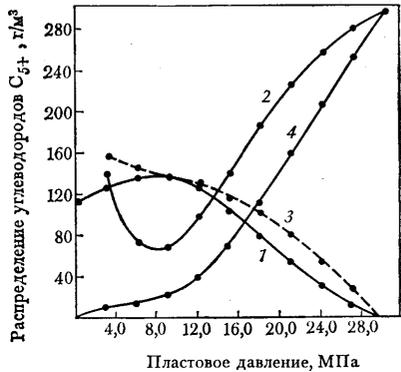


Рис. IV.24. Распределение углеводородов C_5+ при разработке на истощение залежи пласта БН₈⁰ Песцового месторождения. 1—4 — см. рис. IV.5

Северо-Уренгойское месторождение

Это месторождение приурочено к Оликумскому куполовидному поднятию, расположенному в северной части Уренгойского вала. При испытании скв. 400 в пласте БУ₁₀ открыта газоконденсатная

залежь. Пластовое давление в залежи 30,0 МПа, температура 77 °С. Молярная доля углеводородов C₅₊, этана, пропана и бутанов в пластовом газе соответственно равна (в %): 4,25; 4,19; 2,15; и 1,23, или (в г/м³): 187, 56, 42 и 32. Азота в пластовом газе содержится 0,44 %, углекислого газа 0,19 %.

При давлении сепарации 4,4 МПа и температуре 2 °С выход насыщенного конденсата составляет 319 см³/м³, стабильного — 235 см³/м³. В 1 м³ насыщенного конденсата растворено 83 м³ газа, что в пересчете на 1 т стабильного конденсата составит 150 м³.

Плотность конденсата 0,7380 г/см³, молекулярная масса 101.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	46	Объемная доля, %:	
Отгон при температуре, °С:		отгона	97
10 %	71	остатка	1,0
50 %	126	Массовая доля серы, %	0,0098
90 %	265	Вязкость, м ² /с:	
Конец кипения, °С	293	при 20 °С	10 ⁻⁴ · 0,88
		при 0 °С	10 ⁻⁴ · 1,13

Групповой углеводородный состав конденсата приведен в табл. IV.69.

ТАБЛИЦА IV.69

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	7,95	—	—	100,00
60—95	23,19	2,30	35,17	62,53
95—122	20,25	6,00	47,94	46,06
122—150	12,69	11,97	40,49	47,54
150—200	13,79	17,88	24,64	57,48
200—250	15,16	18,37	13,49	68,16
250—300	5,79	21,48		
НК—300	98,82	9,87	28,79	61,34

По групповому углеводородному составу данный конденсат относится к метаново-нафтеновому типу.

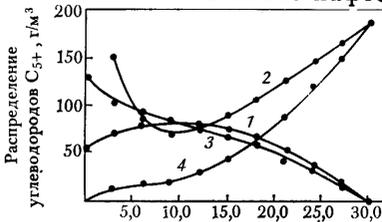


Рис. IV.25. Распределение углеводородов C₅₊ при разработке на истощение залежи БУ₁₀ Северо-Уренгойского месторождения.

1—4 — см. рис. IV.5

Как показали результаты хроматографических исследований, нормальные алканы представлены углеводородами C₅—C₂₁. Причем на долю C₅₋₈ приходится 63 %. Относительное распределение углеводородов следующее (в %): C₅—5,9; C₆—4,4; C₇—4,6; C₈—3,9; C₉—2,6; C₁₀—1,7; C₁₁—1,6; C₁₂—1,1; C₁₃—0,9; C₁₄—0,8; C₁₅—0,6; C₁₆—0,5; C₁₇—0,5; C₁₈—0,3; C₁₉—0,2; C₂₀—0,1; C₂₁—0,1.

Исследование фазовых превращений показало, что давление начала конденсации равно пластовому, давление максимальной конденсации — 10,0 МПа (рис. IV.25). При этом давлении в газовой фазе содержание C_{5+} составит 71 г/см³ (кривая 3). При пластовом давлении, равном 3,0 МПа, отбор конденсата из пласта составит 104 г/м³. При пластовом давлении 0,1 МПа в порах пласта выпадет конденсата 56 г/м³. Конечный коэффициент конденсатоотдачи будет равен 0,70.

Наряду с изменением потенциального содержания конденсата в составе пластового газа по мере падения давления в залежи будет изменяться и фракционный состав конденсата.

Из рис. IV.25 видно, что если при начальном пластовом давлении 90 % конденсата выкипает при температуре 235 °С, то при давлении 24,0 МПа этот конденсат выкипает при 175 °С, а при 10,0 МПа — при температуре, равной 120 °С.

Существенно изменяется выход товарных фракций конденсата по мере падения пластового давления. Например, дизельная фракция, отобранная при температуре свыше 150 °С и давлении 24,0 МПа, уменьшится до 26 % против 35 % в начальный период. Исчезнет данная фракция в составе конденсата при давлении 16,0 МПа.

Заполярное месторождение

Это месторождение многопластовое, приурочено к Заполярному поднятию. Простирание структуры субмеридиональное. В разрезе выявлены залежи газа и газоконденсата в пластах БТ₁₁, БТ₁₀ (верхи меглонской свиты), БТ₈₋₉, БТ₃₋₇, АТ₃ (отложения вартовской свиты), ПК (верхи покурской свиты), ИТ₁₋₂ (низы березовской свиты). Залежи пластов БТ₁₀, БТ₈₋₉, БТ₃₋₇ имеют нефтяные оторочки различного размера.

Залежь пласта БТ₁₁. Опробована в скв. 46, 51 и 54. Плотность конденсата 0,7507 г/см³, молекулярная масса 104.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	40	остатка	1
Отгон при температуре, °С:		Массовая доля, %:	
10 %	58	серы	0,014
50 %	128	парафинов	0,095
90 %	284	Вязкость, м ² /с:	
Конец кипения, °С	>300	при 20 °С	10 ⁻⁴ · 0,85
Объемная доля, %:		при 0 °С	10 ⁻⁴ · 1,08
отгона	97		

Групповой углеводородный состав приведен в табл. IV.70.

Ряд нормальных алканов представлен углеводородами C_6 — C_{20} . На долю C_{5-8} приходится 50 %, на долю C_{5-16} — 95 %. Распределение углеводородов в ряду следующее (в %): C_6 — 5,1; C_7 — 7,2; C_8 — 5,8; C_9 — 3,7; C_{10} — 3,3; C_{11} — 2,7; C_{12} — 2,5; C_{13} — 1,6; C_{14} — 1,1; C_{16} — 0,8; C_{17} — 0,8; C_{18} — 0,4; C_{19} — 0,2; C_{20} — 0,1.

ТАБЛИЦА IV.70

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	9,52	—	—	100,00
60—95	24,53	3,60	40,55	55,85
95—122	19,05	8,54	61,32	30,14
122—150	9,05	20,80	44,55	34,65
150—200	12,98	30,08	39,29	30,68
200—250	16,68	42,28	21,52	36,20
250—300	5,59	33,60		66,40
НК—300	97,42	17,69	35,27	47,04

Залежь пласта БТ₁₀. В составе пластового газа молярная доля углеводородов C₅₊, этана, пропана и бутанов соответственно составляет (в %): 4,76; 5,38; 2,77 и 1,12, или (в г/м³): 214, 72, 55 и 29. Молярная доля углекислого газа и азота соответственно равна 0,2 и 0,3 %. При давлении сепарации 5,0 МПа и температуре —7 °С выход насыщенного конденсата равен 380 см³/м³, стабильного —270 см³/м³. Из 1 м³ насыщенного конденсата выделяется 60 м³ газа дегазации, что в пересчете на 1 т стабильного конденсата равно 134 м³ газа.

Плотность конденсата 0,7392 г/см³, молекулярная масса 102.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	43	Массовая доля, %:	
Отгон при температуре, °С:		серы	0,011
10 %	58	парафинов	0,012
50 %	129	Вязкость, м ² /с:	
90%	263	при 20 °С	10 ⁻⁴ · 0,86
Конец кипения, °С	340	при 0 °С	10 ⁻⁴ · 1,09
Объемная доля, %:		Температура застывания, °С	-56
отгона	98,5		
остатка	0,5		

Групповой углеводородный состав конденсата приведен в табл. IV.71.

ТАБЛИЦА IV.71

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	8,67	—	—	100,00
60—95	22,39	2,30	23,45	74,25
95—122	18,89	7,20	21,34	71,46
122—150	10,43	11,97	13,65	74,38
150—200	14,43	16,45	4,18	79,37
НК—200	74,81	7,37	15,10	77,58

Нормальные алканы представлены рядом углеводородов C₅—C₁₈. В конденсате фракция нормальных алканов составляет 38 %, в том числе: C₅ — 6,1; C₆ — 4,9; C₇ — 5,5; C₈ — 3,7; C₉ — 2,8; C₁₀ — 1,8; C₁₁ — 1,6; C₁₂ — 1,1; C₁₃ — 0,7; C₁₄ — 0,6; C₁₅ — 0,4; C₁₆ — 0,4; C₁₇ — 0,2; C₁₈ — 0,1.

Плотность нефти пласта БТ₁₀ равна 0,8420 г/см³, молекулярная масса 199. Температура начала кипения равна 76 °С, объемная доля выхода фракций при температурах до 150, 250 и 300 °С соответственно равна (в %): 44; 44. Вязкость нефти (в м²/с): при 20 °С — 6,31·10⁻⁴; при 50 °С — 3,16·10⁻⁴. Содержание (в %): серы — 0,12, парафинов — 4,05, смол селикагеновых — 4,59, асфальтенов — 0,10.

Групповой углеводородный состав нефти приведен в табл. IV.72.

ТАБЛИЦА IV.72

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	0,69	—	—	100,00
60—95	8,72	1,72	46,05	52,23
95—122	6,31	3,00	42,84	54,16
122—150	9,70	15,12	38,74	46,14
150—200	15,60	21,90	58,58	19,52
200—250	12,56	25,92	50,00	24,08
250—300	10,10	26,97	45,64	27,34
НК—300	63,68	17,61	47,91	34,48

Давление начала конденсации системы равно пластовому, давление максимальной конденсации по насыщенному конденсату — 12,0 МПа, по стабильному — 6,0 МПа. Потенциальное содержание конденсата будет равномерно уменьшаться со снижением пластового давления. При давлении 20,0 МПа оно будет равно 176 г/м³ вместо 214 г/м³ начальной величины, а при давлении 15,0 МПа — половине начального. Минимальная величина составит 62 г/м³ при давлении 5,5—6,0 МПа. В составе газа из пласта будет извлечено 50 % конденсата при давлении 9,0 МПа.

Залежь пласта БТ₈₋₉. В составе пластового газа молярная доля С₅₊, этана, пропана и бутанов соответственно равна (в %): 3,82; 8,26; 3,61 и 1,16, или (в г/м³): 171, 112, 72 и 31. Содержание негорючих газов (азота и углекислого газа) составляет 0,51 %.

Выход насыщенного конденсата при давлении сепарации 5,0 МПа и температуре —10 °С равен 346 см³/м³, стабильного — 249 см³/м³. Исследование состава сырого газа конденсата показало, что в 1 м³ последнего содержится растворенного газа 73 м³ (на 1 т стабильного конденсата приходится 144 м³ газа).

Плотность и молекулярная масса углеводородов С₅₊, выделенных из сырого конденсата, соответственно равны 0,7570—0,7750 г/см³ и 99—107.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	30	Объемная доля, %:	
Отгон при температуре, °С:		отгона	96
10 %	61	остатка	4
50 %	125	Массовая доля, %:	
90 %	278	серы	0,0016
Конец кипения, °С	>330	парафинов	Следы

Температура застывания,
°C -50

Вязкость, м²/с:
при 20 °C 10⁻⁴ · 0,68
при 0 °C 10⁻⁴ · 0,995

Групповой углеводородный состав конденсата приведен в табл. IV.73.

ТАБЛИЦА IV.73

Температурные пределы отбора фракций, °C	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	21,65	—	—	100,00
60—95	24,25	4,03	34,54	61,43
95—122	14,98	8,40	48,55	43,05
122—150	12,69	16,38	31,36	52,26
150—200	9,34	20,72	15,85	63,43
НК—200	82,91	7,55	25,45	67,00

Плотность нефти пласта БТ₉ 0,8260—0,8430 г/см³, молекулярная масса 170—190. Температура начала ее кипения 93—118 °C. Объемная доля выхода фракций при температурах до 150, 200, 250, 300 °C соответственно равна (в %): 7—16, 20—31, 39—45, 50—60. Вязкость нефти (в м²/с): при 20 °C — 10⁻⁴ (4,3—6,9); при 50 °C — 10⁻⁴ · 3,0. Содержание (в %) серы — 0,05, парафинов 5,0—8,5, смол силикагелевых — до 4, асфальтенов — 0,1.

Групповой углеводородный состав нефти приведен в табл. IV.74.

ТАБЛИЦА IV.74

Температурные пределы отбора фракций, °C	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	0,24	—	—	100,00
60—95	4,99	2,30	31,22	66,48
95—122	8,28	7,80	36,90	55,30
122—150	4,56	14,49	32,06	53,45
150—200	10,04	15,75	50,55	33,70
200—250	10,00	94,45	31,35	44,20
250—300	15,65	25,52	31,65	42,83
НК—300	53,76	17,58	35,79	46,63

В результате исследования фазового изменения пластового газа установлено, что давление максимальной конденсации составляет 12,0 МПа. Уже при небольшом снижении пластового давления будет наблюдаться значительное уменьшение содержания конденсата в извлекаемом из пласта газе. Так, если начальное потенциальное содержание конденсата равно 171 г/м³, то при снижении пластового давления на 30 %, это содержание уменьшится до 130 г/м³ (кривая 2, рис. IV.26). Столь же интенсивное снижение потенциального содержания конденсата в отбираемом газе будет наблюдаться и при дальнейшем падении пластового давления. При пластовом давлении 6,0 МПа потен-

циальное его содержание составит 85 г/м³, или 50% от начальных запасов. При снижении пластового давления до 3,0 МПа извлекаемое количество конденсата составит 112 г/м³, или 35% от начальных запасов (см. рис. IV.26, кривая 3).

Коэффициент конденсатоотдачи при пластовом давлении 0,1 МПа равен 0,60.

Фракционный состав конденсата по мере падения пластового давления в залежи будет существенно меняться. Так, если при начальном пластовом давлении конденсат выкипает при температуре 330 °С, то уже при давлении 25,0 МПа в нем будет потеряна фракция, выкипающая при температуре >247 °С. При давлении 20,0 МПа температура конца кипения конденсата будет 170 °С, при 15,0 МПа — 138 °С, при 10,0 МПа — 130 °С. Температура выкипания 90% конденсата при рассмотренных пластовых давлениях соответственно равна 250, 208, 155, 122 и 110 °С. Из приведенных данных видно, что уже на начальном этапе разработки в конденсате уменьшается содержание фракции дизельного топлива (150 °С). Данная фракция исчезнет при пластовом давлении 16,5 МПа.

Залежь пластов в БТ₃₋₇. Плотность конденсата 0,7310—0,7400 г/см³, молекулярная масса 100—103.

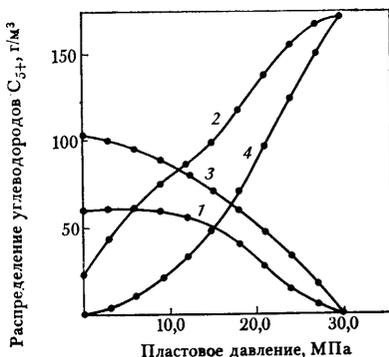


Рис. IV.26. Распределение углеводородов C₅₊ при разработке залежи БТ₃ Заполярного месторождения. 1—4 — см. рис. IV.5

Фракционный состав

Начало кипения, °С	36	Объемная доля, %:	
Отгон при температуре, °С:		отгона	95
10%	64	остатка	3
50%	136	Вязкость, м ² /с:	
90%	190	при 20 °С	10 ⁻⁴ · 0,87
Конец кипения, °С	>300	при 0 °С	10 ⁻⁴ · 1,149
		Содержание серы	Следы

Ряд нормальных алканов представлен углеводородами C₅₋₁₇. Относительное их распределение в ряду следующее (в %): C₅ — 8,2; C₆ — 4,8; C₇ — 3,6; C₈ — 4,0; C₉ — 4,7; C₁₀ — 2,7; C₁₁ — 2,0; C₁₂ — 1,4; C₁₃ — 1,2; C₁₄ — 1,5; C₁₅ — 0,8; C₁₆ — 1,1; C₁₇ — 1,0.

Групповой углеводородный состав конденсата приведен в табл. IV.75.

Плотность нефти нефтяной оторочки залежей пластов ТП₃₋₇ равна 0,8260—0,8430 г/см³, молекулярная масса 171—175. Температура начала ее кипения равна 93—118 °С. Объемная доля выхода фракций при температурах до 150, 200, 250 и 300 °С соответственно составляет (в %): 7—16; 20—31; 51—60 и 41—50. Вязкость (в м²/с): при 20 °С 10⁻⁴ (4,3—6,9), при 50 °С 10⁻⁴ (9,4—3,0).

ТАБЛИЦА IV.75

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	15,96	—	—	100,00
60—95	15,36	2,30	35,42	62,28
95—122	13,83	4,80	43,98	51,22
122—150	13,03	11,97	44,11	43,92
150—200	13,03	17,14	53,86	63,70
200—250	71,21	6,74		

Массовая доля (в %): парафина 5,0—8,5; серы до 0,05; смол силикагелевых — 2,3—4,9, асфальтенов — до 0,16.

Групповой углеводородный состав приведен в табл. IV.76.

ТАБЛИЦА IV.76

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	0,24	—	—	100,00
60—95	4,99	2,30	31,22	66,48
95—122	8,28	7,80	36,90	55,30
122—150	4,56	14,49	32,06	53,45
150—200	10,04	15,75	50,55	33,70
200—250	10,00	24,45	31,55	44,20
250—300	15,65	25,52	31,65	42,83
НК—300	57,76	17,58	35,79	46,63

Пальяновское месторождение

Месторождение приурочено к Пальяновскому куполовидному поднятию, расположенному в сводовой части Красноленинского свода.

На газоконденсатную характеристику изучена юрская залежь в скв. 55 (интервал испытания 2415—2483 м). Пластовое давление в залежи — 25,1 МПа, температура — 121 °С. В составе пластового газа молярная доля углеводородов C_{5+} , этана, пропана и бутанов соответственно равна (в %): 4,78; 12,39; 6,24 и 2,32, или (в г/м³): 209, 166, 122 и 60; негорючих компонентов (азота и углекислого газа) 0,41 и 3,44 %. В 1 м³ насыщенного конденсата растворено 68 м³ газа или на 1 т стабильного конденсата приходится 126 м³ газа.

Плотность конденсата 0,7309 г/см³, молекулярная масса 100.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	46	остатка	1
Отгон при температуре, °С:		Массовая доля серы, %	0,019
10 %	68	Температура застывания, °С	—50
50 %	14	Вязкость, м ² /с:	
90 %	242	при 20 °С	10 ⁻⁴ · 0,83
Конец кипения, °С	330	при 0 °С	10 ⁻⁴ · 1,02
Объемная доля, %:			
отгона	98		

Групповой углеводородный состав конденсата приведен в табл. IV.77.

ТАБЛИЦА IV.77

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	7,80	—	—	100,00
60—95	26,96	5,75	31,10	63,15
95—122	20,60	12,60	34,96	52,44
122—150	13,66	23,13	15,34	61,35
150—200	14,76	20,72	3,96	75,32
НК—200	83,78	12,40	21,80	65,80

В результате термодинамических исследований установлено, что давление начала конденсации системы равно первоначальному пластовому, а давление максимальной конденсации соответствует 11,2 МПа. Коэффициент конденсатоотдачи равен 0,66.

Соленинское месторождение

Месторождение в тектоническом отношении связано с юго-западным погружением Мессояхского куполовидного поднятия. Промышленная продуктивность связана с песчаными пластами СД₃₋₄ и СД₅₋₆ суходудинской свиты (валанжин-готеривские отложения). Исследования на газоконденсатность проведены при опробовании скв. 129, 15 и 7 на глубинах 2170—2350 м.

Залежь СД₅₋₆. Пластовое давление в залежи 23,0 МПа, температура 52 °С.

В составе пластового газа молярная доля углеводородов С₅₊, этана, пропана и бутанов соответственно равна (в %): 0,92; 3,70; 0,12 и 0,16, или (в г/м³): 39, 47, 2 и 4. Молярная доля углекислого газа составляет 0,34 %, азота — 0,25 %. При давлении сепарации 6,0 МПа и температуре — 7 °С выход насыщенного конденсата равен 74 см³/м³, стабильного — 50 см³/м³. В 1 м³ сырого конденсата растворено 108 м³ газа, в 1 м³ стабильного — 74 м³ газа, на 1 т стабильного конденсата приходится 96 м³ газа.

Плотность конденсата 0,7910 г/см³, молекулярная масса 111.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	104	Объемная доля, %:	
Отгон при температуре, °С:		отгона	98
10 %	113	остатка	1
50 %	147	Вязкость, м ² /с:	
90 %	237	при 20 °С	10 ⁻⁴ · 1,11
Конец кипения, °С	300	при 0 °С	10 ⁻⁴ · 1,31

Групповой углеводородный состав конденсата приведен в табл. IV.78.

ТАБЛИЦА IV.78

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтяных	метановых
До 60	0,96	—	—	100,00
60—95	6,60	1,15	55,61	43,24
95—122	12,53	1,20	47,28	51,52
122—150	12,53	2,52	70,67	26,81
150—200	23,09	12,16	65,88	21,96
НК—200	55,71	6,0	60,40	33,60

Ряд нормальных алканов представлен углеводородами $C_8 - C_{14}$. Относительное их распределение в ряду следующее (в %): $C_8 - 0,4$, $C_9 - 1,9$; $C_{10} - 11,9$; $C_{11} - 3,6$; $C_{12} - 2,0$; $C_{13} - 3,6$; $C_{14} - 0,4$.

Исследования на бомбе УГК-3 показали, что давление начала конденсации равно начальному пластовому, давление максимальной конденсации — 9,1 МПа. При этом давлении в пласте выделится $85 \text{ см}^3/\text{м}^3$ конденсата. Со снижением давления в залежи до 0,1 МПа конденсата выделится $32 \text{ г}/\text{м}^3$. Конечный коэффициент конденсатоотдачи составит 0,69.

Залежь СД₃₋₄. Пластовое давление 21,6 МПа, температура 45 °С. В составе пластового газа молярная доля углеводородов C_{5+} (этана, пропана и бутанов) соответственно равна (в %): 0,32; 2,59; 0,02; следы, или (в $\text{г}/\text{м}^3$): 17, 33 и 0,37. Содержание азота в пластовом газе составляет 0,40 %, углекислого газа — 0,15 %.

При давлении сепарации 5,0 МПа и температуре — 15 °С, выход насыщенного конденсата равен $27 \text{ см}^3/\text{м}^3$, стабильного — $21 \text{ см}^3/\text{м}^3$. В 1 м^3 насыщенного конденсата растворено 35 м^3 газа, в 1 м^3 стабильного — 27 м^3 , на 1 т стабильного конденсата приходится 34 м^3 газа.

Плотность конденсата $0,8030 \text{ г}/\text{см}^3$, молекулярная масса 121.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	122	Объемная доля, %:	
Отгон при температуре, °С:		отгона	99
10 %	148	остатка	1
50 %	181	Вязкость, $\text{м}^2/\text{с}$:	
90 %	240	при 20 °С	$10^{-4} \cdot 1,17$
Конец кипения, °С	300	при 0 °С	$10^{-4} \cdot 2,33$

Пеляткинское месторождение

Месторождение приурочено к одноименному брахиантиклинальному поднятию, осложняющему центральную часть Танамского вала. Продуктивность связана с валанжин-готеривскими отложениями (суходудинская свита). На газоконденсатность исследованы две залежи.

Нижняя залежь. На газоконденсатность изучена в скв. 5 (интервал 2617—2625 м). В составе пластового газа молярная доля углеводородов C_{5+} , этана, пропана, и бутанов соответственно равна

(в %): 2,48; 4,05; 1,82 и 0,77, или (в г/м³): 105, 51, 33 и 18. Содержание азота — 0,96 %, углекислого газа 0,40 %.

При давлении сепарации 5,3 МПа и температуре —17 °С выход сырого конденсата составит 211 см³/м³, стабильного — 135 см³/м³. В 1 м³ конденсата растворено 140 м³ газа или 189 м³ газа приходится на 1 т стабильной жидкости.

Плотность конденсата 0,7460 г/см³, молекулярная масса 100.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	38	Объемная доля, %:	
Отгон при температуре, °С:		отгона	91
10 %	60	остатка	9
50 %	115	Массовая доля, %:	
90 %	280	серы	—
Конец кипения, °С	295	парафинов	0,06
		Вязкость при 20 °С, м ² /с 10 ⁻⁴	0,78

Групповой углеводородный состав конденсата приведен в табл. IV.79.

ТАБЛИЦА IV.79

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	17,98	—	—	100,00
60—95	20,06	4,60	42,93	52,47
95—122	15,34	9,00	45,04	45,96
122—150	11,44	16,38	48,08	35,54
150—200	14,01	19,30	36,32	44,38

Исследования фазовых превращений пластового газа показали, что давление начала конденсации равно 25,0 МПа, давление максимальной конденсации — 9,1 МПа, коэффициент конденсатоотдачи при давлении в залежи 0,1 МПа — 0,69. По изменению фракционного состава конденсата видно, что температура выкипания 90 % конденсата, отобранного при начальном пластовом давлении (26,0 МПа), соответствует 240 °С. Со снижением давления до 23,5; 18,0; 13,0 и 8,0 МПа. Эта температура снизится и соответственно составит 200, 150, 135, 130 °С. Температура выкипания 50 % конденсата находится в пределах 120—98 °С. Фракция дизельного топлива, выкипающая при температуре свыше 150 °С, содержится в конденсате при начальном пластовом давлении в залежи, равном 26,0 МПа, в количестве 27 %. При давлениях 23,5; 18,0 и 13,0 МПа содержание ее снизится соответственно до 20, 10 и 5 %. При давлении 8,0 МПа данная фракция исчезнет.

Верхняя залежь. Исследована в скв. 11, в интервале 2378—2391 м. В составе пластового газа молярная доля углеводородов C₅₊, этана, пропана и бутанов соответственно равна (в %): 0,26; 0,37; 2,95 и 0,56, или (в г/м³): 17, 37, 8 и 14.

Плотность конденсата 0,7475 г/см³, молекулярная масса 102.

Фракционный состав

Начало кипения, °С	50	Объемная доля, %:	
Отгон при температуре, °С:		отгона	97
10 %	92	остатка	2
50 %	122	Вязкость, м ² /с:	
90 %	160	при 20 °С	10 ⁻⁴ · 0,84
Конец кипения, °С	162	при 0 °С	10 ⁻⁴ · 1,07

Групповой углеводородный состав приведен в табл. IV.80.

ТАБЛИЦА IV.80

Температурные пределы отбора фракций, °С	Массовая доля выхода фракций, %	Массовая доля углеводородов, %		
		ароматических	нафтеновых	метановых
До 60	0,96	—	—	100,00
60—95	6,60	1,15	55,61	43,24
95—122	12,53	1,20	47,28	51,52
122—150	12,53	2,52	70,67	26,81
150—200	23,09	12,16	65,88	21,96
НК—200	55,71	6,00	60,40	31,88

Ряд нормальных алканов представлен углеводородами C₅₋₉ при максимальном содержании C₈. Относительное их распределение в ряду (в %): C₅ — 0,3; C₆ — 0,5; C₇ — 6,9; C₈ — 13,1; C₉ — 3,3.

Коэффициент конденсатоотдачи равен 0,90.

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО КОНДЕНСАТА И КОМПОНЕНТОВ ПЛАСТОВОГО ГАЗА

Анализ ресурсов природного газа показывает, что одна треть их сосредоточена в месторождениях, в газе которых содержание углеводородного конденсата, этана, пропана, бутанов и других ценных компонентов позволяет организовать крупномасштабное производство по глубокой переработке добываемого из недр сырья.

Как показывают результаты исследований ВНИИГаза, разведанные ресурсы этаносодержащих и сероводородсодержащих газов достаточны, чтобы комплексы по переработке этого сырья для производства этана, пропана и других продуктов эксплуатировались в течение 35—40 лет при сроке их окупаемости 4—5 лет.

Необходимость создания газохимических комплексов диктуется потребностями химии не только сегодняшнего дня, но и в будущем. Сейчас во всех горнодобывающих отраслях промышленности взят курс на комплексное использование всего получаемого сырья.

Придавая важное значение решению проблемы комплексной переработки добываемого из недр сырья, в системе газовой промышленности создана и успешно развивается газохимическая подотрасль. Первенец ее — Оренбургский комплекс, включающий установки комплексной подготовки газа, внутривидовые и межвидовые газо- и конденсатопроводы и газоперерабатывающий завод. Продукция этого комплекса: товарный газ — 45 млрд. м³/год; широкая фракция — 420 тыс. т/год; элементарная сера — 1080 тыс. т/год; этановая фракция — 1,2 млн. т/год.

Опыт проектирования, строительства и эксплуатации указанного комплекса показывает высокую эффективность создания такого типа предприятий.

Успешно эксплуатируется Мубарекский газоперерабатывающий комплекс в Средней Азии. Здесь при переработке этаносодержащих газов намечено получить газ и транспортировать его по магистральным газопроводам в районы потребления. Извлечение этана, пропана, бутанов и дальнейшая их переработка дают возможность получать полиэтилен, стирол, полипропилен, акриловую кислоту и другие продукты.

Наряду с переработкой природного газа научный и практический интерес представляет переработка конденсата.

Исследования, выполненные во ВНИИГазах, показали, что переработка газа на специальных заводах экономичнее первичной переработки нефти по получаемым продуктам.

Переработку углеводородного конденсата предполагается осуществлять на заводах по двум основным направлениям:

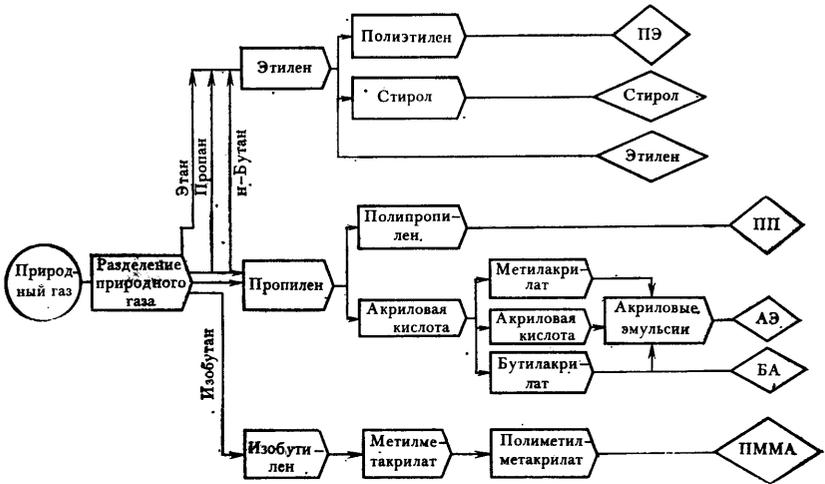


Рис. V.1. Схема химической переработки этана, пропана, бутанов на газохимическом комплексе

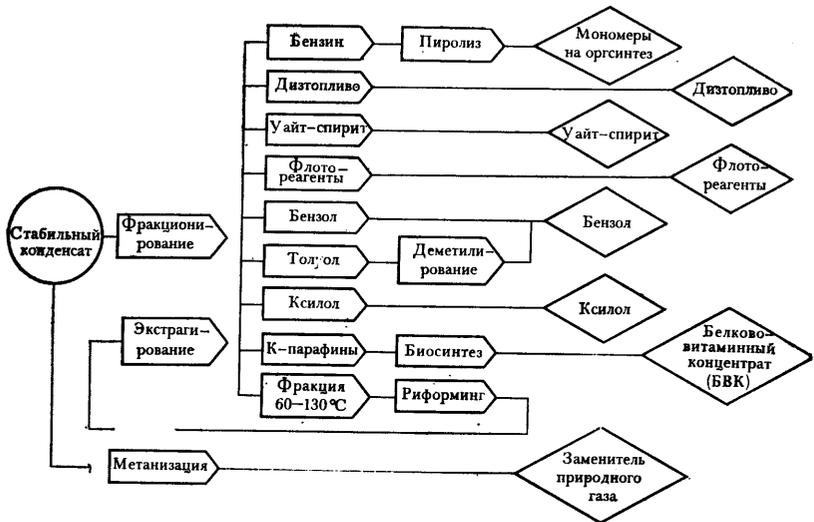


Рис. V.2. Схема глубокой переработки конденсата

1) химическому, с целью получения мономеров для промышленности органического синтеза (этил, пропилен, ацетилен, дивинил, бензол и т. п.);

2) топливному, для получения моторных топлив — автобензинов, керосинов и дизельных топлив.

Иногда экономически целесообразно сочетание этих направлений переработки. Таким образом, технический прогресс в области глубокого извлечения и более квалифицированного использования

ценных компонентов природного газа может быть достигнут только при комплексном использовании всего углеводородного сырья, входящего в состав добываемого газа. Такой подход позволит осуществлять переработку добываемой из недр углеводородной смеси с получением целевых продуктов (этана, пропана, бутанов, моторных топлив и других продуктов).

На рис. V.1 и V.2 приводятся принципиальные направления химической переработки природного газа и глубокой переработки углеводородного конденсата.

Из конденсата методами ректификации, экстракции и адсорбции получают фракции и отдельные компоненты, имеющие самостоятельное применение либо используемые как сырье при последующих технологических процессах нефтехимического производства. Кроме моторных топлив, из конденсата добывают ароматические углеводороды, растворители, флотореагенты, а пиролизом низкооктановых бензинов — этилен, пропилен и другие продукты. Иногда может оказаться выгодным конденсат метанизировать для получения заменителя природного газа.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОМПОНЕНТОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА И КОНДЕНСАТА В КАЧЕСТВЕ СЫРЬЯ ДЛЯ НЕФТЕХИМИИ

Углеводородные газовые компоненты пластовых газоконденсатных смесей — этан, пропан и н-бутан, фракция конденсата (бензиновая) керосино-газойлевая, а также фракция, после извлечения из которой ароматических углеводородов, представляют практически все основные виды углеводородного пиролизного сырья, широко используемого в мировой практике для производства этилена и его спутников.

У нас в стране высокими темпами развивается нефтехимическое производство. В табл. V.1 приводятся данные о темпах роста объемов производства важнейшей нефтехимической продукции.

Годы XI пятилетки и последующие будут также характеризоваться высокими темпами производства нефтехимической продукции.

ТАБЛИЦА V.1

Продукт	Прирост, %		Продукт	Прирост, %	
	1976—1980 гг.	средне-годовой		1976—1980 гг.	средне-годовой
Этилен	218	23,6	Бензол	355	51,0
Пропилен	189	17,8	Ксилолы	215	23,0
Бутадиен	144	8,8	Этилбензол	230	26,0
Изопрен	223	24,6			

Ароматические углеводороды, особенно бензол и его гомологи С₇₋₈, в настоящее время дефицитные виды сырья для промышленности органического синтеза.

Получение ближайших гомологов бензола — толуола и ксилола, основано на процессах каталитического риформинга бензиновых фракций. Использование для этих целей углеводородного конденсата, характеризующегося высоким содержанием циклических углеводородов в бензиновой его части, — наиболее оптимальный способ решения этой задачи.

В конденсатах, как было указано в гл. I, преобладают шестичленные нафтены — идеальное сырье для производства ароматических углеводородов.

Производство олефинов (C_2 — C_4) также может быть основано на переработке углеводородных конденсатов.

В табл. V.2 приведены данные о влиянии исходного сырья на выход продуктов пиролиза, из которой видно, что этан следует рассматривать как идеальное сырье для производства этилена, так как при пиролизе этого компонента выход этилена достигает 80 %. Высок процент выхода этилена и из пропана (45 %) и жидких углеводородов — парафинистых прямогонных нефтяных бензинов (36 %).

ТАБЛИЦА V.2

Продукт пиролиза	Сырье				
	этан	пропан	легкий бензин (НК — 140 °С)	широкая бензиновая фракция $C_3 + C_4 +$ НК — 140 °С	газойль
Этилен	80,0	45,0	36,2	29,7	25,7
Пропилен	1,4	14,5	16,7	14,1	13,3
Бутадиен	0,0	2,7	4,3	4,5	4,2
БТК ¹	0,0	3,4	8,8	12,3	11,0
Фракция C_4 (без бутадиена)	4,8	2,2	4,2	5,3	4,5
Пиробензол (без БТК)	0,2	4,2	6,5	14,4	9,6
Топливный газ (включая водород)	13,6	28,2	20,0	16,0	11,7
Котельное топливо	—	—	3,3	3,7	20,0
Всего	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

¹ Бензольно-толуольно-ксилользая фракция.

В Советском Союзе для производства этилена используют газы крекинга нефтеперерабатывающих заводов; жидкие газы, получаемые из нефтяных газов при добыче нефти на ГПЗ; жидкие продукты, включая прямогонные бензины; деароматизированные рафинаты каталитического риформинга; газовый бензин и другие нефтепродукты.

Таким образом, добываемое этансодержащее углеводородное сырье из газоконденсатных месторождений применяется для производства продуктов пиролиза.

Освоение, в частности, валанжинских газоконденсатных зале-

жей севера Тюменской области позволит существенно увеличить добычу конденсата и других гомологов метана и тем самым изменить структуру пиролизного сырья в пользу углеводородного конденсата.

Конденсатосодержащие газы месторождений Западной Сибири отличаются высокой концентрацией этана, пропана, бутанов. В табл. V.3. приведены данные о содержании этана, пропана и бутанов в пластовом газе Уренгойского и прилегающих к нему месторождений.

ТАБЛИЦА V.3

Пласт	Содержание в пластовом газе, г/м ³			Пласт	Содержание в пластовом газе, г/м ³		
	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀
Уренгойское месторождение				Ен-Яхинское месторождение			
БУ ₁₄	90	65	39	БУ ₁₀₋₁₁	72	65	40
БУ ₁₃	98	58	30	Южно-Самбургское месторождение			
БУ ₁₂	89	64	42	БУ ₁₆	59	82	52
БУ ₁₁	58	45	23	Западно-Таркосалинское месторождение			
БУ ₁₀	70	54	33	БП ₁₁	118	110	46
БУ ₁₀ ⁰	72	50	33	БП ₅	116	120	40
БУ ₉	68	44	25	БП ₄	85	99	52
БУ ₈	71	47	28	Песцовое месторождение			
БУ ₈ ⁰	77	44	24	БН ₈	108	80	49
БУ ₅₋₆	64	45	28				
БУ ₁₋₂	70	36	15				

Конденсат, выделяемый из добываемого пластового газа, отличается также высоким содержанием легких фракций (фракции, выкипающие при температуре 60—140 °С, составляют 50 %) и нафто-ароматических углеводородов. Наличие крупных по запасам газоконденсатных месторождений в Западной Сибири дает основание сделать вывод о целесообразности и экономичности создания крупномасштабного газохимического производства на базе этих ресурсов. Следует отметить, что в США для получения этилена преимущественно используют этан, извлекаемый из природного газа, и лишь в связи с некоторым сокращением добычи газа начинают использовать дистиллятные нефтяные фракции. В странах Западной Европы и Японии, не располагающих практически ресурсами газового сырья, употребляют жидкие виды пиролизного сырья, преимущественно бензиновые и газойлевые фракции нефти.

В СССР перспективы развития нефтехимической промышленности базируются на использовании, по-прежнему, легких фракций нефти, а также бензиновых фракций конденсата.

По нашему мнению, современный уровень и темпы развития газовой и смежных отраслей промышленности позволяют решить проблему обеспечения нефтехимической промышленности страны

надежными ресурсами качественного пиролизного сырья для производства этилена и его спутников.

Рассмотрим баланс добываемого углеводородного сырья на примере валанжинских залежей Уренгойского месторождения с позиций его рационального и комплексного использования. В пластовом газе этого месторождения массовая доля углеводородов составляет (в %): CH_4 — 66,3; C_2H_6 — 7,2; C_3H_8 — 5,2; $i = \text{C}_4\text{H}_{10}$ — 1,6; $n = \text{C}_4\text{H}_{10}$ — 1,2; C_5H_{12} — 17,3; CO_2 — 0,7; N_2 — 0,5. Среднее содержание конденсата в пластовом газе залежей рассматриваемого месторождения равно 150 г/м^3 .

В соответствии с физико-химической характеристикой (см. гл. IV) и основными направлениями использования углеводородных компонентов в народном хозяйстве, по нашему мнению, целесообразно распределить их на три группы:

I — сухой газ, в составе которого при полном извлечении потенциального содержания этана и других углеводородных газов (C_{2+}) останется метан;

II — газовое углеводородное сырье, в состав которого входят этан, пропан, изобутан, н-бутан;

III — жидкое углеводородное сырье — конденсат (C_{5+}), состоящий из смеси парафиновых, нафтеновых и ароматических углеводородов.

ТАБЛИЦА V.4

Наименование компонентов пластового газа	Пластовый газ	Группа углеводородов		
		I	II	III
Метан	66,3	66,3	—	—
Этан	7,2	—	7,2	—
Пропан	5,2	—	5,2	—
Изобутан	1,6	—	1,6	—
н-бутан	1,2	—	1,2	—
C_{5+}	17,3	—	—	17,3
Итого углеводородных компонентов	98,8	66,3	15,2	17,3
Из них:				
сырьевые компоненты (потенциальные)	32,5	—	15,2	17,3
прочие газы	1,2	—		

В табл. V.4 показана массовая доля компонентов пластового газа по указанным трем группам рассматриваемого месторождения (в %). Данные, приведенные в этой таблице, свидетельствуют о том, что содержания сырьевых компонентов II и III групп близки друг к другу, их отношение равно 0,88. Однако для объектов с пониженным содержанием конденсата в пластовом газе (пласты БУ₅₋₆, БУ₁₋₂, ПК₂₁) это соотношение будет равно 1 и более. Таким образом, так называемый этиленовый потенциал компонентов II газовой группы значительно выше, чем у III конденсатной группы. Этот вывод также подтверждается данными фракционного

и группового углеводородного состава конденсата Уренгойского месторождения.

Фракционный состав конденсата Уренгойского месторождения

Начало кипения, °С	60	60—140	140—КК
Массовая доля, %	2,36	51,08	46,56

В табл. V.5 приведены данные о групповом углеводородном составе конденсата Уренгойского месторождения: фракции, выкипающей при температуре 60—140 °С, нефти типа Ромашкинского месторождения и смеси конденсатов с бензиновыми фракциями нефти Краснодарского месторождения.

ТАБЛИЦА V.5

Углеводороды	Конденсат	Фракция, выкипающая при температуре 60—140° С	Смеси конденсатов с бензиновыми фракциями
Ароматические, %	7,7	7,9	17,6
Нафthenовые, %	45,7	26,5	33,3
Парафиновые, %	46,6	65,6	49,1

Из табл. V.5 видно, что суммарное содержание ароматических и нафthenовых углеводородов во фракции конденсата, выкипающей при температуре 60—140 °С, на 20 % выше, чем в этой фракции нефти типа ромашкинской, заложенной в основу проекта каталитического риформинга с отбором ароматических, и несколько выше, чем содержание нафthenово-ароматической группы углеводородов в смеси, перерабатываемой на Афипском ГПЗ.

За последние 10—15 лет в мировой практике оформилась новая современная технология выделения из природного и нефтяного газов этана и более тяжелых углеводородов. Эта технология характеризуется применением метода низких температур (—100 °С) с получением необходимого для процесса холода путем расширения газа в турбодетандере. Построены газоперерабатывающие заводы, использующие турбодетандерную технологию. На некоторых ГПЗ выделяются только пропан и более тяжелые, однако в большинстве случаев продукцией является этан.

Развитие отечественной газопереработки пойдет в основном по пути создания ГПЗ, оснащенных криогенными установками извлечения этана. Рентабельность этих ГПЗ может быть существенно повышена путем применения новых технических решений уже на стадии подготовки газа.

Так, при переработке малосернистого газа Шуртанского месторождения использование традиционной аминовой очистки газа от кислых компонентов существенно повысит себестоимость продукции. Замена аминового процесса на малоэнергетический и капиталоемкий окислительный процесс очистки газа от сероводорода с использованием гидроокиси железа позволит увеличить эффективность работы установки.

Сравнительно дорогостоящая установка глубокой осушки сырьевого газа на молекулярных ситах может быть исключена из состава ГПЗ, если для предупреждения гидрато- и льдообразования в криогенной аппаратуре в поток газа будет подаваться метанол. Для повышения экономичности данного технического решения должна быть разработана аппаратура для улавливания метанола из углеводородного конденсата.

Технические показатели наиболее энергоемкой криогенной стадии переработки газа также могут быть существенно повышены поиском и осуществлением оптимальных решений при проектировании, а также при эксплуатации технологических установок.

Решение проблемы оптимизации криогенного метода переработки газа заключается в создании точных математических моделей как отдельных процессов и аппаратов, так и установки в целом, а также развитой гибкой системы программного обеспечения, допускающей творческий «диалог» инженер — ЭВМ.

Другое направление работ по извлечению из природного газа C_2 и более тяжелых углеводородов заключается в понижении температурного уровня сепарации газа на промышленных установках низкотемпературной сепарации (НТС). Так, при температуре сепарации $-40^\circ C$ в условиях Уренгойского месторождения из газов валанжинских залежей может быть извлечено 20—25 % этана от его потенциального содержания.

Преимущества варианта извлечения этана непосредственно на промысле заключаются в следующем:

обеспечивается наиболее полная переработка этаносодержащих газов;

сокращается общая протяженность газопроводов для этаносодержащих и отработанных (метановых) газов;

в условиях одновременной добычи на месторождении метановых и этаносодержащих газов отпадает необходимость в строительстве автономных газопроводов;

сокращается общее число технологических операций.

Продукцией промысловых этановых установок будет деметанизированный конденсат, содержащий компоненты C_2 — C_4 .

Упругость паров деметанизованного конденсата составляет 0,4—0,6 МПа, и транспортировка его по магистральному конденсатопроводу до газохимического комплекса (ГХК) не создаст технических трудностей.

Одна из наиболее сложных проблем создания газохимии — рассогласование сроков освоения новых месторождений и сроков строительства ГХК. Очевидный путь решения этой проблемы заключается в создании развитой системы транспортирования углеводородов C_2 , C_3 , C_4 , обеспечивающей постоянную подачу сырья на ГХК из различных месторождений.

Применяя системный подход к задаче наиболее полного использования ресурсов углеводородного сырья, можно сделать вывод о целесообразности создания промысловых установок по извлечению углеводородов C_2 , C_3 , C_4 уже на начальном этапе разработки

месторождения. Полученная на этих установках фракция С₂, С₃ в жидком виде может быть закачана в продуктивный пласт для ее хранения до срока ввода в эксплуатацию ГХК. В определенных условиях эта фракция может быть использована как эффективная промывочная жидкость, после закачки которой в продуктивный пласт повышается конденсатоотдача пласта.

УГЛЕВОДОРОДНЫЕ КОНДЕНСАТЫ — СЫРЬЕ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА МОТОРНЫХ ТОПЛИВ

Как показано в гл. IV, конденсаты многих газоконденсатных месторождений по фракционному и групповому составам могут быть использованы в качестве исходного сырья для производства моторных топлив — автомобильных и авиационных бензинов, реактивного и дизельного топлив.

Одна из важных задач, стоящих в настоящее время перед нефтегазоперерабатывающей промышленностью, — удовлетворение растущих потребностей народного хозяйства в высокооктановых бензинах. В качестве исходного сырья для производства бензинов обычно используют нефтяные фракции, выкипающие при температуре до 180 °С [9, 20, 21, 22].

В работах Я. Д. Саввиной и А. С. Великовского на основе всестороннего изучения физико-химических свойств и группового углеводородного состава конденсатов показано, что последние могут быть использованы для получения моторных топлив для автомобилей.

В табл. V.6 приводится характеристика бензиновых фракций Уренгойского и Вуктыльского месторождений.

ТАБЛИЦА V.6

Показатель	Вуктыльское		Уренгойское	
	Температурные пределы отбора фракций, °С			
	до 150	до 200	до 150	до 200
Выход фракции на стабильный конденсат, %	52,7	68,8	65,8	79,4
Плотность, г/см ³	0,718	0,727	0,718	0,730
Октановое число:				
в чистом виде	54,8	50,7	66,0	60,8
с добавкой 0,41 г/кг ТЭС	65,4	60,4	73,1	68,2
с добавкой 0,82 г/кг ТЭС	71,0	66,7	—	73,1
Отгон при температуре, °С:				
10%	77	79	72	78
50%	105	114	103	113
90%	139	167	132	160
Конец кипения °С	159	192	119	191
Испытание на медную пластинку			Выдерживает	

Примечание. ТЭС — тетраэтилсвинец.

Известно, что октановые числа бензинов зависят от преобладания в них того или иного класса углеводородов и от строения последних. Поскольку конденсаты газоконденсатных месторождений различаются по углеводородному составу, то полученные из них бензины также будут характеризоваться различными моторными качествами.

Так, бензиновые фракции, выкипающие при температуре до 200 °С, из конденсатов метанового состава нормального строения имеют октановое число в чистом виде 45, а с добавкой 0,8 г/кг ТЭС — 65. Поэтому данная фракция может быть лишь компонентом автобензина. Бензины, в состав которых наряду с парафиновыми входит заметное количество ароматических углеводородов, характеризуются лучшими антидетонационными свойствами.

Высокими моторными качествами обладают бензины, содержащие одновременно значительное количество нафтеновых и ароматических углеводородов: октановое число в чистом виде 68—71, а с добавкой 0,4 г/кг ТЭС составляет 76—78, т. е. соответствуют бензину марки А-76.

Как известно, сернистые соединения — вредная примесь в составе моторных топлив. По содержанию серы бензиновые фракции большинства конденсатов соответствуют техническим нормам. В том же случае, когда в бензинах, получаемых из конденсатов, количество серы не соответствует нормам, требуется предварительная их сероочистка. Конденсаты, как сырье для получения моторных топлив, имеют ряд преимуществ перед нефтью. В табл. V.7 приводятся результаты исследований по каталитическому риформингу фракций конденсатов и бензинов прямой гонки нефти.

При сравнении риформинга бензиновых фракций нефти и конденсатов с октановым числом 95 по исследовательскому методу (85 — по моторному методу), видно, что выход бензина-риформинга из конденсатных фракций месторождений на 10 % выше, чем из аналогичных фракций нефтей. Следует отметить, что бензин с октановым числом 95 из конденсатов получают при более низкой температуре (485—490 °С) каталитического риформинга, чем в процессе риформинга нефтяных фракций (500—515 °С).

Рассмотрим характеристику фракций дизельного топлива, полученных из конденсатов. Как было показано, конденсаты большинства месторождений по фракционному составу представляют собой смесь бензиновых фракций и фракций дизельного топлива. Качество дизельного топлива в основном зависит от группового углеводородного состава конденсатов (табл. V.8). Как правило, содержание ароматических углеводородов достигает максимального значения во фракции, кипящей при температуре 122—150 °С. С дальнейшим повышением температуры кипения фракций содержание ароматических углеводородов в них снижается. При этом количество метановых углеводородов в вышекипящих фракциях увеличивается. Значительная концентрация метановых углеводородов во фракциях дизельного топлива обуславливает их высокое цетановое число. Исключение составляют фракции дизельных

ТАБЛИЦА V.7

Показатель	Нефть		Конденсат							
	Усть- балыкская	ромашинская	Вуктыльский							
			Наипский	$t = 480^{\circ}\text{C}$	$t = 490^{\circ}\text{C}$	$t = 500^{\circ}\text{C}$	$t = 510^{\circ}\text{C}$			
Плотность, г/см^3	0,736	0,742	0,757				0,739			
Начало кипения, $^{\circ}\text{C}$	105	105	100				76			
Огтон при температуре $^{\circ}\text{C}$:										
10%	113	113	107				92			
50%	127	130	120				117			
90%	155	160	158				159			
Конец кипения, $^{\circ}\text{C}$	175	181	174				180			
Массовая доля углеводородов, %:										
парафиновых	65,2	63,0	27,2				14,7			
нафтеновых	27,4	27,0	36,0				25,9			
ароматических	7,4	10,0	36,8				59,0			
Октановое число	—	39,5	57,7				49,0			
Массовая доля выхода продуктов риформинга, на сырье, %			$t = 500^{\circ}\text{C}$	$t = 490^{\circ}\text{C}$	$t = 480^{\circ}\text{C}$	$t = 490^{\circ}\text{C}$	$t = 500^{\circ}\text{C}$	$t = 510^{\circ}\text{C}$		
Газ	1,2	1,3	9,4				14,5			
Стабильный бензин	76,5	77,5	87,3				83,7			
Плотность, г/см^3	0,780	0,796	0,805				0,774			
Начало кипения, $^{\circ}\text{C}$:										
10%	51	52	63	11,4	11,5	11,5	49	17,5	19,6	
50%	84	88	91	85,1	85,9	85,9	49	81,1	79,4	
90%	125	127	123	0,813	0,769	0,769	50	0,787	0,797	
Конец кипения, $^{\circ}\text{C}$	164	166	164	62	50	50	70	50	44	
Массовая доля углеводородов, %:										
непредельных	0,9	0,8	—	93	76	76	70	77	72	
ароматических	64,7	65,5	69,6	123	109	109	111	114	116	
парафино-нафтеновых	34,4	33,7	30,4	166	160	160	163	164	164	
Октановое число по исследователскому методу	80	80	97,0	187	194	194	194	196	196	
Октановое число по методу				—	0,8	0,8	0,8	0,9	1,1	
следующему методу				75,5	57,8	57,8	61,6	67,4	73,7	
торному методу				24,5	41,4	41,4	37,6	31,7	25,2	
				99,2	81,6	81,6	84,4	87,0	89,0	

ТАБЛИЦА V.8

Показатель	Месторождения										
	Березанское					Вуктыльское					Уренгойское
	150 °С	200 °С	150—350 °С	160—340 °С	170—370 °С	180—370 °С	150 °С	200 °С	Температура		
Выход фракций на ста- бильный конденсат, %	30,2	14,7	34,1	29,5	38,3	36,2	34,2	20,6			
Плотность, г/см ³	0,830	0,844	—	—	0,802	0,807	0,810	0,828			
Цетановое число	40	46	Выше 45	45	—	—	59	53			
Отгон при температуре, °С:											
50%	200	250	209	213	236	242	214	256			
90%	300	344	288	280	315	317	320	339			
Кислотность, мг КОН на 100 г	—	—	0,69	0,47	0,92	0,97	—	—			
Общее содержание серы, %	—	—	0,09	0,04	0,062	0,054	—	—			
Испытание на медную пластинку									Выдерживает		
Температура, °С:											
вспышки в закрытом тигле	44	70	51	56	69	75	55	89			
застывания	—32	—13	Ниже 51	35	—20	—20	—28	—8			
помутнения	—14	—1	Ниже 51	25	Ниже —15	Ниже —18	—15	—			

Примечание. По Вуктыльскому месторождению фракции 150—350 °С и 160—340 °С рассчитаны на зимние условия, фракции 170—370 °С и 180—370 °С — на летние условия.

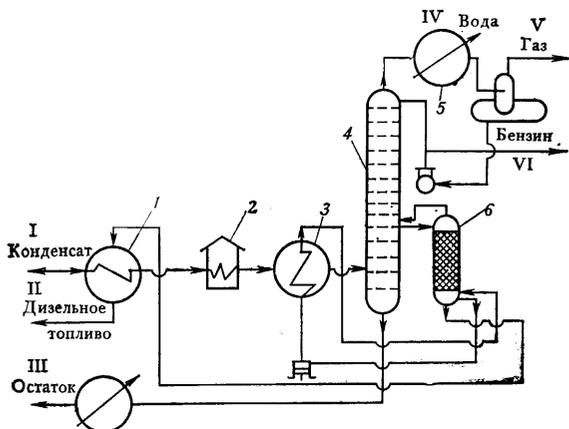


Рис. V.3. Схема установки УПД-501

топлив, полученных из нафтовых конденсатов, а также конденсатов, в которых среди метановых преобладают изомерные углеводороды. Для получения дизельного топлива во фракции таких конденсатов необходимо вводить добавку, повышающую цетановое число. Для дизельных топлив, полученных из конденсатов (так же, как для получаемых из нефтей), чем выше цетановое число, тем выше и температура помутнения и застывания. Поэтому дизельное топливо, полученное из большинства конденсатов, можно использовать лишь в летнее время. Чтобы это топливо использовать в зимних условиях, следует проводить депарафинизацию соответствующих фракций.

По содержанию серы фракции дизельного топлива, получаемые из конденсатов, в основном соответствуют техническим нормам. Естественно, в дизельном топливе, полученном из сернистых конденсатов, ее содержание будет завышено, для чего потребуется сероочистка.

Учитывая, что масштабы добычи конденсата будут увеличиваться в основном за счет ввода в разработку валанжинских залежей на севере Тюменской области, а также газоконденсатных месторождений в Казахстане, Туркмении и других районах, ВНИИГазом была разработана технология переработки углеводородного конденсата с помощью установки УПД-501 (рис. V.3).

Эта установка предназначена для выработки 500 кг/ч топлива. Сырьем является стабильный газовый конденсат, поступающий на установки подготовки газа и конденсата.

Сырье подогревается в теплообменнике 1 и в печи 2, затем проходит через теплообменник 3 и вводится под нижнюю тарелку ректификационной колонны 4, в которой происходит разделение конденсата на три фракции: верхнюю (бензиновую), среднюю (дизельную) и кубового остатка ($> 300^{\circ}\text{C}$). Бензиновая фракция

и остаток выводятся из установки и утилизируются на промысле в качестве компонентов автобензина и котельного топлива. Дизельная фракция направляется в отпарную колонну 6, в которой отгоняются легкие фракции и получают целевой продукт — дизельное топливо. Одновременно часть дизельного топлива используется в качестве теплоносителя для подогрева колонны 6, за счет циркуляции его через теплообменник 3. Это позволяет использовать только одну печь в составе малогабаритной переработки конденсата.

На установку стабильный конденсат, состав которого приведен в табл. V.9, поступает с температурой $\sim 20^\circ\text{C}$. После подогрева в теплообменнике 1 до температуры $80\text{--}90^\circ\text{C}$, а затем в печи 2 до 350°C конденсат, отдав часть тепла в теплообменнике 3, в паровой фазе с температурой 270°C поступает в колонну 4. Параметры работы колонны 4: давление 0,28 МПа, температура верха 100°C , температура орошающей флегмы 45°C . В колонне 6 давление равно 0,3 МПа, температура верха 180°C , температура низа 200°C .

ТАБЛИЦА V.9

Показатель	Исходный конденсат	Продукты	
		бензиновая фракция	дизельное топливо
Начало кипения, $^\circ\text{C}$	30	32	134
Отчет при температуре, $^\circ\text{C}$:			
10%	65	59	160
20%	86	69	—
30%	101	78	—
40%	115	85	—
50%	131	91	204
60%	155	97	—
70%	191	103	—
80%	250	109	—
90%	282	120	290
96%	—	—	324
Конец кипения, $^\circ\text{C}$	333	139	330
Объемная доля, %:			
выхода	88,5	95	
отгона остатка	2,6	0,9	
потерь	8,9	4,1	
Кинематическая вязкость при 20°C , $\text{м}^2/\text{с}$	$10^{-4} \cdot 0,9016$	—	$10^{-4} \cdot 2,04$
Температура застывания, $^\circ\text{C}$	Ниже -66	—	-36
Температура вспышки, $^\circ\text{C}$	Ниже -40	—	37
Плотность, $\text{г}/\text{см}^3$	0,7399		0,7080
Давление насыщенных паров при 38°C , МПа	$8,6 \cdot 10^{-2}$	$7,3 \cdot 10^{-2}$	—

Из данных табл. V.9 видно, что массовая доля выхода продукции при указанном режиме работы установки составляет (в %): дизельное топливо — 34, бензиновая фракция — 60, остаток — 6.

Апробированная технологическая схема установки УПД-501 принята в качестве основы при разработке типовой малогабаритной промышленной автоматизированной установки переработки

конденсата. Технологические расчеты проводились с помощью ЭЦВМ.

При расчетах наряду с режимом выработки из газового конденсата стандартного дизельного топлива рассмотрен также режим получения топлива газоконденсатного широкофракционного (ГШ), так как в настоящее время изучается возможность его использования для быстроходных дизелей.

Расчеты выполнялись для двух режимов работы установки. Режим 1 — разделение конденсата на следующие три фракции: бензиновую ($\text{НК} - 100^\circ\text{C}$), дизельного топлива ($100 - 300^\circ\text{C}$) и остатка ($> 300^\circ\text{C}$). Режим 2 — разделение конденсата на фракции: бензиновую ($\text{НК} - 150^\circ\text{C}$), дизельного топлива ($150 - 300^\circ\text{C}$) и остатка ($> 300^\circ\text{C}$).

Расчет процесса ректификации в колоннах 4 и 6 (см. рис. V.3) выполнялся применительно к конденсату Уренгойского месторождения для следующих исходных данных: давление в колонне 4 — 0,3 МПа; в колонне 6 — 0,32 МПа; температура питания колонны 4 — 275°C ; температура орошающей флегмы 45°C . Число теоретических тарелок в колонне 4 принято равным 11 (включая дефлегматор), в колонне 6 — 4 (включая кипятильник); отвод жидкости в отпарную колонну 6 проводится с тарелки № 7 колонны 4 (счет тарелок от верха колонны). Производительность установки по сырью принята равной 6250 кг/ч.

Результаты технологических расчетов даны в табл. V.10 и V.11. Количество теплоты, подаваемой в конденсатор-холодильник 5 (см. рис. V.3), для режима 1 составило 4490 тыс. кДж за 1 ч, для режима 2 — 4760 тыс. кДж за 1 ч; количество теплоты, подводимой в кубовую часть колонны 6, для обоих режимов принято одинаковым, равным 838 тыс. кДж/ч. Четкость ректификации находится в допустимых пределах: разрыв между температурами выкипания 95% бензиновой фракции и 5% дизельной фракции для режима 1 составил 22°C , для режима 2 — 34°C .

Характеристика получаемого дизельного топлива для режима 1: плотность $\rho = 0,7800 \text{ г/см}^3$, кинематическая вязкость при 20°C $\nu = 10^{-4} \cdot 1,4 \text{ м}^2/\text{с}$, температура застывания $t = -60^\circ\text{C}$, массовая доля примесей бензиновых компонентов $\alpha = 5,5\%$; для режима 2: $\rho = 806 \text{ г/см}^3$, $\nu = 10^{-4} \cdot 2 \text{ м}^2/\text{с}$, $t = -47^\circ\text{C}$, $\alpha = 4,7\%$.

Таким образом, по приведенным показателям топливо, вырабатываемое при режиме 1, соответствует требованиям на топливо марки ГШФ по ТУ 51—865—79; при режиме 2 — требованиям на дизельное топливо. Как видно из табл. V.10, при выработке топлива ГШФ количество продукции при переработке единицы сырья на установке возрастает более чем в 1,5 раза.

Анализ изменения температуры и количества пара и жидкости по высоте колонны 4 показывает, что при обоих режимах наиболее загруженными являются сечения на уровне тарелок № 3—4. В этих сечениях колонны при режиме 1, по сравнению с режимом 2, температура ниже на $25 - 39^\circ\text{C}$, а количество жидкости выше в среднем на 35%, пара — на 8%.

ТАБЛИЦА V.10

Фракция, °С	Массовая доля исходного конденса- та, %	Режим 1			Режим 2		
		Массовая доля, %					
		бензино- вой фракции	дизельно- го топлива	остатка	бензино- вой фракции	дизельно- го топлива	остатка
НК—60	8	24,12	0,07	—	13,32	—	—
60—70	4	11,94	0,10	—	6,66	—	—
70—80	5	14,51	0,33	—	8,32	—	—
80—90	9	24,18	1,61	0,42	14,96	—	0,42
90—100	7	14,64	3,42	0,40	11,62	0,03	0,40
100—110	8	8,36	8,29	0,56	13,24	0,09	0,56
110—120	6	1,85	8,52	0,52	9,87	0,16	0,52
120—130	5	0,33	7,72	0,53	8,07	0,39	0,53
130—140	4	0,07	6,29	0,52	6,05	0,97	0,52
140—150	4	—	6,30	0,64	4,77	3,09	0,64
150—160	4	—	6,29	0,79	2,36	7,09	0,79
160—170	4	—	6,28	0,96	0,67	9,88	0,96
170—180	2	—	3,13	0,60	0,07	5,37	0,60
180— 00	7	—	10,92	2,90	0,02	19,09	2,90
200—220	6	—	9,27	3,86	—	16,24	3,86
220—240	4	—	6,08	4,18	—	10,65	4,18
240—260	5	—	7,37	8,89	—	12,90	8,90
260—280	2	—	2,76	6,47	—	4,83	6,49
280—300	2	—	2,19	15,55	—	3,83	15,57
300—КК	4	—	3,06	52,21	—	5,39	52,16

Количество, кг/ч

6250	2060	3940	250	3750	2250	250
------	------	------	-----	------	------	-----

Массовая доля от сырья, %

100	33	63	4	60	36	4
-----	----	----	---	----	----	---

ТАБЛИЦА V.11

Номер теоретической тарелки	Режим 1			Режим 2		
	t , °С	V , кг/ч	L , кг/ч	t , °С	V , кг/ч	L , кг/ч
1	165	2069	6078	209	1934	4480
2	167	2137	6141	217	2230	4671
3	171	2201	6165	225	2421	4748
4	184	2225	3940	240	2498	2250

Примечание. t — температура, V — количество пара, L — количество жидкости на тарелках отпарной колонны 6.

По высоте колонны 4 при режиме 1 массовый поток пара изменяется в 6 раз, массовый поток жидкости — в 4 раза; при режиме 2 оба эти потока изменяются приблизительно в 3 раза.

Сопоставление основных показателей работы установки УПД-501 с результатами расчета процессов ректификации на ЭЦВМ показывает, что принятая математическая модель удовлетворительно

описывает процесс разделения непрерывных смесей и может быть рекомендована к использованию при выборе оптимальных схем и параметров установок переработки газового конденсата.

Приведенные результаты потарелочных расчетов ректификационных колонн использованы при технологических и гидравлических расчетах блока малогабаритных установок получения из газовых конденсатов дизельного топлива.

ФАЗОВЫЕ ПЕРЕХОДЫ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССАХ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ДОБЫВАЕМОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО СЫРЬЯ

При разработке газоконденсатных месторождений вместе с природным газом добывается углеводородный конденсат, насыщенный газообразными компонентами.

При снижении давления над насыщенным конденсатом из него испаряются легкие углеводороды (смесь метана, этана, пропана, бутанов). Этот процесс, как известно, сопровождается поглощением тепла, равным скрытой теплоте испарения. Ниже приводятся данные о скрытой теплоте испарения некоторых углеводородов.

Компоненты	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄	C ₂ H ₄	C ₃ H ₆
Скрытая теплота испарения при давлении 0,1 МПа, кДж/кг	488	464	408	336	368	340	324	460	420

Таким образом, при испарении 1 кг компонента, например метана, выделяется 488 кДж/кг теплоты. Для других углеводородов эта величина несколько меньше.

По данным Я. Д. Саввиной составлена табл. V.12, в которой приведена молярная доля газов дегазации (в %), выделяющихся

ТАБЛИЦА V.12

Компонент	Месторождения				
	Битковское	Майкопское	Березанское	Оренбургское	Вуктыльское
	6,0 МПа, 10 °С	4,1 МПа, 42 °С	4,2 МПа, 28 °С	6,0 МПа, -15 °С	6,0 МПа, -10 °С
CH ₄	69,99	76,45	71,08	61,1	72,4
C ₂ H ₆	14,51	16,00	16,51	18,4	18,0
C ₃ H ₈	6,18	3,33	5,31	12,8	5,4
C ₄ H ₁₀	4,80	0,70	2,09	5,2	1,8
C ₅ H ₁₂	3,77	0,31	0,78	1,4	1,2
C ₆ H ₁₄₊	—	0,21	0,35	0,6	—
+редкие	0,75	—	—	—	1,2
Количество газа дегазации, выделившегося из сырого конденсата при давлении 0,1 МПа, м ³ /м ³	101	34	30	128	111

Компонент	Месторождения				
	Уренгойское	Крестинское	Газлинское	Кандымское	Аккумуляемое
	4,5 МПа, -21 °С	6,0 МПа, -18 °С	5,4 МПа, 29 °С	6,6 МПа, 12 °С	6,0 МПа, 22 °С
CH ₄	29,1	62,4	71,6	81,9	41,5
C ₂ H ₆	24,1	17,4	12,6	7,4	15,9
C ₃ H ₈	27,6	11,3	6,1	3,3	16,4
C ₄ H ₁₀	14,7	5,2	4,0	2,5	13,1
C ₅ H ₁₂	3,2	1,6	2,4	3,0	12,1
C ₆ H ₁₄₊	—	1,4	2,0	—	—
+редкие	0,5	0,3	—	0,2	0,8
Количество газа дегазации, выделившегося из сырого конденсата при давлении 0,1 МПа, м ³ /м ³	70	73	28	60	76

из сырых конденсатов при различных давлениях и температурах, ряда газоконденсатных месторождений. Из этой таблицы видно, что со снижением давления от 4,1—6,0 до 0,1 МПа из 1 м³ сырого конденсата выделяется от 28 до 128 м³ газа. Следует отметить, что газ дегазации в основном состоит из метана, этана и пропана.

Из экспериментальной зависимости и рис. V.4 видно, что количество производимой теплоты будет зависеть от конечного давления разгазирования конденсата. Так, при снижении давления над насыщенным конденсатом до 1,6 МПа выделится всего 8000 кДж при дегазации 1 м³ сырого конденсата, дальнейшее же снижение давления приведет к резкому увеличению количества теплоты и составит при давлении 0,2 МПа еще 16 000 кДж.

Однако использовать теплоту на промысле, получающуюся в процессе разгазирования добываемого конденсата, для промышленных целей затруднительно, поскольку вследствие незначительных количеств конденсата производительность таких установок будет мала. Следует также отметить, что добыча конденсата во времени при разработке месторождения на истощение будет уменьшаться, а это тоже приведет к снижению производительности установок.

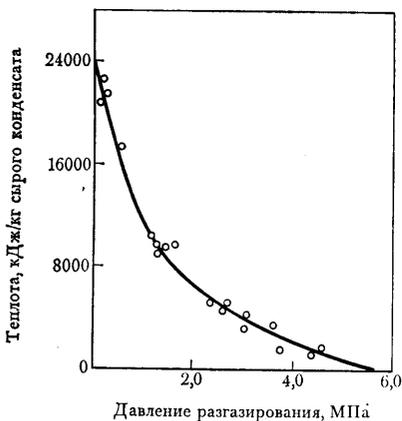


Рис. V.4. Зависимость количества теплоты, получаемой при разгазировании сырого конденсата, от давления

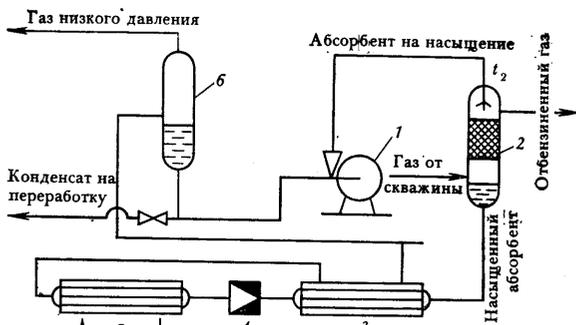


Рис. V.5. Технологическая схема холодильной установки

Таким образом, количество получаемой теплоты при разгазировании сырого конденсата зависит от его газонасыщенности и содержания жидких углеводородов в продукции скважин.

С учетом этого свойства насыщенных углеводородных жидкостей был разработан метод получения теплоты в необходимых количествах с помощью установки, схема которой показана на рис. V.5.

В аппарат 2 противотоком с помощью насоса 1 подаются газ высокого давления из скважины и углеводородный абсорбент (конденсат). При этом абсорбент насыщается легкими компонентами. Насыщенный газом конденсат в рекуперативном теплообменнике 3 предварительно охлаждается, затем поступает на дроссель 4 и в теплообменник-испаритель 5, откуда охлажденная газожидкостная смесь направляется в рекуперативный теплообменник 3 и далее в сепаратор 6, в котором она разделяется на конденсат и газ. Часть дегазированного конденсата направляется снова в аппарат 2 для насыщения его газом, а другая — на переработку. Газ низкого давления из сепаратора 6 используется на собственные нужды или компримируется до необходимого давления для дальнейшего его транспортирования. Полученная в теплообменнике-испарителе 5 теплота используется для технологических целей — охлаждения добываемой из недр продукции для ее подготовки и переработки.

Итак, чем больше газа испарится из насыщенного конденсата при разгазировании, тем больше будет получено теплоты, потребной для охлаждения продукции. Однако растворимость газа в абсорбенте зависит при всех прочих равных условиях от давления. Чем выше оно в аппарате 2, тем больше растворяется газа в абсорбенте. Следовательно, производительность системы при определенном давлении в аппарате 2 регулируется количеством абсорбента, вводимого в этот аппарат, и давлением испарения.

Следует заметить, что температура испарения насыщенного конденсата ограничивается температурой его застывания.

Как было показано в гл. IV, для большинства рассматриваемых месторождений температура застывания конденсата ниже -50°C . Наличие парафина в конденсате приводит к повышению его

температуры застывания. Так, при увеличении массовой доли парафина в конденсате с 0,5% (Вуктыльское месторождение) до 8,7% (месторождение Русский Хутор, горизонт IX) повышается температура застывания конденсата, соответственно, с -39 до $+4$ °С. Однако в процессе разработки залежи на истощение содержание парафина в конденсате будет уменьшаться, а следовательно, будет понижаться и температура застывания конденсата.

В главе I (см. табл. I.25) дана зависимость изменения температуры застывания конденсата от содержания в нем парафина.

Ниже на примере Шебелинского месторождения показано использование конденсата в качестве технологического агента и дана технико-экономическая оценка применимости опытно-промышленной установки.

Технологическая схема опытно-промышленной установки

Очистка газа от воды и тяжелых углеводородов осуществляется путем конденсации их при заданной температуре. Продукция скважины (рис. V.6) поступает в сепаратор ОС-1, в котором от газа отделяются жидкость и механические примеси. Газ в насадочном скруббере АС-2 орошается углеводородным абсорбентом и поступает далее в аппарат АС-3, в котором за счет непосредственного контакта с охлажденной жидкостью охлаждается до необходимой температуры. В установке теплота газа подвергается обработке, рекуперируется в теплообменниках Т-3 и Т-4.

Процесс подготовки газа состоит из двух циклов: 1) предварительная очистка газа и холодильный цикл; 2) окончательная очистка газа от воды и тяжелых углеводородов.

Первый цикл. Непрерывное получение теплоты осуществляется следующим образом. Дегазированный углеводородный конденсат (товарная продукция) насосом Н-1 подается на верх аппарата АС-2, в котором при повышенном давлении он насыщается газом.

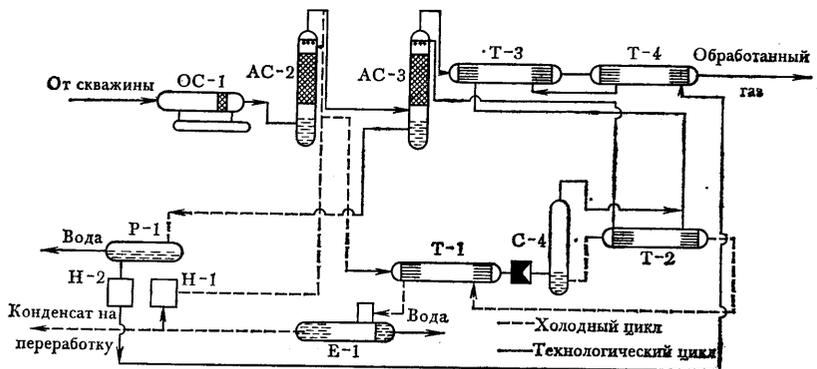


Рис. V.6. Технологическая схема опытно-промышленной установки комплексной переработки газа на Шебелинском месторождении

Насыщенный конденсат поступает в теплообменник Т-1, пройдя дроссель, направляется в сепаратор С-4. В результате снижения давления после дросселя из насыщенного конденсата выделяется газовая фаза, что сопровождается поглощением тепла, т. е. понижением температуры газожидкостной смеси. Охлажденная жидкость поступает в теплообменник Т-2 и далее обратным потоком в теплообменник Т-1 (для предварительного охлаждения насыщенного конденсата) и собирается в емкости Е-1, из которой насосом Н-1 подается снова на орошение в аппарат АС-2. Выделившийся в сепараторе С-4 охлажденный газ можно использовать для рекуперации теплоты, на местные нужды или направлять в газосборную сеть.

Холодопроизводительность установки регулируется за счет изменения подачи насоса Н-1 (давление и температура в аппарате АС-2 постоянные). При орошении газа углеводородным абсорбентом в аппарате АС-2 из него частично извлекаются тяжелые углеводороды. Это следует учитывать при определении технологических параметров в аппарате АС-2, так как чем больше тяжелых углеводородов будет выделено при предварительной очистке, тем меньшая нагрузка будет приходиться на аппарат АС-3, а следовательно, уменьшится потребность в теплоте.

В общем случае холодильный цикл может осуществляться с применением любой углеводородной жидкости, к которой предъявляются следующие требования:

обладать небольшой летучестью при давлении и температуре в аппарате АС-2; в жидкости хорошо должны растворяться легкие углеводороды (метан, этан, пропан, бутан);

при условии насыщения в АС-2 разгазированная жидкость не должна замерзать и не должна повышаться вязкость ее в теплообменниках Т-2, Т-3, Т-4.

Этим требованиям, как правило, соответствует углеводородный конденсат, добываемый на месторождении.

Второй цикл. Насыщенный газом углеводородный конденсат из разделителя Р-1 насосом Н-2 подается для охлаждения в теплообменники Т-2, Т-3, Т-4 и далее на верх аппарата АС-3 (см. рис. V.6). Смесь воды и углеводородного конденсата с низа аппарата поступает в разделитель Р-1, из которого вода направляется в канализационную систему, а углеводородный конденсат насосом Н-2 через теплообменники Т-4, Т-3, Т-2 частично возвращается для циркулирования. Часть углеводородного конденсата, извлеченного из газа в процессе очистки, направляется в систему разгазирования и собирается в емкости Е-1 как товарный продукт, который используется в качестве сырья для переработки.

Процессы очистки газа от воды и тяжелых углеводородов протекают в аппарате АС-3. Газ поступает в нижнюю часть аппарата, проходит через насадку, на которой он охлаждается стекающей холодной жидкостью. Одновременно в аппарате происходят следующие процессы:

охлаждение газа;

конденсация тяжелых углеводородов и воды;
образование гидратов (осушка газа);
разложение гидратов в нижней части аппарата;
донасыщение холодной жидкости газом в верхней части аппарата;

разгазирование жидкости по высоте аппарата при повышении температуры жидкости во время ее движения сверху вниз.

Для обеспечения нормальной работы необходимо поддерживать заданный температурный режим по высоте насадки, так как все перечисленные процессы сопровождаются поглощением или выделением тепла.

Если в качестве хладоносителя используется углеводородный конденсат, то в верхней части аппарата за счет создания области низких температур происходит интенсивный тепло- и массообмен, в результате чего поглощаются компоненты из обрабатываемого газа. Такой процесс сопровождается выделением тепла, что приводит к повышению температуры в верхней части аппарата. В свою очередь это неизбежно ведет к увеличению мощности холодильного цикла установки. Однако для уменьшения этого эффекта в системе предусмотрено использование в качестве хладоносителя уже насыщенного газом углеводородного конденсата, поступающего из нижней части аппарата АС-3. Тогда насыщенность жидких углеводородов газом приближается к равновесной при давлении и температуре в нижней части аппарата АС-3. Охлаждение этой же жидкости в теплообменниках Т-3 и Т-4 делает ее недонасыщенной, поскольку в системе исключается контакт ее с газом.

В верхней части аппарата жидкость донасыщается до равновесного значения, которая определяется давлением и температурой. При этом выделяется теплота, количество которой пропорционально объему растворенного газа. Стекая вниз по насадке, жидкость разогревается и поглощенный в верхней части газ испаряется из нее. Процесс сопровождается поглощением тепла, количество которого равно теплоте, выделившейся при поглощении газа в верхней части аппарата. Таким образом, на тепловую нагрузку аппарата АС-3 процессы абсорбции и разгазирования не влияют. Однако поскольку жидкость в верхней части аппарата недонасыщена по углеводородам, то растворение газа в ней приводит к положению его точки росы по тяжелым углеводородам ниже температуры на контакте газ — жидкость. Это позволяет поддерживать более высокую температуру на контакте для получения необходимых точек росы по углеводородам.

Очистка газа от воды происходит в аппарате АС-3. Пары воды конденсируются из газа по высоте аппарата, а так как в нем имеются зоны, где давления и температуры соответствуют образованию гидратов, то вода переходит в гидратное состояние, а затем потоком углеводородной жидкости смывается в нижнюю часть.

Процесс гидратообразования сопровождается значительным выделением теплоты (144—56 кДж на моль газа, перешедшего в гидрат).

Если процесс разложения гидратов проводить не в аппарате АС-3, то это приведет к увеличению расхода теплоты. Если для такой цели использовать низкотемпературный сепаратор, необходимо газ на очистку подавать с температурой выше равновесной температуры начала гидратообразования.

Особенностью конструкции и технологического режима низкотемпературного сепаратора является то, что не вся сконденсировавшаяся в нем вода связывается в гидраты, так как процесс гидратообразования протекает снизу вверх по схеме пар — жидкость — гидрат, а стекающая сверху углеводородная жидкость будет смывать сконденсировавшуюся воду в нижнюю «горячую» часть аппарата, не допуская попадания ее в зону гидратообразования. Для проведения перечисленных выше процессов поверхность аппарата АС-3 для массо-теплообмена должна быть значительной.

Автоматическое регулирование по этой схеме осуществляется за счет поддержания заданной температуры газа на выходе из аппарата АС-3. Если, например, в системе увеличивается расход обрабатываемого газа, то температура его на выходе из АС-3 будет повышаться. Для ее понижения необходимо увеличивать холодопроизводительность установки за счет увеличения расхода абсорбента в аппарате АС-2. Если же температура понижается ниже заданной, то расход абсорбента следует уменьшить. Для более экономичной работы вся аппаратура и трубопроводы, эксплуатирующиеся при пониженной температуре, должны быть изолированы. По сравнению со схемами подготовки газа к транспортированию, такими, как схемы НТС, абсорбционные схемы с труботандерами, холодильными машинами и т. д., схема предложенной технологии имеет ряд преимуществ:

- получение газа требуемой кондиции всего периода разработки месторождения;

- очистка газа от воды и тяжелых углеводородов в одном аппарате за одну технологическую операцию;

- снижение во времени пластового давления, на что требуется увеличение производительности только насоса Н-1 для компенсации уменьшения растворимости газа в абсорбенте;

- исключение применения специальных осушителей и установок для их регенерации;

- получение теплоты при разгазировании насыщенной жидкости в значительно большем количестве, чем при изоэнтальпийном или изоэнтропийном расширении газа, что не связано со снижением давления обрабатываемого газа;

- при охлаждении продукции не требуется применение компрессора;

- незначительные потери давления в системе;

- оснащение технологической схемы серийно выпускаемой аппаратурой и оборудованием;

- автоматизация системы.

Результаты эксплуатации опытно-промышленной установки

Характеристика технологического оборудования, смонтированного на установке № 22 комплексной подготовки газа и конденсата Шебелинского месторождения, приводится в табл. V.13.

ТАБЛИЦА V.13

Наименование	Число аппаратов	Параметры		Примечание
		расчетный	принятый	
Сепаратор-абсорбент АС-2: рабочее давление, МПа	1	5,5	6,4	Серийно выпускается
диаметр, мм		1000	1000	
поверхность насадки (кольцо Рашига), м ²	1	195	630	
Низкотемпературный сепаратор: рабочее давление, МПа	1	5,5	6,4	То же
диаметр, мм		1000	1000	
поверхность насадки (автомобильные радиаторы), м ²		195	1008	
Теплообменник Т-2 (Т-2, Т-3, Т-4) кожухотрубный: рабочее давление, МПа			5,5	,
поверхность теплообменника, м ²			50	
Насос Н-1: подача, м ³ /ч	2	7	12	Тип ГБ-354
давление на выкиде, МПа		4,0	20,0	
Насос Н-2: подача, м ³ /ч	1	9	6	Тип ГП-347
давление, МПа		4,0	2,0	
Сепаратор С-4: рабочее давление, МПа	1	4,0	5,0	Серийно выпускается
диаметр, мм		600	1000	

Исследования показали, что результаты методики расчета холодильного и технологического циклов подтверждаются данными эксплуатации промышленных установок на Шебелинском месторождении.

Поскольку основным аппаратом, обеспечивающим получение газа требуемой кондиции, является низкотемпературный сепаратор НС-3, рассмотрим принцип его действия. В процессе исследования определялись:

- изменение температуры по высоте аппарата АС-3;
- точка росы газа на выходе из установки;
- материальный баланс установки.

Установка эксплуатируется с сентября 1973 г. Сырой газ из скважины в количестве 6000 м³/ч поступает в аппарат АС-3 с температурой 18—20 °С под давлением 3,4—3,5 МПа. Расход насыщенного конденсата, подаваемого на верх аппарата АС-3 для орошения, составляет 1 л на 1 м³ обрабатываемого газа при температуре

7—9 °С и давлении 3,5—3,6 МПа. Температура на высоте аппарата фиксируется в шести точках с помощью специальных термометров.

В табл. V.14 приводятся параметры технологического цикла при установившемся режиме работы установки во времени, а на рис. V.7 даны средние значения температур в аппарате АС-3.

ТАБЛИЦА V.14

Время, ч	Давление газа, МПа		Температура, °С				Точка замера температуры, по высоте аппарата (см. рис. V.7), °С					
	на входе	на выходе	конденсата на орошении		газа, подвергаемого обработке		1 (верх)	2	3	4	5	6 (низ)
			на входе	на выходе	на входе	на выходе						
15	3,6	3,5	8,2	14,0	16,2	11,2	11,5	11,0	10,8	12,3	11,2	13,0
16	3,6	3,5	8,3	14,7	17,1	11,8	12,5	11,6	11,6	13,1	12,5	13,5
17	3,6	3,5	8,7	15,7	17,2	12,0	12,7	11,9	12,0	13,2	12,7	13,8
18	3,6	3,5	8,8	15,7	17,6	12,0	12,7	11,9	11,9	13,5	12,4	14,2
19	3,6	3,5	9,0	16,0	17,9	12,2	12,9	12,0	12,0	13,6	12,5	14,5
20	3,6	3,5	8,6	16,0	17,7	12,2	12,5	12,0	12,0	12,5	13,5	14,2
21	3,6	3,5	8,9	15,6	17,6	12,0	12,0	11,5	12,3	13,0	13,3	14,0
22	3,6	3,5	8,4	15,6	17,5	11,5	12,0	11,5	12,0	12,5	13,3	13,9
23	3,6	3,5	8,6	15,6	17,5	11,5	12,0	11,5	12,0	12,5	13,3	13,9
24	3,6	3,5	8,6	15,6	17,0	11,8	12,0	11,0	11,5	12,0	13,0	14,0
1	3,6	3,5	7,6	14,9	17,5	11,0	11,9	11,0	11,2	13,0	12,9	13,7
2	3,6	3,5	7,5	14,7	17,4	11,0	11,5	11,0	11,0	13,0	12,0	14,0
3	3,5	3,4	7,2	14,7	17,6	10,5	11,5	11,0	11,0	12,9	12,0	14,5
4	3,5	3,4	7,2	14,7	17,0	10,4	11,5	11,1	10,9	12,0	12,0	14,0
3	3,5	3,4	6,9	14,5	17,0	10,2	11,0	10,7	11,0	12,0	11,0	13,5
Среднее	3,6	3,4	8,2	15,2	17,4	11,4	12,0	11,4	11,5	12,8	12,5	13,9

В период эксплуатации установки замерялась точка росы газа по углеводородам и влаге на выходе из аппарата.

Результаты замеров точки росы:

по углеводородам (—2) — (—5 °С);

по влаге 0—3 °С.

По характеру изменения температуры по высоте аппарата видим, что в различных зонах происходят процессы, которые сопровождаются выделением или поглощением тепла.

Углеводородный конденсат, насыщенный газом при температуре 15,2 °С в аппарате АС-3, пройдя теплообменник Т-4, Т-3 и испаритель Т-2, охлаждается до температуры 8,2 °С (см. рис. V.7) и недо-насыщается газом. При контакте с газом в верхней части аппарата

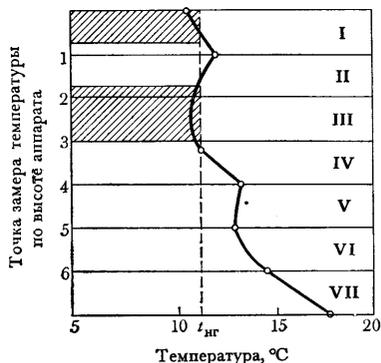


Рис. V.7. Изменение температуры по высоте аппарата очистки

жидкость донасыщается им, в результате чего повышается температура в аппарате (зона I, см. рис. V.7). Во время движения по насадке аппарата насыщенный газом конденсат разогревается до температуры 15,2 °С, что сопровождается поглощением тепла. Этот процесс протекает в зонах III и VII.

В зонах VI и VII газ охлаждается, в результате чего влага конденсируется. Этот процесс сопровождается выделением теплоты, которая частично компенсируется теплотой, получаемой в процессе разгазирования конденсата и разложения гидратов, попадающих в зоны VI и VII из вышерасположенных зон.

Процесс конденсации воды с последующим переходом ее в гидрат может протекать при температурах ниже температуры начала гидратообразования ($t_{\text{гн}} = 11,5 \text{ }^\circ\text{C}$), т. е. в зонах III, II, I (заштрихованные участки на рис. V.7).

Образование гидратов сопровождается также выделением тепла, на отвод которого необходимо затрачивать энергию. Однако при температурах выше равновесной температуры гидратообразования (зоны IV, V, VI и VII) гидраты будут разлагаться. На этот процесс необходимо затрачивать теплоту на охлаждение газа.

Таким образом, если процесс разложения гидратов происходит в аппарате полностью, то при этом компенсируются затраты энергии на образование гидратов. Сконденсировавшаяся и образовавшаяся в результате разложения гидратов вода поступает вместе с углеводородным конденсатом в разделитель P-1 (см. рис. V.6), где отделяется от конденсата за счет разности в плотностях и удаляется из системы. При этом она может быть не полностью отделена, так как в конденсате, поступающем на охлаждение в теплообменники T-4, T-3 и испаритель T-2, должна содержаться вода. В дальнейшем эта вода при охлаждении будет переходить в гидрат и в аппарате очистки газ будет значительное время контактировать с ним, что приведет к понижению точки росы гидрата по сравнению с температурой на контакте газ — жидкость.

Известно, что при образовании гидратов углеводородных газов давление паров воды над гидратом меньше, чем над жидкой водой (льдом) при одинаковых температурах. Следовательно, газ, находящийся в равновесном состоянии с гидратом, должен иметь точку росы по воде ниже, чем температура на контакте. Это положение было проверено рядом исследователей (Гаммершмидтом, Рэкордом, Селли и др.).

Кроме того, это положение подтверждается данными эксплуатации опытно-промышленной установки, когда температура на контакте газ — жидкость составляла 11,2 °С, а точка росы по воде (—0,5 °С) — (—3 °С).

Тепловой баланс низкотемпературного сепаратора можно записать следующим образом:

$$Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 = Q_5 + Q_6 + Q_7 + Q_8,$$

где Q_1 — теплота, выделяющаяся при растворении газа в конденсате; Q_2 — теплота, выделяющаяся при охлаждении газа; Q_3 —

теплота, выделяющаяся при охлаждении воды; Q_4 — теплота, выделяющаяся при образовании гидратов; Q_5 — теплота, расходуемая на охлаждение жидкости; Q_6 — теплота, идущая на испарение газа из конденсата, Q_7 — теплота, расходуемая на разложение гидратов; Q_8 — теплота, расходуемая на нагревание сконденсировавшейся воды.

Здесь:

$$Q_1 = \Gamma_1 Q_G, \quad Q_2 = Q'_G c_{pG} \Delta t_1, \quad Q_3 = \Gamma_B Q_B, \quad Q_4 = \Gamma_{гд} Q'_{гд}, \quad Q_5 = Q_{ж} c_{pж} \Delta t_2, \\ Q_6 = \Gamma_2 Q''_G, \quad Q_7 = \Gamma''_{гд} Q''_{гд}, \quad Q_8 = Q_{всрв} \Delta t_3,$$

где Γ_1 и Γ_2 — теплота растворения и испарения газа в конденсате; Q_G — количество растворенного газа в конденсате; Q'_G — расход обрабатываемого газа; $c_G, c_{ж}, c_B$ — удельные теплоемкости соответственно газа, жидкости и воды; $\Gamma_B, \Gamma_{гд}, \Gamma''_{гд}$ — скрытая теплота соответственно конденсации воды, образования и разложения гидратов; Q''_G — количество газа, испарившегося из конденсата; Q_B — количество сконденсированной воды; $Q_{ж}$ — расход жидкости через аппарат очистки; $Q'_{гд}$ — количество образовавшихся гидратов; $Q''_{гд}$ — количество разложившихся гидратов; Δt_1 — разность температур, на которую охлаждается газ в аппарате; Δt_2 — разность температур, на которую нагревается жидкость в аппарате; Δt_3 — разность температур, на которую нагревается сконденсированная вода.

Кроме замеров точек росы на выходе из установки были отобраны пробы газа для анализа.

Из табл. V.15 видно, что данная технология позволяет извлекать из продукции газоконденсатных месторождений углеводородов C_{3+} более чем на 45% от потенциала.

Таким образом разработанная, построенная и находящаяся в эксплуатации опытно-промышленная установка на Шебелинском месторождении принципиально по-новому решает проблему подготовки добываемой продукции из газоконденсатных месторождений без применения ингибиторов гидратообразования, а также специальных холодильных установок. Технология не требует специальной установки для регенерации раствора, проста в обслуживании, извлечение тяжелых углеводородов и воды из добываемой продукции производится в одном аппарате. Как показали исследования и результаты длительной эксплуатации, лучшим раствором для этих целей является насыщенный газом углеводородный конденсат, добываемый из месторождения.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА В КАЧЕСТВЕ МОТОРНОГО ТОПЛИВА

В решении проблемы сокращения расхода невозобновимых минеральных топлив значительная роль отводится природному газу, который может использоваться в качестве моторного топлива в сжатом, сжиженном и жидком видах для автомобильного, желез-

ТАБЛИЦА V.15

Компонент	Состав и содержание компонентов в газе						Извлечено компонентов из газа					
	на входе АС-2		на выходе из АС-2		на выходе из АС-3		в АС-2		в АС-3		Всего	
	% мол.	г/м³	% мол.	г/м³	% мол.	г/м³	г/м³	%	г/м³	%	г/м³	%
CH ₄	91,82	—	94,55	—	94,17	—	—	—	—	—	—	—
C ₂ H ₆	4,61	—	3,13	—	3,61	—	—	—	—	—	—	—
C ₃ H ₈	1,04	20,40	0,57	11,20	0,56	11,05	9,20	45,2	0,15	0,7	9,35	45,9
C ₄ H ₁₀	0,13	3,37	0,07	1,81	0,06	1,66	1,56	46,3	0,25	7,4	1,81	53,7
C ₄ H ₁₀	0,23	5,96	0,12	3,20	0,10	2,57	2,76	46,4	0,63	10,5	3,39	56,9
C ₅ H ₁₂	0,07	2,27	0,03	0,98	0,03	0,97	1,29	57,3	0,01	0,2	1,30	57,5
C ₅ H ₁₂	0,07	2,27	0,04	1,29	0,03	0,98	0,98	43,1	0,31	13,6	1,29	56,7
C ₆ H ₁₄₊	0,30	18,67	0,22	13,75	0,18	11,28	4,92	26,3	2,47	13,3	7,39	39,6
CO ₂	0,32	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
N ₂	1,41	9,02	1,27	7,94	1,26	7,87	1,08	12,0	0,07	0,5	1,15	12,5
Итого	100,0	61,96	100,0	40,17	100,0	36,28	27,79	—	3,89	—	25,68	—

нодорожного и водного транспорта. По свойствам природный газ соответствует высококачественному бензину. Октановое число основного компонента газа — метана, равно 110. Это позволяет повысить степень сжатия в газовых двигателях в пределах $\epsilon = 8-12$.

Низшая теплота сгорания природных газов высока — до 47 000 кДж/м³. По теплоте сгорания 1 м³ природного газа эквивалентен 1,0—1,12 л бензина.

Низшая теплота сгорания природного газа средневзвешенного состава при стандартных условиях (температура $t=20^\circ\text{C}$ и давление $p=0,103$ МПа) равняется 34 622 кДж/м³. При температуре $t=0^\circ\text{C}$ и давлении $p=0,1$ МПа составляет 37 044 кДж/м³. Природный газ месторождений характеризуется различным его составом. В зависимости от состава природного газа изменяются его теплотехнические характеристики. Характеристика природного газа некоторых месторождений СССР приведена в табл. V.16.

ТАБЛИЦА V.16

Месторождение	Теплота сгорания, кДж/м ³		Объем воздуха, необходимый для сгорания 1 м ³ газа, м ³	Объемная теплота сгорания стехиометрической смеси, кДж/м ³
	низшая	высшая		
Ухтинское	33 294	36 923	8,84	3383
Саратовское	35 866	39 763	9,50	3415
Бугурусланское	36 830	40 643	9,72	3435
Курдюмское	33 684	37 392	8,94	3408
Мелитопольское	35 158	39 051	9,34	3400
Дашавское	35 711	39 633	9,48	3407
Ставропольское	35 568	39 470	9,44	3408
Шебелинское	35 515	39 344	9,41	3411
Коми АССР	34 312	37 987	9,09	3401
Газлинское	36 956	40 982	9,80	3421
Волгоградское	35 506	39 386	9,42	3407
Астраханское	36 830	40 794	9,75	3426
Найпское	36 667	40 702	9,73	3417
Оренбургское	37 132	41 054	9,85	3422
Вуктыльское	47 007	51 621	12,40	3507
Шатлыкское	36 227	40 224	9,62	3411

Как следует из этой таблицы, большинство природных газов обладают высокой теплотой сгорания стехиометрической топливозвоздушной смеси (у бензина 3570 кДж/м³, у дизельного топлива 3470 кДж/м³). Однако главный недостаток природного газа, как моторного топлива — низкая объемная концентрация энергии. Если теплота сгорания 1 л жидкого топлива равна примерно 31 426 кДж, то у природного газа при нормальных условиях она составляет 33,52—35,62 кДж, т. е. почти в 1000 раз меньше. Поэтому для транспортирования газа в качестве моторного топлива его следует предварительно подготовить:

а) сжать до высоких давлений (20—25 МПа и более) и заправить им специальные баллоны;

б) превратить в жидкое состояние и заполнить им теплоизолированные емкости;

в) получить из природного газа жидкость — метанол.

Кроме применения природного газа в качестве моторного топлива в сжатом, сжиженном и жидком состояниях предпринимались попытки, правда неудачные, применить его при нормальном давлении. Для этих целей на крыше автобуса устанавливался громадный резиновый баллон (газгольдер), в котором природный газ находился при атмосферном давлении. Несмотря на внушительные размеры этого газгольдера, количество газа в нем эквивалентно по энергоемкости 3—4 л бензина, что, естественно, сводит на нет преимущество таких установок.

Различные методы хранения газа характеризуются показателями энергоемкости единицы хранения в таре. Такими показателями являются удельные теплоты сгорания топлива, отнесенные на единицу массы хранения топлива в таре (кДж/кг) и на единицу габаритного объема хранения (кДж/м³). Кроме того, следует учитывать затраты на подготовку газа при соответствующем виде хранения. Эти показатели приведены в табл. V.17.

ТАБЛИЦА V.17

Способ хранения топлива	Температура при хранении, К	Давление при хранении, МПа	Теплота сгорания на единицу массы хранения топлива, кДж/кг	Теплота сгорания на единицу габаритного объема хранения, кДж/дм ³	Энергетические затраты на подготовку топлива (в %) к теплоте сгорания
Сжатый природный газ в баллонах из углеродистой стали	273—293	20—25	3450	880—1100	1,8
Сжатый природный газ в баллонах из легированной стали	273—293	20—25	4940	885—1110	1,8
Сжатый природный газ в баллонах из углеродистой стали	273—293	32—40	3470	1340—1670	1,9
Сжатый природный газ в баллонах из легированной стали	273—293	32—40	4970	1350—1680	1,9
Сжиженный природный газ	111	0,1	13 670	2550	5,0
Метанол	273—293	0,1	4540	4040	15,5
Бензин	273—293	0,1	29 800	7000	0,8

На показатели энергоемкости хранения сжатого природного газа в основном влияют два фактора: давление сжатия и применяемый материал баллонов. В СССР выпускаются баллоны из углеродистых и легированных сталей, рассчитанные на давления 150, 250, 320, 400 МПа.

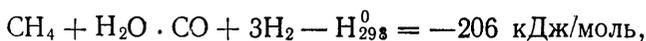
Как видно из табл. V.17, давление газа в баллоне в основном влияет на габаритные показатели хранения. Масса же тары с увеличением давления становится большей почти пропорционально росту плотности сжатого газа. Вследствие этого снизить таким способом массу транспортного средства не удастся. Чтобы снизить общую массу устройств, предназначенных для хранения сжатого природного газа, применяют баллоны из специальных конструктивных материалов. Замена углеродистой стали на легированную позволяет снизить массу баллонов на 30—33 %. В некоторых отраслях техники используют армированные пластмассовые сосуды, которые легче стальных в 4—4,5 раза. В этом случае массовый показатель хранения сжатого природного газа ниже, чем у бензина.

Лучшими показателями хранения обладает сжиженный природный газ (СПГ). Поскольку температура его кипения равна 111 К, для хранения нужны сосуды с высокоэффективной тепловой изоляцией стенок. В качестве такой изоляции применяют пенопласт, керамику, вакуумированную прослойку. Наиболее эффективны вакуумированные керамические изоляционные материалы. Промышленностью СССР выпускаются сосуды Дюара шаровой и цилиндрической формы, емкостью 5, 16, 25, 100 дм³. Сосуды изготавливают из алюминиевого сплава с двойными стенками, пространство между которыми вакуумируется.

Проще осуществляется хранение метанола. Он может заливаться в емкости, аналогичные бензиновым. Однако высокая токсичность метанола требует применения специальных защитных мер. Вследствие низкой, по сравнению с бензином, теплоты сгорания (22 207 кДж/кг) метанол имеет худшие, чем бензин, показатели хранения. Кроме того, современная технология производства метанола требует значительных энергетических затрат, что не дает ему, несмотря на простоту хранения, безусловных технико-экономических преимуществ перед первыми двумя способами подготовки газа.

Несмотря на сложности, связанные с хранением моторных топлив на основе газа на транспортных средствах, значительная экономия нефтяного сырья за счет замены ими традиционных топлив, а также меньшие затраты на производство дают основания для широкого их применения.

В настоящее время наиболее распространен метод производства метанола, основанный на синтезе окиси углерода и водорода (синтез-газ), получаемых окислительной конверсией природного газа (метана). Окисление метана осуществляют водяным паром, двуокисью углерода или кислородом в присутствии катализаторов и без них:



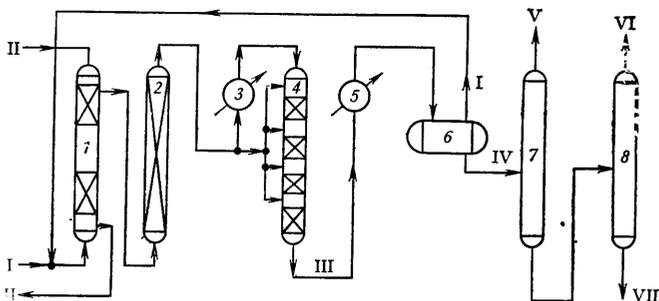
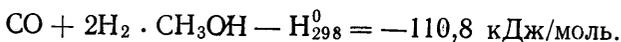


Рис. V.8. Схема синтеза метанола

Образование метанола при синтезе газа протекает по обратимой экзотермической реакции:



В отсутствие катализаторов реакция протекает медленно, поэтому на практике применяют каталитический процесс, который осуществляют при повышенных температурах и давлении.

На промышленных установках синтез метанола обычно осуществляется при давлении 20—35 МПа и температуре 623—693 К. В качестве катализаторов применяют окись цинка, цинк-хромовые, цинк-хромовые с активирующими добавками (окислы меди, железа, марганца) и др. В качестве побочных продуктов образуются вода, метан, диметилвый эфир и высшие спирты.

На рис. V.8 показана технологическая схема процесса получения метанола.

Свежий газ под давлением 1—2 МПа поступает на водную очистку от двуокиси углерода в скруббер 1. После скруббера газ дожимается до нужного давления, очищается в адсорбере 2, заполненном активным углем, от пентакарбонила железа и разделяется на два потока. Один поток подогревается в теплообменнике 3 и подается в колонну синтеза 4, другой — в холодном состоянии направляется в пространство между слоями катализатора. Реакционные газы охлаждаются в холодильнике 5, при этом из них конденсируется метанол и некоторые побочные продукты (вода, диметилвый эфир, высшие спирты).

В сепараторе 6 конденсат отделяется от непрореагировавших газов, которые возвращаются в процесс. Конденсат, представляющий собой метанол-сырец, направляется в ректификационную колонну 7, с верха которой отгоняется диметилвый эфир. Кубовая жидкость из колонны 7 поступает в колонну 8. В качестве дистиллята на этой колонне отбирается метанол с водой. Затем метанол отгоняется от воды острым паром. Из куба колонны 8 отводится смесь высших спиртов.

Типичные показатели технологического режима синтеза метанола под давлением 30 МПа приведены ниже.

Средняя объемная скорость, ч ⁻¹	40 000—45 000
Соотношение Н ₂ : СО в циркуляционном газе	(4—6) : 1
Объемная доля в циркуляционном газе, %:	
окси углерода	11—17
инертных газов	12—18
Среднее количество метанола, приходящееся на 1 м ³ катализатора, т/сут	40—45
Температура в реакционной зоне, К	608—658
Удельный расход на 1 т метанола-сырца, м ³ :	
природного газа	995—1150
свежего синтез-газа	2450—2650
Массовая доля СН ₃ ОН в метаноле-сырце, %	92—94

В последние годы разработаны и реализованы в промышленном масштабе новые, более активные катализаторы синтеза метанола, которые позволяют проводить процесс при более низких температуре и давлении и с большим выходом метанола.

ЗАКОНОМЕРНОСТИ ОСНОВНЫХ СВОЙСТВ
ПЛАСТОВЫХ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СИСТЕМ

В процессе геологоразведочных работ на новых площадях возникает необходимость оперативных подсчетов геологических и извлекаемых запасов конденсата, а также определения газоконденсатных характеристик, исходных при проектировании разработки месторождений. Часто не представляется возможным на первых разведочных скважинах получить необходимый комплекс газоконденсатных параметров.

Экспериментальный материал, накопленный за последние 20 лет проведения газоконденсатных исследований, по залежам различных нефтегазоносных провинций СССР (исследовано свыше 150 залежей), позволил выявить закономерности взаимосвязей основных свойств и параметров газоконденсатных систем:

- потенциальное содержание конденсата в пластовом газе;
- групповой углеводородный состав конденсатов;
- конечный коэффициент конденсатоотдачи;
- количество углеводородов C_{57} , переходящих в жидкую фазу в пласте в процессе разработки месторождений методом снижения давления;
- давление начала конденсации и максимальной конденсации пластовой газоконденсатной системы;
- выход стабильного конденсата при различных давлениях и температурах сепарации;
- коэффициенты усадки сырых конденсатов при различных давлениях и температурах сепарации;
- количество газа дегазации;
- взаимосвязь физико-химических характеристик конденсата и др.

РАСТВОРИМОСТЬ ВЫСОКОКИПАЩИХ УГЛЕВОДОРОДОВ В ГАЗАХ

В газоконденсатных смесях при пластовых условиях в растворенном газовом состоянии находятся высококипящие углеводороды, представленные рядом C_5 , C_{34} . Данные углеводороды при определенном давлении начинают конденсироваться в пласте. Это давление называется давлением начала конденсации. Оно может равняться начальному давлению или быть ниже последнего.

Залежи ряда газоносных провинций находятся в недонасыщенном состоянии. Причинами этого явления могут быть особенности условий формирования либо погружения уже сформированных залежей. Рассмотрим характерные особенности некоторых изученных районов СССР (табл. VI.1).

Для газоконденсатных залежей Краснодарского края нижнемеловых отложений характерно наличие высокоароматизированных конденсатов — до 40—49 % мас. (Майкопское, Некрасовское и Усть-Лабинское месторождения) при незначительном их потенциальном содержании в пластовом газе — 35—64 г/м³, плотности конденсатов 0,8000—0,8160 г/см³ и молекулярной массе, равной 123—134. Пластовые температуры по большинству залежей превышают 100 °С, пластовые давления — свыше 30,0 МПа. Залежи недонасыщены конденсатом. Давление начала конденсации в них значительно ниже пластового. В то же время в юрских отложениях открыты газоконденсатные залежи с относительно малым содержанием ароматических углеводородов — до 25 % (Южно-Советское, Соколовское, Бескорбенское месторождения), но значительно более высоким по сравнению с нижнемеловыми залежами содержанием конденсата (150—250 г/м³). Плотность конденсата в этих залежах равна 0,7580—0,7830 г/см³, молекулярная масса не превышает 125. Давление начала конденсации близко или равно начальному пластовому в залежи.

Газоконденсатные залежи Туркменской ССР, по которым проведен достаточный объем исследований, в основном приурочены к отложениям верхней юры и нижнего мела. Для газоконденсатных систем этой провинции типичен диапазон группового углеводородного состава. Молярная доля ароматических углеводородов находится в пределах 2 (Восточно-Котур-Тепинское месторождение) — 42 % (Сакарское месторождение). Нафтеновых углеводородов содержится соответственно 42 и 14 %. Плотность конденсатов составляет 0,757—0,800 г/см³, молекулярная масса 120—150. Потенциальное содержание конденсата в пластовом газе колеблется от 24 (Гугуртлинское месторождение) до 400 г/м³ (Барса-Гельмес).

Все газоконденсатные залежи рассматриваемого района, за исключением залежей, имеющих в свободном состоянии жидкие углеводороды (Кызыл-Кумское и Восточно-Котур-Тепинское месторождения), недонасыщены углеводородами C₅₊. Давление начала конденсации в них приблизительно на 1/3 ниже первоначального пластового в залежи.

Особое положение среди газоконденсатных залежей занимают Шатлыкское и Даулетабадское месторождения, которые относятся к типу перегретых. Это известно по данным лабораторных опытов по дифференциальной конденсации пластовой пробы. Эксперименты показали отсутствие конденсации углеводородов C₅₊ при пластовой температуре. Объясняется это тем, что при высокой пластовой температуре (130—137 °С) и давлении 36,5—40,0 МПа в конденсате содержится незначительное количество ароматических углеводородов (13 %) при низком потенциальном содержании последнего в пластовом газе (13 г/м³).

В пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции открыто свыше 30 газоконденсатных месторождений. Отличительная их особенность — многопластовость и широкий диапазон содержания конденсата в пластовом газе. Открытые залежи конденсата

ТАБЛИЦА VI.1

Месторождение	Потенци- альное содержа- ние кон- денсата, г/м³	Давление, МПа		Пласто- вая тем- пература, °С	Плот- ность конден- сата, г/см³	Молеку- лярная масса	Массовая доля углеводоро- дов, %		
		Рнк	Рпл				аромати- ческих	нафтено- вых	парафи- новых
Узбекская ССР									
Газлинское XII	15	11,2	11,2	47	0,7545	117	29	30	41
Учкырское I13	30	15,0	16,9	73	0,7872	126	30	32	48
Южно-Мубарекское	42	12,8	12,8	64	0,7352	118	3	20	57
Адамташское	135	17,2	17,2	70	0,7174	115	12	17	71
Холжабадское	85	22,7	22,7	73	0,7516	118	6	18	76
Джаркакское	20	9,1	9,1	45	0,7211	110	13	38	49
Саратовская обл.									
Степановское	45	23,8	23,8	64	0,7430	114	11	45	44
Ставропольский край									
Русский Хутор, мел	555	33,6	33,6	130	0,7680	114	12	28	60
» юра	632	35,0	35,0	135	0,7743	152	20	26	54
Якутская АССР									
Средне-Вилуйское	66	25,6	25,6	52	0,7510	118	21	34	45
Мастаховское	70	27,0	32,9	72	0,7626	121	22	40	38
Казахская ССР									
Западно-Прорвенское	79	19,0	22,0	72	0,7516	120	26	20	54
Тенгинское	43	17,2	17,2	70	0,7740	125	11	26	63
Туркменская ССР									
Наилское, III	26	13,0	18,7	82	0,7690	120	16	33	51
Наилское, V	36	14,0	19,4	85	0,7718	125	20	30	50

Кирпичинское	58	26,5	32,5	110	0,7884	125	33	34	33
Кызылкумское	90	23,1	23,1	59	0,7410	110	6	23	71
Сакарское	30	17,0	29,3	105	0,8014	130	42	14	44
Восточный-Котур-Теле	180	30,0	30,0	72	0,7291	120	2	40	58
Беурдышинское	30	17,5	24,7	82	0,7739	123	25	27	48
Шатлыкское	12	—	36,5	130	0,8000	150	13	17	70
Ачакское	30	17,0	20,4	83	0,7620	117	16	42	42
Гутурглинское	24	16,0	20,7	82	0,7570	120	13	34	53
Западный Котур-Теле	250	34,0	47,0	85	0,7311	118	5	33	62
Камышаджа, НК ₆	200	30,6	48,0	95	0,7906	130	9	46	45
Ожарем, НК ₈	240	32,0	45,0	75	0,7832	130	8	42	50
Барса-Гельмес, ПК	400	35,0	60,0	85	0,7950	135	15	31	54
Краснодарский край									
Майкопское	64	16,0	30,0	128	0,8000	123	39	28	33
Некрасовское	36	18,0	35,0	137	0,7917	132	26	44	30
Березанское	49	20,0	28,2	97	0,7820	120	40	28	32
Усть-Лабинское	40	16,0	34,0	135	0,8161	134	49	20	31
Южно-Советское	254	31,0	31,9	130	0,7587	122	25	40	35
Соколовское	152	26,0	31,5	135	0,7720	119	23	33	39
Митрофановское	200	32,0	40,0	138	0,7834	125	30	40	30
Коми АССР									
Вуктыльское	360	33,0	37,0	60	0,7283	114	12	18	70
Оренбургская обл.									
Оренбургское	75	20,0	20,0	30	0,6966	98	10	20	70
Тюменская область									
Песцовое	393	31,4	31,4	82	0,7431	102	8	23	69
Арктическое	108	25,4	25,4	75	0,7370	103	20	25	55
Надымское	376	28,7	28,7	84	0,7180	101	10	26	64
Харасавейское, ТП ₁₋₅	2	—	15,5	37	0,7746	120	15	52	54
Западно-Таркосалинское	181	23,8	24,4	72	0,7234	100	5	21	74

Продолжение табл. VI.1

Месторождение	Потенциальное содержание конденсата, г/м ³	Давление, МПа		Пластовая температура, °С	Плотность конденсата, г/см ³	Молекулярная масса	Массовая доля углеводородов, %		г. рафинированных
		Р _{НК}	Р _{пл}				ароматических	нафтеновых	
Федоровское Лянторское Самолгорское Востокинское Уренгойское: Северный купол, БУ ⁵⁻⁶ БУ ⁸ БУ ¹⁰ БУ ¹⁰ Центральная зона, БУ ⁸ БУ ¹⁰ БУ ¹¹ БУ ¹⁴ Южный купол, БУ ⁸	40	18,9	18,9	55	0,7470	103	3	35	62
	128	21,4	21,4	56	0,7200	95	8	10	82
	126	17,2	17,2	58	0,6670	82	3	10	87
	36	21,0	21,0	63	0,7451	95	10	36	54
	96	24,4	24,4	69	0,7350	99	10	26	64
	152	27,5	27,5	75	0,7400	100	14	29	57
	147	18,8	18,8	77	0,7404	108	14	26	60
	160	28,9	28,9	78	0,7420	115	12	24	64
	180	27,9	27,9	75	0,7380	103	10	25	65
	155	27,9	27,9	78	0,7300	96	7	39	51
	161	28,4	28,4	78	0,7440	109	12	42	46
	249	31,4	31,4	84	0,7364	102	10	19	71
	182	26,9	26,9	76	0,7362	97	10	21	69
	Марковское	120	26,5	26,5	33	0,7260	117	7	15
Иркутская обл. Украинская ССР Аргоховское Тимофеевское Перещипинское Крестищинское Бытовское Щебелинское	838	45,7	45,7	111	0,7875	130	14	27	59
	374	45,5	45,5	98	0,7878	135	27	32	41
	166	—	43,0	109	0,7789	139	15	16	69
	76	25,0	41,7	80	0,7720	136	16	50	34
	90	28,0	30,0	73	0,7380	123	15	22	63
	16	14,5	24,2	54	0,7506	121	15	34	51

связаны с юрскими и нижнемеловыми отложениями, залегающими на глубинах 1500 м и ниже.

Пластовые температуры залежей не превышают 90 °С, пластовые давления доходят до 35,0 МПа. Характерно, что залежи в основном насыщены конденсатом. Давление начала конденсации в них равно или близко начальному пластовому в залежи.

Потенциальное содержание конденсата изменяется от 2 (Харасавэйское месторождение) до 400 г/м³ (Песцовое месторождение). Плотность конденсата находится в пределах 0,667—0,775 г/м³, молекулярная масса 82—155. В групповом углеводородном составе содержание ароматических углеводородов в основном не превышает 10 %, содержание нефтяных находится в пределах 10—80 %.

Экспериментальными исследованиями на бинарных и многокомпонентных искусственных смесях Я. Д. Саввиной, Т. П. Жузе и другими были установлены закономерности растворимости углеводородов различных групп в метане и природном газе при различных давлениях и температурах.

В частности, Я. Д. Саввиной исследована зависимость: давление — состав бинарных систем метана с углеводородами различных групп при температурах до 180 °С и при давлениях до критического и сопоставлена растворимость углеводородов различных групп в метане (рис. VI.1). На этом рисунке хорошо прослеживается влияние на растворимость в метане (при одинаковой температуре) углеводородов различного строения. Эти углеводороды имеют одинаковое число атомов углерода в молекуле и практически одинаковую температуру кипения. Однако растворимость парафинового углеводорода (н-гексан) наибольшая, нефтяного углеводорода (циклогексан) значительно меньшая и наименьшая растворимость в метане бензола (углеводорода ароматического ряда) — почти в 2 раза ниже при долевого содержании метана 0,75.

Причина столь низкой растворимости углеводородов ароматической группы заключается в том, что их строение наиболее резко отличается от строения метана.

Результаты многочисленных исследований природных газоконденсатных систем, полученных при изучении газоконденсатных месторождений, позволили установить количественные зависимости от растворимости углеводородов различных групп в широком диапазоне пластовых давлений и температур.

Как и в экспериментальных работах с искусственными смесями, обнаружена та же закономерность и в природных газоконденсатных системах: на больших глубинах, при высоких пластовых давлениях и температурах для конденсатов характерно повышенное содержание ароматических углеводородов. Высокое давление и температура способствуют растворимости высокомолекулярных углеводородов сложного строения. Причем давление и температура в разной степени способствуют растворимости высококипящих углеводородов. Поэтому в районах, имеющих отличные друг от друга температурные градиенты, на одних и тех же глубинах

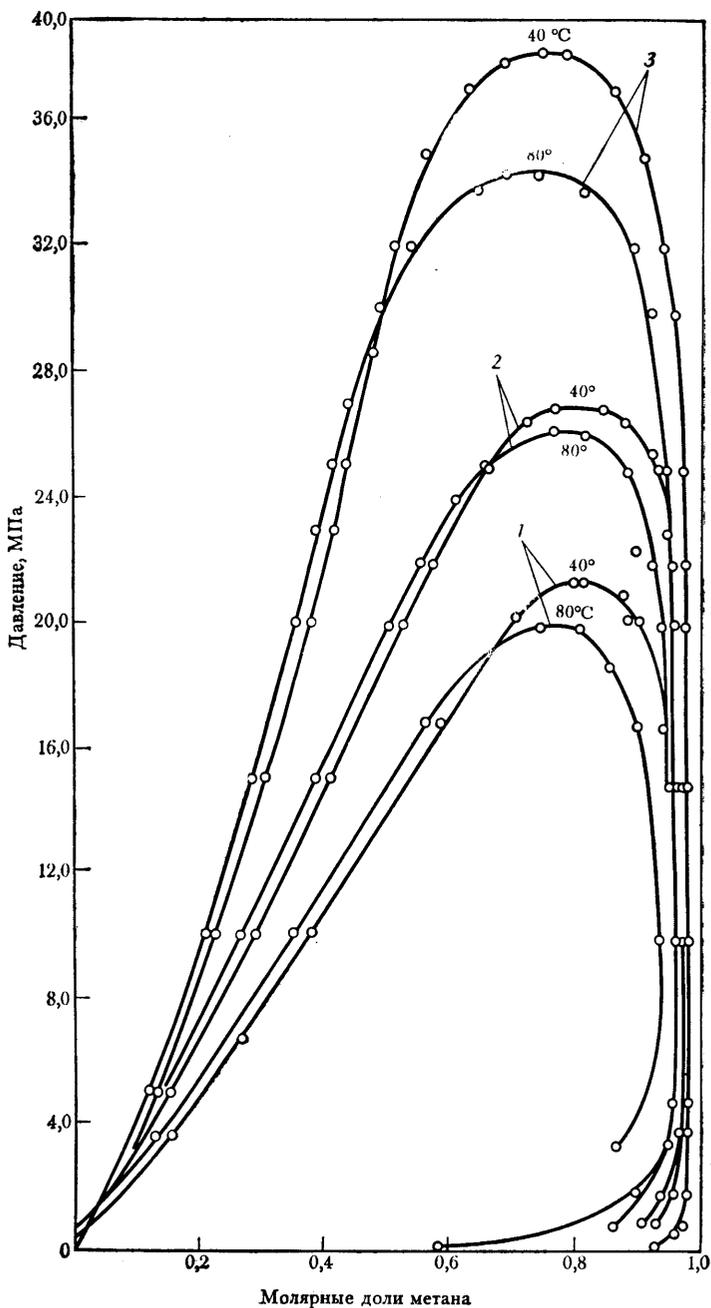


Рис. VI.1. Фазовое равновесие метана с углеводородами, характеризующимися одинаковым числом атомов углеводорода в молекуле; бензолом (1), циклогексаном (2) и н-гексаном (3)

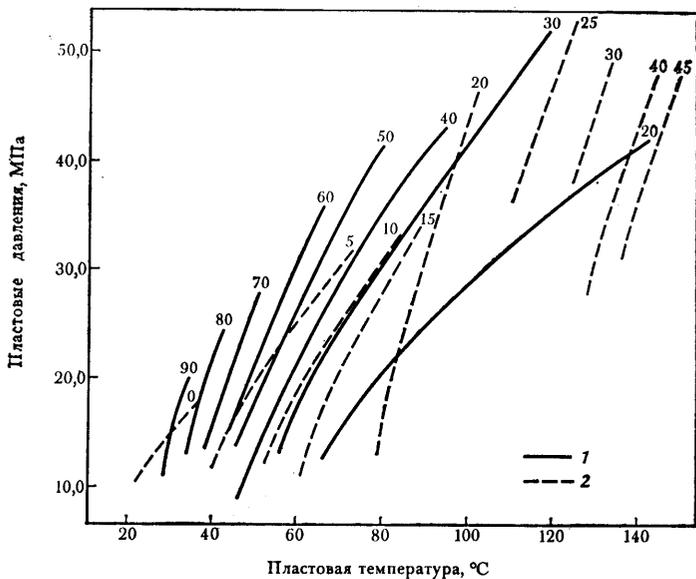


Рис. VI.2. Содержание ароматических (2) и нафтеновых (1) углеводородов в конденсатах при различных термобарических условиях нахождения залежей

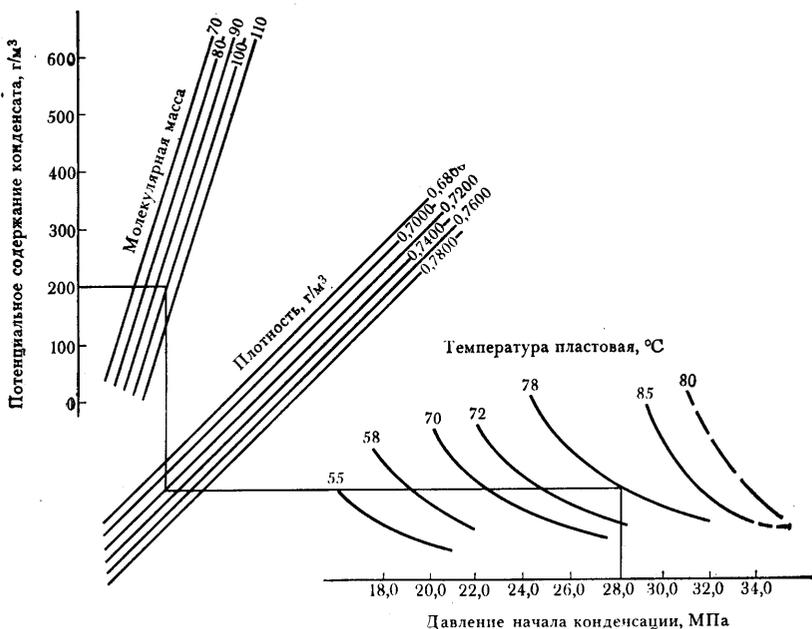


Рис. VI.3. Номограмма для определения углеводородов C_{5+} в пластовом газе месторождений северной части Западно-Сибирской низменности

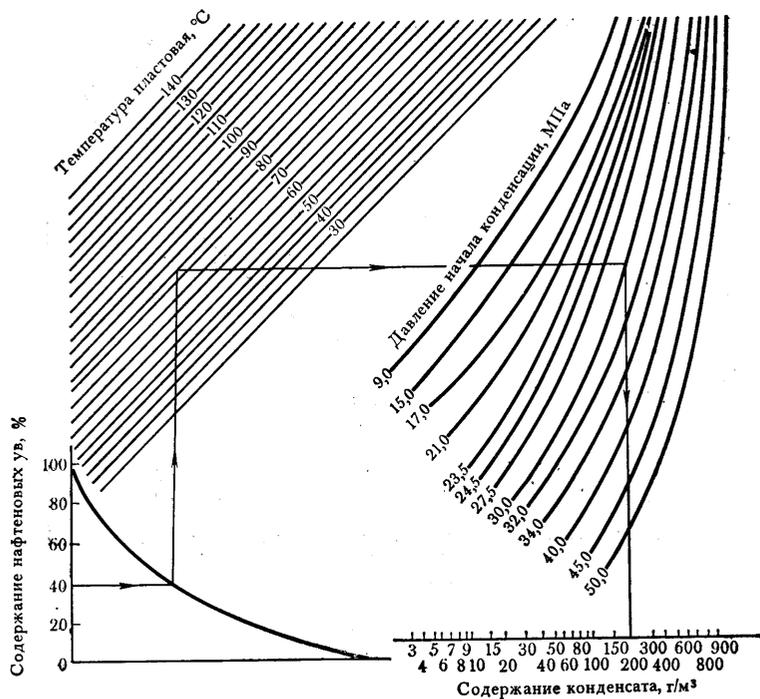


Рис. VI.4. Номограмма для определения количества конденсата в пластовом газе газоконденсатных залежей при содержании ароматических углеводородов < 5 %

встречаются конденсаты неодинакового группового углеводородного состава. Так в Усть-Лабинском газоконденсатном месторождении в залежи на глубине 3400 м содержание ароматики в конденсате составило 49 %, пластовая температура была равной 135 °С. На тех же глубинах в залежи Вуктыльского месторождения пластовая температура равна 60 °С, а молярная доля ароматических углеводородов составляла всего 12 %. На наш взгляд, различные температурные градиенты в рассмотренных примерах обусловили различную растворимость ароматических углеводородов. Данная закономерность в отдельных случаях может нарушаться при наличии нефтяных оторочек под газоконденсатными залежами, так как в этом случае имеется богатый источник перехода в газообразное состояние наиболее растворимых по сравнению с углеводородами других групп высококипящих углеводородов парафинового ряда.

Фактический материал по газоконденсатным исследованиям позволил выявить графическую связь термобарических условий нахождения залежей с групповым углеводородным составом конденсатов.

На рис. VI.2 показано различное содержание ароматических углеводородов в залежи при давлениях 9,0—54,0 МПа и темпера-

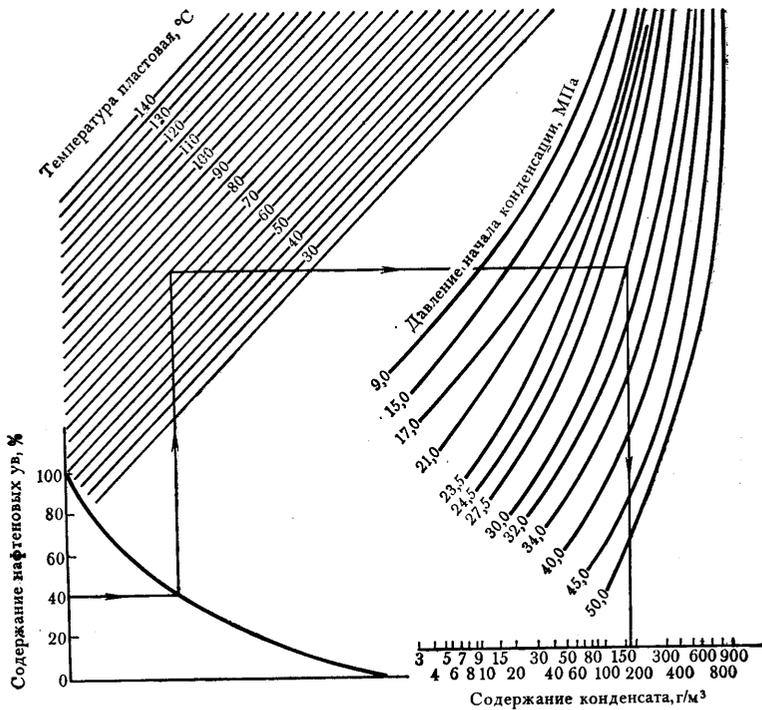


Рис. VI.5. Номограмма для определения количества конденсата в пластовом газе газоконденсатных залежей при содержании ароматических углеводородов $<15 \geq 5\%$

турах 25—140 °С. Видим, что при давлениях до 10,0 МПа и температурах 25—40 °С ароматические углеводороды практически отсутствуют в составе конденсатов. При средних значениях пластовых давлений и температур (до 35,0 МПа и 80 °С) молярная доля ароматических углеводородов не превышает 20%. Залежи с высокими пластовыми давлениями и температурами характеризуются высокоароматизированными конденсатами.

Одновременно следует отметить, что повышенное содержание ароматических углеводородов в конденсате приводит к снижению содержания в последнем нафтеновых углеводородов. Поэтому в конденсатах наблюдается при высоких давлениях и температурах относительно малое содержание нафтеновых углеводородов (см. рис. VI.2). Так при давлениях выше 30,0 МПа и температурах выше 80 °С молярная доля нафтеновых углеводородов находится в пределе 20—30%. При относительно низких давлениях (до 25,0—30,0 МПа) и температурах 50—70 °С молярная доля нафтеновых углеводородов значительно увеличивается (до 60%). В газоконденсатных залежах при термобарических условиях залегания (10,0—20,0 МПа и 25—40 °С) конденсат может носить ярко выраженный нафтеновый характер (70—80%).

Таким образом, анализ фактического материала по газоконденсатным залежам указывает на большое разнообразие группового

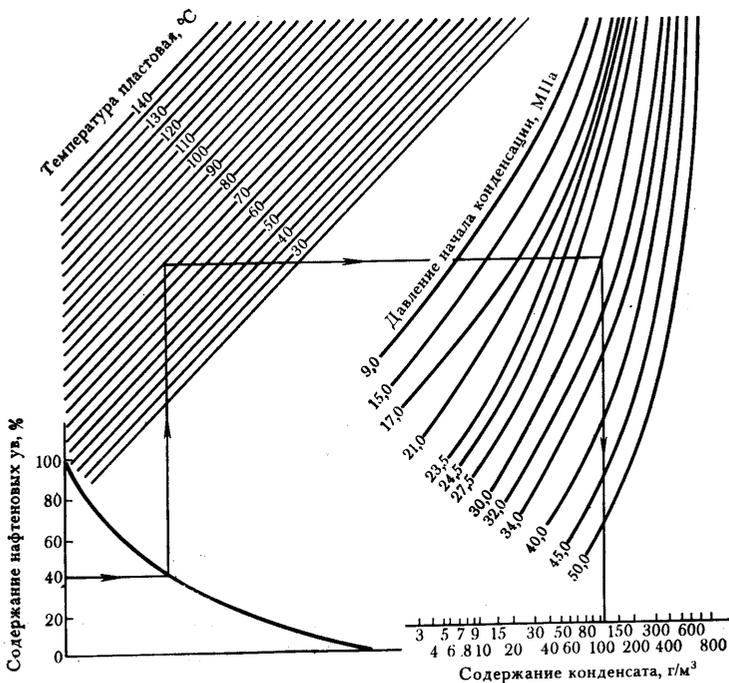


Рис. VI.6. Номограмма для определения количества конденсата в пластовом газе газоконденсатных залежей при содержании ароматических углеводородов $<25> 15\%$

углеводородного состава конденсатов (ароматических углеводородов 2—50%, нафтеновых 20—90%) и на четкую связь состава с термобарическими условиями нахождения залежей. Такое различие в групповом составе влияет на растворимость углеводородов C_{5+} в пластовом газе, т. е. на потенциальное содержание конденсата в последнем.

Поисками связи потенциального содержания конденсата от отдельных факторов занимались ряд исследователей.

В частности, Я. Д. Саввиной показана зависимость концентрации углеводородов C_{5+} в пластовых газах от глубины нахождения газоконденсатной залежи. И. С. Старобинцем рассмотрен вопрос о связи содержания конденсата с рядом факторов. Им было показано, что фактическое содержание конденсата в газе и изменение количества последнего по разрезу и площади определяются по совокупному воздействию давления, температуры, состава пластового газа и конденсата, наличию нефтяных оторочек и состава нефти, условий формирования залежей.

Анализ обширных данных по закономерностям изменения содержания конденсата в залежах СССР позволил (несмотря на большое различие газоконденсатных систем) отметить определенную связь между потенциальным содержанием конденсата, его групповым углеводородным составом, физико-химической характе-

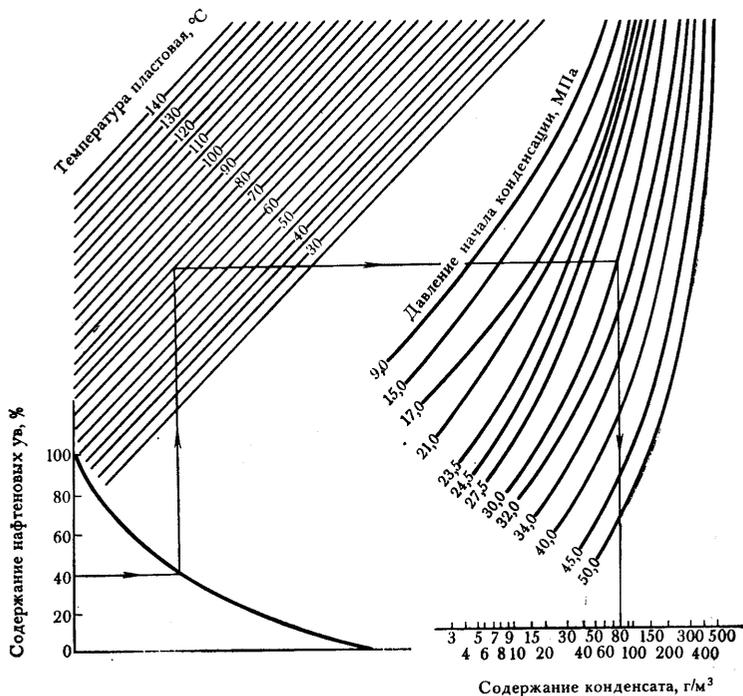


Рис. VI.7. Номограмма для определения количества конденсата в пластовом газе газоконденсатных залежей при содержании ароматических углеводородов $<30 > 25\%$

ристикой конденсатов и термобарическими условиями нахождения залежей. Более высокое содержание ароматических углеводородов в конденсате приводит к его пониженной растворимости в газе, т. е. к меньшему потенциальному содержанию в пластовом газе.

Повышенное содержание нефтяных углеводородов также приводит к понижению растворимости конденсата (C_{5+}). Кроме того, на растворимость конденсата большое влияние оказывают пластовые условия залежей.

Поскольку при рассмотрении некоторых характеристик газоконденсатных систем (даже в пределах одного района) углеводородный состав конденсатов изменяется в широких пределах, поиск зависимости изменения содержания конденсата только от глубины нахождения залежи или температуры лишен практического смысла. Также неполное представление о растворимости получили при опытах с индивидуальными углеводородами.

Следовательно, лишь комплексное определение влияния нескольких параметров позволит выявить более достоверные и конкретные закономерности изменения различного потенциального содержания конденсата в залежах.

Так, результаты исследований залежей Западной Сибири показали, что (несмотря на разнообразие пластовых газоконденсатных

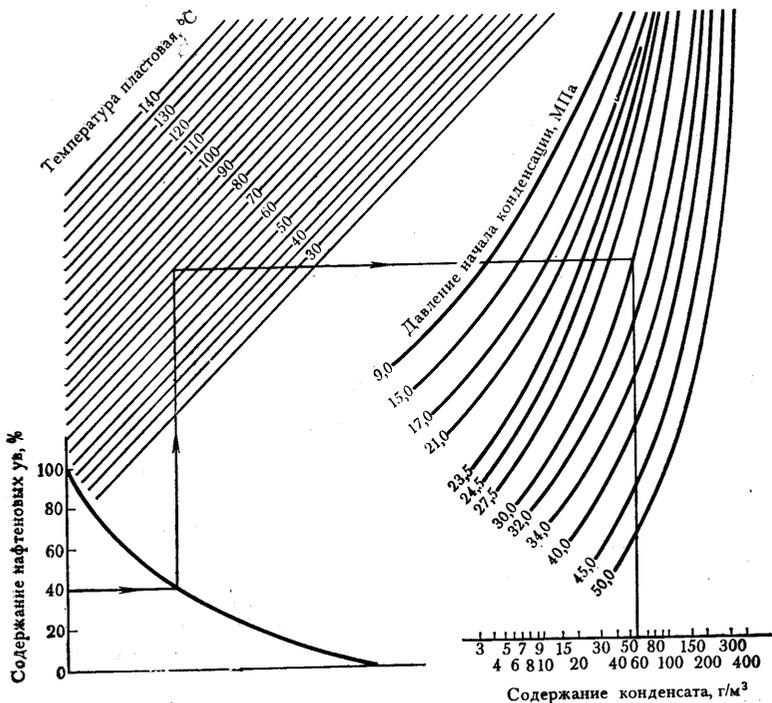


Рис. VI.8. Номограмма для определения количества конденсата в пластовом газе газоконденсатных залежей при содержании ароматических углеводородов $<40 > 30\%$

систем) между количеством конденсата в залежи, степенью их насыщенности, температурными условиями и физико-химической характеристикой конденсатов (молекулярная масса и плотность конденсата) прослеживается определенная связь. Эта зависимость и пример определения потенциального содержания конденсата для насыщенной конденсатом залежи (при давлении начала конденсации 28,0 МПа и температуре 78 °С, плотности конденсата 0,7220 г/см³ и молекулярной массе, равной 100) показаны на рис. VI.3. Потенциальное содержание конденсата в пластовом газе для приведенных условий составит 200 г/м³. Номограммы подобного характера построены и для других районов СССР. Однако эти зависимости носят частный характер, так как присущи отдельным нефтегазоносным провинциям. Для прогнозирования же потенциального содержания конденсата в новых районах необходимо выявление закономерностей, общих для больших территорий, с привлечением надежных характеристик конденсата, менее зависящих от условий отбора пробы, степени стабилизации конденсата. Таким параметром является групповой углеводородный состав конденсата. В зависимости (см. рис. VI.3) влияние группового состава конденсата на его потенциальное содержание учитывалось лишь качественно через молекулярную массу конденсата.

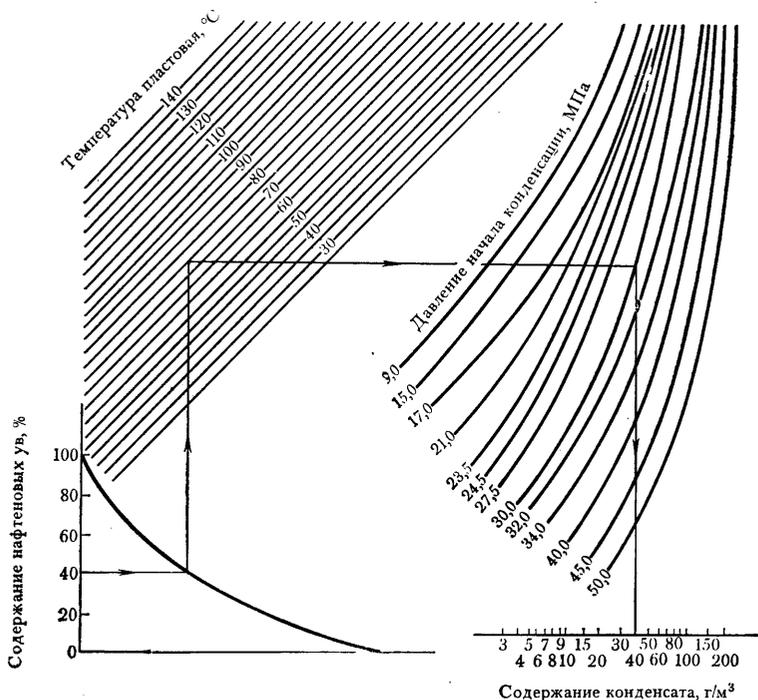


Рис. VI.9. Номограмма для определения количества конденсата в пластовом газе газоконденсатных месторождений при содержании ароматических углеводородов <45>40%

Влияние количественных изменений группового углеводородного состава возможно лишь при непосредственном учете в зависимости содержаний каждой группы углеводородов с использованием других факторов, влияющих на растворимость углеводородов в залежах,— температуры и давления.

На основании исследований газоконденсатных залежей Западной Сибири сделана попытка вывести аналитическую зависимость содержания конденсата (q , г/м³) от температуры (t , °С), и содержания в конденсатах нефтяных углеводородов (H , %). В связи с тем, что в выборку входили залежи только северной части Западной Сибири, температурный градиент принят единым для всего района. Поэтому фактор влияния последнего на растворимость не учитывался. Содержание ароматических углеводородов в конденсатах исследованных объектов не превышало 12 %.

Зависимость имеет вид:

$$q = 1392,5 - 0,076H + 0,0528H^2 + 0,386t^2 - 1,206Ht - 43,54t. \quad (VI.1)$$

Коэффициент множественной корреляции равен 0,9.

По уравнению (VI.1) можно определять содержание конденсата и в других районах СССР. Кроме того, установлена связь между количеством углеводородов C₅₊ в пластовом газе (q) и содержанием C₅—C₈ в составе нормальных алканов (a) для

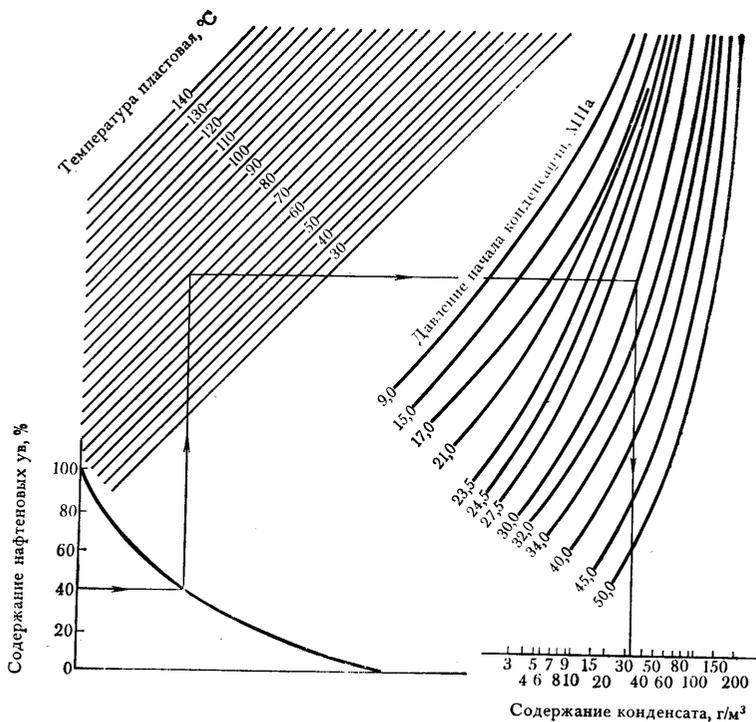


Рис. VI.10. Номограмма для определения количества конденсата в пластовом газе газо-конденсатных месторождений при содержании ароматических углеводородов <math>< 50\%>> 45\%</math>

конденсатов различного группового углеводородного состава. Эти зависимости для конденсатов с содержанием нафтеновых углеводородов до 25%, 25—45%, >45% соответственно имеют следующий вид:

$$q = 0,48786 \cdot 10^3 - 7,6196a + 0,0346a^2, \quad (VI.2)$$

$$q = 0,80363 \cdot 10^2 - 1,12278a + 0,0029a^2, \quad (VI.3)$$

$$q = 0,24464 \cdot 10^3 - 3,68857a + 0,01421a^2. \quad (VI.4)$$

Несмотря на сравнительно высокий коэффициент корреляции и возможность использования полученных зависимостей для ряда районов СССР, нельзя применять уравнения (VI.1) — (VI.4) для пластовых систем, содержащих ароматические углеводороды свыше 12%.

Между тем приведенные данные по групповому углеводородному составу конденсатов залежей указывают на широкий диапазон в изменении углеводородного состава конденсатов (ароматических 2—50%, нафтеновых 20—90%).

Такое различие в групповом составе влияет на растворимость углеводородов C_{5+} в пластовом газе, т. е. на потенциальное содержание конденсата в последнем.

Анализ результатов исследований по 60 газоконденсатным залежам СССР позволил построить обобщенные зависимости растворимости конденсатов с различным углеводородным составом (содержание ароматических углеводородов изменяется от 2 до 50 %, нафтеновых — от 10 до 90 %) в широком диапазоне давлений и температур 9,0—50,0 МПа и 25—135 °С (рис. VI.4—VI.10).

Каждая из приведенных номограмм соответствует газоконденсатным системам с определенным процентным содержанием ароматических углеводородов (А) в составе конденсата.

Принцип построения номограммы следующий. В левом нижнем углу нанесена линия, учитывающая влияние содержания нафтеновых углеводородов в конденсате на их растворимость. Выше над этой кривой расположены изотермы, отражающие значения пластовых температур. В правом верхнем углу приведены изобары давлений начала конденсации, в нижнем показано потенциальное содержание конденсата в залежах при начальных пластовых условиях.

С помощью номограмм (см. рис. VI.4—VI.10), а также зависимостей, приведенных на рис. VI.2, можно комплексно решить проблему прогноза потенциального содержания конденсата в пластовом газе. По рис. VI.2 при давлении 40,0 МПа и температуре 130 °С содержание ароматических углеводородов составляет 43 %, нафтеновых 20 %.

Для прогноза количества конденсата для данного примера по рис. VI.9, находим, что потенциальное содержание конденсата составит 170 г/м³. При давлении в залежи 40,0 МПа и температуре 90 °С содержание ароматических углеводородов составит 20 %, нафтеновых 40 %. В этом случае по рис. VI.6 определяем, что в пластовом газе может раствориться углеводородов C₅ + в количестве 350 г/м³.

Таким образом, по номограммам можно прогнозировать потенциальное содержание конденсата по газоносным провинциям в диапазоне пластовых давлений 9,0—50,0 МПа и температур 30—140 °С, т. е. решать задачу оценки геологических запасов конденсата в перспективных районах.

Для определения извлекаемых запасов конденсата необходимо знать коэффициент конденсатоотдачи.

ЗАКОНОМЕРНОСТИ

ИЗМЕНЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА КОНДЕНСАТООТДАЧИ

Результаты исследований фазовых превращений газоконденсатных залежей указывают на существование широкого предела значений коэффициентов конденсатоотдачи пластов — от 0,29 до 0,95 (табл. VI.2) и находятся в зависимости от ряда факторов. Многими исследователями (О. Ф. Худяков, Я. Д. Саввина, Г. Р. Гуревич) рассмотрено влияние на конечный коэффициент конденсатоотдачи таких единичных параметров, как фракционный состав конденсата,

отношение $\frac{C_2 + C_3 + C_4}{C_{5+}}$, начальное потенциальное содержание углеводородов C_{5+} .

М. С. Разамат и др. (1974 г.) по результатам исследования фазовых превращений пластовых газоконденсатных систем Западной Сибири получена эмпирическая зависимость коэффициента конденсатоотдачи от состава пластового газа и свойств конденсата. Уравнение имеет вид:

$$a \cdot 10^{-1} = 10,157 - 0,796 C_{5+} - 0,059 C_2 - 6,835 \cdot 10^{-2} \rho_k M_k + 3,238 \times \\ \times 10^{-2} \frac{M_k}{\rho_k} + 0,464 C_3 - 0,756 C_4 + 0,049 C_{5+} - 0,0422 (C_3, C_4), \quad (VI.5)$$

где a — коэффициент конденсатоотдачи; C_2, C_3, C_4, C_{5+} — молярная доля в пластовом газе этана, пропана, бутанов, пентанов + высш., %; M_k, ρ_k — соответственно молекулярная масса и плотность конденсата.

Коэффициент множественной корреляции составляет 0,8, средняя ошибка — от 3 до 5 %. Уравнение (VI.5) можно применять

ТАБЛИЦА VI.2

Месторождение, пласт	Массовая доля углеводородов на фракцию, отгоняемую при температуре НК—200 °С, %		Потенциальное содержание конденсата г/м ³	Коэффициенты конденсатоотдачи
	ароматических	нафтеновых		
Гадячское, В-18	24	24	480	0,47
Артюховское, В-19, В-28	14	27	833	0,46
Артюховское, В-20	17	27	1017	0,29
Тимофеевское, В-19, В-22	24	32	374	0,49
Рыбальское, В-20	29	34	500	0,48
Новотроицкое, К-30	25	35	450	0,49
Солоховское, В-16	20	40	115	0,83
Перещепинское, В-21, В-22	15	16	166	0,77
Руденковское, В-24, В-26	9	33	67	0,88
Потичанское, Н-3	4	38	34	0,85
Крестищенское	16	50	76	0,87
Глебовское	15	33	54	0,91
Наипское	16	33	26	0,95
Майкопское	39	28	64	0,86
Некрасовское	44	26	26	0,88

Месторождение, пласт	Массовая доля углеводородов на фракцию, отгоняемую при температуре НК—200 °С, %		Потенциальное содержание конденсата, г/м ³	Коэффициенты конденсатоотдачи
	ароматических	нафтеновых		
Березанское	40	28	49	0,78
Усть-Лабинское	49	20	40	0,85
Староминское	21	37	87	0,80
Южно-Советское	25	40	254	0,62
Канчуринское	7	13	70	0,85
Оренбургское	10	20	75	0,74
Песцовое	8	23	393	0,59
Медвежье	10	40	626	0,62
Западно-Таркосалинское	5	21	181	0,76
Востокинское	10	36	36	0,85
Федоровское	7	26	40	0,87
Самотлорское	3	10	126	0,78
Лянторское	8	10	128	0,77
Уренгойское, северная часть, БУ ₅₋₆	10	26	96	0,77
Уренгойское, северная часть, БУ ₉	15	24	129	0,74
Уренгойское, северная часть, БУ ₁₀ ⁰	14	26	147	0,75
Уренгойское, северная часть, БУ ₁₀	12	24	160	0,72
Уренгойское, центральная часть, БУ ₈	10	25	180	0,72
Уренгойское, центральная часть, БУ ₁₁	12	42	161	0,75
Уренгойское, центральная часть, БУ ₁₂	7	75	107	0,78
Уренгойское, центральная часть, БУ ₁₄	10	19	249	0,64
Уренгойское, южная часть, БУ ₈ ⁰	10	21	182	0,71
Уренгойское, южная часть, БУ ₁₄	10	30	292	0,67
Талалаевское, В+1,2	21	32	516	0,48
Адамташское	12	17	135	0,75
Ходжабадское	6	18	85	0,80
Русский Хутор северный, Ю ₂	20	26	635	0,48
Марковское	7	15	120	0,77
Русский Хутор центральный	10	26	830	0,47
Западно-Прорвенское	26	20	79	0,78
Тенгинское	11	26	43	0,85
Кирпичлинское	33	34	58	0,79
Кущевское	10	43	30	0,88

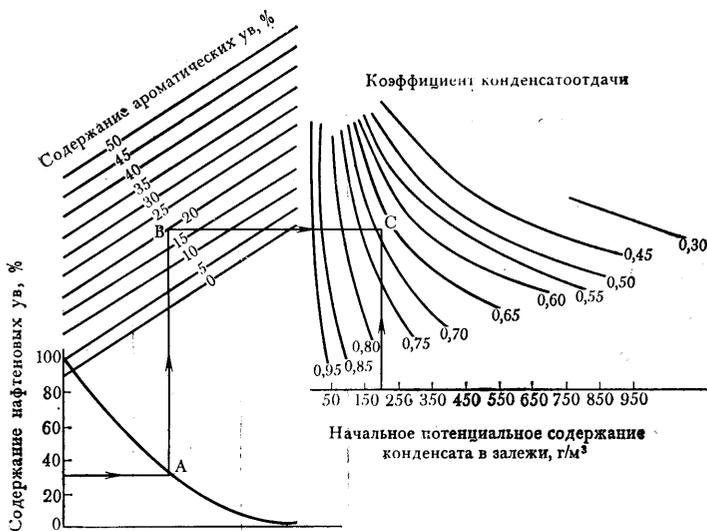


Рис. VI.11. Номограмма для определения коэффициента конденсатоотдачи при конечном пластовом давлении 0,1 МПа

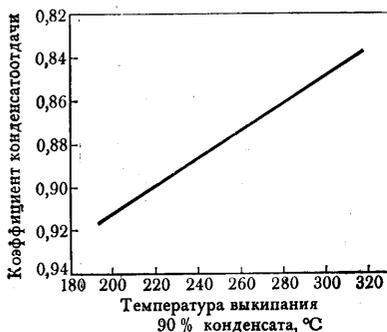


Рис. VI.12. Зависимость количества конденсата, переходящего в жидкую фазу в пласте, от температуры выкипания 90% конденсата

для пластовых газоконденсатных систем с высоким процентом содержания этана.

Имеющиеся данные по фазовым превращениям пластовых флюидов указывают на существование сложной и многообразной связи конденсатоотдачи с показателями и параметрами газоконденсатной системы. Это в первую очередь относится к связи коэффициента конденсатоотдачи с групповым углеводородным составом углеводородов C_{5+} и его потенциальным содержанием в пластовом газе. Вместе с тем известно, что на потенциальное содержание конденсата, как правило, влияют термобарические условия нахож-

дения газоконденсатных залежей. Следовательно, давление и температура в пласте также влияют на коэффициент конденсатоотдачи.

На основании данных табл. VI.2 построена номограмма (рис. VI.11), пример пользования которой приведен ниже.

В левом нижнем углу находим содержание нафтеновых углеводородов (30 %). Отрезком горизонтальной линии отсекаем на кривой точку *a*, двигаясь от которой вертикально, находим изолинию с содержанием ароматических углеводородов (20 % в точке *b*). Далее, двигаясь горизонтально, находим точку *c* пересечения с потенциального содержания конденсата 200 г/м³. По этой точке определяется коэффициент конденсатоотдачи при конечном давлении, равном 0,1 МПа (в данном примере 0,75).

По номограмме, приведенной на рис. VI.11, можно определить коэффициент конденсатоотдачи для залежей с содержанием конденсата в пластовом газе свыше 30 г/м³.

Для тощих пластовых смесей на основе методики, описанной в гл. III, разработан обобщенный график зависимости коэффициента конденсатоотдачи от фракционного состава конденсата, показанный на рис. VI.12.

В процессе разработки месторождения возникает необходимость в учете текущих запасов конденсата. Для этого необходимо знать текущие коэффициенты конденсатоотдачи, т. е. количество конденсата, переходящего в жидкую фазу в пласте при различных пластовых давлениях.

ГРАФИЧЕСКИЙ МЕТОД ПРОГНОЗА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ КОНДЕНСАТА В ЗАЛЕЖИ ПРИ СНИЖЕНИИ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

В процессе разведки и подсчета запасов газа и конденсата, а также составления проектов опытно-промышленной эксплуатации газоконденсатных месторождений используются данные по результатам исследований фазового изменения пластового газа со снижением пластового давления. Необходимый комплекс данных получают в результате проведения серии опытов по дифференциальной конденсации рекомбинированных проб газоконденсатной смеси на установках PVT. В результате экспериментов получают следующий комплекс параметров, характеризующих фазовое изменение исследуемой газоконденсатной смеси: пластовые потери насыщенного и стабильного конденсата, изменение потенциального содержания углеводородов C_{6+} (стабильного конденсата) в пластовом газе, извлечение конденсата из пласта в составе отобранного газа и т. д.

Трудоемкость и длительность экспериментов по дифференциальной конденсации — одна из причин непрекращающихся попыток замены физического моделирования процесса дифференциальной конденсации математическим. Существуют математические методы, позволяющие рассчитать параметры процесса дифференциальной конденсации.

Все предложенные математические модели предполагают использование ЭВМ, что не всегда возможно и целесообразно. При большом объеме экспериментальных работ и повторяющихся исследованиях пластовых смесей одного и того же разведываемого объекта можно для определения отдельных параметров дифференциальной конденсации использовать более простые приближенные методы. В настоящее время накоплен экспериментальный материал по дифференциальной конденсации пластовых газов разрабатываемых газоконденсатных месторождений и месторождений, находящихся в стадии разведки. Статистическая обработка экспериментальных данных позволила выявить наличие связи между определяемыми опытным путем данными по дифференциальной конденсации и параметрами пластовой термобарической характеристики газоконденсатной системы, группового углеводородного состава фракции C_{5+} , начального потенциального содержания фракции C_{5+} в пластовом газе, величиной текущего пластового давления.

Наличие большого фактического материала позволило построить номограммы, позволяющие с достаточной точностью определять параметры пластовых потерь насыщенного и стабильного конденсата, потенциального содержания фракции C_{5+} (стабильного конденсата и извлечения конденсата в составе отобранного газа).

Определение потерь насыщенного конденсата

На рис. VI.13 приведена номограмма для определения выделяющегося в пласте насыщенного конденсата в зависимости от группового углеводородного состава, пластовой температуры и начального потенциального содержания фракции C_{5+} в составе пластово-

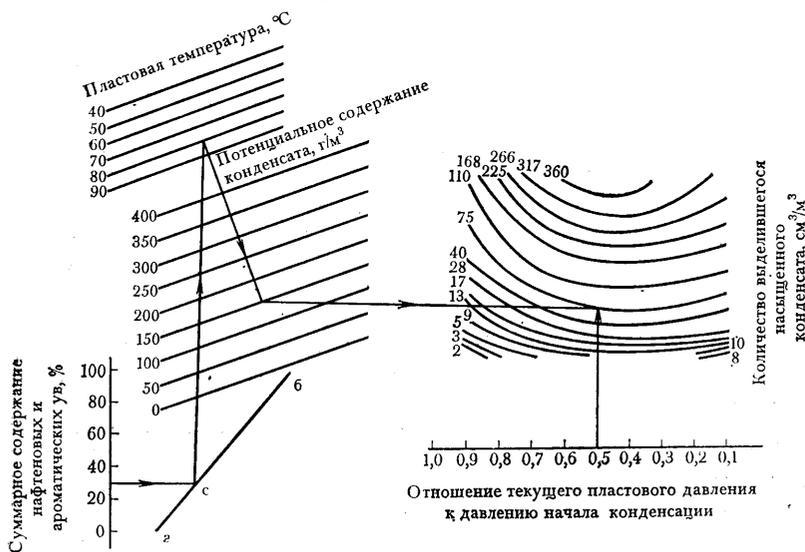


Рис. VI. 13. Номограмма для определения потерь насыщенного конденсата

го газа. Рассмотрим пример пользования номограммой. Требуется определить потери насыщенного конденсата для газоконденсатной смеси следующего состава (в %): C_1H_4 — 86,53; C_2H_6 — 5,83; C_3H_8 — 2,35 и C_4H_{10} — 0,51, $n = \text{C}_4\text{H}_{10}$ — 0,51; C_{5+} — 3,06; CO_2 — 0,22; N_2 — 0,39. Газоконденсатная смесь находится в пласте при следующих термобарических условиях: пластовое давление — 28,1 МПа, пластовая температура — 75 °С. Стабильный конденсат имеет следующий групповой углеводородный состав (в %): ароматические углеводороды — 10,32; нафтеновые — 21,14; метановые — 68,52; молекулярная масса стабилизированного конденсата 101, плотность 0,7347 г/см³. Потенциальное содержание фракции C_{5+} в пластовом газе — 150 г/м³.

На оси, характеризующей изменение углеводородного состава, находим точку, соответствующую значению суммы ароматических и нафтеновых углеводородов (30 %). Из этой точки проводим горизонтальную линию до пересечения с прямой АВ. Затем из точки С проводим вертикальную прямую до значения пластовой температуры, равной 75 °С, и восстанавливаем перпендикуляр до изолинии потенциального содержания 150 г/м³. Из точки, соответствующей потенциальному содержанию исследуемой смеси, проводим горизонтальную прямую до пересечения ее с линиями, характеризующими изменение количества теряемого в пласте конденсата. Для определения количества выделившегося в пласте насыщенного конденсата из прямой, характеризующей изменение доли снижения пластового давления, от давления начала конденсации восстанавливаем перпендикуляры до пересечения с горизонтальной прямой. В точке их пересечения определяется количество выделившегося конденсата на каждом этапе снижения давления.

В табл. VI.3 приведены данные о потерях насыщенного конденсата в пласте для газоконденсатной смеси, определенные экспериментально и с помощью номограммы.

ТАБЛИЦА VI.3

Количество выделившегося конденсата, см ³ /м ³	Пластовое давление, МПа								
	25,3	22,5	19,7	16,9	14,0	11,2	8,4	5,6	2,9
Экспериментальные	18	37	55	73	89	97	94	86	75
По номограмме	16	32	53	75	88	98	95	83	67

Определение потерь стабильного конденсата

Для определения количества выделяющегося в пласте стабильного конденсата (определение величин коэффициентов конденсатоотдачи) при различных пластовых давлениях проводится серия опытов по дифференциальной конденсации. Многократная загрузка пластовой пробы в аппаратуру требует от экспериментатора большой затраты времени (до 10—12 дней).

Между тем, зная коэффициенты усадки сырого конденсата при пластовых температурах на различных этапах снижения пластовых давлений и плотности стабильного конденсата, выпадаемого в

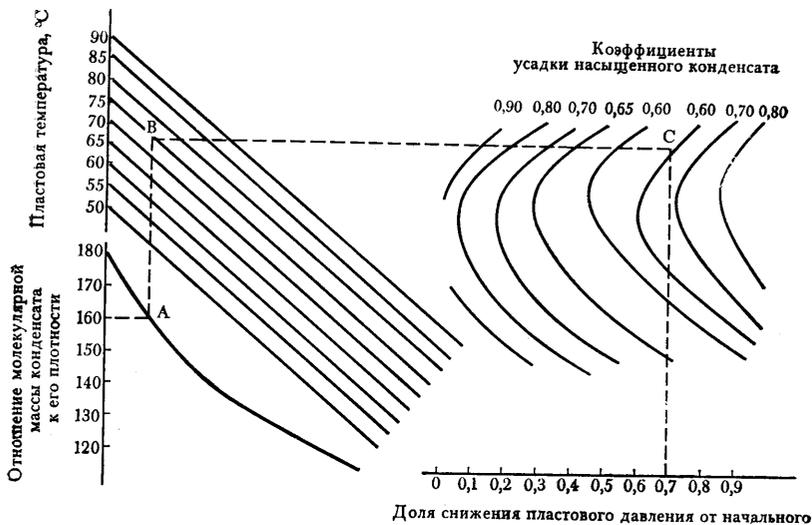


Рис. VI.14. Номограмма для определения плотности конденсата, переходящего в жидкую фазу в пласте, на различных этапах разработки залежи

пласте на соответствующем этапе разработки, можно построить кривую дифференциальной конденсации для стабильного конденсата, как в объемных ($\text{см}^3/\text{м}^3$), так и в массовых ($\text{г}/\text{м}^3$) долях.

Анализ многочисленных исследований газоконденсатных месторождений СССР позволил установить существование зависимости коэффициентов усадки конденсата, переходящего в жидкую фазу в пласте при различных пластовых давлениях, физико-химических свойствах конденсата (отношение молекулярной массы конденсата к плотности при начальных пластовых условиях в залежи и температуры).

Для определения количества конденсата, выпавшего в пласт, в массовых долях, следует пользоваться графиком, приведенным на рис. VI.14. Номограмма для определения коэффициентов усадки конденсата показана на рис. VI.15. Например, в залежи с пластовой температурой, равной 75°C , этот коэффициент для конденсата с отношением молекулярной массы к плотности, равной 160 (плотность конденсата $0,7400 \text{ г}/\text{см}^3$, молекулярная масса 115) при давлении, составляющем 0,7 от начального пластового давления, будет 0,6.

При данном пластовом давлении по кривой дифференциальной конденсации находим (в объемном выражении) количество стабильного конденсата путем умножения объема выпавшего насыщенного конденсата на коэффициент усадки.

При заданных условиях (плотность конденсата $0,740 \text{ г}/\text{см}^3$, пластовая температура 75°C , текущее пластовое давление 0,7 от начального) плотность конденсата, перешедшего в жидкую фазу в пласте, будет равна $0,792 \text{ г}/\text{см}^3$. Умножив коэффициент усадки выпавшего стабильного конденсата, полученного с помощью гра-

фика, показанного на рис. VI.15, на эту плотность (0,7920 г/см³) получим количество выпавшего в пласте конденсата (в массовых долях).

Плотность конденсата в процессе разработки, г/см³

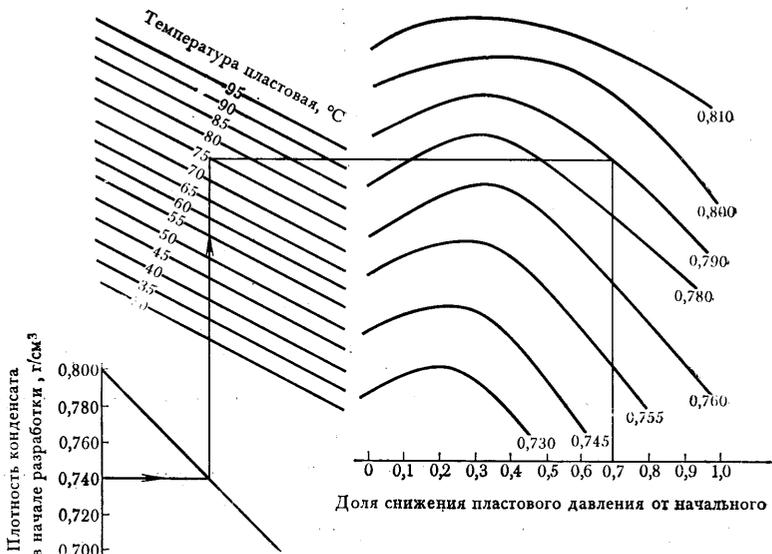


Рис. VI.15. Номограмма для определения коэффициента усадки конденсата, переходящего в жидкую фазу в пласте

Результаты определения количества выделившегося стабильного конденсата, полученного экспериментально и с помощью номограмм, приведены в табл. VI.4.

ТАБЛИЦА VI.4

Доля пластового давления от начального	Количество выделившегося стабильного конденсата, определенного			
	экспериментально		по номограмме	
	см ³ /м ³	г/м ³	см ³ /м ³	г/м ³
0,9	9	7,2	7,2	5,8
0,74	28	22	24	19
0,55	53	4,6	49	38,3
0,37	67	52,2	65	50,1
0,18	87	59,4	67	51,9
0,1	56	44	55,5	43,8

Определение текущего потенциального содержания конденсата в добываемом газе и количества суммарно добытого конденсата

Планирование добычи конденсата при разработке газоконденсатных месторождений на истощение и при составлении проектов опытно-промышленной эксплуатации проводится на основании данных по изменению текущего потенциального содержания конденсата в пластовом газе.

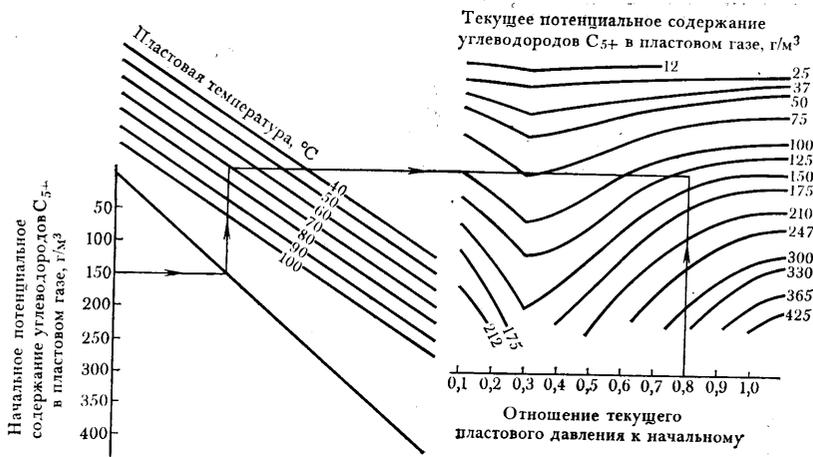


Рис. VI.16. Номограмма для определения текущего потенциального содержания конденсата в пластовом газе

Для построения прогнозной кривой, характеризующей изменение потенциального содержания фракции C_{5+} в пластовом газе, существуют два метода: расчетный и экспериментальный.

Для расчета потенциального содержания фракции C_{5+} в добываемом газе газ из бомбы PVT в процессе опытов по дифференциальной конденсации пропускают через сепаратор при постоянных условиях сепарации, отбирают пробы стабилизированного конденсата, газа дегазации и отсепарированного газа. Затем расчет ведут по общепринятой методике.

Обработка экспериментальных результатов по газоконденсатным системам позволила установить связь между текущим потенциальным содержанием конденсата с начальным и значением пластовой температуры. Полученная зависимость выражена графически (рис. VI.16):



Рис. VI.17. Номограмма для определения количества суммарного добытого конденсата

Количество добытого конденсата на различных этапах разработки определяют по номограмме, приведенной на рис. VI.17 (табл. VI.5). Для иллюстрации пользования приведенными номограммами приведем пример. Для смеси, состав и свойства которой указаны на стр. 239, необходимо определить изменение текущего потенциального содержания фракции C_{5+} в пластовом газе и количество добытого конденсата в зависимости от пластового давления.

ТАБЛИЦА VI.5

Доля пластового давления от начального	Текущее потенциальное содержание C_{5+} в пластовом газе, г/м ³		Количество суммарно добытого конденсата, г/м ³	
	экспериментальное	по номограмме	экспериментальное	по номограмме
1	161		0	0
0,93	154	158	16	16
0,83	146	144	31	30
0,73	133	130	45	43
0,63	117	111	57	54
0,52	97	94	68	66
0,41	86	84	77	79
0,31	77	78	85	91
0,21	81	91	93	100
0,10	99	107	102	

С помощью приведенных номограмм можно значительно сократить объем экспериментов в период разведки и подготовки запасов газоконденсатных месторождений и с достаточной для практических расчетов точностью получить прогнозные кривые распределения конденсата. Предложенные номограммы можно использовать при разработке газоконденсатных месторождений методом снижения пластового давления.

ЗАКОНОМЕРНОСТЬ ИЗМЕНЕНИЯ СТЕПЕНИ НАСЫЩЕННОСТИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

С помощью графиков (см. рис. VI.2, VI.4—VI.11) можно комплексно решать проблему прогноза как группового углеводородного конденсата в пластовом газе, так и его потенциального содержания. Однако следует отметить, что указанные зависимости действительны только для насыщенных пластовых газоконденсатных систем.

Если давление начала конденсации значительно ниже пластового, указанные зависимости не могут быть использованы для прогнозирования состава и потенциала конденсата.

Для решения подобных вопросов необходимо в первую очередь установить степень насыщенности пластовой газоконденсатной системы. На основе анализа результатов исследования 19 недонасыщенных газоконденсатных месторождений различных районов получена графическая взаимосвязь группового углеводородного со-

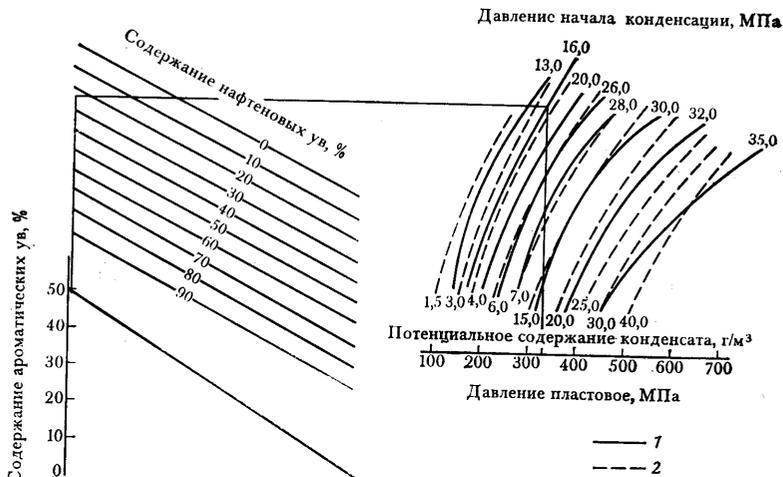


Рис. VI.18. Номограмма для определения степени насыщенности пластовой газоконденсатной системы

1 — давление начала конденсации, МПа; 2 — потенциальное содержание конденсата, г/м³

става конденсатов, пластового давления и давления начала конденсации (рис. VI.18). На этом же рисунке пунктирными линиями нанесены изолинии потенциальных содержаний конденсата в пластовом газе.

ТАБЛИЦА VI.6

Месторождение	Потенциальное содержание, г/м ³	Давление, МПа		Пластовая температура, °С	Массовая доля углеводородов, %		
		начало конденсации	пластовое		ароматических	нафтеновых	метановых
Учкырское	30	15,0	16,9	73	30	32	48
Мастахское	70	27,0	32,9	72	22	40	38
Наипское, III	26	13,0	18,7	82	16	33	51
Наипское	36	14,0	19,4	85	20	30	50
Кирпичлинское	58	26,5	32,5	110	33	34	33
Сакарское	30	16,0	29,3	105	42	14	44
Беурдышинское	30	17,5	24,7	82	25	27	48
Ачаское	30	17,0	20,4	83	16	42	42
Гугуртлинское	24	16,0	20,7	82	13	34	56
Западный Котур-Тепе	250	34,0	47,0	85	5	33	62
Окаремское, НК ₅	240	32,0	45,0	75	8	42	50
Барса-Гельмесское, ПК	400	35,0	60,0	85	15	31	54
Майкопское	64	16,0	30,0	128	39	28	33
Некрасовское	36	18,0	35,0	137	44	26	30
Березанское	49	20,0	28,2	97	40	28	32
Усть-Лабинское	40	16,0	34,0	135	49	20	31
Соколкое	75	27,0	31,5	135	23	38	39
Перещинское	166	30,5	43,0	109	15	16	69
Битковское	90	28,0	30,0	73	15	22	63
Харасавэйское	67	28,0	35,1	61	17	18	65

Пользование номограммой покажем на примере Усть-Лабинского месторождения (табл. VI.6), в которой степень недонасыщенности пластовой системы превышает 100%. На шкале содержания ароматических углеводородов откладываем значение 49, проводим прямую линию до пересечения с безымянной кривой. Затем, восставляя перпендикуляр до пересечения с линиями содержания нафтеновых углеводородов (20%), фиксируем точку, из которой проводим горизонтальную линию до пересечения с восстановленным перпендикуляром от шкалы пластового давления (35,0 МПа). В пересечении двух указанных линий с изолиниями «давления начала конденсации» и «потенциальных содержаний» определяют искомые величины (соответственно 16,0 МПа и 40 г/м³).

ДАВЛЕНИЕ МАКСИМАЛЬНОЙ КОНДЕНСАЦИИ ПЛАСТОВОГО ГАЗА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Один из равновесных параметров газоконденсатного пластового газа — давление максимальной конденсации углеводородной жидкой фазы (насыщенный конденсат). Известна его зависимость от концентрации высококипящих углеводородов (C_{5+}) в пластовом газе. Для пластовых газов с незначительной концентрацией углеводородов C_{5+} давление максимальной конденсации насыщенного конденсата находится в пределах 5,0—5,5 МПа. При больших концентрациях C_{5+} в пластовом газе (более 4%) давление максимальной конденсации превышает 10,0 МПа.

До недавнего времени этот показатель пластового газа не имел практического значения, так как газ по магистральным газопроводам транспортировался при давлениях 50—55 МПа, т. е. при давлении, равном или ниже давления максимальной конденсации.

В настоящее время уже введены в эксплуатацию газопроводы с давлением 7,5 МПа (за рубежом 11,0 МПа). Следовательно, подготовка газа к транспорту проводится при давлениях 8,0—11,5 МПа, что превышает для некоторых пластовых газов давление максимальной конденсации.

В этом случае со снижением давления газа до давления максимальной конденсации будет происходить дополнительная конденсация углеводородов (ретроградная конденсация). Если давление максимальной конденсации для данного пластового газа известно, то можно оценить максимальное количество дополнительно конденсирующихся (после установки по обработке газа) углеводородов.

Особо важное значение это будет иметь при эксплуатации месторождений северной части СССР, из которых в газопроводы высокого давления будут подавать большие потоки газа.

Исследования фазовых превращений пластовых газов 39 газоконденсатных залежей севера Тюменской области, физико-химических свойств высококипящих углеводородов (C_{5+}) и определение их потенциального содержания показали, что существует определенная зависимость изменения давления максимальной конден-

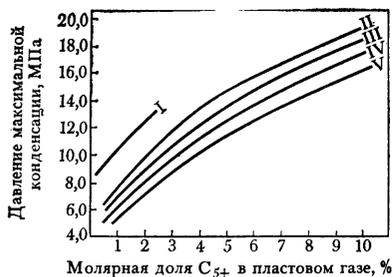


Рис. VI.19. Зависимость величины давления максимальной конденсации от потенциального содержания конденсата в пластовом газе для различного его углеводородного состава.

Молярная доля метановых углеводородов, %: I — 40; II — 43—50; III — 53—58; IV — 60—70; V — 70

сации не только от потенциала C_{5+} , что было уже установлено, но и от химического состава.

Результаты экспериментальных исследований представлены в табл. VI.7, на основе ее данных составлены графические зависимости (рис. VI.19). Из рис. VI.19 видно, что на изменение давления максимальной конденсации значительно влияет групповой углеводородный состав высококипящих углеводородов. Чем выше содержание парафиновых углеводородов, тем ниже давление максимальной конденсации при одинаковых значениях потенциального содержания C_{5+} .

ТАБЛИЦА VI.7

Месторождение	Номер скважины	Интервал испытания, м	Массовая доля метановых углеводородов, %	Молярная доля C_{5+} , %	Давление максимальной конденсации, МПа
Арктическое	9	2383—2389	51	2,47	10,8
	2	2322—2528	60	2,38	10,0
	5	2451—2455	68	10,04	14,0
	21	1976—1979	65	3,92	9,0
	1	2899—2918	52	2,00	9,0
	2	3058—3071	50	9,76	19,0
Медвежье	30	2959—2980	—	4,10	11,0
	1	2705—2714	40	5,50	15,0
Заполярное	34	2718—2730	65	4,56	12,0
	1	2757—2778	40	7,33	16,0
	34	2907—2918	—	3,91	12,0
	34	3070—3084	—	4,18	14,0
	17	2334—2342	—	1,44	9,0
Уренгойское	80	2454—2462	60	2,20	9,0
	58	2673—2690	50	2,52	10,0
	58	2712—2732	—	3,18	12,0
	17	2778—2802	60	3,18	11,0
	58	2772—2792	64	3,75	10,5
	41	2710—2738	49	3,70	13,0
	58	2820—2842	49	3,82	12,0
	85	2885—2925	—	2,52	10,0
	80	2893—2898	53	3,20	12,0
	58	2984—2998	—	5,62	13,0
	46	2630—2742	65	2,90	10,0
	46	2682—2689	61	4,20	11,0
	35	2940—2947	63	6,59	13,0
	Западно-Таркосалинское	10	2481—2486	64	4,49
10		2446—2455	64	4,05	10,5

Месторождение	Номер скважины	Интервал испытания, м	Массовая доля метановых углеводородов, %	Молярная доля C_5+ , %	Давление максимальной конденсации. МПа
Востокинское	31	2087—2076	40	0,71	7,0
Федоровское	70	1882—1873	58	1,33	7,0
Лянторское	53	2050—2080	—	2,09	7,0
Самотлорское	36	1668—1672	70	2,83	8,5
Юрхаровское	100	2860—2870	52	1,89	9,0
Пеляткинское	5	2617—2615	—	2,48	10,0
Соленинское	15	2340—2350	31	0,91	10,0
	129	2428—2438	20	0,61	10,0

ГРАФИЧЕСКИЙ МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЫХОДА СТАБИЛЬНОГО КОНДЕНСАТА ПРИ РАЗЛИЧНЫХ УСЛОВИЯХ СЕПАРАЦИИ ГАЗА

В процессе промысловых исследований часто в результате отсутствия соответствующего оборудования нельзя определить выход конденсата при заданном режиме сепарации.

Представленная на рис. VI.20 номограмма позволяет сделать необходимые определения. Она составлена на основе исследования 56 газоконденсатных залежей.

Давление максимальной конденсации по стабильному конденсату для всех изученных месторождений находится в пределах 5,0—6,0 МПа, поэтому в среднем можно принять давление его равным 5,5 МПа.

Для введения поправки на отклонение от давления начала конденсации $p_{нк}$ можно воспользоваться уравнением вида:

$$K_1^m = K_1 + 1,6(\Delta p - 6), \quad (VI.6)$$

где K_1^m — выход конденсата при температуре отбора и давлении максимальной конденсации $p_{мк}$, $см^3/м^3$; K_1 — выход конденсата при температуре и давлении отбора p_1 ; $\Delta p = p_{мк} - p_1$. При p_1 менее 0,5 МПа поправку вводить не следует. Тангенс угла наклона изобар для различных смесей различен. Зависимость тангенса угла наклона от выхода конденсата K_0 при $p_{мк}$ и температуре 0 °С мо-

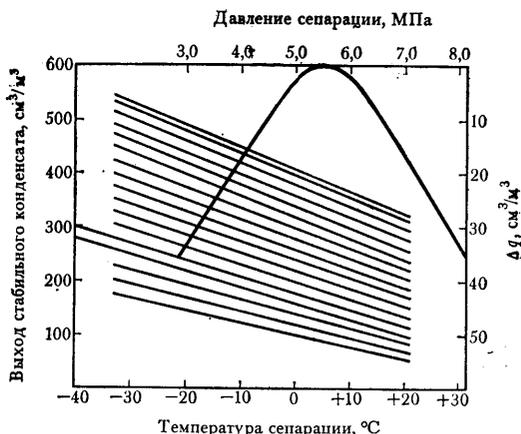


Рис. VI.20. Номограмма для определения выхода конденсата в зависимости от давления и температуры сепарации газа.

жет быть аппроксимирована прямой вида $\operatorname{tg} \alpha = a_0 + a_1 K_0$, где коэффициенты a_0 и a_1 будут иметь значения:

$$a_0 = 27; a_1 = 0,175.$$

Тогда угол наклона определится уравнением

$$\operatorname{tg} \alpha = 27 + 0,175 K_0. \quad (\text{VI.7})$$

K_0 можно определить по уравнению

$$0,175 K_0^2 + (27 - t_i - K_1^m 0,175) K_0 - 27 K_1^m = 0. \quad (\text{VI.8})$$

Количество K_1 при любых значениях давления и температуры, необходимое для построения изотерм конденсации, можно определить по уравнению

$$K_1 = \frac{K_0 (27 + 0,175 K_0 - t_i)}{27 + 0,175 K_0} + 6 - 1,6 p. \quad (\text{VI.9})$$

На основании данных, полученных с помощью рис. VI.20, приведены изобары конденсации для $p = 5,5$ МПа через незначительные интервалы значений K_0 , которые позволяют проводить линейную интерполяцию. Там же показана графическая зависимость для приведения величины замеренного значения выхода конденсата к давлению максимальной конденсации.

Пример. При давлении отбора пробы $p_0 = 3,0$ МПа и температуре $t = -15$ °С выход конденсата составил $K_1 = 400$ см³/м³.

Определить. 1. Выход конденсата при давлении максимальной конденсации и температуре сепарации $t_c = 0$ °С.

2. Выход конденсата при $t_c = -30$ °С и $p_0 = 7,0$ МПа.

Решение 1.

а) по уравнению (VI.6) введем поправку на отклонение от давления максимальной конденсации $p_0 = 5,5 - 3,0 = 2,5$ МПа.

$$K_1 = 400 + 1,6 \cdot 25 - 6 = 34 + 300 = 434 \text{ см}^3/\text{м}^3;$$

б) определить искомое значение K_0 .

$$0,175 K_0^2 + (27 + 15 - 434 \cdot 0,175) K_0 - 27 \cdot 434 = 0,$$

$$0,175 K_0^2 - 33,95 K_0 - 11\,718 = 0,$$

$$K_0 = \frac{\pm 33,95 \pm \sqrt{33,95^2 + 4 \cdot 0,175 \cdot 11\,718}}{2 \cdot 0,175} = 377 \text{ см}^3/\text{м}^3.$$

Решение 2.

Пользуясь уравнением (VI.9), имеем:

$$K_1 = \frac{377 (27 + 0,175 \cdot 377 + 30)}{27 + 0,175 \cdot 377} + 6 - 1,6 \cdot 15 = 481 \text{ см}^3/\text{м}^3.$$

Аналогичные задачи можно решить с помощью рис. VI.20. Расхождение не превышает ± 2 см³/м³.

Таким образом, имея результаты по выходу конденсата при условиях отбора, можно получить изотермы конденсации при любых значениях температур и давлений в пределах, изученных в настоящей работе.

Применение настоящего метода рекомендуется и в процессе разработки залежей.

КОЭФФИЦИЕНТ УСАДКИ КОНДЕНСАТА

Коэффициент усадки зависит от количества растворенных в конденсате газообразных углеводородов, которое в свою очередь зависит от давления, температуры сепарации и состава высококипящих компонентов. Чем ниже температура сепарации и выше давление сепарации, тем больше коэффициент усадки сырого конденсата идентичного составу последнего.

Поскольку сырые конденсаты, выделенные из пластовых газов различных месторождений, значительно отличаются как по фракционному, так и по групповому углеводородному составу высококипящих компонентов C_{5+} , представляет интерес изучить влияние их состава на коэффициент усадки конденсатов K_y .

Изучение растворимости метана в индивидуальных парафинах углеводородах нормального строения показало, что меньшая молекулярная масса (или температура кипения) жидкого углеводорода при одинаковых давлениях соответствует повышенной растворимости в нем метана. Однако для давлений, при которых обычно происходит выделение на промысле конденсата (5,0—6,0 МПа), снижение температуры кипения жидкого углеводорода сравнительно слабо влияет на увеличение растворимости в нем метана.

Это и наблюдается в действительности. Так, если K_y сырого конденсата, выделенного из пластового газа Крыловского месторождения, при начальном пластовом давлении был равен 0,803 (табл. VI.8), то после значительного снижения давления, приведшего к уменьшению выхода конденсата и облегчению фракционного состава C_{5+} , K_y конденсата, отобранного при тех же условиях сепарации, был равен 0,800, т. е. практически не изменился. То же наблюдается и для сырых конденсатов, выделенных из пластового газа других разрабатываемых месторождений Краснодарского края. Из этих данных видно, что K_y мало зависит от фракционного состава C_{5+} конденсатов.

ТАБЛИЦА VI.8

Месторождение	Условия сепарации		Выход конденсата, см ³ /м ³		Коэффициент усадки K_y	Характеристика C_{5+}			
	p_c , МПа	t , °C	сырого	стабильного		Температура отгона 90%, °C	Содержание (в %) углеводородов во фракции 28—200° C		
							ароматических	нафтеновых	парафиновых
Крыловское	6,1	3	66	53	0,803	250	32	23	45
Крыловское ¹	6,0	3	55	44	0,800	221	31	24	45
Пунгинское	5,5	—20	18,5	14	0,756	206	2	37	61
Русский Хутор	5,6	43	910	680	0,747	339	10	24	66
Челбасское	5,2	41	23	19	0,826	240	9	33	58
Каневское	6,0	9	39	32	0,820	222	5	34	61
Газлинское	6,0	9	14,0	12,5	0,892	195	30	34	36
Оренбургское	6,0	—15	152	80,5	0,529	204	10	20	70

¹ При снижении пластового давления до 19,0 МПа.

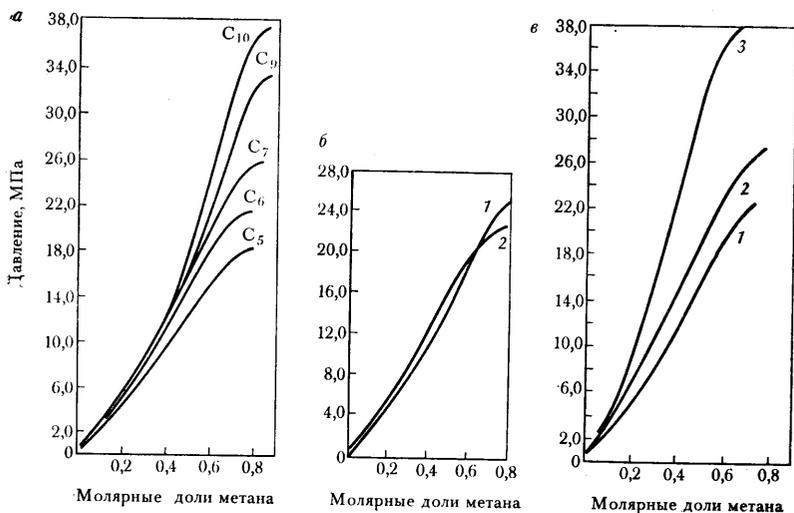


Рис. VI.21. Растворимость метана при температуре 40 °С в парафиновых углеводородах нормального (а) и изомерного (б) строения и в углеводородах различных групп (в)

Исследование растворимости метана в парафиновых углеводородах нормального (н-гептан-1) и изомерного (триметил бутан-2) строения (рис. VI.21) показало, что изомерные парафиновые углеводороды, имеющие более низкую температуру кипения, чем нормальные, растворяют метан хуже. Связано это, по-видимому, с тем, что изомерные углеводороды по своему строению более отличаются от метана, чем нормальные. Этим объясняется и тот факт, что коэффициент усадки конденсата Пунгинского месторождения (в составе С₅₊ этого конденсата велико содержание изомерных парафиновых углеводородов, отобран он при температуре сепарации, равной -20 °С), больше коэффициента усадки конденсата месторождения Русский Хутор северный, отобранного при $t_c = +43$ °С и обладающего более тяжелым фракционным составом С₅₊.

На рис. VI. 21, в, показана растворимость метана в углеводородах различных групп (1—2, 2,3-триметилбутан, 2 — циклогексан, 3 — бензол), имеющих почти одинаковую (около 80 °С) температуру кипения. Из него видно, что при одинаковой температуре кипения растворимость метана в парафиновом углеводороде выше, чем в нафтеновом, а в нафтеновом выше, чем в ароматическом. Это приводит к тому, что при большом содержании ароматических углеводородов в составе конденсата растворимость в нем газа будет мала и, следовательно, K_y будет большим. Например, при сравнении конденсатов Каневского и Газлинского месторождения, отобранных при одинаковых условиях ($p_c = 6,0$ МПа; $t_c = 9$ °С), конденсат Газлинского месторождения имеет более легкий фракционный состав. Там не менее коэффициент усадки его больше. Объясняется это тем, что в составе конденсата Газлинского месторождения велико содержание ароматических углеводородов.

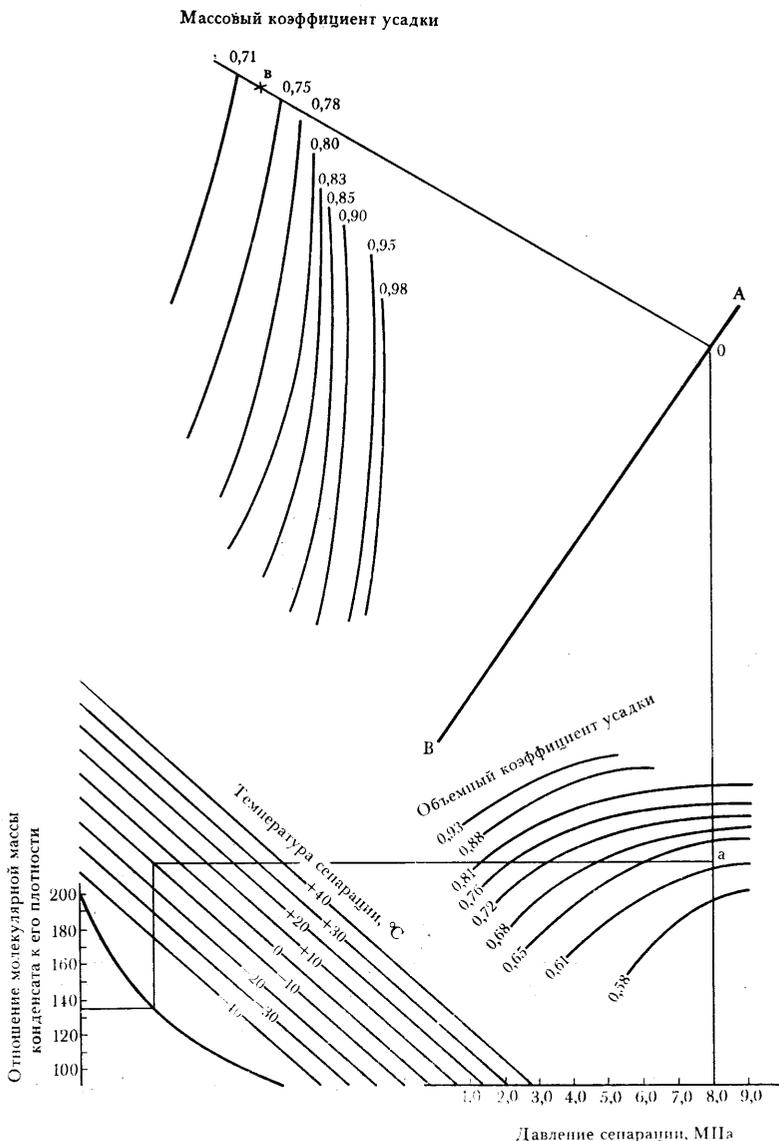


Рис. VI.22. Номограмма для определения коэффициентов усадки конденсата

Как показали исследования, даже в том случае, если парафиновый углеводород имеет более высокую температуру кипения, чем ароматический, растворимость метана в нем выше, чем в ароматическом. Например, при одинаковых давлениях и температуре растворимость метана в декане ($t_k = 174^\circ\text{C}$) выше, чем в бензоле

($t_{\kappa} = 80^{\circ}\text{C}$). Этим объясняется то, что на величину K_y наибольшее влияние оказывает групповой углеводородный состав конденсата. Так, например, несмотря на то, что конденсат месторождения Русский Хутор северный имеет значительно более тяжелый фракционный состав, чем конденсат Челбасского месторождения, K_y в результате большого содержания в первом конденсате парафиновых углеводородов — меньше.

Таким образом, K_y сырых конденсатов (выделенных из газа при одинаковых условиях), C_{5+} которых имеют метановый характер, будет меньше, чем конденсатов, в составе C_{5+} которых велико содержание нафтеновых и тем более ароматических углеводородов.

Самую большую усадку будут иметь сырые конденсаты, отобранные при низких температурах сепарации, C_{5+} которых характеризуются легким фракционным составом и резким превалированием в них парафиновых углеводородов. Примером может служить конденсат, выделенный из газа Оренбургского месторождения, имеющий $K_y = 0,529$.

Обобщенные показатели состава конденсата (плотность ρ_4^{20} и его молекулярная масса) изменяются в процессе разработки газоконденсатного месторождения в связи с выпадением в пласте в жидкую фазу в первую очередь наиболее высококипящих углеводородов. Отношение молекулярной массы конденсата к его плотности хорошо отражает различие в составах конденсатов.

По номограмме (рис. VI.22) и по данным (табл. VI.8) можно определить коэффициенты усадки сырых конденсатов.

Пример. Определить коэффициент усадки сырого конденсата, полученного при давлении 8,0 МПа и температуре — 10°C . Молекулярная масса и плотность стабильного конденсата соответственно равны 100 и $0,74 \text{ г/см}^3$.

Приложив линейку на оси ординат к отметке, равной отношению молекулярной массы к его плотности (в данном случае 135), фиксируем точку на кривой промежуточной линии. Затем, поставив линейку под углом 90°C , фиксируем точку температуры сепарации — 10°C . Вправо от точки проводим линию до пересечения с перпендикуляром, отсекающим на оси абсцисс давление сепарации газа. Искомый коэффициент (в объемных долях) в рассматриваемом примере равен 0,61.

Для определения коэффициента усадки в массовых долях от точки a проводим вертикальную линию до пересечения с вспомогательной линией AB . Далее из точки O восстанавливаем перпендикуляр и циркулем на семействе кривых значений коэффициента усадки в массовых долях отсекаем отрезок, равный расстоянию $O - a$. Искомый коэффициент усадки составит 0,72.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА ГАЗА ДЕГАЗАЦИИ

Определение количества газа дегазации, которое зависит от температуры сепарации, давления сепарации, а также физико-химической характеристики конденсата (плотности, молекулярной массы, группового углеводородного состава), имеет важное значение.

На основании многочисленных экспериментальных данных получена эмпирическая зависимость количества растворенного газа (в мм³/т) от перечисленных параметров. Зависимость имеет вид:

$$Q = 0,198 X_1 - 0,217 X_2 + 33,890 X_3 - 11,076 X_4 + 8,511 X_5 - 4,028 X_6 + 0,853 X_7, \quad (VI.10)$$

где X_1 — давление сепарации, МПа; X_2 — температура сепарации, °С; X_3 — плотность конденсата, г/см³; X_4 — молекулярная масса конденсата; X_5 — отношение молекулярной массы конденсата к его плотности; X_6 — массовая доля ароматических углеводородов, %; X_7 — массовая доля нефтяных углеводородов, %.

ТАБЛИЦА VI.9

Месторождение	Молярная доля газа в пластовом газе, %	Коэффициент усадки объемный	Количество газа дегазации, м ³ /т	Месторождение	Молярная доля газа в пластовом газе, %	Коэффициент усадки объемный	Количество газа дегазации, м ³ /т
Оренбургское	3,80	0,600	319	Южно-Тамбейское	8,00	0,620	288
Артюховское	7,80	0,789	105	Юрхаровское	5,20	0,850	119
Новотроицкое	8,70	0,896	198	Юрхаровское	5,50	0,760	154
Гадяцкое В ₁₈	5,59	0,805	110	Западно-Таркосалинское	7,50	0,600	260
Тимофеевское	5,54	0,800	84	Заполярье	8,50	0,710	276
Опошянское	3,34	0,800	70		4,30	0,720	129
Распашновское	2,66	0,810	107		8,30	0,670	280
Гоголевское	7,10	0,710	162	Пеляткинское	4,70	0,639	205
Восточно-Полтавское	3,96	0,896	50	Песцовое	4,50	0,709	248
Новониколаевское	9,46	0,745	160	Бованенковское	2,80	0,840	60
Руденковское	7,16	0,700	100		5,70	0,720	199
Юрьевское	4,52	0,750	125	Варь-Еганское	7,20	0,619	247
Сухололовское	6,00	0,860	70		4,70	0,564	203
Шатлыкское	1,40	0,940	25	Медвежье	5,50	0,690	189
Наипское	3,46	0,830	100	Федоровское	0,60	0,800	39
Кирпичлинское	1,27	0,82	51	Ябургское	4,40	0,620	98
Даулетабадское	1,19	0,840	30	Соленинское	3,80	0,675	96
Уренгойское	6,56	0,747	188	Северно-Уренгойское	4,20	0,739	150
	7,16	0,709	205	Вуктыльское			
	5,15	0,797	145		8,70	0,743	250
	5,53	0,627	188		8,70	0,499	287
Харасавэйское	4,66	0,750	89		8,70	0,480	340
	4,81	0,756	144		8,70	0,453	401
	5,13	0,867	89		8,70	0,432	446
	2,48	0,833	57		8,50	0,650	266

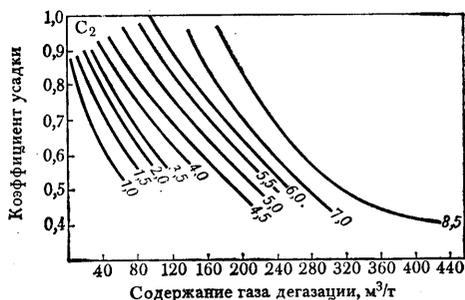


Рис. VI.23. Номограмма для определения количества газа дегазации в насыщенном конденсате

Количество газа дегазации можно определить и графическим путем с помощью номограммы (рис. VI.23), составленной по данным табл. VI.9. Для определения количества газа дегазации в конкретных термобарических условиях сепарации необходимо по рис. VI.22 определить величину объемного коэффициента усадки конденсата. Затем по рис. VI.23 находим искомую величину количества газа дегазации. Например, в предыдущем случае коэффициент усадки конденсата, имеющего плотность $0,740 \text{ г/см}^3$ и молекулярную массу 100 при давлении $8,0 \text{ МПа}$ и температуре -10°C , равен $0,65$. Количество газа дегазации в этом конденсате согласно рис. VI.23 для пластовой системы с содержанием этана 6% составит $200 \text{ м}^3/\text{т}$, а при содержании этана 4% — $120 \text{ м}^3/\text{т}$.

ОСНОВНЫЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА КОНДЕНСАТОВ И ИХ СОСТАВ

Наряду с промысловыми и термодинамическими исследованиями проводятся исследования физико-химических свойств конденсатов и их составов с целью определения возможности их использования конденсата.

За последние годы накоплен большой фактический материал, позволивший установить основные связи молекулярной массы конденсата и его плотности с групповым углеводородным составом.

На основании исследований большого числа конденсатов (табл. VI.10) установлено разнообразие их физико-химической и групповой углеводородной характеристик. Так, плотности конденсатов находятся в пределах $0,677$ (Канчуринское месторождение) — $0,824 \text{ г/см}^3$ (Ходжи-Гугердагское месторождение). Молекулярная масса составляет 92 — 150 . Содержание ароматических углеводородов в групповом составе конденсатов колеблется от 2 (Харасавэйское месторождение) до 49% (Усть-Лабинское месторождение), а нафтеновых от 10 (Лянторское месторождение) до 78% (Марковское месторождение).

Упомянутые характеристики конденсатов находятся в определенной взаимозависимости. Так, наибольшей плотностью обладают высокоароматизированные конденсаты и наименьшей — парафиновые.

При подсчете потенциального содержания конденсата в пластовом газе, а также при изучении фазовых превращений пластовых газоконденсатных систем в процессе разработки газоконденсатных месторождений требуются исследования молекулярной массы и плотностей конденсатов. Поскольку при изучении фазовых превращений газоконденсатных смесей имеется весьма малое количество конденсата для анализа, то были предложены различные формулы (Херша, Крэг и т. д.) для определения молекулярной массы конденсата по плотности, средней температуры кипения конденсата и показателей преломления. Однако результаты исследования высокоароматизированных конденсатов показали, что такие формулы неприемлемы для высокоароматизированных конденсатов.

ТАБЛИЦА VI.10

Площадь	Условия сепарации		Молекулярная масса	Плотность, г/см ³	Кoeffициент усадки
	давление, МПа	температура, °С			
Западно-Таркосалинская	4,0	-5	100	0,7243	0,73
Ямбургская	5,5	5	101	0,7700	0,73
Юрхаровская	4,3	-7	106	0,7454	0,72
Арктическая	4,5	-12	103	0,7370	0,68
Заполярная	4,8	-2	107	0,7515	0,72
Заполярная	5,0	0	100	0,7361	0,72
Надымская	5,0	-35	113	0,7280	0,72
Медвежья	6,0	-15	99	0,7388	0,64
Южно-Тамбейская	5,0	-10	99	0,7302	0,67
Федоровская	4,0	-26	90	0,7200	0,64
Лянторская	5,5	16	102	0,7210	0,78
Востокинская	6,0	27	102	0,7530	0,85
Варь-Еганская	5,0	6	84	0,6942	0,68
Варь-Еганская	4,0	4	86	0,7021	0,69
Харасавэйская	4,5	5	113	0,7466	0,81
Харасавэйская	4,3	-18	106	0,7238	0,67
Тарасовская	5,3	12	97	0,7342	0,73
Уренгойская	5,0	+6	92	0,7278	0,68
	5,0	-16	93	0,7201	0,68
	5,0	-8	100	0,7440	0,69
	5,0	+3	96	0,7300	0,74
	5,0	-5	104	0,7400	0,72
	5,0	+3	103	0,7420	0,74
	5,5	-6	108	0,7404	0,66
	4,4	+4	95	0,7454	0,73
	4,8	-20	99	0,7342	0,63
	4,0	+8	113	0,7564	0,78
	4,5	-16	107	0,7479	0,71
Западно-Прорвенская	6,0	+7	103	0,7457	0,75
Западно-Прорвенская	4,0	0	102	0,7400	0,78
Булла-Море	6,0	+20	168	0,8100	0,96

Впоследствии было установлено, что существует более сложная связь между молекулярной массой и другими физико-химическими свойствами конденсатов.

На рис. VI.24 показана номограмма для определения молекулярной массы конденсата по его плотности. Она построена по результатам исследования 55 газоконденсатных залежей. Например, при содержании ароматических углеводородов 30 %, нефтяных — 20 % и плотности конденсата 740 г/см³ молекулярная масса конденсата будет 112 (рис. VI.25).

Наиболее общий показатель состава и легко определяемый при малых количествах пробы показатель преломления (n_D^{20}). Поэтому на основе этого показателя обычно рассчитываются плотность и молекулярная масса конденсата. Показатель преломления также зависит от группового углеводородного состава конденсата и его значение изменяется в пределах 1,3900—1,4600. Поэтому на основе анализа материалов по 94 газоконденсатным залежам выведены

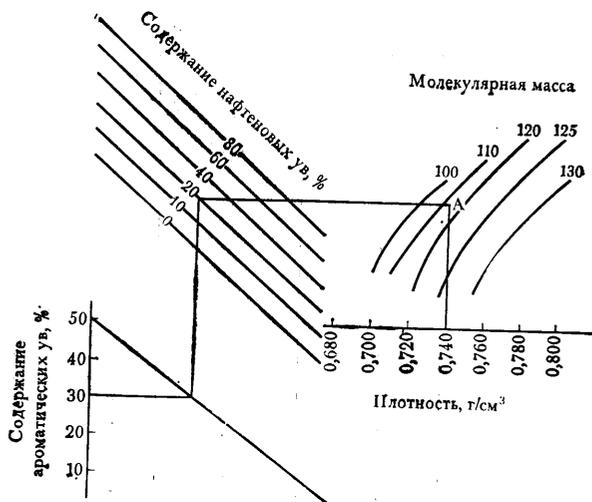


Рис. VI.24. Номограмма для определения молекулярной массы конденсата по его плотности и групповому углеводородному составу

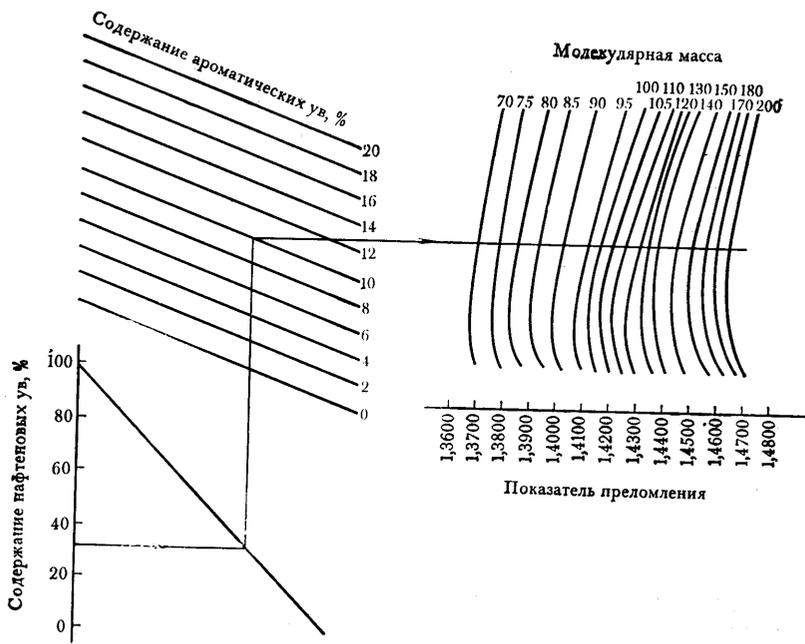


Рис. VI.25. Номограмма для определения молекулярной массы десятиградусных фракций конденсата

зависимости плотности конденсата, показателя преломления, молекулярной массы от показателя преломления, а также от молекулярной массы в функции показателя преломления и плотности. Эта зависимость имеет следующий вид:

$$\rho_4^{20} = -2,09066 + 1,99337n_D^{20}. \quad (\text{VI.11})$$

Коэффициент множественной корреляции равен 0,9.

Между молекулярной массой и показателем преломления существует более сложная связь:

$$M = 4407 + 8618(n_D^{20})^3 - 21461(n_D^{20})^2 + 10067n_D^{20}. \quad (\text{VI.12})$$

Коэффициент множественной корреляции равен 0,92.

Равноценна по точности зависимость молекулярной массы от плотности конденсата и показателя преломления.

$$M = -19,25 + 109,25(n_D^{20})^2(\rho_4^{20})^2. \quad (\text{VI.13})$$

Авторами на основе анализа 100 проб конденсата выведена зависимость молекулярной массы от ρ_4^{20} и n_D^{20} для десятиградусных фракций, выкипающих при температуре до 200 °С.

Эта формула имеет следующий вид:

$$M = 164,7 + 181,0(\rho_4^{20})^4(n_D^{20})^4 - 257,9(\rho_4^{20})(\rho_4^{20})^2. \quad (\text{VI.14})$$

Для фракций, выкипающих при температуре свыше 200 °С, уравнение имеет вид:

$$M = -0,2249 \cdot 10^6 + 0,396 \cdot 10^5(\rho_4^{20})^4(n_D^{20})^4 - 0,327 \cdot 10^6(\rho_4^{20})^2 \cdot (n_D^{20})^2 + 0,512 \cdot 10^6 n_4^{20} \cdot \rho_4^{20}. \quad (\text{VI.15})$$

1. *Газоконденсатная характеристика месторождений Западной Сибири* / А. И. Гриценко, В. Е. Мискевич, Т. Д. Островская, В. В. Юшкин.— Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений, 1979, № 10, с. 39.
2. *Гриценко А. И.* Научные основы промышленной обработки углеводородного сырья. М., Недра, 1977.
3. *Гриценко А. И., Островская Т. Д., Юшкин В. В.* Определение типа залежи.— Нефтяное хозяйство, 1981, № 3, с. 40—42.
4. *Дзюбенко А. И.* Физико-химические свойства и фазовые состояния углеводородов Талалаевского месторождения.— Геология нефти и газа, 1973, № 5, с. 64—68.
5. *Задора Г. И.* Газоконденсатные исследования скважин и разработка месторождений Восточной Сибири. М., изд. ВНИИЭГазпром, 1975.
6. *Задора Г. И.* Методы и установки для газоконденсатных исследований скважин. М., изд. ВНИИЭГазпром, 1978.
7. *Инструкция* по исследованию газоконденсатных залежей с целью определения балансовых и извлекаемых запасов конденсата и других компонентов газа / А. С. Великовский, Я. Д. Саввина, О. Ф. Худяков, В. В. Юшкин. М., Недра, 1973.
8. *Корчажкин Ю. М., Куликова Н. Г.* Определение потенциального содержания конденсата в пластовом газе по результатам исследования скважин.— Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений, 1977, № 9, с. 16—19.
9. *Кульджаев Б. А., Сергиенко С. Р.* Газоконденсаты. Ашхабад, Изд-во Блым, 1979.
10. *Майоров В. И., Павлова С. П., Пак Д. А.* Установка получения дизельного топлива из газового конденсата Уренгойского месторождения.— Подготовка и переработка газа и газового конденсата, 1980, № 12, с. 15—21.
11. *Мискевич В. Е., Островская Т. Д., Юшкин В. В.* Давление максимальной конденсации пластового газа газоконденсатных месторождений.— Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. 1976, № 5, с. 6—9.
12. *Намиот А. Ю.* Адсорбция компонентов газа на поверхности коллекторов газовых залежей.— Тр. ВНИИ, 1974, вып. 9, с. 60—70.
13. *Нестеров И. И.* Критерии прогнозов нефтегазоносности. М., Недра, 1969.
14. *Рудкевич М. Я., Эдельштейн А. Я.* К вопросу об условиях формирования преимущественно газоносных и нефтеносных зон в Западно-Сибирском бассейне.— Тр. Зап-сибНИГНИ, вып. 47, 1971, с. 151—159.
15. *Старобинец И. С.* Геолого-геохимические особенности газоконденсатов. Л., Недра, 1974.

16. Степанова Г. С. Фазовые превращения углеводородных смесей газоконденсатных месторождений. М., Недра, 1974.

17. Худяков О. Ф., Саввина Я. Д., Юшкин В. В. Инструкция по исследованию газоконденсатных месторождений на газоконденсатность. М., Недра, 1975.

18. Ширковский А. И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М., Недра, 1979, с. 169—203.

19. Sigmund P. M., Dranchuk P. M., Morrow N. R. Soc. Petrol. Eng. J. 1973, 13, N 2.

20. Kaiser V., Gilbourne D., Docini A. C. Analyze steam cracker, economic. Hydrocarbon Process, 1977, N 4.

21. I. B. Zdonik. How feedstoiks affect Ethylene. Hydrocarbon Processing, T. 53, N 2, 1973.

22. B. I. Espino. Catrack fir max olefins Hydrocarbon Processing, N 11, 1972.

Глава I. Особенности газоконденсатных систем и газовых конденсатов	3
Фракционный состав	12
Групповой углеводородный состав	16
Индивидуальный углеводородный состав	24
Индивидуальные нормальные алканы	27
Содержание серы	30
Плотность, молекулярная масса, показатель преломления	32
Вязкость	33
Температура кристаллизации и застывания, содержание парафинов	33
Определение типа залежи	34
Глава II. Методы исследования газоконденсатных залежей на газоконденсатность и применяемая аппаратура	39
Методы газоконденсатных исследований	39
Промысловые методы исследования	44
Лабораторные методы исследования	58
О роли пористой среды в процессах фазовых превращений пластовых углеводородных систем	71
Глава III. Прогнозирование основных газоконденсатных характеристик	74
Прогноз состава и свойств конденсата в процессе разработки месторождения	76
Прогноз распределения конденсата в системе двухступенчатой сепарации	80
Прогноз изменения потенциального содержания углеводородов C_{5+} при незначительном количестве их в пластовом газе	83
Прогноз фазового состояния углеводородов в залежах	88
Прогноз содержания и состава конденсата, коэффициента конденсатоотдачи в газоконденсатных залежах	95
Определение плотности газа сепарации	99
Определение плотности пластового газа	99
Глава IV. Газоконденсатная характеристика месторождений основных газоносных районов	104
Оренбургская область	104
Коми АССР	109
Украинская ССР	112
Туркменская ССР	114
Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция	117
Глава V. Основные направления использования углеводородного конденсата и компонентов пластового газа	187
Использование компонентов природного газа и конденсата в качестве сырья для нефтехимии	189
Углеводородные конденсаты — сырье для производства моторных топлив	195

Фазовые переходы в технологических процессах подготовки и переработки добываемого газоконденсатного сырья	203
Использование природного газа в качестве моторного топлива	213

Глава VI. Закономерности основных свойств пластовых газоконденсатных систем 220

Растворимость высококипящих углеводородов в газах	220
Закономерности изменения коэффициента конденсатоотдачи	235
Графический метод прогноза распределения конденсата в залежи при снижении пластового давления	239
Закономерность изменения степени насыщенности газоконденсатных залежей	245
Давление максимальной конденсации пластового газа газоконденсатных месторождений	247
Графический метод определения выхода стабильного конденсата при различных условиях сепарации газа	249
Коэффициент усадки конденсата	251
Определение количества газа дегазации	254
Основные физико-химические свойства конденсата и их состав	256
Список литературы	260

АЛЕКСАНДР ИВАНОВИЧ ГРИЦЕНКО
ТАИСИЯ ДМИТРИЕВНА ОСТРОВСКАЯ
ВЛАДИМИР ВИКТОРОВИЧ ЮШКИН

УГЛЕВОДОРОДНЫЕ КОНДЕНСАТЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Редактор издательства *Е. А. Петрова.*
Переплет художника *Е. К. Самойлова.*
Художественный редактор *В. В. Шутько.*
Технический редактор *А. Г. Иванова.*
Корректор *И. Н. Таранева*

ИБ № 5149

Сдано в набор 18.03.83. Подписано в печать 14.11.83. Т—21906. Формат 60×90/16. Бумага типограф. № 1. Усл.-п. л. 16,5. Усл. кр.-отт. 16,5. Уч.-изд. л. 19,0. Тираж 2550 экз. Зак. 3-168/8989-6. Цена 1 р. 30 к.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра», 103633, Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19

Книжная фабрика «Коммунист», 310012, Харьков-12, Энгельса, 11.