

УДК: 553,981.1(575.16/.192)

О.А.Каршиев, А.Р.Шамсутдинова, Ж.Т.Хайруллаев

**ВЫЯВЛЕНИЕ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА КОНЦЕНТРАЦИЮ
ВЫСОКОКИПАЮЩИХ УГЛЕВОДОРОДОВ
В ПРИРОДНЫХ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СИСТЕМАХ
ИСПАНЛЫ-ЧАНДЫРСКОГО ПОДНЯТИЯ**



**Каршиев Одаш
Абдугаффарович** –
директор ГУ
«ИГИРНИГМ»,
канд. г.-м. наук.
E-mail: igirnigm@ing.uz



**Шамсутдинова
Асия Рафиковна** –
старший научный
сотрудник
ГУ «ИГИРНИГМ».
E-mail: rafikovna-asia@
yandex.ru



**Хайруллаев
Жахонгир Тохирович** –
начальник отдела
ГУ «ИГИРНИГМ».
E-mail: igirnigm@
ing.uz

Аннотация. Рассмотрены вопросы влияния некоторых сопутствующих факторов на концентрацию конденсата в природных газах. Установлена обратная взаимосвязь потенциального содержания конденсата от газового фактора и прямая зависимость от пластового давления и пластовой температуры в газоконденсатных залежах Испанлы-Чандырского поднятия.

Ключевые слова: конденсат, газовый фактор, пластовое давление, пластовая температура, зависимость.

**ИСПАНЛИ-ЧАНДИР КЎТАРИЛМАСИНИНГ ТАБИЙ ГАЗОКОНДЕНСАТ ТИЗИМЛАРИДА
ЮҚОРИ ҚАЙНОВЧИ УГЛЕВОДОРОДЛАР КОНЦЕНТРАЦИЯСИГА ТАЪСИР
ҚИЛУВЧИ ОМИЛЛАР**

Аннотация. Ушбу мақолада табиий газлар таркибида конденсат концентрациясига баъзи бир йўлдош омилларни таъсир қилиш масалалари кўриб чиқилди. Испанли-Чандир кўтарилмасидаги газоконденсатли уюмларда конденсатнинг потенциал таркибини газ фактори бўйича ўзаро тескари боғлиқлиги, қатлам босими ва қатлам ҳарорати бўйича эса тўғри боғлиқлиги ўрнатилди.

Калит сўзлар: конденсат, газ омили, қатлам босими, қатлам ҳарорати, боғлиқлик.

**IDENTIFICATION OF FACTORS AFFECTING THE CONCENTRATION OF HIGH-BOILING
HYDROCARBONS IN NATURAL GAS CONDENSATE SYSTEMS
OF THE ISPAN-CHANDYR UPLIFT**

Abstract. The article discusses the influence of some related factors on the concentration of condensate in natural gases. The inverse relationship of the potential condensate content from the gas factor and the direct dependence on reservoir pressure and reservoir temperature in the gas condensate accumulations of the Ispan-Chandyr uplift has been established.

Key words: condensate, gas factor, reservoir pressure, reservoir temperature, dependence.

Введение. Как известно, многих ученых-специалистов, занимающихся изучением ретроградных газожидкостных систем, привлекал вопрос выявления факторов, влияющих на концентрацию высококипящих углеводородов (конденсата) и на образование состава высокомолекулярной части природного газа, которая и образует конденсат.

Вкратце рассмотрим ранее выполненные основные выводы ученых по вопросу влияния некоторых факторов, таких как газовый фактор, пластовое давление и пластовая температура на содержание конденсата в пластовых газах по разным нефтегазоносным регионам земной коры.

И.С.Старобинец [1], занимавшийся изучением углеводородных скоплений в недрах Средней Азии, установил, что более существенно влияет на содержание конденсата в пластовых газах оказывает пластовое давление по сравнению с пластовой температурой.

В монографическом обобщении материалов по газоконденсатным месторождениям Азербайджана и ряда зарубежных стран А.Г.Дурмишьян [2] делает вывод о неравнозначном влиянии барического и температурного факторов на процессы формирования газоконденсатных залежей. По мнению автора, значения пластовых давлений всегда выше параметра критического давления, являющегося индивидуальным для каждой углеводородной системы, но не менее 10 МПа. Для газоконденсатных месторождений величина пластового давления – основной фактор, обуславливающий ретроградные изменения в залежах и им свойственны более высокие пластовые давления, вплоть до аномально высоких. Доказательством факта существования нижнего предела пластового давления является величина давления максимальной конденсации для газоконденсатных систем, которая, как правило, менее 10 МПа, поскольку при этом давлении конденсат полностью выделяется из газовой фазы в жидкое состояние. Это свидетельствует о том, что величина пластового давления – основной фактор, обуславливающий ретроградные изменения залежей.

Другим важнейшим фактором, влияющим на условия формирования конденсирующихся углеводородов, является геотермический режим недр. Если барические условия для газоконденсатных систем охватывают диапазон значений

пластовых давлений – от величины давления однофазного состояния до давления максимальной конденсации, то в температурных пределах существует не только верхний, но и нижний граничный уровень. «Нижней границей существования газоконденсатных систем (присутствия конденсата в газовой фазе) является изотермическая поверхность со значениями температур 200-220°С, ниже которой в недрах происходит деструкция тяжелых гомологов метана». Это приводит к формированию в основном сухих газов. По мнению автора, влияние пластовой температуры, в отличие от пластового давления, имеет подчиненное значение. Однако в процессах миграции углеводородов и формировании залежей роль этого фактора становится существенной и определяющей.

В работах, посвященных вопросам конденсатосодержания в природных газах, В.В.Кушников [3] связывает, главным образом, взаимодействие в недрах свободных газовых потоков и нефтяных углеводородов в результате ретроградного испарения нефти в газовой среде. Уровень насыщения высококипящих УВ в газах зависит от совокупного влияния ряда факторов: начального соотношения свободных газовых и жидких углеводородов в каждой газожидкостной системе, от пластового давления и пластовой температуры. Превалирующую роль в этом процессе выполняет исходный газовый фактор и пластовое давление. Для достоверного определения исходного газового фактора В.В.Кушниковым были построены номограммы зависимости между потенциальным содержанием конденсата, пластовым давлением и исходным газовым фактором для углеводородных скоплений Амударьинского НГБ и Юго-Западно-Гиссарской НГО. Однако, пластовая температура, по мнению автора, во взаимосвязи с исходным соотношением газовых и жидких УВ, значительно меньше влияет на уровень конденсатонасыщения природных газов.

Путем проведения многочисленных серий экспериментальных исследований Я.Д.Саввина [4, 5] изучила влияние термобарических условий пласта на количественное содержание высококипящих углеводородов, перешедших из нефти в газовое состояние. Сутью их – рассмотрение растворимости жидких углеводородов в метане, константы равновесия углеводородов бинарных систем, состоящих из метана и парафиновых, нефте-

новых, ароматических групп углеводородов. Экспериментальные материалы по изучению этого вопроса позволили автору утверждать, что повышение давления при определенной температуре постепенно начинает влиять на переход в газовую фазу все более тяжелых углеводородов из нефти, а повышение же температуры влияло очень слабо. Таким образом, преимущественное влияние на переход из нефти высокомолекулярных углеводородов в газовую фазу оказывало пластовое давление, повышение же температуры не играло решающей роли.

Вышеописанные исследования ученых-специалистов на фоне единства поставленной задачи – формирование газожидкостных скоплений и влияния глубинных факторов на эти процессы проведены на территориях различных регионов.

Результаты. В настоящей работе на основе сбора и анализа фактического материала нами выполнены попытки выявить влияние термобарических глубинных условий на формирование концентрации потенциального содержания конденсата в пластовом газе месторождений Испанлы-Чандырского поднятия. Рассмотрены зависимости между содержанием высококипящих углеводородов в пластовом газе и такими сопутствующими факторами, как газовый фактор, пластовое давление и пластовая температура. В газоконденсатных месторождениях широко варьируют значения пластовых давлений и пластовых температур. В связи с этим степень влияния этих факторов на образование состава высокомолекулярной части конденсатного газа нами рассмотрены путем построения графических зависимостей. Информативная база выполненных работ приведенная в таблице, послужила основой для графических построений в целях выявления влияния термобарических условий пласта на формирование концентрации потенциального содержания конденсата в пластовом газе месторождений Испанлы-Чандырского поднятия.

Зависимость конденсатосодержания в газах от газового фактора отображена на рисунке, *а*, где наблюдается отчетливая обратная корреляционная связь между этими параметрами, когда изменчивость в сторону уменьшения одного признака (содержания конденсата в газе) находится в соответствии с изменчивостью в сторону увеличения другого признака (газово-

го фактора). Таким образом, выявленная обратная закономерность свидетельствует о том, что чем ниже потенциальное содержание конденсата в пластовом газе, тем выше газовый фактор и чем выше $q_{\text{пот.}}$, тем, соответственно, ниже газовый фактор.

Зависимость между изменением содержания конденсата в пластовом газе и пластовым давлением зафиксирована на рисунке, *б*. На графике отчетливо наблюдается экспоненциальная зависимость между $q_{\text{пот.}}$ и $P_{\text{пл}}$ для месторождений Испанлы-Чандырского поднятия, так с увеличением пластового давления вырисовывается явная тенденция увеличения концентрации высококипящих углеводородов. В области пластовых давлений от 19 до 24 МПа размещены чисто газоконденсатные углеводородные скопления со средним содержанием конденсата от 20 до 52 г/м³ (Западный Кокчи, Каландар, Чандыр и Гавана).

Область пластовых давлений от 23 до 31 МПа характеризуется типами нефтегазоконденсатных месторождений. Газы газоконденсатных частей этих месторождений, находящиеся над нефтяными скоплениями, в своем составе представлены потенциальными содержаниями конденсата от 46 до 198 г/м³ (месторождения Южный Кемачи, Маржон, Шаркий Испанлы, Дарбаза-Янги Дарбаза, Западный Крук и Крук).

Так, по углеводородным скоплениям Испанлы-Чандырского поднятия наблюдается прямая зависимость выхода конденсата от пластового давления и тенденция размещения газоконденсатных залежей с высокими показателями выхода конденсата от 46 до 198 г/м³ в нефтегазоконденсатных типах углеводородных скоплений (см. рисунок, *б*).

В целях выявления влияния пластовой температуры на количественное содержание конденсата в природных газах газоконденсатных скоплений месторождений Испанлы-Чандырского поднятия выполнено графическое построение (см. рисунок, *в*).

При рассмотрении этого графика выявляется экспоненциальная зависимость между потенциальным содержанием стабильного конденсата и температурными пределами от 78 до 112°C, где с увеличением пластовой температуры наблюдается увеличение содержания конденсата в газе. Вместе с тем прослеживается распространение чисто газоконденсатных месторождений в пластовых температур-

Основные параметры газоконденсатных месторождений Испанлы-Чандырского поднятия

Номер на гр.	Месторождение	Номер скважины	Интервал испытания, м	Пластовое давление, $P_{пл}$, МПа	Пластовая температура, $t_{пл}$, °C	Потенциальное содержание конденсата, $q_{пот}$, г/м ³	ГФ, м ³ /м ³	Давление начального конденсата, $P_{н.к.}$, МПа	Плотность конденсата, г/см ³
1	Каландар	1	2111-2106	22,4	89	31	25413		0,7878
1	Каландар	1	2100-2095	22,26	85	33	23719		0,7828
1	Каландар	1	2088-2079	22,11	77,6	38	20816		0,7910
1	Каландар	2	2140-2132 2124-2120 2112-2104 2096-2092	21,4	85	8,35	92937		0,7759
1	Каландар	3	2120-2109	22,42	78	19	41494		0,7872
1	Каландар	10	2150-2148 2142-2132 2123-2117 2108-2106 2095-2092 2069-2056			57,33	13038		0,7474
2	Чандыр	1	2123-2111	21,98	87	44,47	17889		0,7955
2	Чандыр	3	2123-2115	23,56	88,5	50,0	15798		0,7896
2	Чандыр	4	2091-2064	21,58	73	42,0	18215		0,7644
2	Чандыр	4	2132-2106	22,76	73	42,0	18939		0,7954
2	Чандыр	5	2108-2096	22,28	95	36,0	21930		0,7889
2	Чандыр	8	2126-2120	22,11	90	24,35	31847		0,7765
2	Чандыр	13	2123-2121 2119-2113 2111-2104 2100-2096 2082-2079 2076-2071 2068-2063	21,17	88,63	44,12	25893	20,5	0,7550
2	Чандыр	14	2128-2125 2103-2099 2095-2091 2088-2081	21,28	85,99	36,30	21459		0,7790
2	Чандыр	15	2136-2134 2125-2122	21,06	89,67	34,28	36284	20	0,7750
2	Чандыр	15	2128-2126 2116-2076	21,06		34,28			-
2	Чандыр	16	2138-2136 2135-2129 2127-2119 2116-2112 2097-2095 2090-2086 2083-2079	20,80	84,92	23,69	33784		0,8000
2	Чандыр	17	2084-2082 2079-2074	20,73	84	40,80	19011		0,7750
2	Чандыр	17	2137-2132 2128-2124 2118-2116 2099-2098 2097-2094 2084-2082 2079- 2074	21,70	84	18,94	41152		0,7800
2	Чандыр	18	2137-2131 2128-2121 2118-2115 2108-2105 2091-2088 2082-2079 2077-2075	20,93	84	30,42	26042		0,7930
2	Чандыр	19	2080-2078 2090-2087 2107-2103	21,17		30,17	25323	20	0,7640

Номер на гр.	Месторождение	Номер скважины	Интервал испытания, м	Пластовое давление, $P_{пл}$, МПа	Пластовая температура, $t_{пл}$, °C	Потенциальное содержание конденсата, $q_{пот}$, г/м ³	ГФ, м ³ /м ³	Давление начального конденсата, $P_{н.к.}$, МПа	Плотность конденсата, г/см ³
2	Чандыр	20	2119-2115 2109-2107 2095-2090 2086-2081 2079-2073	20,87	87,32	25,83	30581		0,7900
2	Чандыр	21	2077-2084 2086-2091 2096-2099 2104-2107 2123-2127 2130-2133		84	28,53	27174		0,7760
2	Чандыр	22	2483-2479 2472-2467 2449-2446 2441-2435 2430-2427 2423-2420			36,48	21413		0,7810
2	Чандыр	23	2539-2534 2530-2526 2519-2514 2496-2493 2488-2483 2479-2473 2459-2457	21,05	86	25,76	30581		0,7880
2	Чандыр	24НН	2535-2532, 2527-2522, 2514-2510, 2491-2489, 2483-2479, 2475-2470, 2464-2460	20,60	84,92	23,58	30769		0,7255
2	Чандыр	25	2677-2662 2658-2651 2635-2631 2627-2621 2616-2612 2607-2604	19,23	87,32	25,30	31746		0,8030
3	Западный Кокчи	1	2107-2092			20	38314		0,7652
3	Западный Кокчи	1	2072-2056	21,8	82	35	21598		0,7560
3	Западный Кокчи	1	2107-2092 2072-2056			22,64	33784		0,7636
3	Западный Кокчи	2	2072-2064	22,2	91	40	18975		0,7592
4	Гавана	1	2361-2355	24,2	89	52	14970		0,7776
5	Дивалкак	1М	2816-2806	29,9	106	104	7273		0,7560
5	Дивалкак	9	2796-2786 2781-2773	23,85	111,8	89,86	8628		0,7750
6	Матонат	1	2816-2806	29,9	106	104	7273		0,7560
7	Раззок бобо	1	2859-2770	32,8	107	40,87	19048		0,7782
7	Раззок бобо	1	2704-2701 2697-2694 2693-2690 2680-2683	30,59	103	46,88	15798		0,7401
7	Раззок бобо	2	2849-2756	30,9	106	41,71	18587		0,7755
8	Зекры	4С	2299-2293	22,5	101,3	25,3	30303		0,7665
9	Западный Крук	1	2406-2402			92			
9	Западный Крук	1	2394-2387		98	93			
9	Западный Крук	2	2411-2403	25,2	98				
9	Западный Крук	6	2424-2416			135	5311		0,7170
9	Западный Крук	7	2406-2402	25,4	100	146	5053		0,7376
9	Западный Крук	7	2391-2387	25,34	99	131	5643		0,7393
9	Западный Крук	8	2411-2406	25,4	93	119	6154		0,7325
9	Западный Крук	8	2402-2390	25,39	97,5	145	5000		0,7251

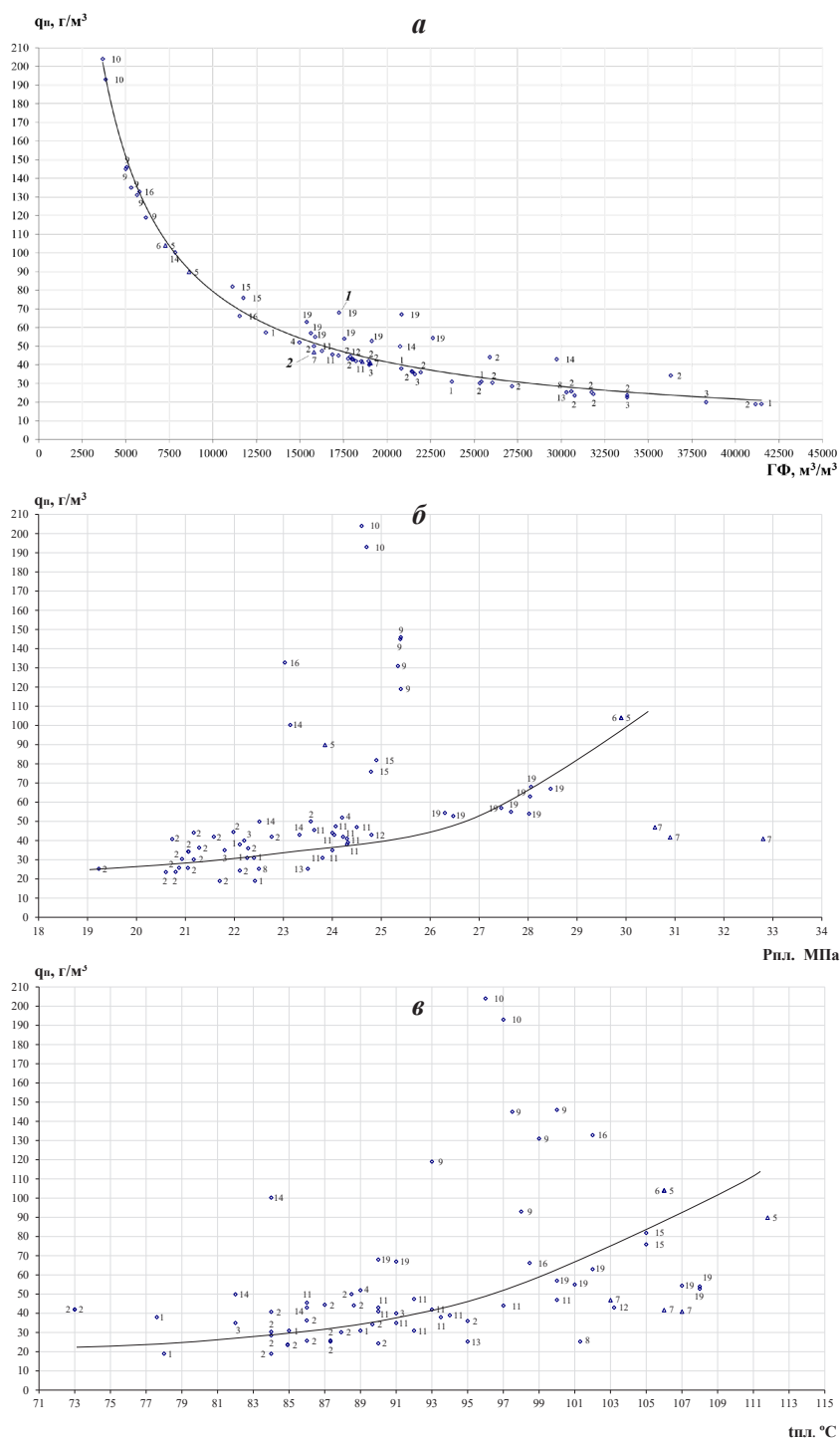
Номер на гр.	Месторождение	Номер скважины	Интервал испытания, м	Пластовое давление, $P_{пл}$, МПа	Пластовая температура, $t_{пл}$, °C	Потенциальное содержание конденсата, $q_{конд}$, г/м ³	ГФ, м ³ /м ³	Давление начального конденсата, $P_{н.к.}$, МПа	Плотность конденсата, г/см ³
10	Крук	1	2335-2329	24,6	96	204	3676		0,7501
10	Крук	1	2350-2343	24,7	97	193	3843		0,7417
11	Южный Кемачи	1	2311-2305	24,22	93	41,97	18519		0,7776
11	Южный Кемачи	1	2295-2288	24,07	92	47,46	16260		0,7721
11	Южный Кемачи	4	2287-2280	24,04	90	43,0	18051		0,7766
11	Южный Кемачи	4	2252-2248			45,0	17212		0,7739
11	Южный Кемачи	4	2218-2215			43,34	17762		0,7701
11	Южный Кемачи	4	2207-2199	23,63	86	45,52	16863		0,7682
11	Южный Кемачи	7	2296-2292	24,3	93,5	38			
11	Южный Кемачи	7	2281-2272	24,3	90	41			
11	Южный Кемачи	8	2312-2305	24,32	94	39			
11	Южный Кемачи	8	2286-2268	24	91	35			
11	Южный Кемачи	8	2258-2250	23,8	92	31			
11	Южный Кемачи	11	2239-2229	2		48			
11	Южный Кемачи	11	2196-2185	24	97	44			
11	Южный Кемачи	14	2324-2316	24,5	100	47			
12	Кенджа	1	2295-2288	24,08	103,2	43	17986		0,7736
13	Сарыкум	4	2299-2293	23,5	95	25,3	30303		0,7658
14	Достон	1	2484-2476 2471-2467	23,33	86	43	29735	22	0,7819
14	Достон	2	2516-2513 2508-2502	23,14	84	100,25	7837		0,7855
14	Достон	4	2490-2487 2472-2467 2462-2456	22,51	82	49,89	20747	22	0,7730
15	Шаркий Испанлы	1	2493-2487	24,79	105	75,9	11750	23,8	0,7524
15	Шаркий Испанлы	1	2523-2513	24,9	105	81,9	11123	24	0,7623
16	Янги Дарбаза	1	2338-2326	23,03	102	132,8	5784		0,7680
16	Янги Дарбаза	5	2317-2315 2307-2303	11,32	98,47	66,20	11534		0,7636
17	Супали	2	2609-2605	27,94	89	-			0,7870
18	Маржон	2	2650-2644	Отбор пластовой нефти					
19	Шода	1	2676-2668	28,46	91	67	20833	25,1	0,7685
19	Шода	1	2661-2651	28,06	90	68	17241	27,0	0,7690
19	Шода	1	2634-2627	27,65	101	55	15873	27,4	0,7643
19	Шода	1	2620-2610	27,45	100	57	15625	26,8	0,7676
19	Шода	2	2649-2637	28,02	108	54	17544	27,0	0,7672
19	Шода	2	2629-2618	28,04	102	63	15385	24,5	0,7649
19	Шода	3	2686-2683	26,47	108	52,8	19120	26,2	0,7785
19	Шода	3	2677-2668	26,3	107	54,39	22624	23,5	0,7603
19	Шода	4	2682-2680	27,9	109	6,6	117647		0,7732
20	Джебе	1	2693-2687	27,3	-	Непром. приток газа			

ных пределах от 78 до 91°C (Западный Кокчи, Каландар, Чандыр и Гавана). В области пластовых температур от 91 до 112°C размещены уже нефтегазоконденсатные месторождения, газоконденсатные скопления которых характеризуются более высокими показателями выхода конденсата (Южный Кемачи, Маржон, Шаркий Испанлы, Дарбаза-Янги Дарбаза, Западный Крук и Крук).

Установленная прямая зависимость выхода конденсата от пластовой температуры для месторождений Испанлы-Чандырского поднятия

дополнительно позволила выявить тенденцию размещения газоконденсатных месторождений с высокими показателями выхода конденсата в области пластовых температурных пределов от 91 до 112°C, что характерно для нефтегазоконденсатных типов скоплений.

Заключение. Выполненные графические построения зависимостей некоторых взаимосвязанных параметров, характеризующие месторождения Испанлы-Чандырского поднятия, позволили выявить прямые зависимости содержания конденсата как от пластового



Зависимость потенциального содержания стабильного конденсата в пластовом газе газоконденсатных месторождений Испалы-Чандырского поднятия от: а – газового фактора, б – пластовой температуры, в – пластового давления; месторождения, размещенные в юрских отложениях: I – карбонатных, II – терригенных.

давления, так и от пластовой температуры, и обратную криволинейную зависимость от газового фактора.

Установлена характерность размещения газоконденсатных залежей с высокими показателями их содержания в газах нефтегазоконденсатных месторождений. Полученный результат еще раз служит подтверждением того, что наличие нефтяной оторочки в газоконденсатных скоплениях в значительной мере влияет на конденсатосодержание природных газов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Старобинец И.С. Геохимия нефти и газов Средней Азии. - М.: Недра, 1966. - 290 с.
2. Дурмишьян А.Г. Газоконденсатные месторождения. - М.: Недра, 1979. - 335 с.
3. Кушниров В.В. Ретроградные газожидкостные системы в недрах. - Т.: Фан, 1987. - 178 с.
4. Саввина Я.Д. Влияние давления и температуры на растворимость в газе углеводородов, образующих конденсат // Изучение газоконденсатных месторождений / Тр. ВНИИГаза, вып. 17/25. - М.: Гостоптехиздат, 1962. - С. 209-214.
5. Саввина Я.Д., Великовский А.С. Влияние строения углеводородов на поведение их в бинарных системах с метаном // Там же. - С.163-184.