

Восточно-Придорожная площадь сравнительно хорошо изучена бурением и ГИС, но по этим данным ачимовских песчаных тел не обнаружено. Тем менее в результате сейсмофациального анализа нами выделено два ачимовских нефтеперспективных объекта, которые следует опосредовать заложением двух поисковых скважин с проектным горизонтом бурения - баженовской свитой.

Библиографический список

1. Бородкин В. Н., Бочкарев В. С., Огнев А. Ф., Рысев В. В. Методы прогноза зон улучшенных коллекторов в ачимовской толще севера Западно-Сибирской равнины//Геология и нефтегазоносность Надым-Пуртазовского междуречья. Тюмень, 1995. С. 83-96.

2. Трушкова Л. Я. Методика и перспективы открытия литологических залежей углеводородов в подводных конусах выноса клиноформ неокана Надым-Пуртазовского междуречья и прилегающих территорий//Там же. С. 116-125.

3. Шелепов В. В., Шихов С. А., Наборщиков В. П. и др. Физико-геологические основы и результаты сейсмофациального анализа временных разрезов на месторождениях Когалымского региона Западной Сибири. Деп. в ВИНТИ 15.12.96, № 3632-В96.

4. Шихов С. А., Наборщиков В. П. Локальный прогноз сложнопостроенных нефтяных объектов на основе сеймостратиграфического анализа (месторождения Когалымского региона): Отчет по хозяйственной теме 96/118// Фонды ТПП «ЛУКойл-Когалымнефтегаз». Пермь, 1996.

Получено 16.01.99

УДК 553.8

**В. А. Пономарев (РАО "Газпром"),
В. И. Галкин, В. П. Наборщиков, В. В. Бродягин
(Пермский государственный технический университет)**

ПОСТРОЕНИЕ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ СТАТИСТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ АЧИМОВСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ БОЛЬШОГО УРЕНГОЯ

Построены прогнозные модели, позволяющие регулировать выполнение газопромысловых исследований в пластах ачимовских залежей.

Создание геолого-промысловых моделей залежей газа, выявленных в отложениях ачимовской толщи, необходимо для их оптимальной разработки.

В процессе изучения ачимовских залежей газа их начальные термобарические условия определялись путем непосредственного измерения давления и температуры при испытании скважин, а также расчетным путем по результатам исследования скважин на неустановившихся режимах.

Промысловые исследования скважин, вскрывших ачимовские залежи, проводились по однотипной технологии, сущность которой заключалась в том, что после вызова притока и освоения скважины в течение суток последовательно производили ее отработку по лифтовым трубам и межтрубному кольцевому пространству для очистки ствола скважины и прискважинной зоны пласта от воды, продуктов бурения, бурового раствора и его фильтрата. Затем скважину закрывали для замера пластового давления и температуры. Продолжительность остановки, как правило, составляла 1-2 суток. Исследования по данной методике проведены в более чем 50 скважинах, количество интервалов гидродинамических исследований при вскрытии пласта Ач_{3,4} составило - 72, по пласту Ач₅ - 77. По имеющимся данным гидродинамических исследований авторами выполнена их статистическая обработка (табл. 1). Анализ средних значений показывает, что средние значения температуры для нижнего пласта (Ач₅) ниже, чем для верхнего (Ач_{3,4}), хотя, естественно, глубины нижнего пласта больше, чем верхних. Замеренные пластовые давления характеризуются некоторым занижением по сравнению с определенными по кривым восстановления давления (КВД). Пластовые давления значительно превышают гидростатические. Также значительно отличаются по средним значениям величины $h_{эф}$ и $K_{гп}$. Для верхних, более мощных пластов средний коэффициент газопроницаемости в 4,4 раза выше.

Выполненный визуальный анализ гистограмм по исследуемым параметрам показал, что они в основном одномодальные, со смещением мод в сторону низких значений. Двухмодальным распределением характеризуются замеренные пластовые давления ($M_0^1=50-52$ МПа; $M_0^2=50-62$ МПа). Анализ показал, что наличие двух мод связано с расположением скважин территориально, т.к. в пределах северной части территории исследований пластовые давления выше, чем в южной.

Таблица 1

Статистические характеристики газодинамических исследований

№ п/п	Исследуемые параметры	Среднее значение	Среднеквадратичное отклонение	Диапазон значений
		в числителе по пластам Ач ₃₋₄ , в знаменателе по пласту Ач ₅		
1	Глубина замера пластового давления H , м	3596,3	69,2	3470-3750
		3623,4	75,4	3319-3760
2	Пластовая температура t , °С	107,1	3,28	102-115
		106,3	2,74	100-110
3	Замеренное пластовое давление $P_{зам}$, МПа	55,93	4,13	49,14-62,86
		58,32	3,22	48,22-62,51
4	Пластовое давление, определяемое по КВД, $P_{квд}$, МПа	56,08	3,15	53,17-62,88
		59,28	2,75	55,02-62,83
5	Эффективная толщина в интервале вскрытия $h_{эф}$, м	12,71	10,18	1,60-41,8
		6,75	4,83	1,40-24,60
6	Коэффициент газопроводности $K_{гп}$, дм/см	0,257	0,36	0,001-1,400
		1,140	2,98	0,012-11,020
7	Среднесуточный дебит газа q , тыс. м ³ /сут	158,7	160,77	4,50-574,7
		171,9	113,38	9,8-393,5
8	Давление на устье P_u , МПа	12,01	9,01	1,2-34,6
		13,2	7,78	0,45-27,1
9	Депрессия P_d , МПа	32,83	11,91	10,40-52,30
		34,68	9,47	20,0-51,10

Для выяснения причин аномальности пластовых температур и, особенно, давлений нами выполнено сопоставление изучаемых характеристик путем вычисления коэффициентов парной корреляции (r) в трех вариантах: первый - для ачимовских пластов - Ач₃₋₄, второй для пласта - Ач₅ и третий - совместно для этих пластов (Ач₃₋₄+Ач₅). Третий вариант реализован с целью увеличения числа наблюдений, а следовательно, достоверности полученных результатов. Выполненные расчеты показали, что пластовые давления и температуры не зависят от глубины залегания пластов, в то же время наблюдаются связи глубин с $h_{эф}$, $K_{гп}$, q , P_u и P_d (табл.2), причем они несколько выше для пластов Ач₃₋₄ по сравнению с Ач₅. Температура пласта практически не связана ни с одним параметром. Необходимо отметить, что очень хорошо коррелируются между собой $P_{зам}$ и $P_{квд}$, что свидетельствует о достаточно высокой точности определения этих величин и, действительно, высокой аномальности пластовых давлений. Связь между ними имеет следующий вид: $P_{зам}=1,307+0,936 P_{квд}$. Во всех рассматриваемых вариантах наблюдаются также и обратные связи пластового давления и $h_{эф}$, которая в свою очередь связана обратной связью с q и P_u и прямой с P_d . Обычно между толщинами пластов и среднесуточными дебитами наблюдаются прямые связи. Наличие таких корреляций, вероятно, и объясняет проявление аномальных пластовых давлений, которые наиболее ин-

тенсивно проявляются в тонких пластах по сравнению с толстыми. По нашему мнению, пластовое давление в толстых пластах более "рассеяно" по сравнению с тонкими. Коэффициент газопроницаемости имеет наибольшую корреляционную связь с q . Величины P_y и P_d в различном виде имеют связи с $h_{эф}$ и q , а также между собой.

Таблица 2

Корреляция между исследуемыми параметрами

	H	t	$P_{зам}$	$P_{квд}$	$h_{эф}$	$K_{гп}$	q	P_y	P_d
H	1,00	0,24	0,28	0,04	-0,39	0,34	0,31	0,25	-0,34
	1,00	0,16	0,16	0,11	-0,56	0,25	0,43	0,42	-0,48
	1,00	0,47	0,51	0,25	-0,24	0,46	0,45	0,34	-0,31
t		1,00	-0,10	-0,45	-0,12	-0,18	0,14	-0,02	-0,01
		1,00	-0,21	-0,40	-0,05	0,16	0,11	-0,06	0,03
		1,00	0,22	-0,31	-0,07	-0,25	0,31	0,19	-0,19
$P_{зам}$			1,00	0,85	-0,59	0,20	0,12	0,16	-0,22
			1,00	0,90	-0,33	0,03	0,17	0,18	-0,39
			1,00	0,59	-0,33	0,23	0,16	0,22	-0,24
$P_{квд}$				1,00	-0,55	0,18	0,05	0,31	0,09
				1,00	-0,38	-0,05	0,0004	0,43	0,06
				1,00	-0,56	0,15	0,13	0,25	0,004
$h_{эф}$					1,00	-0,22	-0,35	-0,42	0,33
					1,00	0,05	-0,37	-0,48	0,48
					1,00	-0,34	-0,48	-0,43	0,43
$K_{гп}$						1,00	0,34	0,13	-0,29
						1,00	0,73	0,45	-0,26
						1,00	0,50	0,31	-0,39
q							1,00	0,79	-0,68
							1,00	0,86	-0,68
							1,00	0,77	-0,80
P_y								1,00	-0,73
								1,00	-0,69
								1,00	-0,90
P_d									1,00
									1,00
									1,00

Примечание. Верхняя строка по пластам Ач_{3,4} и Ач₅ совместно, средняя - по пластам Ач_{3,4}, нижняя - по пласту Ач₅.

Анализ корреляционных связей показывает, что наблюдается комплексное (разнонаправленное) влияние различных параметров на среднесуточные дебиты газа. Исходя из этого построены многомерные модели зависимости величины q от различных характеристик (табл. 3). Используя полученные модели, можно прогнозировать дебиты газа в зависимости от их характеристик. Коэффициенты множественной корреляции во всех рассматриваемых вариантах значимые и характеризуются минимальным значением для обобщенной выборки (Ач_{3,4}+Ач₅). Полученные статистические характеристики и зависимости можно использовать при построении геолого-промысловых моделей ачимовских пластов Большого Уренгоя.

Таблица 3

Параметры множественной корреляции

№ п/п	Наименование параметров	Коэффициенты уравнений		
		пласты А _{ч3,4}	пласт А _{ч5}	пласты А _{ч3,4} +А _{ч5}
1	<i>H</i>	-0,029	0,308	0,423
2	<i>t</i>	-4,082		-1,794
3	<i>P</i> _{зам}	0,574	-2,744	-3,943
4	<i>h</i> _{эф}	-1,556	-1,677	0,714
5	<i>K</i> _{гп}	207,637	6,421	6,013
6	<i>P</i> _γ	1,222	5,882	7,35
7	<i>P</i> _д	-6,552	-3,795	-5,273
8	Свободный член	952,580	-738,748	-872,92
9	Козфф. множ. корр.	0,87	0,92	0,79

Промысловые газоконденсатные исследования при испытании скважин, вскрывших отложения ачимовской толщи, проводились методом промышленного отбора газоконденсатной смеси. Сепарация добываемой продукции и замер содержания насыщенной жидкости при задаваемых термобарических условиях сепарации осуществлялись с помощью промысловых сепараторов гравитационного типа.

Результаты промысловых газоконденсатных исследований показали, что забойная депрессия, с которой эксплуатировались скважины в процессе промысловых исследований, изменялась от 2,6 до 50,0 МПа. При этом скорость восходящего потока смеси у башмака НКТ составляла 0,2-9,0 м/с.

Разделение добываемой продукции на газовую и насыщенную жидкую фазу выполнялось при давлении, изменяющемся в диапазоне от 1,3 до 6,5 МПа и температуре соответственно от 12 до 13,5°С. Выход стабильного конденсата при этих условиях изменялся от 137 до 1200 см³/м³. По мнению авторов, ни изменение условий сепарации, ни различие гипсометрического положения испытываемых интервалов не может привести к существенному различию содержания конденсата в газовой фазе пластовой смеси. Изменение содержания конденсата, вероятно, обусловлено влиянием работы пласта и скважины. Максимальное содержание стабильного конденсата наблюдается в продукции скв. 285, 657, 670, 671, 694, которые приурочены к западному крылу структуры. Характеристики жидкой фазы продукции скважин позволяют предположить наличие в этой зоне нефтяной оторочки.

Содержание стабильного конденсата в пластовой смеси залежи пласта А_{ч5} определялось по данным результатов промысловых исследований 23 скважин, в которых испытано 43 объекта. По сумме всех испытанных скважин определялось содержание жидкой фазы в продукции на 101 режиме эксплуатации. Для обоснования величины содержания стабильного конденсата в пластовой смеси залежи А_{ч5} использовались те же принципы анализа промысловых данных, что и при рассмотрении залежи пласта

Ач_{3,4}. Промысловые газоконденсатные исследования проводились в диапазоне изменения забойной депрессии от 9,9 до 56,9 МПа. В процессе исследований скважины эксплуатировались с дебитами, обеспечивающими скорость восходящего потока смеси у башмака, изменяющейся соответственно от 0,7 до 5,2 м/с. Сепарация добываемой продукции производилась при термобарических условиях, характерных для сепарации продукции залежи пласта Ач_{3,4}. Качество и достоверность результатов промысловых исследований анализировались по изменению выхода стабильного конденсата, как параметра, менее зависимого от изменения условий сепарации.

Результаты исследований были подвергнуты статистической обработке. По имеющимся данным отдельно для пластов Ач_{3,4} и Ач₅ подсчитаны коэффициенты линейной корреляции (табл. 4). Анализ коэффициентов корреляции показывает, что по ряду признаков они характеризуются одинаковой направленностью для этих пластов, в других случаях они разнонаправлены. Сильные одинаково направленные связи наблюдаются между выходами насыщенного и стабильного конденсата, $q_{гс}$ и P_c , C_3 и D_n , $V_{кн}$ и P_p , $V_{ск}$ и P_p , C_3 и P_p , C_3 и T_p и P_T и T_p .

Таблица 4

Корреляция между исследуемыми параметрами

	D	P_c	T_c	$V_{кн}$	$V_{ск}$	$q_{гс}$	D_n	C_3	P_p	T_p
d	1,00 1,00	0,21 -0,27	0,59 0,23	-0,11 0,53	-0,23 0,52	0,79 0,27	0,19 0,65	0,29 -0,48	0,31 0,70	0,39 0,69
P_c		1,00 1,00	-0,25 0,07	0,005 0,0007	-0,34 -0,04	0,49 0,57	0,0006 -0,57	0,23 0,52	-0,10 -0,22	-0,22 -0,27
T_c			1,00 1,00	-0,09 0,25	0,12 0,26	0,31 0,16	0,36 -0,001	0,34 0,26	-0,05 -0,08	-0,16 -0,14
$V_{кн}$				1,00 1,00	0,97 0,99	-0,05 0,69	0,36 0,23	-0,05 -0,59	0,56 0,75	0,36 0,53
$V_{ск}$					1,00 1,00	-0,16 0,65	0,47 0,26	-0,11 -0,60	0,53 0,78	0,36 0,75
$q_{гс}$						1,00 1,00	0,06 -0,30	0,26 -0,11	0,19 0,45	0,23 0,43
D_n							1,00 1,00	0,41 -0,54	0,46 0,56	0,46 0,56
C_3								1,00 1,00	-0,72 -0,86	-0,63 -0,87
P_p									1,00 1,00	0,85 0,98
T_p										1,00 1,00

Примечание: В числителе - по пластам Ач_{3,4}, в знаменателе - Ач₅.

Использование многомерного корреляционного анализа позволило построить многомерные модели выхода стабильного конденсата по следующим формулам:

для пластов Ач_{3,4}:

$$V_{кн} = -77,36 P_c + 1,43 D_n + 18,96 P_T - 5,62 T_p + 199,31 \text{ при } r = 0,66;$$

для пласта Ач₅:

$$V_{\text{кв}} = 6,42 D_{\text{п}} + 0,91 q_{\text{гс}} - 22,64 C_3 + 7,68 P_{\text{р}} - 3,01 T_{\text{р}} \text{ при } r = 0,86 .$$

Дебит газа сепарации можно определить по следующим формулам:
для пластов Ач_{3,4}:

$$q_{\text{гс}} = 10,01 d + 38,52 P_{\text{с}} - 1,91 T_{\text{с}} - 9,98 V_{\text{ск}} - 89,01 \text{ при } r = 0,84 ;$$

для пласта Ач₅:

$$q_{\text{гс}} = 32,42 P_{\text{с}} + 0,360 V_{\text{кн}} - 0,228 V_{\text{ск}} - 2,642 D_{\text{с}} + 4,46 P_{\text{т}} - 169,86 \text{ при } r = 0,94 .$$

Скорость газа на забое для обоих пластов определяется значениями $P_{\text{р}}$ и $T_{\text{р}}$. Для пласта Ач₅ ее можно определить по следующей формуле:

$$V_{\text{с}} = 0,0007 P_{\text{р}} - 0,083 T_{\text{р}} \text{ при } r = 0,88 .$$

Таким образом, выполненная обработка результатов исследований позволила построить прогнозные модели, позволяющие регулировать выполнение газопромысловых исследований в пластах Ач_{3,4} и Ач₅.

Проведенный анализ позволяет предполагать, что наиболее вероятная величина содержания стабильного конденсата в пластовой смеси залежи пласта Ач_{3,4} составляет $550 \text{ см}^3/\text{м}^3$. Из результатов анализа также следует, что содержание конденсата в пластовой смеси изменяется по площади залежи и в южной части структуры, где величина пластового давления составляет 55,5 МПа, оно ниже, по сравнению с северной, характеризующейся более высоким значением пластового давления. В пределах каждой зоны содержание конденсата увеличивается с глубиной залегания. Отсутствие обоснованных исходных данных не позволяет на данной стадии изученности установить закономерности изменения конденсатосодержания по площади и разрезу. Статистическое обобщение результатов исследования позволило установить, что максимум частоты встреч из общего объема выхода стабильного конденсата соответствует удельному выходу конденсата в диапазоне $350\text{-}450 \text{ см}^3/\text{м}^3$.

В качестве наиболее доказанной величины содержания стабильного конденсата в пластовой смеси залежи пласта Ач_{3,4} рекомендуется принять среднее значение максимально часто встречающихся величин конденсатосодержания, равное $400 \text{ см}^3/\text{м}^3$. Дальнейшее изучение позволит уточнить и обосновать величину потенциального содержания конденсата в пластовой смеси залежи Ач_{3,4} и определить закономерности ее изменения.

Получено 15.01.99