

## **АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ГДИ СКВАЖИН ЯМБУРГСКОЙ ПЛОЩАДИ**

**Зульфикаров А.**

Научный руководитель доцент, к.т.н. Г.Т. Апасов

*Тюменский Индустриальный университет,*

*г. Тюмень, Россия*

Гидродинамические исследования скважин (ГДИС) — совокупность различных мероприятий, направленных на измерение определенных параметров (давление, температура, уровень жидкости, дебит и др.) и отбор проб пластовых флюидов (нефти, воды, газа и газоконденсата) в работающих или остановленных скважинах и их регистрацию во времени.

Испытания скважин проводятся в колонне после перфорации испытываемого объекта. Испытания нескольких объектов в скважине производятся снизу-вверх с установкой цементного моста после проведения испытаний нижележащего объекта. Вызов притока делается путем смены раствора на техническую воду с последующим снижением уровня компрессирования. В ряде случаев для возбуждения пласта и его испытаний используется пластоиспытатель.

В зависимости от величины притока применяются разные виды исследований. При устойчивом фонтанировании используется метод "установившихся" отборов, регистрируется индикаторная диаграмма (ИД). После последнего максимального режима работы скважины снимается кривая восстановления давления (КВД).

Если приток из пласта не позволяет получить устойчивого фонтанирования, то регистрируется кривая восстановления уровня (КВУ). Изменение давления на забое регистрируется глубинными автономными манометрами. Манометр обычно устанавливается выше кровли испытываемого объекта.

Ключевые слова: УКПП, ГДИ, эксплуатационный фонд, скважина, оптимальный технологический режим.

## **ANALYSIS OF THE RESULTS OF DRO IN WELLS YAMBURG AREA**

Hydrodynamic investigations of wells (well testing) — a set of different activities aimed at the measurement of certain parameters (pressure, temperature, liquid level, flow rate, etc.) and the sampling of reservoir fluids (oil, water, gas and gas condensate) in a running or shut-in wells and their registration in time.

Well tests conducted in the column after perforation of the test object. Testing multiple objects in the well are made bottom-up with installation cement bridge after the tests of the underlying object. Call flow is done by changing the solution on technical water with a subsequent decrease in the level of compression. In some cases, for excitation of the reservoir and its testing is used plasticmetal.

Depending on the magnitude of the influx are many types of research. With the steady pressure method is used "established" qualifier, recorded indicator diagram (ID). After the last maximum mode of operation of the well is removed, the curve of pressure recovery (ARC).

If the inflow from the reservoir does not allow to obtain a stable spouting, the recorded level recovery curve (IEDs). Changing the pressure on the bottom of the deep registers auxiliary gauges. The pressure gauge is usually installed above the roof of the test object.

Keywords: GTU, DRO, performance stock, well, the optimal technological mode.

Ежегодно геологической службой ООО «Газпром добыча Ямбург» с целью уточнения фильтрационных коэффициентов по эксплуатационному фонду скважин проводятся газодинамические исследования на стационарных режимах фильтрации.

За 2016 год на скважинах УКПГ 1-7 было проведено 132 стандартных ГДИ, что при действующем фонде в 706 скважин составляет 18,7% от фонда. Как показывает динамика объема проводимых ГДИ (таблица 1), в 2015-2016 гг. заметна тенденция к некоторому увеличению количества проводимых исследований по сравнению с 2013-2014 гг. Однако, сохраняется ряд скважин, исследования на которых не проводились более 3 лет (таблица 2). Установление оптимального технологического режима работы кустовых скважин невозможно без проведения исследовательских работ для определения фильтрационных коэффициентов по каждой скважине и характеристики их работы в диапазоне рабочих дебитов. Перечень скважин, не охваченных исследованиями с 2014 г., приведен в таблице 3.

Таблица 1 - Динамика объема проводимых ГДИ по действующему эксплуатационному фонду скважин

УКПГ	Количество скважин по годам, на которых проводились ГДИ/действующий фонд эксплуатационных скважин						
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
УКПГ 1-7	291/696	155/701	89/700	44/702	35/694	109/706	132/706

Таблица 2 – Количество скважин, на которых стандартные ГТИ не проводились с 2014 г. (по состоянию на 01.01.2017 г.)

Вид исследований	Номер УКПГ						
	1	2	3	4	5	6	7
	Количество/ % от действующего фонда						
Стандартные ГДИ	66	59	99	62	70	72	102
	71	58	92	70	68	70	92
В том числе с применением коллектора «Надым-1»	32	59	69	47	58	26	3
	34	58	64	53	56	25	3

Таблица 3 – Перечень скважин, не охваченных стандартными ГДИ, в том числе с применением коллектора «Надым-1», за период 2014-2016 гг.

УКПГ-1						УКПГ-4					
1022	1042	1075	1084	1114	1144	4011	4051	4073	4094	4114	4193
1023	1043	1076	1087	1115	1146	4012	4052	4074	4101	4150	4201
1024	1048	1077	1088	1116		4013	4053	4081	4102	4151	4202
1026	1071	1078	1111	1117		4014	4054	4082	4103	4152	4203
1027	1072	1081	1112	1118		4031	4061	4083	4104	4153	4221
1028	1074	1082	1113	1141		4032	4064	4091	4111	4154	4222
УКПГ-2						4033	4071	4092	4112	4167	4223
272	2033	2091	2107	2121	2135	4034	4072	4093	4113	4192	
273	2034	2092	2111	2122	2136	УКПГ-5					
2023	2035	2093	2112	2123	2151	5021	5038	5052	5078	5114	5134
2024	2036	2094	2113	2124	2152	5022	5041	5053	5081	5115	5135
2025	2037	2095	2114	2125	2154	5024	5043	5055	5091	5121	5136

2026	2038	2096	2115	2126	2155	5025	5044	5057	5092	5122	5137
2027	2039	2097	2116	2131	2156	5026	5045	5058	5093	5123	5138
2028	2071	2103	2117	2132	2157	5027	5046	5071	5101	5124	5145
2031	2072	2105	2118	2133	2158	5032	5047	5073	5102	5125	5146
2032	2090	2106	2119	2134		5033	5048	5074	5111	5126	
						5034	5050	5075	5112	5131	
УКПГ-3						5037	5051	5076	5113	5132	
3031	3045	3072	3100	3147	3164	УКПГ-6					
3032	3046	3073	3101	3151	3165	6021	6056	6068	6096	6125	6134
3033	3047	3074	3102	3152	3166	6025	6063	6084	6104	6126	
3034	3048	3075	3103	3153	3167	6026	6064	6091	6108	6131	
3035	3051	3076	3105	3154	3168	6041	6066	6094	6121	6132	
3036	3052	3077	3107	3155	3173	6046	6067	6095	6122	6133	
3037	3053	3078	3108	3156	3178						
3038	3054	3081	3141	3157							
3041	3055	3082	3142	3158							
3042	3056	3083	3144	3161							
3043	3057	3084	3145	3162							
3044	3058	3085	3146	3163							

С использованием полученных по результатам обработки ГДИ данных, была прослежена динамика средневзвешенных по дебиту фильтрационных коэффициентов скважин, расположенных в зонах дренирования УКПГ Ямбургской площади за период 2009 - 2016 гг. (таблица 4).

Таблица 2.2.4 - Динамика средневзвешенных фильтрационных коэффициентов за период 2014 - 2016 гг.

Параметр	Размерность	Годы		
		2014	2015	2016
УКПГ-1				
$A_{cp}$	$атм^2*сут/тыс.м^3$	0,37	0,34	0,34
$(B+\theta)_{cp}*10^3$	$(атм*сут/тыс.м^3)^2$	1,08	1,13	1,2
УКПГ-2				
$A_{cp}$	$атм^2*сут/тыс.м^3$	0,16	0,17	0,19
$(B+\theta)_{cp}*10^3$	$(атм*сут/тыс.м^3)^2$	0,80	0,85	0,90
УКПГ-3				
$A_{cp}$	$атм^2*сут/тыс.м^3$	0,18	0,18	0,17
$(B+\theta)_{cp}*10^3$	$(атм*сут/тыс.м^3)^2$	0,79	0,79	0,81
УКПГ-4				
$A_{cp}$	$атм^2*сут/тыс.м^3$	0,56	0,55	0,54
$(B+\theta)_{cp}*10^3$	$(атм*сут/тыс.м^3)^2$	2,69	3,17	3,36
УКПГ-5				
$A_{cp}$	$атм^2*сут/тыс.м^3$	0,23	0,23	0,23
$(B+\theta)_{cp}*10^3$	$(атм*сут/тыс.м^3)^2$	0,84	0,88	0,92
УКПГ-6				
$A_{cp}$	$атм^2*сут/тыс.м^3$	0,38	0,39	0,38
$(B+\theta)_{cp}*10^3$	$(атм*сут/тыс.м^3)^2$	0,87	0,96	1,67
УКПГ-7				

$A_{cp}$	$атм^2*сут/тыс.м^3$	0,72	0,76	0,75
$(B+\theta)_{cp}*10^3$	$(атм*сут/тыс.м^3)^2$	1,59	1,87	1,98

Проведение анализа изменения производительности скважин Ямбургской площади во времени по результатам исследований, т.е. использования усредненных параметров изменения пластового и устьевого давлений от дебита скважин весьма затруднительно. Основной причиной этого является малый диапазон изменения дебитов скважин в зависимости от сезонной неравномерности потребления газа, что в свою очередь обуславливается соблюдением оптимального технологического режима работы скважин на Ямбургской площади.

В 2016 году продолжался ввод в эксплуатацию новых скважин на УКПГ – 1 и 6, в соответствии с принятым вариантом разработки Ямбургской площади.

По состоянию на 01.01.2017 на УКПГ–1 пробурено 16 эксплуатационных скважин, на УКПГ–6 – 19 скважин. Из них освоено 35 скважин. В эксплуатации находятся 33 скважины, в том числе 8 скважин на УКПГ- 1, 8 скважин на УКПГ- 2, 15 скважин на УКПГ- 6 и 3 скважины на УКПГ- 7. Скважина 1183 освоена, и ожидает подключения, скважина 6213 находится в бездействии.

Полученные в ходе обработки ГДИ фильтрационные коэффициенты приведены в таблице 5.

Анализ добычных возможностей новых скважин УКПГ -1, 6 показал, что производительные характеристики этих скважин на 30-40 % ниже ожидаемых при проектировании.

В целом же судить о расширении зоны дренирования участков и увеличении добычи газа за счет пуска дополнительных скважин на УКПГ–1, 6 можно будет после окончательного ввода проектных кустов скважин, и их выхода на рабочий режим добычи газа.

Таблица 5 – Результаты обработки стандартных исследований по новым скважинам УКПГ-1, 6

№ скв.	Дата исследования	Фильтрационные коэффициенты по результатам ГДИ		$P_{пл}$ , атм	Дебит при $\Delta P=6$ атм, тыс. м <sup>3</sup> /сут
		$A$ , атм <sup>2</sup> *сут/тыс.м <sup>3</sup>	$B+\theta$ , (атм*сут/тыс.м <sup>3</sup> ) <sup>2</sup>		
УКПГ-1					
1171	17.02.2016	1,17	0,0102	32,1	119
1172	06.02.2016	1,17	0,0057	32,1	138
1173	13.01.2016	1,40	0,0150	33,5	116
1174	28.11.2015	1,01	0,0055	33,4	182
1181	31.07.2015	1,36	0,0032	32,1	181
1182	02.09.2015	0,05	0,0052	32,2	256
1183	21.09.2015	4,33	0,0322	33,7	59
1184	21.10.2015	1,69	0,0035	32,0	156
1191	29.01.2015	0,90	0,0051	42,2	228
1192	20.01.2015	0,04	0,0042	41,5	325
1193	19.12.2014	1,14	0,0048	41,9	218
1194	22.11.2014	0,55	0,0074	42,7	220
1201	27.06.2015	2,00	0,0923	42,2	61
1202	04.04.2015	1,18	0,0053	40,5	200
1203	06.05.2015	0,53	0,0069	40,0	218
1204	14.05.2015	0,46	0,0075	41,8	221

УКПГ-6					
6161	09.01.2015	0,57	0,0080	41,1	212
6162	28.12.2014	0,86	0,0059	40,4	212
6163	16.12.2014	0,86	0,0089	41,7	185
6164	01.11.2014	0,80	0,0070	40,7	204
6171	08.04.2015	0,23	0,0067	45,9	260
6172	29.03.2015	0,03	0,0072	46,9	268
6173	27.02.2015	0,05	0,0046	46,8	334
6181	05.01.2016	0,50	0,0073	34,1	195
6182	27.12.2015	2,50	0,0024	37,0	144
6183	24.11.2015	0,03	0,0083	36,5	218
6191	12.08.2015	0,20	0,0103	30,8	170
6192	20.08.2015	0,57	0,0078	31,4	176
6193	17.09.2015	0,18	0,0127	30,7	155
6201	07.01.2016	2,59	0,0245	34,2	81
6202	24.02.2015	1,69	0,0073	35,0	141
6203	05.03.2015	1,01	0,0069	37,6	185
6211	09.12.2014	0,01	0,0098	39,6	212
6212	23.11.2014	0,43	0,0029	40,9	332
6213	23.10.2014	2,12	0,0198	40,4	107

Список литературы:

1. Добрынина В.М. Справочник интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. М., «Недра», 2012. - 299 с.
2. Коноплев Ю.В., Кузнецов Г. С., Моисеев В. Н. Геофизические методы контроля разработки газоконденсатных месторождений. М: Недра, 2015. - 217 с.
3. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А., Африкянм А.Н. Геофизические исследования скважин. Москва: Нефть и газ, 2014. – 303 с.
4. Горбачев Ю.И. Геофизические исследования скважин. М: Недра 2013. – 185 с.