

УДК 550.8.05

**МЕТОДИКА РАСЧЕТА ЗАБОЙНЫХ ДАВЛЕНИЙ
В ФОНТАНИРУЮЩЕЙ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЕ
И ЕЕ ПРИМЕНЕНИЕ В ЦЕЛЯХ СОКРАЩЕНИЯ ЗАТРАТ
НА ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ**

**BOTTOM-HOLE PRESSURES CALCULATION METHOD
FOR NATURALLY FLOWING OIL WELL AND ITS APPLICATION
TO WELL TESTING COSTS REDUCTION**

Сова В.Э., Сова Э.В.

ООО «Кероген», г. Ставрополь, Российская Федерация

V.E. Sova, E.V. Sova

“Kerogen” Limited, Stavropol, Russian Federation

e-mail: info@kerogen.net

Аннотация. В условиях низких цен на нефть особую актуальность принимают вопросы оптимизации производства, заключающейся в повышении его эффективности при сокращении издержек. Гидродинамические исследования фонтанных нефтяных скважин являются неотъемлемой частью процесса управления и контроля за разработкой нефтяных месторождений. В тоже время текущая схема проведения гидродинамических исследований на фонтанных нефтяных скважинах сопряжена с определенными технологическими рисками, требует мобилизации квалифицированного персонала и специальных технических средств, что, в свою очередь, приводит к существенным финансовым затратам со стороны недропользователя.

В работе рассмотрена методика расчета забойных давлений в фонтанирующей нефтяной скважине, позволяющая сократить издержки

недропользователя на проведение гидродинамических исследований и, в тоже время, обеспечивающая достаточную степень точности получаемых данных о работе скважине. Нами был последовательно изложен алгоритм работы расчетной методики и осуществлена его проверка на фактическом материале.

По результатам расчетов установлено, что погрешность предложенной методики не превышает пяти процентов для наиболее распространенного на практике случая эксплуатации фонтанной скважины. Такой результат, в свою очередь, позволяет говорить о том, что предложенная методика обладает приемлемой степенью точности и может быть использована как эффективное и достаточное средство контроля за разработкой нефтяных месторождений, имеющих фонтанный фонд скважин.

Внедрение предложенной методики в практику гидродинамических исследований фонтанных скважин позволит снизить аварийность при спускоподъемных операциях и сократить финансовые затраты на проведение исследований, а следовательно достичь поставленной цели по оптимизации производства в условиях кризисной экономики. Ожидаемый экономический эффект от внедрения предложенной методики составит порядка 50 % от первоначальной стоимости гидродинамических исследований фонтанных нефтяных скважин по классической схеме.

Abstract. In times of low oil prices, the most important question is production optimization, which comprising in increasing its efficiency while reducing costs. Well testing of naturally flowing oil wells is an integral part of the control and management of oil fields development process. At the same time the current scheme of well testing of the naturally flowing oil wells associated with certain technological risks, requires the mobilization of qualified staff and special technical means, which in turn leads to significant financial costs from the license holder.

In the following paper described the method of calculating bottom-hole pressures in naturally flowing oil well, which allows to reduce costs of the

license holder on well testing and at the same time providing a sufficient degree of accuracy of the data about well performance. We have consistently set out the algorithm of the calculation method and performed its verification on the actual field data.

The calculations revealed that the accuracy of the proposed method does not exceed five percents for the most common case of naturally flowing well operating in practice. This result, in turn, suggests that the proposed method has an acceptable degree of accuracy and can be used as an effective and sufficient means of monitoring the development of oil fields with naturally flowing wells.

The introduction of the proposed method into well testing practice of naturally flowing wells will reduce the accident rate during tripping operations also as the financial cost of well testing, and thus achieve the goal of optimizing production in a crisis economy. The expected economic effect of the implementation of the proposed method will be about 50 % of the original value of naturally flowing oil wells testing by the classical scheme.

Ключевые слова: забойное давление, фонтанирующая нефтяная скважина, методика расчета, гидродинамическое исследование, контроль за разработкой, снижение затрат, экономический эффект.

Key words: bottom-hole pressure, naturally flowing oil well, calculation method, well testing, field development monitoring, cost cutting, economic effect.

Определение забойных давлений в фонтанирующих нефтяных скважинах осуществляется путем непосредственных замеров с помощью глубинных манометров, при этом доставка прибора на забой скважины осуществляется посредством скребковой проволоки или каротажного кабеля. Эта операция, носящая в основном рутинный характер, в тоже время сопряжена с рядом технологических рисков, а именно с возможностью образования затяжек на кабеле, посадкой прибора в

колонне лифтовых труб и его последующем обрыве. Потеря прибора в скважине при обрыве сама по себе является довольно ощутимой финансовой потерей, при неблагоприятном же стечении обстоятельств обрыв прибора может привести к возникновению на скважине аварийной ситуации и как следствие увеличению финансовых потерь на осуществление ремонтно-восстановительных мероприятий.

В тоже время, в рамках проектных документов на разработку нефтяных месторождений недропользователи должны осуществлять регулярный контроль забойных параметров в представительном фонде скважин. Помимо вышеобозначенных рисков, инструментальные замеры забойных давлений в фонтанных скважинах связаны с необходимостью мобилизации специализированного оборудования и персонала, что, в свою очередь, требует определенных финансовых вложений со стороны недропользователя. В связи с этим, перед специалистами ООО «Кероген» была поставлена задача по разработке расчетной методики определения забойных давлений в фонтанирующих нефтяных скважинах, которая обеспечивала бы достаточную степень сходимости результатов с фактическими замерами и позволила бы сократить как технологические риски, так и финансовые затраты недропользователей на проведение гидродинамических исследований.

Предложенная методика расчета забойных давлений по результатам замеров давлений на затрубном пространстве реализуема для стабильно изливающей нефтяной скважины с сообщающимися затрубным и трубным пространствами. В основу расчета положен принцип сообщающихся сосудов из которого вытекает, что забойное давление в нефтяной скважине, изливающей по трубному пространству, в случае сообщающихся трубного и затрубного пространств, будет равно гидростатическому давлению создаваемому весом столба газожидкостной смеси в затрубном пространстве.

На начальном этапе расчета определяются кажущиеся объемные доли нефти и воды в жидкости согласно группе выражений:

$$\omega_{w,k} = W, \quad (1)$$

$$\omega_{o,k} + \omega_{w,k} = 1, \quad (2)$$

$$\omega_{o,k} = 1 - \omega_{w,k}, \quad (3)$$

где $\omega_{o,k}$, $\omega_{w,k}$, - кажущиеся объемные доли нефти и воды в жидкости соответственно, доли единицы;

W - объемная обводненность продукции скважины, доли единицы.

Следует отметить, что в случае исследования скважины на нескольких режимах, объемная обводненность определяется как среднее арифметическое по всем значениям, полученным на режимах, если отклонение между значениями не превышает 10 %. В случае, если отклонение между значениями объемной обводненности превышает 10 %, расчет забойных давлений ведется исходя из значений объемной обводненности на том или ином режиме, так как в таком случае предполагается избыточное поступление пластовой воды в скважину.

Далее рассчитываются истинные объемные доли газа, нефти и воды в трехфазной смеси для пластовых и устьевых условий исходя из уравнения баланса газожидкостной смеси [1,2]:

$$\omega_{g,и} = \frac{\omega_{o,k} (GOR-R_s) B_g}{\omega_{o,k} (GOR-R_s) B_g + \omega_{o,k} B_o + \omega_{w,k} B_w}, \quad (4)$$

$$\omega_{o,и} = \frac{\omega_{o,k} B_o}{\omega_{o,k} (GOR-R_s) B_g + \omega_{o,k} B_o + \omega_{w,k} B_w}, \quad (5)$$

$$\omega_{w,и} = \frac{\omega_{w,k} B_w}{\omega_{o,k} (GOR-R_s) B_g + \omega_{o,k} B_o + \omega_{w,k} B_w}, \quad (6)$$

- где $\omega_{g.и}$, $\omega_{o.и}$, $\omega_{w.и}$ - истинные объемные доли газа, нефти и воды в газожидкостной смеси соответственно, доли единицы;
- GOR - газовый фактор, $\text{м}^3/\text{м}^3$;
- R_s - газосодержание нефти при заданных давлении и температуре, $\text{м}^3/\text{м}^3$;
- B_g , B_o , B_w - объемные коэффициенты газа, нефти и воды при заданных давлении и температуре соответственно.

Аналогично объемной обводненности продукции, при исследовании скважины на нескольких режимах, газовый фактор определяется как среднее арифметическое по всем значениям, полученным на режимах, если отклонение между значениями не превышает 10 %. Если отклонение между значениями газового фактора превышает 10 %, расчет забойных давлений ведется исходя из значений газового фактора на том или ином режиме, так как в таком случае предполагается избыточное поступление газа в скважину.

Объемные коэффициенты флюидов и газосодержание нефти определяются для каждой точки затрубных давлений при средней устьевой температуре и для принятого на первом расчетном шаге пластового давления при известной пластовой температуре. В таких расчетах целесообразно использовать таблицы зависимости объемных свойств пластовых флюидов от давления при заданной температуре заранее рассчитанные на ЭВМ с помощью выражений описанных в [3,4,5].

На следующем этапе рассчитывается приведенная плотность газожидкостной смеси для пластовых и устьевых условий [1,2]:

$$\rho_{см.} = \omega_{g.и}\rho_g + \omega_{o.и}\rho_o + \omega_{w.и}\rho_w, \quad (7)$$

- где $\rho_{см.}$ - плотность газожидкостной смеси, $\text{кг}/\text{м}^3$;
- ρ_g , ρ_o , ρ_w - плотности газа, нефти и воды при заданных давлении и температуре соответственно, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Плотности флюидов определяются для каждой точки затрубных давлений при средней устьевой температуре и для принятого на первом расчетном шаге пластового давления при известной пластовой температуре согласно данным таблиц объемного поведения пластовых флюидов.

Рассчитывается средняя плотность газожидкостной смеси в затрубном пространстве для каждой точки измерения:

$$\rho_{\text{см. ср.}} = \frac{\rho_{\text{см. у}} + \rho_{\text{см. пл.}}}{2}, \quad (8)$$

где $\rho_{\text{см. ср.}}$ - средняя плотность газожидкостной смеси, кг/м³;

$\rho_{\text{см. у}}$, $\rho_{\text{см. пл.}}$ - плотности смеси в устьевых и пластовых условиях соответственно, кг/м³.

Определяются забойные давления:

$$p_{\text{заб.}} = p_{\text{затр.}} + 1,0197 \cdot 10^{-5} (\rho_{\text{см. ср.}} \cdot gH), \quad (9)$$

где $p_{\text{заб.}}$ - забойное давление, кгс/см²;

$p_{\text{затр.}}$ - затрубное давление, кгс/см²;

g - ускорение свободного падения (постоянная равная 9,81 м/с²), м/с²;

H - глубина определения забойного давления по вертикали, м.

На заключительном этапе сравнивают рассчитанное пластовое давление с принятым при расчете свойств флюидов в пластовых условиях. При достижении сходимости расчет прекращают, в противном же случае принимают рассчитанное пластовое давление как новое значение для следующего шага и повторяют расчет по формулам (4)-(9). Расчет ведут до достижения сходимости.

Рассмотрим реализацию предложенной методики на фактическом материале. В качестве первого объекта изучения мы будем использовать результаты исследования скважины № 11 Песчаного месторождения

Краснодарского края. Нефтяные залежи Песчаного месторождения характеризуются аномально-высокими пластовыми давлениями, что повышает технологические риски при проведении спускоподъемных операций. Общие результаты исследования скважины № 11 представлены в таблице 1, зависимости объемных свойств пластовых флюидов приведены в таблицах 2 и 3.

Результаты расчета по предложенной нами методике и их сравнение с результатами фактических замеров по скважине № 11 даны в таблице 4.

Таблица 1. Результаты исследования скважины № 11 Песчаного месторождения

Номер замера	Диаметр штуцера, мм	Давление, кгс/см ²			Устьевая температура, °С	Газовый фактор, м ³ /м ³	Обводненность продукции, %	Пластовая температура, °С	Глубина замера забойного давления по вертикали, м
		затрубное	трубное	забойное					
1	3,0	427,26	423,60	578,86	27,0	389,59	0,24	121,33	2959
2	5,0	424,63	420,08	574,49	35,0				
3	6,0	424,05	415,39	572,27	54,0				
4	7,0	423,47	411,29	570,27	61,5				
5	6,0	424,34	415,98	571,17	57,0				
6	5,0	424,63	420,08	572,43	53,0				
7	3,0	425,80	425,65	575,35	38,0				
8	пластовое	427,55	427,41	577,76	-				

Таблица 2. Объемные свойства пластовых флюидов скважины № 11 Песчаного месторождения при средней устьевой температуре равной 46,5 °С

Давление, кгс/см ²	Объемный коэффициент газа	Плотность газа, кг/м ³	Газосодержание нефти, м ³ /м ³	Объемный коэффициент нефти	Плотность нефти, кг/м ³	Объемный коэффициент воды	Плотность воды, кг/м ³
1,0332	1,1041	0,7565	2,00	1,0271	764,0485	1,0099	997,7694
32,6714	0,0327	25,5742	25,23	1,0809	743,9913	1,0085	999,2332
67,8248	0,0146	57,1668	49,55	1,1419	722,0187	1,0068	1000,8647
102,9783	0,0090	92,4826	75,67	1,2113	698,6392	1,0052	1002,5017
138,1318	0,0065	128,9455	104,08	1,2904	674,1985	1,0035	1004,1441
173,2853	0,0051	162,8888	142,21	1,4013	643,5609	1,0019	1005,7919
208,4387	0,0043	192,1372	185,23	1,5317	612,2063	1,0002	1007,4453
243,5922	0,0039	216,4657	233,29	1,6830	581,0139	0,9986	1009,1041
278,7457	0,0035	236,5654	286,60	1,8566	550,6503	0,9970	1010,7685
313,8992	0,0033	253,3036	345,42	2,0542	521,5828	0,9953	1012,4385
349,0527	0,0031	267,4404	389,59	2,1986	504,0912	0,9937	1014,0756
384,2061	0,0030	279,5685	389,59	2,1766	509,1727	0,9922	1015,5926
419,3596	0,0029	290,1307	389,59	2,1586	513,4413	0,9908	1017,0523
454,5131	0,0028	299,4547	389,59	2,1434	517,0775	0,9894	1018,4495
489,6666	0,0027	307,7837	389,59	2,1305	520,2120	0,9881	1019,7793
524,8200	0,0026	315,3009	389,59	2,1193	522,9420	0,9869	1021,0367
559,9735	0,0026	322,1460	389,59	2,1097	525,3410	0,9858	1022,2166
595,1270	0,0025	328,4270	389,59	2,1012	527,4657	0,9847	1023,3138
630,2805	0,0025	334,2292	389,59	2,0936	529,3606	0,9838	1024,3235
665,4340	0,0025	339,6203	389,59	2,0869	531,0611	0,9829	1025,2404
700,5874	0,0024	344,6552	389,59	2,0809	532,5955	0,9821	1026,0595

Таблица 3. Объемные свойства пластовых флюидов скважины № 11 Песчаного месторождения при пластовой температуре равной 121,33 °С

Давление, кгс/см ²	Объемный коэффициент газа	Плотность газа, кг/м ³	Газосодержание нефти, м ³ /м ³	Объемный коэффициент нефти	Плотность нефти, кг/м ³	Объемный коэффициент воды	Плотность воды, кг/м ³
1,0332	1,3641	0,6123	1,70	1,1020	711,9148	1,0589	951,6314
32,6714	0,0418	19,9671	21,44	1,1523	695,1063	1,0574	952,9608
67,8248	0,0196	42,6697	42,11	1,2074	677,6870	1,0558	954,4422
102,9783	0,0126	66,1638	64,31	1,2688	659,5074	1,0541	955,9284
138,1318	0,0093	89,7470	88,45	1,3378	640,5684	1,0525	957,4192
173,2853	0,0074	112,6516	120,86	1,4335	616,6778	1,0509	958,9148
208,4387	0,0062	134,2519	157,41	1,5450	591,8858	1,0492	960,4151
243,5922	0,0054	154,1814	198,25	1,6737	566,7648	1,0476	961,9202
278,7457	0,0048	172,3192	243,56	1,8206	541,7988	1,0459	963,4301
313,8992	0,0044	188,7104	293,54	1,9872	517,3744	1,0443	964,9448
349,0527	0,0041	203,4880	348,42	2,1749	493,7829	1,0427	966,4643
384,2061	0,0039	216,8190	389,59	2,3099	479,7954	1,0409	968,0944
419,3596	0,0036	228,8750	389,59	2,2844	485,1534	1,0389	969,9417
454,5131	0,0035	239,8168	389,59	2,2631	489,7292	1,0370	971,7440
489,6666	0,0033	249,7890	389,59	2,2449	493,6823	1,0351	973,4954
524,8200	0,0032	258,9175	389,59	2,2294	497,1316	1,0333	975,1898
559,9735	0,0031	267,3113	389,59	2,2158	500,1676	1,0316	976,8214
595,1270	0,0030	275,0633	389,59	2,2040	502,8603	1,0300	978,3840
630,2805	0,0030	282,2526	389,59	2,1935	505,2648	1,0284	979,8717
665,4340	0,0029	288,9467	389,59	2,1841	507,4250	1,0269	981,2784
700,5874	0,0028	295,2029	389,59	2,1758	509,3763	1,0255	982,5980

Таблица 4. Результаты расчета забойных давлений по скважине № 11 и сравнение их с фактическими замерами

Номер замера	Диаметр штуцера, мм	Давление, кгс/см ²		Относительное отклонение, %
		забойное расчетное	забойное по факту	
1	3,0	577,77	578,86	0,19
2	5,0	575,10	574,49	0,11
3	6,0	574,51	572,27	0,39
4	7,0	573,92	570,27	0,64
5	6,0	574,81	571,17	0,64
6	5,0	575,10	572,43	0,47
7	3,0	576,29	575,35	0,16
8	пластовое	578,07	577,76	0,05

Как видно из таблицы 4, отклонение между расчетным методом определения забойных давлений и результатами фактических замеров невелико и не превышает одного процента. На наш взгляд большее отклонение в отдельных точках обусловлено в значительной мере разницей в классе точности измерительных приборов, использовавшихся для замера устьевых и забойных давлений, нежели неполным соответствием расчетной модели фактическому поведению газожидкостной смеси в затрубном пространстве скважины.

Тем не менее, следует отметить, что рассмотренный случай является практически идеальным и редко встречающимся на практике, поскольку как видно из таблиц 1 и 2 даже затрубные давления превышают давление насыщения нефти газом. В большинстве же практических случаев фонтанирующие нефтяные скважины работают с устьевыми давлениями существенно меньшими давления насыщения нефти газом, поэтому в качестве второго объекта изучения мы выбрали результаты исследования именно такой скважины. В этих целях нами были использованы результаты исследования скважины № 12 Воробьевского нефтяного месторождения Ставропольского края (таблицы 5,6,7).

Таблица 5. Результаты исследования скважины № 12 Воробьевского месторождения

Номер замера	Диаметр штуцера, мм	Давление, кгс/см ²			Устьевая температура, °С	Газовый фактор, м ³ /м ³	Обводненность продукции, %	Пластовая температура, °С	Глубина замера забойного давления по вертикали, м
		затрубное	трубное	забойное					
1	пластовое	130,01	132,17	284,99	-	56,17	0,00	127,00	2028
2	8,0	23,96	16,52	141,95	26				
3	6,0	32,53	25,55	163,07	24				
4	5,0	48,03	41,03	189,30	21				
5	3,0	80,05	76,03	233,31	21				
6	2,0	95,96	93,18	243,16	20				
7	3,0	80,97	77,50	234,64	20				
8	пластовое	127,97	131,41	284,89	-				

Таблица 6. Объемные свойства пластовых флюидов скважины № 12 Воробьевского месторождения при средней устьевой температуре равной 22 °С

Давление, кгс/см ²	Объемный коэффициент газа	Плотность газа, кг/м ³	Газосодержание нефти, м ³ /м ³	Объемный коэффициент нефти	Плотность нефти, кг/м ³	Объемный коэффициент воды	Плотность воды, кг/м ³
1,0332	1,0182	0,9532	0,00	1,0009	844,3507	1,0016	1017,5651
15,0946	0,0664	14,6140	11,08	1,0249	835,0650	1,0016	1017,5776
32,6714	0,0287	33,7832	27,50	1,0636	819,6333	1,0016	1017,6456
50,2481	0,0174	55,8453	43,77	1,1047	803,4742	1,0014	1017,7718
67,8248	0,0119	81,4120	56,17	1,1368	791,3300	1,0012	1018,0524
85,4016	0,0088	110,6376	56,17	1,1345	792,9610	1,0004	1018,8040
102,9783	0,0068	142,3202	56,17	1,1326	794,2882	0,9997	1019,5527
120,5551	0,0056	173,7381	56,17	1,1310	795,4074	0,9989	1020,2985
138,1318	0,0048	202,2916	56,17	1,1296	796,3753	0,9982	1021,0416
155,7085	0,0043	226,8238	56,17	1,1284	797,2281	0,9975	1021,7820
173,2853	0,0039	247,3723	56,17	1,1273	797,9904	0,9968	1022,5195
190,8620	0,0037	264,5081	56,17	1,1263	798,6795	0,9961	1023,2544
208,4387	0,0035	278,9077	56,17	1,1255	799,3085	0,9953	1023,9865
226,0155	0,0033	291,1673	56,17	1,1246	799,8869	0,9946	1024,7160
243,5922	0,0032	301,7578	56,17	1,1239	800,4223	0,9939	1025,4428
261,1690	0,0031	311,0351	56,17	1,1232	800,9208	0,9932	1026,1670
278,7457	0,0030	319,2654	56,17	1,1225	801,3870	0,9925	1026,8886
296,3224	0,0030	326,6486	56,17	1,1219	801,8250	0,9918	1027,6076
313,8992	0,0029	333,3360	56,17	1,1213	802,2380	0,9912	1028,3240
331,4759	0,0029	339,4444	56,17	1,1208	802,6286	0,9905	1029,0378
349,0527	0,0028	345,0646	56,17	1,1203	802,9993	0,9898	1029,7492
366,6294	0,0028	350,2684	56,17	1,1198	803,3518	0,9891	1030,4580
384,2061	0,0027	355,1135	56,17	1,1193	803,6880	0,9884	1031,1643
401,7829	0,0027	359,6467	56,17	1,1189	804,0093	0,9877	1031,8681

Таблица 7. Объемные свойства пластовых флюидов скважины № 12 Воробьевского месторождения при пластовой температуре равной 127 °С

Давление, кгс/см ²	Объемный коэффициент газа	Плотность газа, кг/м ³	Газосодержание нефти, м ³ /м ³	Объемный коэффициент нефти	Плотность нефти, кг/м ³	Объемный коэффициент воды	Плотность воды, кг/м ³
1,0332	1,3834	0,7016	0,00	1,1038	765,6192	1,0654	956,6272
15,0946	0,0931	10,4257	7,43	1,1232	758,8042	1,0651	956,9133
32,6714	0,0421	23,0320	19,47	1,1555	747,7414	1,0647	957,2919
50,2481	0,0269	36,1092	31,60	1,1888	736,6528	1,0642	957,6936
67,8248	0,0196	49,6004	43,57	1,2225	725,8422	1,0638	958,1186
85,4016	0,0153	63,4198	55,34	1,2563	715,4032	1,0633	958,5391
102,9783	0,0125	77,4533	56,17	1,2502	719,5528	1,0624	959,3223
120,5551	0,0106	91,5637	56,17	1,2421	724,2676	1,0615	960,1475
138,1318	0,0092	105,6017	56,17	1,2351	728,3644	1,0606	960,9686
155,7085	0,0081	119,4197	56,17	1,2290	731,9889	1,0597	961,7857
173,2853	0,0073	132,8858	56,17	1,2235	735,2407	1,0588	962,5988
190,8620	0,0067	145,8932	56,17	1,2186	738,1904	1,0579	963,4079
208,4387	0,0061	158,3652	56,17	1,2142	740,8904	1,0571	964,2131
226,0155	0,0057	170,2541	56,17	1,2101	743,3804	1,0562	965,0144
243,5922	0,0053	181,5376	56,17	1,2064	745,6913	1,0553	965,8119
261,1690	0,0050	192,2136	56,17	1,2029	747,8475	1,0544	966,6055
278,7457	0,0048	202,2941	56,17	1,1997	749,8689	1,0536	967,3955
296,3224	0,0046	211,8014	56,17	1,1966	751,7717	1,0527	968,1817
313,8992	0,0044	220,7637	56,17	1,1938	753,5691	1,0519	968,9642
331,4759	0,0042	229,2127	56,17	1,1911	755,2726	1,0510	969,7431
349,0527	0,0041	237,1816	56,17	1,1885	756,8916	1,0502	970,5184
366,6294	0,0040	244,7034	56,17	1,1861	758,4342	1,0494	971,2901
384,2061	0,0039	251,8105	56,17	1,1838	759,9075	1,0485	972,0582
401,7829	0,0038	258,5336	56,17	1,1816	761,3176	1,0477	972,8229

Результаты расчетного определения забойных давлений по скважине № 12 Воробьевской и их сравнение с фактическими замерами приведено в таблице 8.

Таблица 8. Результаты расчета забойных давлений по скважине № 12 Воробьевской и сравнение их с фактическими замерами

Номер замера	Диаметр штуцера, мм	Давление, кгс/см ²		Относительное отклонение, %
		забойное расчетное	забойное по факту	
1	пластовое	286,88	284,99	0,66
2	8,0	135,96	141,95	4,22
3	6,0	156,80	163,07	3,84
4	5,0	191,03	189,30	0,91
5	3,0	236,57	233,31	1,40
6	2,0	252,61	243,16	3,89
7	3,0	237,50	234,64	1,22
8	пластовое	284,83	284,89	0,02

Как видно из таблицы 8, максимальное отклонение между расчетным методом определения забойных давлений и результатами фактических замеров не превышает пяти процентов. Широкий диапазон изменения относительного отклонения в пределах от 0,02 до 4,22 % также как и для случая скважины № 11 Песчаного месторождения не позволяет списать расхождение между расчетом и фактическими замерами только лишь на неполное соответствие расчетной модели фактическому поведению газожидкостной смеси в затрубном пространстве скважины. Дополнительными источниками избыточной погрешности расчетного метода в случае скважины № 12 Воробьевской могут выступать как ранее упомянутое различие в классе точности измерительных приборов, так и некоторые неточности в тарировках приборов и регистрации показаний. Однако значительный возраст исследования по скважине № 12, датирующегося октябрём 1990 года, и отсутствие первичного полевого журнала не позволяют нам детально изучить вклад приборной погрешности в общую погрешность расчетного метода.

Тем не менее, максимальная погрешность предложенного метода для наиболее распространенного в практике случая эксплуатации фонтанной скважины не превышает пяти процентов, что говорит о приемлемой степени точности и возможности его применения в качестве средства контроля за разработкой нефтяных месторождений имеющих фонтанный фонд скважин.

Как было упомянуто ранее, замер забойных давлений в фонтанных скважинах является трудоемкой операцией, требующей наличия специализированного оборудования и персонала соответствующей квалификации. К примеру, для исследования по типовой схеме скважины № 11 Песчаной требуется специализированная передвижная лаборатория оборудованная подъемником и соответствующим противовыбросовым оборудованием. Исследовательская группа в этом случае состоит как минимум из трех человек – старшего группы, полевого инженера и водителя-оператора. Ориентировочная стоимость такого исследования составляет порядка 536310 рублей. Предлагаемая нами методика определения забойного давления позволяет отказаться от использования передвижной лаборатории и свести технологические операции, проводимые для определения забойного давления, к монтажу цифровых манометров достаточного класса точности на устье скважины. При этом численность исследовательской группы может быть сокращена до одного полевого инженера. Ориентировочная стоимость исследования по предлагаемой схеме составит порядка 267490 рублей. Относительный экономический эффект от внедрения предложенной методики определения забойных давлений оценивается в 50 %.

Выводы

Предложенная в работе методика расчета забойных давлений в фонтанирующей нефтяной скважине обеспечивает приемлемый уровень точности, что подтверждается сравнением результатов расчета с фактическими данными. Максимальная погрешность не превышает пяти процентов для наиболее распространенного на практике случая эксплуатации фонтанной скважины, что обуславливает возможность применения предложенной методики в качестве средства контроля за разработкой нефтяных месторождений имеющих фонтанный фонд скважин.

Внедрение методики позволит уменьшить технологические риски, связанные с выполнением спускоподъемных операций, и снизить стоимость проведения гидродинамических исследований фонтанных нефтяных скважин. Ожидаемый экономический эффект от внедрения методики составляет 50 %.

Список используемых источников

- 1 Mukherjee H., Brill J.P. Multiphase flow in wells / Society of Petroleum Engineers of AIME. 1999. 149 p.
- 2 Ahmed T.H. Reservoir engineering handbook, 2nd ed. / Gulf Publishing Company. 2001. 1211 p.
- 3 Danesh A. PVT and phase behavior of petroleum reservoir fluids / Elsevier Science. 1998. 403 p.
- 4 McCain W.D., Jr. The properties of petroleum fluids, 2nd ed. / PennWell Publishing Company. 1990. 584 p.
- 5 Ahmed T.H. Equations of state and PVT analysis: applications for improved reservoir modeling / Gulf Publishing Company. 2007. 562 p.

References

- 1 Mukherjee H., Brill J.P. Multiphase flow in wells / Society of Petroleum Engineers of AIME. 1999. 149 p.
- 2 Ahmed T.H. Reservoir engineering handbook, 2nd ed. / Gulf Publishing Company. 2001. 1211 p.
- 3 Danesh A. PVT and phase behavior of petroleum reservoir fluids / Elsevier Science. 1998. 403 p.
- 4 McCain W.D., Jr. The properties of petroleum fluids, 2nd ed. / PennWell Publishing Company. 1990. 584 p.
- 5 Ahmed T.H. Equations of state and PVT analysis: applications for improved reservoir modeling / Gulf Publishing Company. 2007. 562 p.

Сведения об авторах

About the authors

Сова В.Э., директор, ООО «Кероген», Ставрополь, Российская Федерация

V.E. Sova, Chief Executive Officer, "Kerogen" Limited, Stavropol, Russian Federation

e-mail: v.sova@kerogen.net

Сова Э.В., главный эксперт-консультант, ООО «Кероген», Ставрополь, Российская Федерация

E.V. Sova, Chief Consultant, "Kerogen" Limited, Stavropol, Russian Federation

e-mail: info@kerogen.net