

ОЦЕНКА ДАВЛЕНИЯ НА ПРИЕМЕ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА ПО ДАННЫМ УСТЬЕВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Лекомцев Александр Викторович, аспирант

Пермский национальный исследовательский политехнический университет
614000, Российская Федерация, г. Пермь, Комсомольский пр-т, 29
E-mail: alex.lekومتsev@mail.ru

На основе анализа промысловых данных глубинных исследований построены зависимости плотности смеси в интервале «прием насоса – динамический уровень» от погружения насоса под уровень жидкости. По предложенному в статье алгоритму с использованием полученных зависимостей с достаточной для практики точностью определяется давление на приеме насоса в добывающих скважинах. В статье представлены результаты сравнительного анализа расчетных и используемых в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» зависимостей.

Ключевые слова: давление на приеме насоса, добывающая скважина, электроцентробежный насос.

ESTIMATION INLET PRESSURE OF ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP ON BASE DATA WELLHEAD ANALISIS

Lekomtsev Aleksandr V., Post-graduate student

National Research Perm Polytechnical University
29 Komsomolskiy Ave, Perm, Russian Federation, 614000
E-mail: alex.lekومتsev @ mail.ru

Based on the analysis of fisheries data depth studies to plot the density of the mixture in the range of "pump intake – a dynamic level" from sinking under the pump fluid level. Under the proposed algorithm in the paper with the dependences obtained with sufficient accuracy for practical purposes is determined by the pump intake pressure in producing wells. The results of the comparative analysis of calculated and used in the "LUKOIL-PERM" dependencies. Operating conditions vary wells by reducing reservoir and bottom-hole pressures kolmatatsionnyh processes in the reservoir, especially in well drained areas of geological and engineering, etc . In analyzing the performance of an electric pump in the well there is a need to determine the pressure on his administration (RPR). The most efficient and reliable manner is a direct measurement of RPR in the well with depth gauge. In other cases, the calculation of the pressure at the pump intake by mouth according to the measurements of the dynamic level and pressure in the annulus. In the oil fields of the Upper Kama (Perm region) nearly all producing wells operated mechanical way (mostly – ESP unit). Up to 10 % of the wells are equipped with remote or autonomous instruments that provide pressure and temperature measurement in wells.

Key words: inlet pump pressure, producing wells, electrical submersible pump.

Условия эксплуатации добывающих скважин изменяются в результате снижения пластовых и забойных давлений, кольматационных процессов в продуктивных пластах, особенно в прискважинных зонах, проведения геолого-технических мероприятий и др. [1]. При анализе эффективности работы электроцентробежного насоса в скважине возникает необходимость в определении давления на его приеме (Рпр). Наиболее оперативным и достоверным способом является прямое измерение Рпр в скважине с помощью глубинного манометра. В остальных случаях расчет давления на приеме насоса

осуществляется по данным устьевых измерений динамического уровня и давления в затрубном пространстве.

На нефтяных месторождениях Верхнего Прикамья (Пермский край) практически весь фонд добывающих скважин эксплуатируется механизированным способом (в основном – установками ЭЦН). До 10 % скважин оборудованы дистанционными или автономными приборами, обеспечивающими измерение давления и температуры в скважинах.

Давление $P_{пр}$ определяется по известному давлению газа на устье затрубного пространства ($P_{затр}$), давлению столба газа ($\Delta P_{г}$) между устьем скважины и динамическим уровнем жидкости и давлению столба ГЖС в затрубном пространстве ($\Delta P_{ГЖСзатр}$), то есть

$$P_{пр} = P_{затр} + \Delta P_{г} + \Delta P_{ГЖСзатр}. \quad (1)$$

Расчет давления на динамическом уровне, равного сумме давления на устье затрубного пространства и давления столба газа, выполняется с применением барометрической формулы и процедуры последовательного приближения. Для определения $\Delta P_{ГЖСзатр}$ в скважинах Шершневого месторождения в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» используются корреляционные зависимости: при погружении насоса под уровень (Нп) до 600 м – $0,636 \cdot Нп + 199,4$; от 600 до 1100 м – $0,368 \cdot Нп + 360$; свыше 1100 м – 765 кг/м^3 . Полученные формулы справедливы при обводненности продукции добывающих скважин, не превышающей 10 %.

На Шершневом месторождении 11 скважин оборудованы автономными приборами СКАТ-28К для измерения давления, температуры и удельной электропроводимости жидкости ниже приема насосов с регистрацией результатов измерений в энергонезависимой памяти (табл.).

Результаты оценки $\Delta P_{ГЖСзатр}$ и давлений на приеме насоса по (1) с применением корреляций сопоставлены нами с результатами определения этих же давлений, полученных при обработке данных с приборов СКАТ-28К после извлечения их на поверхность. Обработка данных включала 179 одновременных измерений устьевых и глубинных манометров в 11 скважинах (табл. 1) по следующим объектам разработки: тульский – 33 измерения; бобриковский – 85 измерений; турнейско-фаменский – 61 измерение.

Плотность ГЖС в затрубном пространстве при обработке данных определяли по формуле:

$$P_{ГЖСзатр} = \frac{\Delta P_{ГЖСзатр}}{H_{п} \cdot g}. \quad (2)$$

Давление столба ГЖС определялось по измеренному давлению на глубине размещения манометра с учетом давления столба ГЖС между насосом и прибором СКАТ-28К и давления на динамическом уровне.

На рисунке приведены результаты определения плотности ГЖС в затрубном пространстве скважин в интервале от динамического уровня до приема насосов, полученные с помощью корреляций (обозначены сплошными точками) и по измеренным значениям давлений.

Таблица

Исходные данные и результаты расчета по скважинам с манометрами

№ скв.	Объект	Вертикальная глубина, м		Обводненность, %	Давление на приеме насоса, МПа			Отклонение, %
		Установки манометра	Забоя скважины		факт	расчет		
					по манометру	по корреляции ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (рис. 1)	по аппроксимирующим зависимостям (рис. 1)	
67	Тл	1880	2032	0,2	8,2	8,8	8,2	7,3/0
103		1870	2030	0,5	6,7	7,2	6,7	7,5/0
202	Бб	1923	2042	4,2	10,6	11,3	10,9	6,6/2,8
203		1660	2049	1,0	6,5	7,3	6,7	12,3/3,1
215		2030	2061	0,5	9,5	9,7	9,4	2,1/1,1
229		1780	2047	0,7	7,7	8,1	7,6	5,2/1,3
406	Т-Фм	1908	2065	1,5	6,6	7,7	6,5	16,7/1,5
409		1952	2068	0,2	7,7	8,8	7,6	14,3/1,3
411		2050	2060	0,8	4,9	5,5	4,6	12,2/6,1
412		1907	2060	1,2	2,4	2,9	2,4	20,8/0
413		1997	2061	2,0	4,6	6,4	5,3	39,1/15,2
Среднее значение		1905	2052	147	7,0	7,6	7,0	8,6/0

Примечание. Приведены отклонения результатов расчета от фактических данных в числителе – по корреляционным зависимостям ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», в знаменателе – по аппроксимирующим зависимостям.

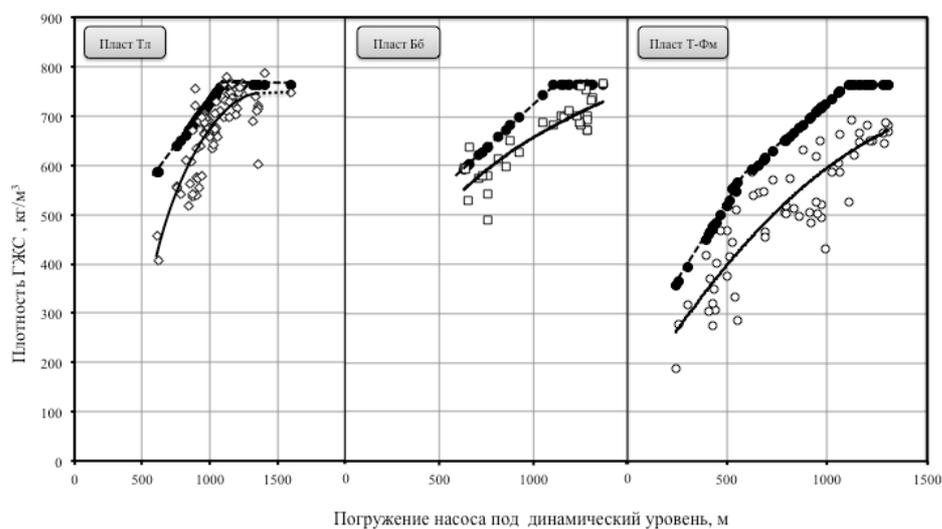


Рис. Результаты обработки данных исследований по пластам

Отклонение (в большую сторону) расчетных значений плотности ГЖС, полученных с использованием корреляций, от средних значений по данным измерений давлений на глубине подвески глубинных манометров по рас-

смотренным объектам разработки составило от 2 до 56 %. Следовательно, расчетные значения давлений на приеме насоса, полученные с использованием применяемых в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» корреляций, как правило, оказываются завышенными (табл. 1).

Применение алгоритма, основанного на механистических корреляциях (1) и (2) плотности смеси в затрубном пространстве в интервале «динамический уровень – прием насоса», позволяет получать значительно лучшие результаты по сравнению с используемой ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» методикой расчета давления у приема насоса. Алгоритм, описанный с использованием зависимостей (рис. 1), обеспечивает меньшую погрешность и дает возможность к адаптации и оптимизации для месторождений других регионов. Однако подобная оптимизация алгоритма требует наличия достаточной базы глубинных замеров. Таким образом, для получения алгоритма, оптимизированного для определенного региона, необходимо проведение комплексных ГДИС, включающих как устьевые замеры, так и глубинные исследования.

Список литературы

1. Мищенко И. Т. Скважинная добыча нефти: учебное пособие для вузов / И. Т. Мищенко. – Москва : «Нефть и газ», 2007. – 826 с.

References

1. Mishchenko I. T. *Skvazhinnaya dobycha nefi* [Borehole oil production]. Moscow : «Oil and Gas», 2007, 826 p.

ВЛИЯНИЯ ПЕРЕТОКОВ НЕФТИ НА КОНДЕНСАТООТДАЧУ В УСЛОВИЯХ РАЗРАБОТКИ ГАЗОНЕФТЕКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Краснова Екатерина Ивановна, аспирант

Тюменский государственный нефтегазовый университет
625000, Российская Федерация, г. Тюмень, ул. Володарского, 38
E-mail: krasnova.spe@gmail.com

Проведенные PVT– исследования выявили, что наличие попутно добываемой нефти оказывает существенное влияние на фазовое состояние пластовой системы в условиях разработки Уренгойского месторождения. Установлено, что возрастает давление начала и максимальной конденсации, пласто-вые потери, следовательно, снижается конденсатоотдача; 5 % примеси нефти уменьшит величину конденсатоизвлечения в 1,24 раза. Учет влияния попутно добываемой нефти в нефтегазоконденсатных залежах позволит более точно оценить коэффициент извлечения конденсата.

Ключевые слова: газоконденсатные залежи, экспериментальные исследования содержания нефти, коэффициент конденсатоотдачи.

INFLUENCE FLOW OF OIL TO CONDENSATE RECOVERY IN THE CONTEXT OF THE DEVELOPMENT GAS CONDENSATE FIELDS

Krasnova Yekaterina I., Post-graduate student

Tyumen State Oil and Gas University
38 Volodarskiy st., Tyumen, Russian Federation, 625000
E-mail: krasnova.spe@gmail.com

Conducted PVT–studies have shown that the presence of produced oil has a significant effect on the phase state of the reservoir system in the development of the Urengoy field. Found that increasing the maximum pressure of the beginning and condensation, for-