НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВЕЕ ОБОРУДОВАНИЕ

УДК 622.276

© Лекомцев А.В., Мордвинов В.А., 2012

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ У ПРИЕМА ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ ПО ДАННЫМ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН¹

А.В. Лекомцев, В.А. Мордвинов

Пермский национальный исследовательский
политехнический университет, Пермь, Россия

Рассмотрены вопросы определения давления у приема скважинных насосов с учетом процессов, происходящих в затрубном пространстве (барботажные процессы, неравномерность распределения скоростей жидкости и газа, циркуляция потока). Неучет этих особенностей может приводить к существенной погрешности при определении истинного газосодержания системы в затрубном пространстве и давления у приема насоса. Количественная оценка циркуляции в реальных условиях затруднена, что определяет необходимость поиска зависимостей для истинного газосодержания и плотности газожидкостной смеси на основе обобщения данных промысловых исследований скважин.

Приведены результаты обработки данных устьевых и глубинных исследований скважин Шершневого месторождения. Обработка сводилась к определению гидродинамических характеристик затрубного пространства, выявлению характерных связей между ними и получению аппроксимирующих уравнений, с помощью которых, обладая минимальной информацией о технологическом режиме работы добывающей скважины, можно рассчитать давление у приема насоса. В результате исследования определена связь между средними по столбу жидкости в затрубном пространстве значениями истинного и расходного газосодержания, относительной плотностью смеси и расходного газосодержания у входа в затрубное пространство. Анализ качественных результатов исследования характеристик затрубного пространства позволяет отметить, что обобщение экспериментальных данных наилучшим образом показано в координатах плотности газожидкостной смеси в затрубном пространстве как функции от погружения насоса под динамический уровень $p_c = f(H_n)$.

Используя аппроксимирующие формулы, по данным исследований добывающих скважин можно с достаточной для практики точностью определять давление у приема насоса.

Ключевые слова: добывающая скважина, электроцентробежный насос, давление у приема насоса, погружение насоса под динамический уровень, плотность газожидкостной смеси.

DETERMINATION OF PRESSURE IN RECEIVING ELECTRICAL PUMPS
ACCORDING TO THE DATA OF THE RESEARCHED WELL

A.V. Lekomtsev, V.A. Mordvinov

Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russia

The problems of determining the pressure at the receiving borehole pumps, taking into account the processes occurring in the annulus (airlift, uneven distribution of liquid and gas velocities, the circulation flow) are considered. Neglect of these features can lead to significant errors in the determination of the true gas content of the annulus and the pressure at the pump suction. Quantitative evaluation of the circulation in the real world is complicated, that determines the need to search for the true dependence of gas content and density in the GLM-based on the generalization data of field research well.

The results of the data acquisition of the portals and wells deep research of Shershni field are given. Treatment was to determine the hydrodynamic characteristics of the annulus, to identify specific links between them and obtain approximate equations, with which, having a minimum of information about the technological mode of production wells, it is possible to calculate the pressure at the pump suction.

The study determined the relationship between the average of column of fluid in the annulus and the true values of the void fraction, the relative density of the mixture and the void fraction at the entrance of the annulus. Analysis of the qualitative results of the study the characteristics of the annulus can be noted that the generalization of experimental data is best shown in the coordinates of the density of the gas-liquid mixture in the annulus as a function of immersion pump under dynamic level $p_s = f(H)$.

Using approximate formulas, according to the research data of the development wells it is possible to determine quiet exact the pressure of the pipe suction.

Keywords: production well, an electric pump, the pressure at the pump suction, submersion under the dynamic level, the density of the gas-liquid mixture.

¹ Работа выполнена при проведении исследований в рамках реализации ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009–2013 гг.

Введение

При анализе работы электроцентробежного насоса в скважине необходимо определение давления на его приеме ($P_{пр}$) [1]. Наиболее достоверным способом является прямое измерение $P_{пр}$ в скважине с помощью глубинного манометра [2]. На нефтяных месторождениях Пермского края менее 10 % фонда скважин оборудовано приборами, позволяющими в режиме реального времени измерять термодинамические характеристики (давление, температуру) на глубине подвески насосов. В остальных случаях расчет $P_{пр}$ осуществляется по данным измерений динамического уровня и давления на устье затрубного пространства [3]. В общем виде давление у приема насоса определяется по известному давлению газа на устье затрубного пространства ($P_{зат}$), давлению столба газа (ΔP_r) между устьем скважины и динамическим уровнем жидкости и давлению столба газожидкостной смеси (ГЖС) в затрубном пространстве ($\Delta P_{гжс\ зат}$), т.е.

$$\begin{aligned} P_{пр} &= P_{зат} + \Delta P_r + P_{гжс\ зат} = \\ &= P_{зат} + \Delta P_r + \rho_c g (H_n - H_d), \end{aligned} \quad (1)$$

где ρ_c – среднее значение плотности ГЖС в затрубном пространстве,

$$\rho_c = \rho_{ж} (1 - \varphi) + \rho_{г} \varphi, \quad (2)$$

где φ – среднее значение истинного газосодержания смеси; H_n и H_d – вертикальные составляющие глубины подвески насоса и динамического уровня смеси в затрубном пространстве; $\rho_{ж}$ и $\rho_{г}$ – средние значения плотности жидкости и свободного газа в этом пространстве.

На практике выражением ΔP_r часто пренебрегают, а в качестве плотности ГЖС принимают плотность пластовой нефти, что может существенно снижать достоверность результатов расчета. Определение плотности смеси согласно (2) возможно, если известно истинное газосодержание смеси в затрубном пространстве. Закономерность изменения φ до-

вольно сложная и определяется условиями ввода газа, давлением в системе, геометрическими характеристиками (диаметром канала и высотой столба ГЖС), физическими свойствами жидкости и газа [4]. Неравномерность распределения скоростей жидкости и газа, а также истинного газосодержания по сечению барботажного слоя обусловлена циркуляцией жидкости в центральной части кольцевого пространства и на периферии [5]. Неучет этих особенностей может приводить к существенной погрешности при определении истинного газосодержания системы в затрубном пространстве и давления на приеме насоса. Количественная оценка циркуляции в реальных условиях затруднена, что определяет необходимость в поиске зависимостей для истинного газосодержания и плотности ГЖС на основе обобщения данных промысловых исследований скважин.

Определение параметров газожидкостной смеси в затрубном пространстве по результатам промысловых исследований скважин

В основу обобщения в данной работе положен анализ промысловых данных о работе скважин Шершневского месторождения (Пермский край), оборудованных глубинными манометрами. Геолого-физическая характеристика объектов разработки приведена в табл. 1, сведения о скважинах – в табл. 2. Скважины, оборудованные установками электроцентробежных насосов без газовых сепараторов у приема, работали в постоянном (суточном) режиме откачки жидкости.

При анализе использованы данные измерений давления газа на устье ($P_{зат}$) и динамического уровня (H_d) в затрубном пространстве, а также соответствующие им по времени результаты регистрации с помощью автономных приборов СКАТ-28К давления ($P_{пр}$) и температуры ($T_{пр}$) в скважинах на уровне подвески насосов. Все исходные данные, а также результаты определения давлений на динамиче-

Таблица 1
Геолого-физическая характеристика
продуктивных пластов

Объект разработки	Средняя глубина залегания, м	Плотность нефти, кг/м ³	Динамическая вязкость нефти, мПа·с	Газосодержание пластовой нефти, м ³ /т	Давление насыщения газом, МПа
Тл	1960	818/852	1,25/3,19	61,9	12,1
Бб	2050	812/850	1,23/2,94	64,2	11,9
Т-Фм	2100	819/859	1,35/4,04	63,6	11,9

Примечание: в числителе приведены значения показателей в пластовых, в знаменателе – в поверхностных условиях.

Таблица 2
Сведения по исследуемым
добывающим скважинам

№ скв.	Объект	Типоразмер насоса	Глубина по вертикали, м	
			скважины	подвески насоса
67	Тл	ЭЦН-30	2032	1782
103	Тл	ЭЦН-30	2030	1850
202	Бб	ЭЦН-80	2042	1932
203	Бб	ЭЦН-30	2049	1639
215	Бб	ЭЦН-30	2061	1923
229	Бб	ЭЦН-45	2047	1674
406	Т-Фм	ЭЦН-45	2065	1908
409	Т-Фм	ЭЦН-60	2068	1952
411	Т-Фм	ЭЦН-25	2060	1950
413	Т-Фм	ЭЦН-25	2070	1857

ском уровне (по барометрической формуле), средних значений плотности ГЖС и истинного газосодержания в затрубном пространстве в соответствии с (1) и (2) приведены в табл. 3. Каждому измеренному значению H_d соответствуют во времени значения $P_{зат}$, $P_{пр}$, $T_{пр}$, в совокупности определяющие режим работы скважины с установкой ЭЦН.

Исследование закономерностей изменения характеристик газожидкостной смеси в затрубном пространстве

Всего за период с 2008 по 2011 г. для 10 скважин определено 69 режимов. Во всех случаях давление у приема насосов

было ниже давления насыщения нефти газом, т.е. в насосы при их работе поступала смесь (ГЖС), содержащая свободный газ. Для каждого режима проведена оценка расходного газосодержания у приема насоса и в нижней части затрубного пространства после сепарации по следующим зависимостям [6]:

$$\beta_{пр} = \left[1 + \frac{P_{пр} T_{ст} z_{ст}}{V_{гв} z T_{пр} P_o (1 - \beta_v)} \right]^{-1}, \quad (3)$$

$$\beta_{зат} = \left[1 + \frac{P_{пр} T_{ст} z_{ст}}{V_{гв} z T_{пр} P_o (1 - \beta_v) \sigma_c} \right]^{-1},$$

где $V_{гв}$, z – соответственно удельный объем и коэффициент сверхсжимаемости выделившегося газа при $P_{пр}$, $T_{пр}$; P_o , $T_{ст}$; $z_{ст}$ – атмосферное давление, стандартная температура и коэффициент сверхсжимаемости газа, выделившегося из нефти при P_o , $T_{ст}$; σ_c – коэффициент сепарации газа у приема насоса.

Распределение температуры жидкости в скважине и коэффициент сепарации газа у приема насоса определялись по приведенным в [7] методикам. Минимальное расходное газосодержание по свободному газу у приема насоса составило 0,032, максимальное – 0,32 объемных единиц. В состав выборочной совокупности [8] при анализе вошли только те варианты, для которых величина $\beta_{пр}$ не превышала 0,25 с учетом того, что предельно допустимое по техническим условиям максимальное содержание свободного газа на входе в насос, не защищенный специальными предустройствами, составляет 25 % [2, 9, 10]. Остальные значения были исключены из совокупности по причине, вероятно, нестойкой исходной информации в результате проведения исследований [11] (образование пены, неустойчивый режим в затрубном пространстве и др.).

Учитывая связь между плотностью ГЖС и погружением насоса под динамический уровень жидкости в затруб-

Таблица 3

Исходные данные и результаты расчетов режимов работы скважин

№ скв.	Дебит жидкости, м ³ /сут	Обводненность, %	Динамический уровень, м	Давление, МПа			Плотность ГЖС, кг/м ³	Истинное газосодержание
				устьевое	затрубное	по манометру		
67	39,0...44,3	0,2...0,8	467...968	0,5...0,7	0,5...0,7	4,1...10,8	613...737	0,131...0,284
103	21,6...23,5	0,5...1,0	464...1121	0,3...0,6	0,3...0,9	4,3...9,2	580...705	0,173...0,327
202	99,2	4,8	367	0,5	0,5	12	747	0,123
203	40,1...44,7	0,2...0,6	650...924	0,4...1,2	0,5...1,4	4,9...9,6	470...689	0,195...0,480
215	35,7...46,7	0,5...0,7	587...730	0,6...0,8	0,5...0,8	8,9...11,2	665...766	0,092...0,242
229	68,3...71,9	0,3...0,5	495...717	0,5...1,2	0,5...1,3	7,0...8,9	601...704	0,158...0,320
406	55,7...59,6	1,5...1,9	485...1278	0,5...1,1	0,5...1,6	3,1...9,2	423...694	0,185...0,539
409	48,3...52,6	0,2...0,8	670...1117	0,8...1,0	0,8...1,0	5,4...9,5	513...765	0,085...0,420
411	20,2...22,4	0,8...2,2	895...1136	0,5...0,9	0,5...1,0	2,7...7,9	562...644	0,260...0,357
413	26,7...30,3	4,8...5,1	708...900	0,4...0,8	0,4...1,1	2,0...3,5	432...566	0,345...0,532

ном пространстве, результаты обработки данных исследования скважин сведены к виду $\rho_c = f(H_n)$. На рис. 1 приведены зависимости, по которым коэффициенты достоверности аппроксимации R^2 составили не менее 0,74. Полученные результаты качественно повторяют зависимость, полученную в работе [12]. С увеличением погружения насоса возрастает давление на его приеме, что приводит к снижению выделения растворенного в нефти газа в свободную фазу, при этом средняя плотность газожидкостной смеси ниже насоса и в затрубном пространстве увеличивается. С другой стороны, с увеличением давления уменьшается относительная скорость газовых пузырьков и, соответственно, увеличивается истинное газосодержание, в результате уменьшается плотность ГЖС. Полученные при анализе данные показывают, что увеличение плотности смеси при увеличении давления является преобладающим.

Такой вывод подтверждается приведенной на рис. 2 зависимостью истинного газосодержания ГЖС в затрубном пространстве от расходного газосодержания (средние значения), близкой к аппроксимации Арманда ($\varphi = 0,833\beta$), и зависимостью, приведенной на рис. 3.

При низких (менее 0,08) значениях расходного газосодержания смеси у приема

насоса плотность ГЖС в затрубном пространстве практически линейно уменьшается с увеличением β (рис. 4).

Рис. 1. Зависимости плотности ГЖС от погружения насоса для пластов Тл (а), Бб (б) и Т-Фм (в) соответственно

Рис. 2. Зависимость истинного газосодержания ГЖС от расходного

Рис. 3. Зависимость плотности смеси от давления у приема насоса

Рис. 4. Изменение относительной плотности смеси в затрубном пространстве от расходного газосодержания у приема насоса (скв. 103, пласт Бб)

Анализ качественных результатов исследования характеристик затрубного пространства позволяет отметить, что

обобщение экспериментальных данных наилучшим образом показано в координатах $\rho_c = f(H_n)$. При этом подтверждаются основные физические закономерности поведения ГЖС в затрубном пространстве. При использовании метода средних получены эмпирические зависимости для ρ_c , аппроксимирующие данные, представленные на рис. 1, которые занесены в табл. 4.

Таблица 4

Результаты обработки данных исследований скважин

Объекты разработки	Зависимость для определения плотности ГЖС	σ_{ρ_c} , кг/м ³	$\sigma_{p_{np}}$, МПа
Тл	$\rho_c = -5,05 \cdot 10^{-4} H_n^2 + 1,41 H_n - 253$	± 19	$\pm 0,3$
Бб	$\rho_c = -4,23 \cdot 10^{-4} H_n^2 + 1,07 H_n + 21$	± 12	$\pm 0,2$
Т-Фм	$\rho_c = -5,05 \cdot 10^{-4} H_n^2 + 0,88 H_n + 67$	± 41	$\pm 0,5$

Заключение

Анализ результатов показал, что среднеквадратичные отклонения расчетных значений от фактических, найденных в результате интерпретации данных исследований, незначительны. Характерным для полученных результатов является весьма стабильное среднее значение плотности $\rho_{с\text{ ср}} = 609...728 \text{ кг/м}^3$. Для решения технологических задач, связанных с эксплуатацией скважин, приведенные в табл. 4 аппроксимирующие формулы обладают простотой и удовлетворительной точностью результатов расчета давления у приема насоса. Имея достоверную информацию о затрубном давлении и динамическом уровне в скважине и используя уравнение (1), можно определять по (1) и (2) давление на приеме насоса в скважинах Шершневского месторождения.

Список литературы

1. Sadrul. U. Oil field electrical efficiency Improvement and cost savings results from field implementations // The 42nd annual southwestern petroleum short course. – April, 1995. – P. 67–72.
2. Carvalho P.M., Podio A.L., Sepehrnoori K. An elektrical submersible jet pump for gassy oil wells // Journal of petroleum technology. – May 1999. – P. 34–35.
3. McCoy J.N., Podio A.L., Huddleston K.L. Acoustic determination of producing bottomhole pressure // SPE fomation evaluation. – August 1985. – P. 617–621.
4. Особенности разработки и эксплуатации нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: сб. науч. тр. № 236 / под ред. И.Т. Мищенко. – М.: Изд-во ГАНГ, 1992. – 154 с.
5. Грон В.Г., Мищенко И.Т. Определение забойного давления в добывающих скважинах, оборудованных установками погружного насоса: учеб. пособие. – М.: Изд-во ГАНГ, 1993. – 128 с.
6. Мордвинов В.А., Турбаков М.С., Лекомцев А.В. Характеристики погружных электроцентробежных насосов при откачке газожидкостных смесей из скважин // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 8. – С. 124–126.
7. Мордвинов В.А., Турбаков М.С., Ерофеев А.А. Методика оценки глубины начала интенсивной парафинизации скважинного оборудования // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 7. – С. 112–115.
8. Гмурман В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика: учеб. пособие для вузов. – 4-е изд., доп. – М.: Высшая школа, 1972. – 368 с.
9. Дроздов А.Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложнённых условиях: учеб. пособие для вузов. – М.: Изд-во РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2008. – 616 с.
10. Lea J.F., Minissale J.D. Beam pumps surpass ESP efficiency // Oil and gas journal. – May 1992. – P. 72.
11. Podio A. L., McCoy J. N., Becker D. Integrated well performance and analysis // SPE computer applications. – June 1992. – P. 43–48.
12. Мищенко И.Т. Статистический анализ работы установок погружных центробежных электронасосов в скважинах: учеб. пособие. – М.: Изд-во МИНХиГП, 1981. – 60 с.
13. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: учеб. пособие для вузов. – 2-е изд., испр. – М.: Изд-во РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2007. – 826 с.
14. Скважинные насосные установки для добычи нефти / В.Н. Ивановский, В.И. Дарищев, А.А. Сабиров [и др.] – М.: Нефть и газ, 2002. – 824 с.
15. Щуров В.И. Техника и технология добычи нефти: учеб. для вузов. – М.: Недра, 1983. – 510 с.

References

1. Sadrul. U. Oil field electrical efficiency improvement and cost savings results from field implementations. *The 42nd Annual Southwestern Petroleum Short Course*, 1995, pp. 67–72.
2. Carvalho P.M., Podio A.L., Sepehrnoori K. An elektrical submersible jet pump for gassy oil wells. *Journal of Petroleum Technology*, 1999, may, pp. 34–35.
3. McCoy J.N., Podio A.L., Huddleston K.L. Acoustic determination of producing bottomhole pressure. *SPE Fomation Evaluation*, 1985, august, pp. 617–621.
4. Osobennosti razrabotki i ekspluatatsii neftiannykh mestorozhdenii s trudnoizvlekaemyi zapasami [Features of the development and exploitation of oil fields with reserves]. Moscow: Izd-vo GANG, 1992. 154 s.
5. Gron V.G., Mishchenko I.T. Opredelenie zaboynogo davleniia v dobyvaiushchikh skvazhinakh, oborudovannykh ustanovkami pogruzhnogo nasosa [Determination of the bottomhole pressure in production wells equipped with submersible pump installations]. Moscow: Izd-vo GANG, 1993. 128 s.
6. Mordvinov V.A., Turbakov M.S., Lekomtsev A.V. Kharakteristiki pogruzhnykh elektrotsentrobezhnykh nasosov pri otkachke gazozhidkostnykh smesei iz skvazhin [Characteristics of electrical submersible pump when pumping gas-liquid mixture from the wells]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2010, no. 8, pp. 124–126.

7. Mordvinov V.A., Turbakov M.S., Erofeev A.A. Metodika otsenki glubiny nachala intensivnoy parafinizatsii skvazhinnoho oborudovaniia [Methods of estimating the depth of early intensive parafinization downhole equipment]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2010, no. 7, pp. 112–115.

8. Gmurman V.E. Teoriia veroiatnostei i matematicheskaya statistika [Probability theory and mathematical statistics]. Moscow: Vysshaia shkola, 1972. 368 s.

9. Drozdov A.N. Tekhnologiya i tekhnika dobychi nefti pogruzhnymi nasosami v oslozhnionnykh usloviyakh [Technology and equipment of oil submersible pumps in complicated conditions]. Moscow: Izd-vo RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina, 2008. 616 s.

10. Lea J. F., Minissale J.D. Beam pumps surpass ESP efficiency. *Oil and Gas Journal*, 1992, may, pp. 72.

11. Podio A. L., McCoy J.N., Becker D. Integrated well performance and analysis. *SPE Computer Applications*, 1992, june, pp. 43–48.

12. Mishchenko I.T. Statisticheskiy analiz raboty ustanovok pogruzhnykh tsentrobezhnykh elektronasosov v skvazhinakh [Statistical analysis of the installations of submersible centrifugal pumps in wells]. Moscow: Izd-vo MINKhiGP, 1981. 60 s.

13. Mishchenko I.T. Skvazhinnaia dobycha nefti [Downhole oil]. Moscow: Izd-vo Neft' i gaz RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina, 2007. 826 s.

14. Ivanovskiy V.N., Darishchev V.I., Sabirov A.A. Skvazhinnye nasosnye ustanovki dlia dobychi nefti [Downhole pumping systems for oil]. Moscow: Neft' i gaz, 2002. 824 s.

15. Shchurov V.I. Tekhnika i tekhnologiya dobychi nefti [Technique and technology of oil production]. Moscow: Nedra, 1983. 510 s.

Об авторах

Лекомцев Александр Викторович (Пермь, Россия) – аспирант кафедры разработки нефтяных и газовых месторождений Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, г. Пермь, Комсомольский просп., 29; e-mail: alex.lekomtsev@mail.ru).

Мордвинов Виктор Антонович (Пермь, Россия) – кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой разработки нефтяных и газовых месторождений Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, г. Пермь, Комсомольский просп., 29; e-mail: rngm@pstu.ru).

About the author

Lekomtsev Aleksandr V. (Perm, Russia) – graduate student of oil and gas fields development department, Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolsky ave., 29; e-mail: alex.lekomtsev@mail.ru).

Mordvinov Viktor A. (Perm, Russia) – candidate of technical sciences, docent, head of department for oil and gas fields development, Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolsky ave., 29; e-mail: rngm@pstu.ru).

Получено 29.04.2012