

А.В. Лекомцев

Пермский национальный исследовательский
политехнический университет, Пермь, Россия

ОЦЕНКА ГЛУБИНЫ ПОДВЕСКИ ШТАНГОВЫХ ГЛУБИННЫХ НАСОСОВ В СКВАЖИНАХ УНЬВИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ¹

Представлена методика оценки глубины подвески скважинного насоса, при которой обеспечивается заданное значение коэффициента наполнения. На примере типовой скважины, эксплуатирующей бобриковский пласт Уньвинского месторождения, построены зависимости, по которым оценивается глубина скважины, соответствующая заданному значению коэффициента наполнения, с учетом газосодержания откачиваемой жидкости. Для определения глубины подвески насоса полученные результаты должны корректироваться с учетом погружения насоса под динамический уровень, интервалов интенсивной парафинизации и отклонений ствола скважины от вертикали.

Ключевые слова: добывающая скважина, скважинный штанговый насос, глубина подвески насоса, коэффициент наполнения насоса.

A.V. Lekomtsev

State National Research Politechnical University of Perm, Perm, Russia

DEPTH OF SUCKER-ROD PUMPS ESTIMATE IN WELLS OF UNVINSKOE OILFIELD

The technique of well pump depth estimate, which desired value of volumetric efficiency of pump is ensured, is resulted. Dependences for well depth estimate with a glance fluid gas content on an example of type well, operated bobrikovsky geological horizon of Unvinskoe oilfield, are drawn. For assessment of pump depth finding must corrected with a glance pump deeping under flowing level, rate waxing intervals and deflection of borehole.

Keywords: producing well, sucker-rod pump, depth of plunger, operating efficiency of pump.

При разработке нефтяных месторождений Пермского Прикамья широко применяется механизированный способ эксплуатации добывающих скважин с помощью установок скважинных штанговых насо-

¹ Работа выполнена под руководством канд. техн. наук В.А. Мордвинова при проведении исследований в рамках реализации ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009–2013 годы.

сов (УСШН). Основным показателем, характеризующим работу скважины с УСШН, является коэффициент подачи. При оборудовании скважины новым насосом величина коэффициента подачи в значительной степени определяется содержанием свободного газа в откачиваемой жидкости, т.е. коэффициентом наполнения насоса жидкостью β .

Для Уньвинского и других нефтяных месторождений на территории Верхнего Прикамья, характеризующихся повышенными значениями содержания растворенного газа в пластовой нефти, давления насыщения нефти газом и глубины скважин (до 2500 м), коэффициенты подачи для новых насосов можно принимать в пределах 0,55–0,65. В этом случае коэффициент наполнения при откачке безводной нефти будет иметь значения 0,75–0,85, которые следует принимать за основу при оценке глубины подвески штанговых насосов. С увеличением глубины подвески уменьшается вредное влияние свободного газа в откачиваемой жидкости на производительность установки, улучшаются условия работы насоса. В то же время при больших глубинах подвески увеличиваются расход насосных штанг и насосно-компрессорных труб, грузоподъемность станка-качалки, динамические нагрузки в системе, затраты на подземный ремонт скважин.

В общем случае глубина подвески насоса должна определяться с учетом: а) минимально необходимого погружения насоса под динамический уровень жидкости; б) глубины начала интенсивной парафинизации скважинного оборудования; в) конструктивных особенностей ствола скважины в интервалах размещения насоса; г) допустимого (с учетом принятого значения β) содержания свободного газа в откачиваемой жидкости. Обоснование глубины подвески насоса сводится к определению вертикальной координаты сечения скважины с учетом задаваемых при выборе насосной установки основных показателей технологического режима работы скважины (забойное давление, коэффициент продуктивности), в котором содержание свободного газа в откачиваемой жидкости будет не выше допустимого. После определения местоположения такого сечения глубина подвески насоса принимается на уровне, при котором обеспечены минимальное погружение его под динамический уровень, а насос размещается в зонах, где нет интенсивной парафинизации и недопустимых отклонений ствола скважины от вертикали.

По определению коэффициент наполнения

$$\beta = \frac{V_{\text{ж}}}{V_{\text{ж}} + V_{\text{г}}} = \frac{V_{\text{н}} + V_{\text{в}}}{V_{\text{н}} + V_{\text{в}} + V_{\text{г}}} = \frac{1 + \frac{V_{\text{в}}}{V_{\text{н}}}}{1 + \frac{V_{\text{в}}}{V_{\text{н}}} + \frac{V_{\text{г}}}{V_{\text{н}}}}, \quad (1)$$

где $V_{\text{ж}}$ – объем жидкости, поступающей в цилиндр штангового насоса при ходе плунжера вверх; $V_{\text{г}}$ – объем свободного газа, поступающего в насос; $V_{\text{н}}$ и $V_{\text{в}}$ – объемы нефти и воды в объеме $V_{\text{ж}}$.

Объемное количество свободного газа, приходящегося на 1 м³ нефти в условиях у приема насоса, зависит от газосодержания пластовой нефти, термодинамических условий (давление, температура) в рассматриваемом сечении скважины, коэффициента сепарации свободного газа у приема насоса, а также свойств газа:

$$\frac{V_{\text{г}}}{V_{\text{н}}} = \frac{[\Gamma_0 - \Gamma_{\text{р}}] z_{\text{пр}} \cdot T_{\text{пр}} \cdot P_0 \cdot \rho_{\text{нпр}}}{z_0 \cdot T_0 \cdot P_{\text{пр}}} (1 - K_{\text{с}}), \quad (2)$$

где Γ_0 – газовый фактор скважины или газосодержание пластовой нефти (м³/т); $\Gamma_{\text{р}}$ – удельное количество растворенного в нефти газа при условиях у приема насоса (м³/т); z_0 и $z_{\text{пр}}$ – соответственно коэффициент сверхсжимаемости газа при стандартных условиях и при условиях у приема насоса; T_0 и $T_{\text{пр}}$ – соответственно температура стандартная и у приема насоса (К); P_0 и $P_{\text{пр}}$ – соответственно давление атмосферное и у приема насоса (МПа); $\rho_{\text{нпр}}$ – плотность нефти в условиях у приема насоса (т/м³); $K_{\text{с}}$ – коэффициент сепарации.

Обозначим

$$B = \frac{V_{\text{в}}}{V_{\text{н}} + V_{\text{в}}}; \quad n_{\text{в}} = \frac{Q_{\text{в}}}{Q_{\text{н}} + Q_{\text{в}}}, \quad (3)$$

где B и $n_{\text{в}}$ – соответственно объемная и массовая доли воды в откачиваемой жидкости; $Q_{\text{н}}$ и $Q_{\text{в}}$ – соответственно расход нефти и воды, т/сут.

Отношение

$$\frac{V_{\text{в}}}{V_{\text{н}}} = \frac{n_{\text{в}}}{1 - n_{\text{в}}} \frac{\rho_{\text{н}}}{\rho_{\text{в}}}. \quad (4)$$

После подстановки (2) и (4) в (1)

$$\beta = \left(1 + \frac{(1-n_b)\rho_b}{n_b\rho_{\text{нпр}} + (1-n_b)\rho_b} \frac{[\Gamma_0 - \Gamma_p] z_{\text{пр}} T_{\text{пр}} P_0 \rho_{\text{нпр}} (1-K_c)}{z_0 T_0 P_{\text{пр}}} \right)^{-1}. \quad (5)$$

При расчетах по (5) принимается допущение $\rho_b = \text{const}$ (не учитывается растворение газа в воде). Коэффициент сепарации у приема штангового насоса можно определить по формуле [1]

$$K_c = \frac{1 - (d_{\text{нкт}}/D_{\text{эк}})^2}{1 + 1,05 Q_{\text{ж}} / (v_0 \cdot f_{\text{эк}})}, \quad (6)$$

где $d_{\text{нкт}}$ и $D_{\text{эк}}$ – соответственно, наружный диаметр НКТ и внутренний диаметр эксплуатационной колонны; $Q_{\text{ж}}$ – дебит скважины по жидкости, $\text{м}^3/\text{с}$; $f_{\text{эк}}$ – площадь поперечного сечения эксплуатационной колонны, м^2 ; v_0 – относительная скорость газовых пузырьков, $\text{м}/\text{с}$.

С помощью формулы (5), задаваясь величиной коэффициента наполнения β , определяется минимально необходимое давление у приема насоса. Чтобы определить, какой глубине скважины соответствует то или иное значение β и $P_{\text{пр}}$, необходимо получить распределение давления в интервале от забоя до приема насоса. Очевидно, что

$$\Delta H_i = \frac{\Delta P}{\rho_{\text{см}i} \cdot g}, \quad (7)$$

где ΔH_i – приращение по вертикали, соответствующее изменению давления на величину ΔP ; g – ускорение свободного падения; $\rho_{\text{см}i}$ – средняя плотность жидкости или газожидкостной смеси (ГЖС) на интервале ΔH_i .

Задаваясь давлением на забое скважины и величиной ΔP (шаг по давлению), давление на отметке H определим по формуле

$$P = P_{\text{заб}} - \sum_{i=1}^n \Delta H_i \rho_{\text{см}i} g. \quad (8)$$

В (7) и (8) не учитываются потери давления на трение при подъеме жидкости или ГЖС в эксплуатационной колонне, что допустимо при дебитах скважин, не превышающих $200 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Плотность ГЖС в скважине [2]

$$\rho_{\text{см}i} = \rho_{\text{см.ид}} + \Delta \rho_{\text{см}}, \quad (9)$$

где $\rho_{\text{см.ид}}$ – плотность смеси без учета проскальзывания газа относительно жидкости; $\Delta\rho_{\text{см}}$ – увеличение плотности смеси в связи с проскальзыванием газа (за счет архимедовой силы).

Без учета растворимости газа в воде

$$\rho_{\text{см.ид}} = \frac{\rho_{\text{н}}V_{\text{н}} + \rho_{\text{в}}V_{\text{в}} + \rho_{\text{г}}V_{\text{г}}}{V_{\text{н}} + V_{\text{в}} + V_{\text{г}}} = \frac{1 + \frac{\rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{н}}} \frac{V_{\text{в}}}{V_{\text{н}}} + \frac{\rho_{\text{г}}}{\rho_{\text{н}}} \frac{V_{\text{г}}}{V_{\text{н}}}}{\frac{1}{\rho_{\text{н}}} + \frac{V_{\text{в}}}{\rho_{\text{н}}V_{\text{н}}} + \frac{V_{\text{г}}}{\rho_{\text{н}}V_{\text{н}}}}, \quad (10)$$

где $\rho_{\text{н}}$, $\rho_{\text{в}}$ и $\rho_{\text{г}}$ – соответственно плотность нефти с растворенным газом, попутной воды и попутного сжатого свободного газа в скважине при давлении P и температуре T ; $V_{\text{н}}$ – объем, занимаемый 1 т нефти с растворенным газом (масса газа не учитывается) при P и T ; $V_{\text{в}}$ – объем воды, добываемой с 1 т нефти; $V_{\text{г}}$ – объем свободного газа, приходящегося на 1 т нефти, при P и T .

С учетом (2) и (4) получаем

$$\rho_{\text{см.ид}} = \frac{1 + \frac{n_{\text{в}}}{1 - n_{\text{в}}} + (\Gamma_0 - \Gamma_{\text{п}})\rho_{\text{го}}}{\frac{1}{\rho_{\text{н}}} + \frac{n_{\text{в}}}{(1 - n_{\text{в}})\rho_{\text{в}}} + \frac{(\Gamma_0 - \Gamma_{\text{п}})zTP_0}{z_0T_0P}}. \quad (11)$$

Поправка на проскальзывание газа [2]

$$\Delta\rho_{\text{см}} = (\rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{г}})(R - \varphi), \quad (12)$$

где $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости; R – объемное расходное содержание свободного газа в ГЖС; φ – истинное газосодержание (по свободному газу). Можно принять $\varphi = 0,833R$ [2].

Плотность жидкости

$$\rho_{\text{ж}} = \frac{\rho_{\text{н}}V_{\text{н}} + \rho_{\text{в}}V_{\text{в}}}{V_{\text{н}} + V_{\text{в}}} = \frac{\rho_{\text{н}}\rho_{\text{в}}}{n_{\text{в}}\rho_{\text{н}} + (1 - n_{\text{в}})\rho_{\text{в}}}. \quad (13)$$

Плотность газа

$$\rho_{\text{г}} = \rho_{\text{г}0} \frac{z_0T_0P}{zTP_0}, \quad (14)$$

где $\rho_{\text{г}0}$ – плотность газа при стандартных условиях (P_0 и T_0).

Объемное газосодержание

$$R = \frac{V_{\Gamma}}{V_{\text{H}} + V_{\text{B}} + V_{\Gamma}} = \frac{V_{\Gamma}/V_{\text{H}}}{1 + V_{\text{B}}/V_{\text{H}} + V_{\Gamma}/V_{\text{H}}} = \frac{\frac{(\Gamma_{\Phi} - \Gamma_{\text{P}})z \cdot T \cdot P_0 \cdot \rho_{\text{H}}}{z_0 \cdot T_0 \cdot P}}{1 + \frac{n_{\text{B}}}{(1 - n_{\text{B}})} \frac{\rho_{\text{H}}}{\rho_{\text{B}}} + \frac{(\Gamma_{\Phi} - \Gamma_{\text{P}})z \cdot T \cdot P_0 \cdot \rho_{\text{H}}}{z_0 \cdot T_0 \cdot P}}. \quad (15)$$

С учетом (9), (11) и (12)

$$\Delta \rho_{\text{см}} = \left(\frac{\rho_{\text{H}} \cdot \rho_{\text{B}}}{n_{\text{B}} \cdot \rho_{\text{H}} + (1 - n_{\text{B}}) \cdot \rho_{\text{B}}} - \rho_{\Gamma} \frac{P \cdot T_0 \cdot z_0}{P_0 \cdot T \cdot z} \right) \frac{\frac{0,167 \cdot (\Gamma_{\text{P}} - \Gamma_{\Phi}) \cdot z \cdot T \cdot P_0 \cdot \rho_{\text{H}}}{z_0 \cdot T_0 \cdot P}}{1 + \frac{n_{\text{B}}}{1 - n_{\text{B}}} \frac{\rho_{\text{H}}}{\rho_{\text{B}}} + \frac{(\Gamma_{\Phi} - \Gamma_{\text{P}})z \cdot T \cdot P_0 \cdot \rho_{\text{H}}}{z_0 \cdot T_0 \cdot P}}. \quad (16)$$

Расчеты по изложенной методике выполнены для условий типовой добывающей скважины Уньвинского нефтяного месторождения (залежь в отложениях бобриковского горизонта). Исходные данные приведены в таблице. Забойное давление принято равным давлению насыщения нефти газом (14,5 МПа). При откачке нефти, имеющей повышенную газонасыщенность, забойное давление рекомендуется поддерживать не ниже $P_{\text{нас}}$ [1].

Исходные данные для расчета по определению глубины подвески насоса

№ п/п	Наименование	Единицы измерения	Значения
1	Глубина скважины	м	2250
2	Давление на забое	МПа	14,5
3	Плотность воды	т/м ³	1,10
4	Обводненность массовая	%	0; 25; 50
5	Плотность газа ($\rho_{\text{г0}}$)	кг/м ³	1,16
6	Газонасыщенность пластовой нефти	м ³ /т	116
7	Температура пластовая	К	303
8	Температура нейтрального слоя	К	278
9	Коэффициент сепарации	доли ед.	0,5

Значения Γ_{P} ; z ; ρ_{H} в зависимости от давления определены по кривым разгазирования нефти бобриковского горизонта.

Результаты вычислений представлены на рис. 1–3.

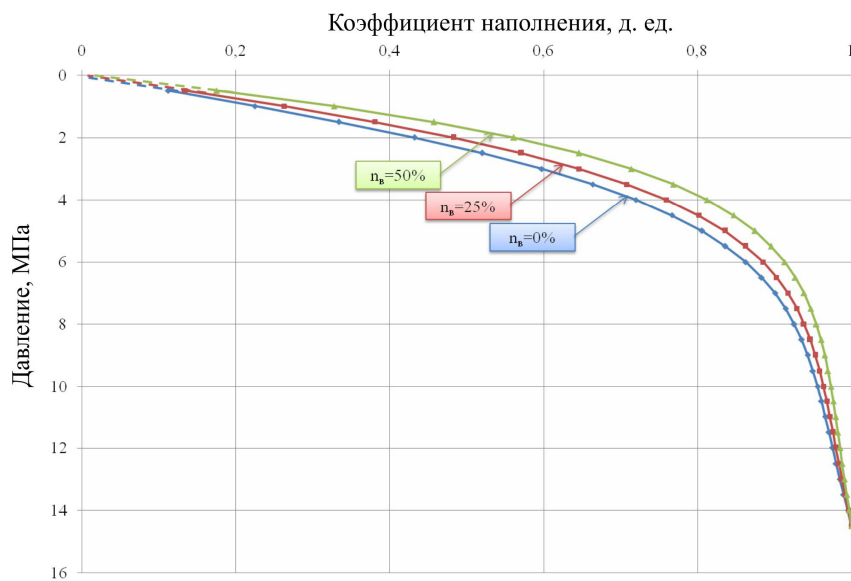


Рис. 1. Зависимость коэффициента наполнения от давления

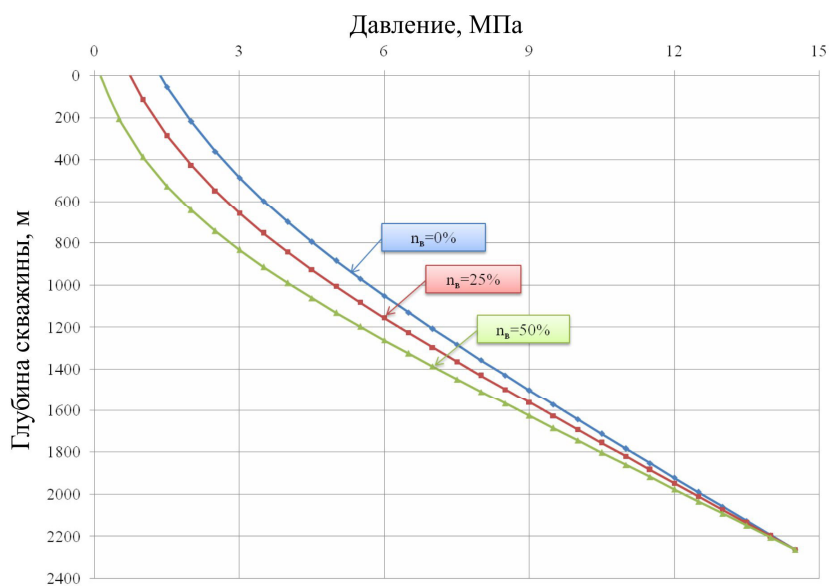


Рис. 2. Распределение давления в эксплуатационной колонне

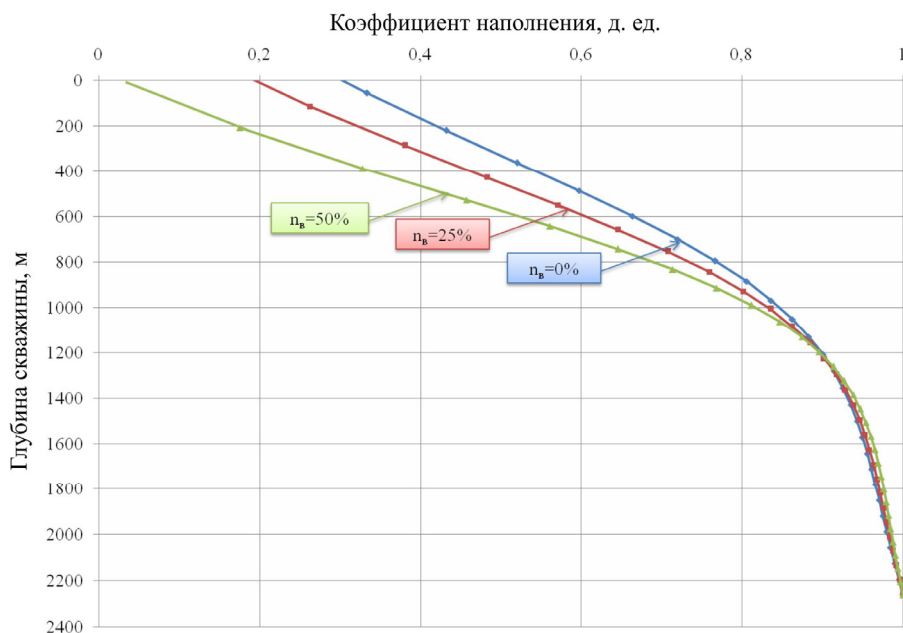


Рис. 3. Изменение коэффициента наполнения по глубине скважины

С помощью зависимостей (см. рис. 1–3) определяется местоположение сечения в скважине для установки насоса, при котором обеспечивается коэффициент наполнения насоса в пределах 0,75–0,85. Полученное значение глубины корректируется с учетом погружения насоса под динамический уровень жидкости, минимальное значение величины которого изменяется от 150 до 300 м, интервалов интенсивной парафинизации и отклонений ствола скважины по азимутальным и азимутальным углам.

Работа выполнена под руководством к.т.н. В.А. Мордвинова при проведении исследований в рамках реализации ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009–2013 годы.

Библиографический список

1. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: учеб. пособие для вузов. – М.: Нефть и газ, 2007. – 826 с.
2. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти: учеб. для вузов. – М.: Недра, 2005. – 510 с.

References

1. Mischenko I.T. Well oil production: tutorial for institutes of higher education. – M. FSUE Publishing house «Oil and gas» Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2007. – P. 826.

2. Shchurov V.I. Technology and engineering of oil production: textbook for institutes of higher education. – Publishing 2. – M.: Nedra, 2005. – P. 510.

Об авторах

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

About the authors

Lekomtsev Alexander V. (Perm, Russia) – postgraduate, State National Research Politechnical University of Perm, department «Development oil and gas deposits» (614990, Perm, Komsomolsky prospekt, 29, e-mail: alex.lekomtsev@mail.ru).

Получено 09.09.2011