

УДК 621.651

Н.Г. ШЕВЧЕНКО, канд. техн. наук; доц. НТУ «ХПИ»;
Е.С. КОВАЛЬ, інженер НТУ «ХПИ»;
А.Л. ШУДРИК, студент НТУ «ХПИ»

КОМПЛЕКС ПРОГРАММ ДЛЯ РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ ШТАНГОВОЙ СКВАЖИННОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ

В статье рассматривается комплекс программ расчета параметров штанговой насосной установки для обеспечения необходимого дебита скважины и надежности насосного оборудования.

Ключевые слова: скважина, насос, колонна штанг, нефть, газожидкостная смесь, дебит, давление насыщения.

Введение

Штанговые скважинные насосы (ШСН) предназначены для откачивания из нефтяных скважин жидкостей с температурой не более 130 °С, обводненностью не более 99 % по объему, вязкостью до 0,3 Па·с, содержанием механических примесей до 3,5 г/л, свободного газа на приеме не более 25 %.

При эксплуатации ШСН необходимо решать одновременно две важные задачи – обеспечить максимальный дебит скважины и достаточную надежность работы штангового насоса. Один и тот же дебит скважины можно обеспечить различными режимами работы насосного оборудования. Расчет максимально возможного отбора жидкости из скважины при сохранении достаточной надежности работы насосного оборудования определяется условием совместной работы пласта и насосной установки:

$$\begin{cases} Q_{\text{пл}} = K_{\text{пр}} (p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}})^n; \\ Q_{\text{н}} = f(H, q_{\text{т}}, \eta_{\text{п}}), \end{cases}$$

где $Q_{\text{пл}}$ – приток жидкости из пласта; $K_{\text{пр}}$ – коэффициент продуктивности скважин; $p_{\text{пл}}$ – пластовое давление; $p_{\text{заб}}$ – забойное давление; $Q_{\text{н}}$ – фактическая подача насоса; H – глубина спуска насоса; $q_{\text{т}}$ – теоретическая подача насоса; $\eta_{\text{п}}$ – коэффициент подачи насоса.

Основную сложность при решении системы вызывает второе уравнение – математическая модель для прогнозирования подачи штанговой установки. Так, например, для определения утечек жидкости в плунжерной паре и через клапаны насоса разработаны классические формулы для ламинарной и турбулентной областей. Однако утечки жидкости в скважинных насосах зависят и от других факторов: обводненности, реологических свойств и состава откачиваемой продукции (наличие песка, газа, парафина и др.). Поэтому для более надежного прогнозирования подачи глубинного насоса ряд авторов рекомендуют учитывать объемные потери на основании статистических данных по скважинам залежи [1].

Цель работы

Для повышения эффективности проектных работ, надежности эксплуатации необходимо создать комплекс программ, который позволит прогнозировать и проводить численные эксперименты по выбору оптимальной работы насосного оборудования в скважине.

К основным задачам проектирования скважинной штанговой насосной установки относятся:

- 1) определение глубины установки насоса в скважине;
- 2) выбор режима работы ШСН для обеспечения заданного дебита;
- 3) расчет и подбор равнопрочной штанговой колонны.

Решение

Авторами составлено четыре программных блока в математическом пакете «MathCad». Результаты расчета выводятся в удобном виде – таблицами и графиками. Краткое содержание программных модулей представлено на рис. 1.

Распределение давления газожидкостной смеси в вертикальных трубах

При подборе штанговых скважинных насосных установок программа начинается с определения распределения плотности, температуры и давления по глубине скважины.

Физическую модель, описывающую двухфазный поток в скважинах, можно представить следующими образом: на величину удельного объема текущей смеси существенно влияют изменение температуры и давления от забоя до устья скважины; кроме потерь на трение о стенки вертикальной колонны труб при движении газожидкостной смеси (ГЖС) происходят потери за счет скольжения фаз относительно друг друга; жидкость и газ образуют различные структуры потока.

В данной работе рассмотрен наиболее простой метод расчета изменения давления при движении ГЖС в вертикальных трубах – метод Ф. Поэтмана и П. Карпендера [2]. Этот метод описывает пузырьковую структуру потока, возникающую при течении ГЖС в скважине с коэффициентом обводнения скважины $B = 0$, дебитом скважины до $100 \text{ м}^3/\text{сут}$ и газовым фактором до $180 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Основное расчетное уравнение, имеет вид

$$\Delta h = \int_{p_1}^{p_2} \frac{dp}{\rho_{\text{см}} g \left[1 + \frac{V_{\text{см}}^2}{2gd} fo \right]},$$

где Δh – расстояние между двумя сечениями трубы, м; p_1, p_2 – давление в верхнем и нижнем сечениях трубы, Па; $\rho_{\text{см}}$ – плотность смеси, $\text{кг}/\text{м}^3$; $V_{\text{см}}$ – скорость смеси, $\text{м}/\text{с}$; d – диаметр трубы, м; fo – коэффициент гидравлических сопротивлений (учитывает силы трения и скольжение фаз).

Величину Δh определяют путем численного интегрирования.

Среднюю скорость на участке Δh определяют по формуле

$$V_{\text{см}} = \frac{4Q_{\text{см}}}{\pi d^2} b_{\text{см}} \frac{1}{86400},$$

где $Q_{\text{см}}$ – расход газожидкостной смеси, $\text{м}^3/\text{сут}$; $b_{\text{см}}$ – объемный коэффициент смеси.

В результате обработки промысловых данных в работе [2] предложена графическая зависимость для определения коэффициента сопротивления fo .

На рис. 2 представлены результаты расчета распределения давления от забоя к устью вдоль скважины по методике Ф. Поэтмана, реализованные на ЭВМ – модуль № 2. Особенностью численного расчета является использование в методе Поэтмана современных аналитических и полуэмперических зависимостей для расчета параметров газожидкостной смеси при соответствующих термодинамических условиях (P_i, T_i) – модуль № 1.

Расчет оптимальной глубины спуска скважинного насоса

Компоновка ШСН в скважине выбирается следующим образом:

По описанной выше методике, используя *модуль № 2*, строим зависимость распределения давления в стволе скважины, начиная от забоя и до устья скважины. Зависимости строятся для нескольких значений забойного давления.

Определяют глубину спуска насоса. Глубина спуска насоса H и, следовательно, давление на его приеме $p_{пр}$ должны быть, с одной стороны, достаточными для обеспечения высоких коэффициентов наполнения, а с другой – по возможности минимальными для предотвращения чрезмерного роста нагрузок на штанги и станок-качалку, а также увеличения затрат на оборудование и подземный ремонт.

Необходимое давление на приеме насоса зависит от содержания свободного газа в потоке откачиваемой газожидкостной смеси. Если свободного газа в откачиваемой смеси мало, то необходимое давление на приеме насоса принимается равным $p_{пр} = 0,2-0,5$ МПа. При значительном содержании свободного газа в продукции скважины давление на входе насоса принимают $p_{пр} = 2,7$ МПа (т.е. 30 % от $p_{нас}$) [3, 4].

Выбор режима откачки и типа насосного оборудования

Выбор производится с учетом следующих требований [1, 3]:

- при выборе типа приоритетом пользуются штанговые насосы вставного исполнения, а при наличии осложняющих условий (отложения парафина, гипса, солей, коррозионность среды) следует применять невставные насосы;
- искривление ствола скважины не должно превышать 2° на 10 м. В противном случае глубина подвески насоса должна быть уменьшена;
- заданная подача насоса обеспечивается наибольшей длиной хода станка качалки S , наименьшим диаметром насоса d_n и числом качаний n по формуле:

$$Q = \frac{\pi d_n^2}{4} S n \eta_n.$$

Соблюдение указанных требований способствует снижению осложнений во время подземных ремонтов, уменьшению нагрузок на станок-качалку и напряжений в штангах, установке более легкого оборудования в скважину.

В *модуле № 3* по методике, описанной в работах [3, 4], проводится расчет коэффициента наполнения насоса, теоретическая подача и параметр, характеризующий режим работы – $S \cdot n$.

Выбор и расчет на прочность конструкции колонны насосных штанг

Конструирование штанговой колонны состоит в определении необходимого числа ступеней, диаметра и длины штанг каждой ступени и марки штанг. Выбранная конструкция должна обеспечить безаварийную работу насосной установки с запланированной производительностью и при минимальных затратах. В расчетах используется методика [3, 4], в которой учтены не только зависимости прочности колонны от статических и динамических нагрузок, а также от осевой сжимающей силы, действующей на плунжер, и силы гидродинамического трения.

В *модуле № 4* выполняются следующие расчеты:

1) Определение длин двухступенчатой колонны штанг.

2) Расчет максимальной и минимальной нагрузок, действующих в точке подвеса колонны штанг:

$$P_{\max} = P'_{шт} + P_{ж} + K_{дин.в} (P_{виб.в} + P_{ин.в});$$

$$P_{\min} = P'_{шт} + K_{дин.н} (P_{виб.н} + P_{ин.н}),$$

где $P'_{шт}$ – вес колонны штанг в жидкости; $P_ж$ – гидростатическая нагрузка, обусловленная разницей давлений жидкости над и под плунжером при его ходе вверх; $P_{виб.в}$, $P_{виб.н}$ – вибрационная нагрузка при ходе вверх и вниз соответственно; $P_{ин.в}$, $P_{ин.н}$ – инерционная нагрузка при ходе вверх и вниз, соответственно; $K_{дин.в}$, $K_{дин.н}$ – поправочные коэффициенты для динамических составляющих экстремальных загрузок.

3) Расчет приведенного напряжения в точке подвеса штанг выполнен по формуле Одингга [3]:

$$\sigma_{пр} = \sqrt{\sigma_a \sigma_{max}} .$$

Для выбранной конструкции штанг и материала проверяется условие: *обеспечение усталостной прочности штанг в точке подвеса.*

4) Проводится расчет потери хода плунжера и длины хода полированного штока. При работе насоса колонны штанг и трубы периодически подвергаются упругим деформациям от веса жидкости, действующей на плунжер. Кроме того, на колонну штанг действуют динамические нагрузки и силы трения, вследствие чего длина хода плунжера может существенно отличаться от длины хода полированного штока.

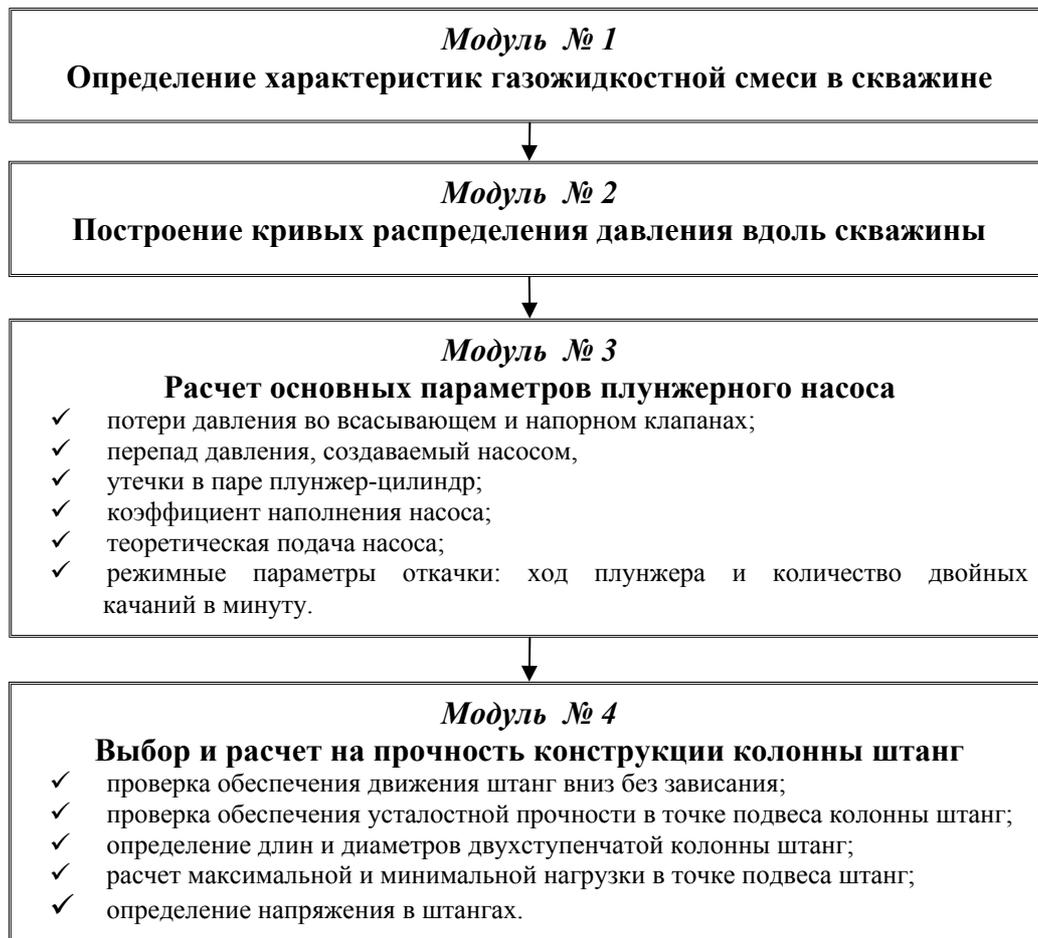


Рис. 1 – Расчетные программные модули

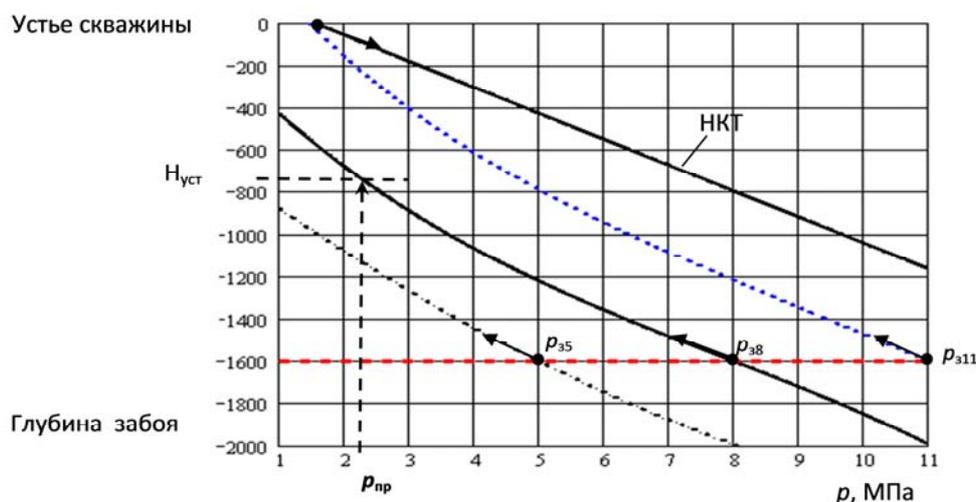


Рис. 2 – Распределение давления в скважине и насосно-компрессорных трубах (НКТ) для трех значений забойного давления: $p_{35} = 5$ МПа; $p_{38} = 8$ МПа; $p_{311} = 11$ МПа на глубине забоя 1600 м

Выводы

1 Предложенный комплекс программ позволяет прогнозировать и проводить численные эксперименты по выбору оптимальных вариантов режима работы насосного оборудования и конструкции колонны штанг при следующих допущениях: обводненность $B = 0$, дебит скважины от $20 \text{ м}^3/\text{сут}$ до $100 \text{ м}^3/\text{сут}$, значения газового фактора до $180 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

2 Программный комплекс позволяет пополнять справочные данные для конкретных условий эксплуатации нефтяных скважин. Планируется дальнейшая работа по усовершенствованию программного комплекса с целью расширения области применения.

3 Особенностью данной работы является применение в классических методиках расчета современных аналитических и полуэмпирических зависимостей.

Список литературы: 1. Справочник по добыче нефти [Текст] / В.В. Андреев – М.: ООО «НедраБизнесцентр». – 2000. – 376 с. 2. Силаш, А.П. Добыча и транспортировка нефти и газа [Текст]: в 2 частях / А.П. Силаш; пер. с англ. – М.: Недра, 1980. – Часть 1. – 375 с. 3. Справочник руководства по проектированию, разработке и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти [Текст] / Под общ. ред. Ш.К. Гиматудинова. – М.: Недра. – 1983. 4. Персиянцев, М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях [Текст] / М.Н. Персиянцев. – М.: ООО «НедраБизнесцентр», 2000. – 653 с.

Поступила в редколлегию 25.09.13

УДК 621.651

Комплекс программ для расчета параметров штанговой скважинной насосной установки [Текст] / Н.Г. Шевченко, Е.С. Коваль, А.Л. Шудрик // Вісник НТУ «ХПІ». Серія: Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування. – Х.: НТУ «ХПІ», 2014. – № 1(1044). – С. 175-179. – Бібліогр.: 4 назв. – ISSN 2078-774X.

У статті розглядається програмний комплекс розрахунків параметрів штангової насосної установки для забезпечення необхідного дебіту свердловини й надійності насосного обладнання.

Ключові слова: свердловина, насос, колона штанг, нафта, газорідина суміш, дебіт, тиск насичення.

In article the complex of programs of calculation of parameters of shtangovy pump installation for providing a necessary output of a well and reliability of the pump equipment is considered.

Keywords: well, pump, column of bars, oil, gas-liquid mix, output, saturation pressure.