ВЛИЯНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГЛУБИННО-НАСОСНОГО СПОСОБА ЭКСПЛУАТАЦИИ

TECHNOLOGICAL PARAMETERS EFFECT ON THE EFFICIENCY OF A DEPTH OPERATING METHOD

И.И. Абызбаев**Ibragim I. Abyzbaev**

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
Институт стратегических
исследований Республики
Башкортостан
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Institute for Strategic Studies
of the Republic of Bashkortostan,
Ufa, Russian Federation

Б.И. Галиев**Bulat I. Galiev**

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

И.А. Ситдилов**Ilshat A. Sitdikov**

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

Эффективность добычи нефти из залежи зависит от многих параметров. Дебит скважины по жидкости зависит от режима работы залежи, запаса пластовой энергии и распределения давления по площади разрабатываемого объекта. Геологические параметры оказывают также большое влияние на эксплуатационные характеристики добывающих скважин: тип коллектора, коэффициенты проницаемости и продуктивности, степень неоднородности коллекторов по фильтрационно-ёмкостным свойствам, загрязнённость призабойной зоны скважины во многом определяют добывные возможности скважин. Следующим определяющим фактором является выбор способа эксплуатации скважины, типа насоса и режима его работы. Производительность насоса зависит также от ряда факторов. Физические свойства нефти, такие как вязкость и плотность, определяют эффективность работы насосной установки. При этом чем больше эти параметры, тем меньше коэффициент полезного действия установок, больше нагрузка на рабочие элементы насосов и потребляемая мощность. Содержание свободного газа в добываемой из скважины жидкости при поступлении её на приём насоса также оказывает негативное влияние на работу большинства видов насосов. В рабочих полостях насосов образуется мёртвое пространство, заполненное свободным газом, из-за этого снижается производительность насоса по жидкости и возникают дополнительные нагрузки на установку, вызванные вибрацией скважинного оборудования. При больших значениях содержания свободного газа может возникнуть срыв подачи, что повлечёт за собой потерю работоспособности насосной установки.

При подборе насосного оборудования для эксплуатации скважины необходимо учитывать все геологические, гидродинамические и технические особенности добычи нефти из рассматриваемого объекта разработки. Только в этом случае возможна реализация процесса эффективной и рентабельной добычи нефти из залежи при работе насосных установок в оптимальном режиме.

Ключевые слова

дебит; штанговый насос;
коэффициент подачи;
коэффициент наполнения;
газосодержание; обводненность;
статистический анализ

The oil production effectiveness depends on many parameters. The liquid flow rate of a well depends on the operating mode of the reservoir, the reservoir energy supply and the pressure distribution over the developed facility area. Geological parameters also have a great influence on the producing wells operational characteristics: the reservoir type, permeability and productivity coefficients, the degree of reservoirs heterogeneity by filtration and reservoir properties, and contamination of the well bottom-hole zone largely determine the wells production capabilities.

The next determining factor is the choice of the operating method, the pump type and its operating mode. Pump performance also depends on a number of factors. The oil physical properties, such as viscosity and density, determine the pump unit efficiency. Moreover, the larger these parameters, the lower the plants efficiency, the greater the load on the working elements of the pumps and the power consumption. The free gas content in the fluid produced from the well when it enters the pump also negatively affects the operation of most pumps types. In the pumps working cavities, a dead space is formed, filled with free gas, because of this, the pump productivity in the liquid decreases and additional loads on the installation arise due to vibration of the downhole equipment. At high values of the free gas content, a supply interruption can occur, which will entail a loss in the pump unit operability.

When selecting pumping equipment for well operation, it is necessary to take into account all geological, hydrodynamic and oil production technical features from the considered development object. Only in this case is it possible to implement the process of efficient and cost-effective oil production from the reservoir when pumping units operate in optimal mode.

С целью прогнозирования добычи нефти штанговыми насосами необходимо знать зависимость подачи насосов от забойного давления. Известно, что коэффициент подачи, в основном, определяется тремя факторами: утечками жидкости в цилиндре и клапанах насоса, потерями длины хода плунжера вследствие упругих деформаций штанг и труб и коэффициентом наполнения насоса.

Коэффициент наполнения насоса является одним из важнейших параметров, характеризующих эффективность работы глубинных насосов. Вопросу аналитического определения коэффициента наполнения посвящено много работ. Коэффициент наполнения η_n выражается через объемное соотношение газа в цилиндре насоса при такте всасывания R и относительную величину вредного пространства k :

$$\eta_n = \frac{1-k \cdot R}{1+R}. \quad (1)$$

Более полно коэффициент наполнения можно выразить формулой Н.Н. Репина:

$$\eta_n = \frac{1-k \cdot (m-1)}{R+1}, \quad (2)$$

где $m = \frac{R+1}{R^0+1}$;

R^0 — объемное отношение газа к жидкости в момент открытия нагнетательного клапана.

Формула (2) в отличие от формулы (1) может применяться и тогда, когда не весь газ

успевает раствориться в нефти к моменту открытия нагнетательного клапана. На основании ряда допущений Н.В. Зубковым предложена следующая формула [1]:

$$\eta_n = \frac{(P_{np}+1) \cdot (1+k)}{(\sigma_0 - \alpha \cdot P_{np}) \cdot 0,25 \cdot F_0 + P_{np} + 1} - k, \quad (3)$$

где P_{np} — давление на приеме насоса, МПа;

σ_0 — общий газовый фактор, м³/м³;

α — коэффициент растворимости газа в нефти, м³/м³·МПа;

F_0 — определяется из соотношения:

$$F_0 = \frac{F_{пл}}{F_{скв}} + \frac{F_{пл}}{F_{скв} - F_{нас}}, \quad (4)$$

где $F_{пл}$, $F_{скв}$, $F_{нас}$ — площади поперечных сечений плунжера, скважины и насоса соответственно.

При этом делается попытка учесть количество газа, сепарирующегося в затрубное пространство. В дальнейшем полученная зависимость была подвергнута критике и показана ее неточность.

Вышеприведенные зависимости предполагают полное или частичное растворение газа при такте нагнетания. Исходя из предположения, что весь свободный газ, поступающий при такте всасывания в цилиндр, при такте нагнетания не растворяется, а лишь сжимается по адиабатическому процессу, получены следующие формулы для коэффициента наполнения [2]:

Key words

flow rate; sucker-rod pump; feed ratio; filling ratio; gas content; water cut; statistical analysis

$$\eta_H = \frac{1}{1+R} \cdot \left(1 - k \cdot R \cdot \frac{1 - \sqrt{\frac{P_{\text{нп}}}{P_H}}}{1 + \sqrt{\frac{P_{\text{нп}}}{P_H}}} \right), \quad (5)$$

$$\eta_H = \frac{1}{1+R} \cdot 1 - kR \cdot \frac{h_g}{h_H + R \cdot (h_H - h_g)}, \quad (6)$$

где P_H — давление на выкиде насоса, МПа;

h_H — глубина спуска насоса, м;

h_g — динамический уровень в скважине, м.

Во всех случаях для определения коэффициента наполнения необходимо знать количество свободного газа R , попадающего в насос.

Точное определение этой величины является довольно трудной задачей.

Во-первых, обычно имеются лишь лабораторные исследования проб пластовой нефти, а, как показали промысловые исследования последних лет, разгазирование нефти в стволе фонтанной скважины отличается от лабораторного. Это отличие обусловлено существованием так называемых пересыщенных зон, в которых нефть находится в пересыщенном состоянии. Аналогичные зоны могут существовать и в глубинно-насосной скважине ниже приёма насоса или газозащитного приспособления.

Во-вторых, количество свободного газа в насосе будет зависеть от коэффициента сепарации газа в затрубное пространство, точное определение которого не всегда возможно. Все это вносит некоторую условность в расчёты [3, 4].

При определении зависимости подачи штанговых насосов от забойного давления для Арланского месторождения нами была ис-

пользована формула (6). Было проведено сопоставление расчетных и фактических коэффициентов подач по данным 146 замеров по разным скважинам Арланской площади. Для этого были выбраны скважины, по которым имелись замеры давления малогабаритным манометром в затрубном пространстве.

Содержание газа у приёма насоса определялось по кривой разгазирования пластовой пробы нефти по скважине № 187 (рисунок 1). Предварительно определялись потери хода плунжером вследствие упругих деформаций труб и штанг.

Рассмотрим методику определения коэффициента подачи глубинного насоса с учетом рассчитанных значений вышеупомянутых факторов.

Коэффициент утечек жидкости при расчетах принят равным 0,9.

В таблице 1 приведены данные эмпирического распределения отношения расчетного коэффициента подачи к фактическому α_p/α_ϕ , а на рисунке 2 представлена гистограмма распределения этого отношения.

Как и следовало ожидать, распределение α_p/α_ϕ близко к нормальному закону. В связи с этим были произведены оценки математического ожидания M и дисперсии D отношения α_p/α_ϕ :

$$M = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n \left(\frac{\alpha_p}{\alpha_\phi} \right)_i = 1,10; \quad (7)$$

$$D = \frac{1}{n-1} \cdot \sum_{i=1}^n \left[\left(\frac{\alpha_p}{\alpha_\phi} \right)_i - M \right]^2 = 0,1076. \quad (8)$$

Рисунок 1. Данные исследования глубинной пробы по скважине № 187

Таблица 1. Данные эмпирического распределения отношения расчётного коэффициента подачи к фактическому

№ п/п	Интервал изменения α_p/α_ϕ	Количество замеров n_i	$\sum n_i$	$F_n \left(\frac{\alpha_p}{\alpha_\phi} \right)$
1	0,5–0,6	3	3	0,020
2	0,6–0,7	4	7	0,048
3	0,7–0,8	15	23	0,157
4	0,8–0,9	15	39	0,267
5	0,9–1,0	25	64	0,438
6	1,0–1,1	24	88	0,603
7	1,1–1,2	13	101	0,692
8	1,2–1,3	18	119	0,815
9	1,3–1,4	8	127	0,870
10	1,4–1,5	5	132	0,904
11	1,5–1,6	6	138	0,945
12	1,6–1,7	1	139	0,952
13	1,7–1,8	2	141	0,966
14	1,8–1,9	2	143	0,979
15	1,9–2,0	1	144	0,986
16	2,0	2	146	1,000

Рисунок 2. Гистограмма распределения α_p/α_ϕ

Средние квадратические отклонения оценок M и D при этом составили:

$$\sigma_M = \sqrt{\frac{D}{n}} = 0,027; \quad (9)$$

$$\sigma_D = \sqrt{\frac{2}{n-1}} \cdot D = 0,0126. \quad (10)$$

Полученные значения среднеквадратических отклонений позволили получить представление о точности произведенной оценки среднего отклонения расчетных данных от фактических. Так с 90 %-ной вероятностью можно сказать, что среднее значение отклонения α_p/α_ϕ находится в пределах 1,06–1,14, а дисперсия среднего значения отклонения — в пределах 0,087–0,128.

Таким образом, полученные значения расчетного коэффициента подачи штанговых на-

сосов в среднем незначительно выше фактических (в 1,06–1,14 раза, т.е. на 6–14 %), в то время как по отдельным скважинам отклонения достигают 200 %. Эти отклонения имеют как в сторону занижения расчетных значений, так и в сторону завышения. Они связаны как с неточностью замеров основных параметров, таких как давление, дебит нефти и воды, глубина спуска насоса и т.д., так и с неточностью определения других параметров, входящих в расчетные формулы, таких как вредное пространство насоса, упругие растяжения штанг и т.д. Известно, например, что величина вредного пространства, помимо прочих причин, зависит от точности посадки плунжера в цилиндр насоса при спуске установки в скважину, но точно определить эту величину не представляется возможным [5–7].

Утечка жидкости зависит от высоты, на которую поднимается жидкость, степени пригонки плунжера к цилиндру насоса, степени износа плунжерной пары и т.д., в расчетах же для всех скважин, как указывалось, они приняты равными 10 %. Кроме перечисленных факторов на величину полученных расхождений так же, как и при других способах эксплуатации, влияет изменчивость газового фактора и давления насыщения по разным скважинам, а также использование при определении количества свободного газа, попадающего в насос, кривой статического разгазирования пластовой пробы нефти, которая в ряде случаев может отличаться от динамиче-

ской кривой разгазирования, полученной в скважине. Средняя ошибка, составляющая 6–14 % при определении расчетных коэффициентов подачи, вполне приемлема при прогнозировании технологических показателей при данном способе эксплуатации.

Следует также отметить, что сами расчетные формулы не учитывают ряд факторов, влияющих на коэффициент наполнения насоса, таких как вязкость, температура откачиваемой жидкости и другие, что также вносит некоторую условность в расчёты [8].

На рисунке 3 представлена зависимость подачи штанговых насосов от забойного давления для условий Арланского месторождения.

Рисунок 3. Зависимость подачи штанговых насосов от забойного давления

Расчеты проведены для разных станков-качалок и разного содержания воды по формуле:

$$P_c = \frac{H - h_n}{10} \cdot \gamma + P_{пр}, \quad (11)$$

где P_c — давление на забое скважины, МПа;
 H — глубина скважины, м;
 γ — удельный вес откачиваемой жидкости, кг/м³.

Предварительно определялась зависимость подачи насосов от глубины спуска насоса по формуле:

$$h_n = h_d + h_x = a - b \cdot \frac{q}{\alpha_p}, \quad (12)$$

где h_x — глубина погружения условного динамического уровня под действительный, учиты-

вает нагрузку на головку балансира от веса штанг, погруженных под динамический уровень;

q — подача насоса, м³/с;

a, b — коэффициенты, определяемые по специальным диаграммам.

При расчётах глубина скважин принята равной 1350 м, глубина спуска насосов равна глубине скважин, газосодержание у приёма насосов определялось по данным исследования глубинной пробы по одной из скважин Арланского месторождения (рисунок 1), коэффициент сепарации газа в затрубное пространство принят равным 0,3.

Как видно из рисунка 3, при больших забойных давлениях влияние свободного газа на

работу насоса невелико, и для обеспечения одинаковых дебитов при увеличении обводненности требуются и более высокие забойные давления, что связано с увеличением удельного веса откачиваемой смеси. При малых давлениях начинает сказываться вредное влияние газа, и в этом случае для обеспечения одинаковых дебитов при увеличении обводненности требуются менее высокие забойные давления. Имея полученную зависимость, можно более обоснованно рассчитывать дебиты скважин с учетом технических характеристик применяемого оборудования и условий эксплуатации скважин.

Полученные зависимости подачи штанговых насосов от забойного давления были использованы при составлении проекта разработки Арланского нефтяного месторождения.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Пат. 2521091 РФ, МПК Е 21 В 47/06. Способ определения давления насыщения нефти газом / С.Г. Вольпин, Д.А. Корнаева, А.В. Свалов, Ю.М. Штейнберг. 2013112595/03, Заявлено 21.03.2013; Оpubл. 27.06.2014. Бюл. 18.
2. Валовский В.М. Внутрискважинная сепарация нефти и воды // Нефтегазовая Вертикаль. 2011. № 21. С. 70–73.
3. Уразаков К.Р., Бахтизин Р.Н., Исмагилов С.Ф., Топольников А.С. Расчет теоретической динамограммы с учетом осложнений в работе скважинного штангового насоса // Нефтяное хозяйство. 2014. № 1. С. 90–93.
4. Бахтизин Р.Н., Уразаков К.Р. Методика определения глубины установки газового сепаратора в добывающей скважине // Нефтяное хозяйство. 2015. № 12. С. 116–120.
5. Рожкин М.Е. Влияние газосодержания нефти на эффективность работы штангового скважинного насоса // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2009. № 1. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Rozhkin/Rozhkin_1.pdf.
6. Колесова С.Б., Насыров А.М., Полозов М.Б. Снижение влияния свободного газа на работу насосного оборудования // Экспозиция нефть и газ. 2018. № 6 (66). С. 48–51.
7. Уразаков К.Р., Азизов А.М., Мухин И.А., Щечколов А.В. Влияние давления на приеме штангового насоса с газосепаратором на его подачу // Нефтегазовое дело. 2017. № 4. С. 110–117. DOI: 10.17122/ngdolo-2017-4-110-117.
8. Уразаков К.Р., Казетов С.И., Азизов А.М., Давлетшин Ф.Ф. Методика расчета оптимального дебита и удельного энергопотребления добывающих скважин // Нефтегазовое дело. 2018. № 5. С. 65–72. DOI: 10.17122/ngdolo-2018-5-65-72.

REFERENCES

1. Volpin S.G., Kornaeva D.A., Svalov A.V., Shteinberg Yu.M. *Sposob opredeleniya davleniya*

Выводы

1. Согласно 146 замерам по скважинам Арланской площади распределение отношения расчётного коэффициента подачи штанговых насосов к фактическому близко к нормальному закону.

2. Средняя ошибка при определении расчётных коэффициентов подач составляет 6–14 %, что вполне приемлемо при прогнозировании технологических показателей при эксплуатации скважин штанговыми насосными установками.

3. При больших забойных давлениях влияние свободного газа на работу газа незначительно. Из-за увеличения удельного веса откачиваемой смеси при росте обводненности продукции требуются и более высокие забойные давления.

nasyshcheniya nefii gazom [Method of Determination of Oil Saturation Pressure by Gas]. Patent RF, No. 2521091, 2014. [in Russian].

2. Valovskii V.M. Vnutriskvazhinnaya separatsiya nefi i vody [Oil and Water Well Separation]. *Neftgazovaya Vertikal — Oil and Gas Vertical*, 2011, No. 21, pp. 70–73. [in Russian].

3. Urazakov K.R., Bakhtizin R.N., Ismagilov S.F., Topol'nikov A.S. Raschet teoreticheskoi dinamogrammy suchetom oslozhnenii v rabote skvazhinnogo shtangovogo nasosa [Calculation of the Theoretical Dynamogram Taking into Account the Complications in the Well Rod Pump]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2014, No. 1, pp. 90–93. [in Russian].

4. Bakhtizin R.N., Urazakov K.R. Metodika opredeleniya glubiny ustanovki gazovogo separatora v dobyvayushchei skvazhine [Method for Gas Separator Depth Determination in Production Well]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2015, No. 12, pp. 116–120. [in Russian].

5. Rozhkin M.E. Vliyanie gazosoderzhaniya nefi na effektivnost' raboty shtangovogo skvazhinnogo nasosa [Influence of Gas Content in Oil on Efficiency of the Downhole Sucker Rod Pump]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftgazovoe delo» — Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2009, No. 1. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Rozhkin/Rozhkin_1.pdf. [in Russian].

6. Kolesova S.B., Nasyrov A.M., Polozov M.B. Snizhenie vliyaniya svobodnogo gaza na rabotu nasosnogo oborudovaniya [Reducing the Effect of Free Gas on the Operation of Pumping Equipment]. *Ekspozitsiya nefi i gaz — Exposition Oil Gas*, 2018, No. 6 (66), pp. 48–51. [in Russian].

7. Urazakov K.R., Azizov A.M., Mukhin I.A., Shchekolov A.V. Vliyanie davleniya na prieme shtangovogo nasosa s gazoseparatorom na ego podachu [Influence of Pressure on the Reception of the Sucker Pump with Gas Separator on its Supply]. *Neftgazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2017, No. 4, pp. 110–117. DOI: 10.17122/ngdolo-2017-4-110-117 [in Russian].

8. Urazakov K.R., Kazetov S.I., Azizov A.M., Davletshin F.F. Metodika rascheta optimal'nogo debita i udel'nogo energopotrebleniya dobyvayushchikh skvazhin

[Method of Calculation the Optimum Production Rate and Specific Energy Consumption of Producing Wells].
Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering, 2018, No. 5,

pp. 65–72. DOI: 10.17122/ngdelo-2018-5-65-72 [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ABOUT THE AUTHORS

Абызбаев Ибрагим Измаилович, д-р техн. наук, профессор кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений», УГНТУ, главный научный сотрудник лаборатории нефтегазовых исследований Института стратегических исследований Республики Башкортостан, г. Уфа, Российская Федерация

Ibragim I. Abyzbaev, Doctor of Engineering Sciences, Professor of Oil and Gas & Oil Field Development and Operation Department, USPTU; Chief Researcher of Oil and Gas Research Laboratory, Institute of Strategic Researches of Republic of Bashkortostan, Ufa, Russian Federation

e-mail: shaura505@mail.ru

Галиев Булат Ирекович, магистрант кафедры «Разработка и эксплуатация газовых и нефтегазоконденсатных месторождений», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Bulat I. Galiev, Undergraduate Student of Oil and Oil & Gas Condensate Field Development and Operation Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: galiby@yandex.ru

Ситдииков Ильшат Азатович, магистрант кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Ilshat A. Sitdikov, Undergraduate Student of Oil and Gas & Oil Field Development and Operation Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: sitdikov22@yandex.ru