

Оценка производительности эффективности при эксплуатации скважинных штанговых насосов

И.З. Ахмедов, к.т.н.¹,
Г.Г. Гусейнов, д.ф.т.н.²
¹НИПИнефтегаз,
²ПО "Азнефть"

e-mail: Ilqar.Ahmedov@socar.az

Ключевые слова: теоретическая производительность скважинных штанговых насосов, добычные показатели, частота ремонтов, межремонтный период скважин, влияние теоретической производительности на показатели эксплуатации.

Quyu ştaqlı nasosların istismarı zamanı məhsuldarlıq səmərəliliyinin qiymətləndirilməsi

İ.Z. Əhmədov¹, t.e.n., H.Q. Hüseynov², t.ü.f.d.
¹"Neftqazəmətədqatqatlayına" İnstitutu,
²"Azneft" İB

Açar sözlər: quyu ştaqlı nasosun nəzəri məhsuldarlığı, hasilat göstəriciləri, təmirlər tezliyi, təmirararası müddət, nəzəri məhsuldarlığın istismar göstəricilərinə.

İşlənmanın son mərhələsində olan yataqlar əsasən quyu ştaqlı nasoslarla istismar olunur. Bu zaman nasoslar müxtəlif amillərin təsiri altında işləyir. Məqalədə faktiki mədan məlumatları əsasında əsas hasilat göstəriciləri, təmirlərin sayı və təmirararası müddətə nasosun nəzəri məhsuldarlıq parametrlərinin təsiri ətrafı tədqiq edilmişdir. Kompüter proqramı vasitəsilə bütün təhlil olunan asılıqların riyazi modelləri təpətilmişdir. Nasosların nəzəri məhsuldarlığının artırılması səmərəliliyinin qiymətləndirilməsi məqsədilə onun baxılan intervalllarına düşən quyularda təmirlər sayının həmin quyuların neft hasilatına nisbətli hesablanmışdır. Nəticədə müəyyən edilmişdir ki, nəzəri məhsuldarlığın artması və təmirararası müddətin müvafiq olaraq azalmasına gətirib çıxarır. Bütün aparılan tədqiqatlar və qiymətləndirici hesablamalar nasosların nəzəri məhsuldarlığının iqtisadi səmərəli haddə qədər artırılmasının məqsədəuyğunluğunu göstərmişdir.

Estimation of production efficiency during sucker-rod pump operation

I.Z. Ahmedov, Cand. in Tech. Sc.¹,
G.G. Guseinov, Ph. Dr. in Tech. Sc.²
¹"Oil-Gas Scientific Research Project" Institute,
²"Azneft" PU

Keywords: theoretical delivery of sucker-rod pump units, production indexes, repair frequency, overhaul period, the impact of theoretical delivery on operation indexes.

Currently, the fields being at the last stage of development are operated mainly via sucker-rod pump units. Based on the actual field data, the regularities were studied and the impact of theoretical delivery value of pump units on the production indexes, as well as on the repair frequency and overhaul period estimated. The dependences of liquid, oil, water and waterflooding on the theoretical delivery in the whole change diapason, as well as the frequency of repairs and overhaul period of well operation on the theoretical delivery were developed. The analysis results showed that with the growth of theoretical delivery, the production parameters and frequency of repairs increase, and the overhaul period decreases. Based on the mathematical models, the estimation calculations of change rate of analyzed parameters by the intervals of actual diapason of theoretical delivery of well pumps are presented. All conducted investigations enable to estimate the economic increase limit of theoretical delivery for operated pump units.

Как известно, задача эффективного доизвлечения остаточных запасов на длительный разрабатываемых месторождениях имеет большое научно-практическое значение. Одним из путей её решения, наряду с повышением эффективности процессов эксплуатации, также является увеличение производительной эффективности непосредственно скважинных штанговых насосов (СШН). В настоящее время месторождения, находящиеся на суше, эксплуатируются, в основном, СШН, работа которых производится в достаточно сложных технологических и гидродинамических условиях. Кроме конструктивных особенностей насосной установки, к осложняющим факторам относятся также содержание песка, воды и газа в пластовой жидкости и наличие колеблющегося свободного столба жидкости в затрубном пространстве. Эти и другие возможные факторы оказывают большое влияние на производительность СШН и в целом на эффективность глубиннонасосной установки. Наряду с этим, работа насосных установок характеризуется большими динамическими нагрузками, упругими деформациями штанг и труб, что в определенных условиях эксплуатации приводит к росту частоты проводимых ремонтов скважин, а следовательно к уменьшению межремонтного периода скважин (МРП) [1, 2].

Как показывают результаты промысловых наблюдений и анализ промысловой информации, большое влияние на добычные показатели при эксплуатации СШН, а также на частоту текущих подземных ремонтов скважин (ПРС) и МРП, оказывает величина теоретической производительности (ТП) насоса. Являясь по существу режимом откачки, ТП в соответствии

с режимом эксплуатации, определяется сочетанием диаметра СШН, длины хода и частотой качаний плунжера насоса. При этом глубина его спуска, высота динамического уровня, состав откачиваемой жидкости, обводненность продукции и другие параметры составляют условия эксплуатации. Несмотря на значительную зависимость обычных и других технико-экономических показателей от условий эксплуатации, для текущего рассматриваемого момента их можно считать неизменными. Тогда они будут зависеть только от величины ТП, назначенной для насосов в соответствии с режимом совместной работы пласта и скважин [2-6].

Так, например, очевидно, что с ростом ТП будет увеличиваться и дебит жидкости, а вместе с ним и дебит нефти и воды. Однако, в условиях растущей обводненности это может привести к его интенсивному росту со всеми известными отрицательными последствиями. Далее, для увеличения ТП необходимо увеличить технические параметры откачки, что приводит к большому нагрузкам и в результате возрастает вероятность отказов наземных и подземных движущихся элементов насосной установки и рисков возникновения аварийных ситуаций. Поэтому установление закономерностей влияния величины ТП на показатели эксплуатации имеет большое значение. Для решения этой задачи необходим регулярный системный анализ, на основе которого можно будет оценить производительную эффективность СШН и получить надежные прогнозы рассматриваемых показателей [7].

В связи с вышеотмеченным, исследовано и оценено качественное и количественное влияние изменения величины ТП насосов на основные добычные показатели СШН, обводненность, а также на МРП и частоту ПРС по месторождению Балаханы-Сабунчу-Рамана, находящемуся на поздней стадии разработки. Эксплуатация добывающего фонда скважин ведется установками СШН с очень низкими значениями дебитов нефти в условиях высокой обводненности. Анализ фактических промысловых данных показывает достаточно широкий диапазон изменения рассматриваемых показателей, поэтому, с целью большей наглядности были построены статистические распределения этих показателей по всем скважинам [8].

Как видно из распределения скважин по

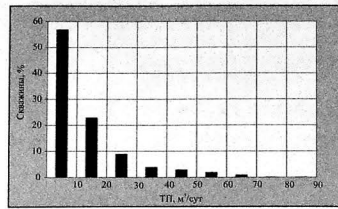


Рис. 1. Распределение ТП по скважинам

значениям ТП, оно представляется гиперболической функцией, где 80 % скважин работают в малом диапазоне ТП до 20 м³/сут, а остальные от 20 до 90 м³/сут. Математическая модель этой функции с высокой точностью описывается нижеследующим степенным уравнением $n(q_T) = 109.38 q_T^{-2.57}$, где l – количество скважин, q_T – значение ТП насоса.

Далее, с учетом фактических полученных распределения ТП по скважинам, с целью определения дебитов жидкости, нефти и воды по данному диапазону значений ТП, были проанализированы изменения величины дебитов по выбранным интервалам ТП. При этом, учитывая большое количество данных (более 1000 скважин) и возможное влияние различных факторов, с целью уменьшения погрешностей были построены графики зависимости средних значений дебитов нефти q_n , воды q_w и жидкости q_m от ТП по группам скважин со значениями ТП в диапазоне 1–90 м³/сут.

Графики фактических зависимостей дебитов от ТП даны на рис. 2. Как видно, с ростом величины ТП насосов наблюдается однозначное увеличение дебитов. Однако темп роста дебитов жидкости и воды значительно превосходит темп дебита нефти. С помощью компьютерной программы были найдены математические модели дебитов по значениям ТП

$$\begin{aligned} \text{нефти } q_n &= 0.1177q_T + 0.5383; \\ \text{воды } q_w &= 7.0212q_T - 7.0603; \\ \text{жидкости } q_m &= 7.1498q_T - 6.5192. \end{aligned}$$

Используя эти уравнения, были рассчитаны средние темпы роста величин дебитов в диапазоне изменения ТП. Так, темпы роста дебитов жидкости и воды равны, соответственно, $\Delta q_m = 7.1 \text{ м}^3/\text{м}^3$, $\Delta q_w = 7.0 \text{ м}^3/\text{м}^3$. При этом темп роста дебита нефти $\Delta q_n = 0.13 \text{ т/м}^3$, что во много раз меньше темпов жидкости и воды, т.е. рост

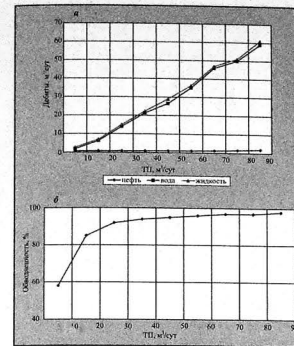


Рис. 2. Зависимости дебитов (а) и обводненности (б) от ТП насоса

ТП насосов на 10 м³/сут может привести к росту дебита нефти в среднем на 0.13 т/сут. Это свидетельствует о существенном влиянии обводненности продукции на добычные показатели СШН [9].

С целью оценки влияния обводненности также была построена зависимость средних значений s по группам скважин в рассматриваемом диапазоне значений ТП. На рис. 2, б показана зависимость обводненности от ТП насосов. Как видно из графика, даже при минимальном интервале ТП средняя обводненность достигает 58 %, а с ростом ТП – 98 %, что также подтверждает высокую текущую обводненность продукции. Математическая модель этой зависимости с почти 100 %-ой точностью описывается следующим уравнением: $s = 0.3308q_T^3 - 0.9924q_T^2 + 6.1162q_T + 2.6667$. Используя это уравнение, рассчитан средний темп роста обводненности с увеличением ТП, который составляет 4.4 % на каждые 10 м³ значения ТП насоса.

Как известно, одним из основных технико-технологических показателей при эксплуатации СШН, характеризующим эффективность откачки, является коэффициент подачи (КП) насоса. Этот показатель, определяемый правильным выбором оборудования и режима откачки (параметры СШН), можно считать критерием оптимальности работы СШН.

Анализ технологического режима эксплуатации показал, что текущие значения КП насо-

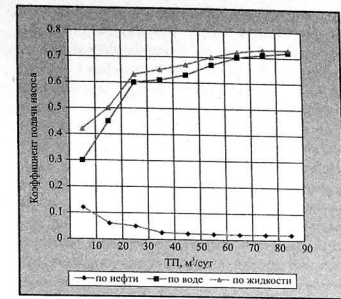


Рис. 3. Распределение КП по ТП насоса

сов меняются в широких пределах – от 0.08 до 0.94. Одним из важных факторов, влияющих на величину и такой разброс КП, является высокая обводненность. Поэтому, с учетом этого, были рассмотрены значения КП нефти κ_n и воды κ_w в отдельности. Также, как и для зависимости дебитов от ТП, были построены зависимости средних значений КП жидкости κ_m , нефти и воды по группам скважин по диапазону значений ТП. Графики фактических распределений рассматриваемых показателей по ТП даны на рис. 3. Как видно, значения КП жидкости и воды на всем диапазоне ТП однозначно растут, тогда как КП нефти уменьшаются. Это означает, что с увеличением ТП насосов, т.е. отбора жидкости, несмотря на рост общего КП, происходит опережающий рост КП воды и уменьшение КП нефти. Математические модели этих зависимостей с высокой точностью описываются следующими уравнениями

$$\begin{aligned} \text{для КП жидкости: } \kappa_m &= 0.1489lnq_T + 0.427; \\ \text{для КП нефти: } \kappa_n &= -0.0006q_T^3 + 0.0115q_T^2 - \\ &\quad - 0.075q_T + 0.1796; \\ \text{для КП воды: } \kappa_w &= -0.1896lnq_T + 0.3292. \end{aligned}$$

Используя эти формулы, на основе расчетов определены средние темпы изменения величин КП с ростом КП насосов:

$$\begin{aligned} \text{для жидкости: } \Delta \kappa_m / \Delta q_T &= 0.034 \text{ на } 10 \text{ м}^3/\text{сут}; \\ \text{для воды: } \Delta \kappa_w / \Delta q_T &= 0.047 \text{ на } 10 \text{ м}^3/\text{сут}; \\ \text{для нефти: } \Delta \kappa_n / \Delta q_T &= -0.012 \text{ на } 10 \text{ м}^3/\text{сут}. \end{aligned}$$

Как видно, для данных условий эксплуатации рост ТП приводит к одновременному росту КП жидкости и воды и, наоборот, к уменьшению КП нефти.

Таким образом, как показали результаты

оценочных исследований производительной эффективности СШН, увеличение ТП в рассматриваемом диапазоне приводит к росту добычных показателей эксплуатации. При этом темпы роста дебитов жидкости и воды во много раз превышают темпы роста дебита нефти. Соответственно закономерностям роста дебитов происходит также изменение КП по жидкости, нефти и воде [9].

Наряду с добычными показателями частота проводимых ПРС и соответствующие им значения МРП, также являются важными технико-экономическими показателями эксплуатации и эффективности использования фонда добывающих скважин. Будучи комплексным технико-экономическим показателем, МРП определяется частотой ремонтных работ, а также влиянием ряда природных и техногенных (регулируемых) факторов, которые в свою очередь, определяют условия эксплуатации. И как было указано выше, одним из таких регулируемых факторов является ТП СШН, величина которой, как показывают промышленные наблюдения, может влиять на частоту ремонтов

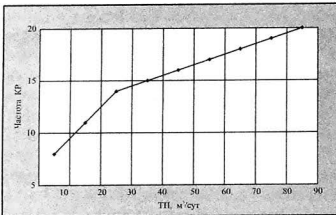


Рис. 4. Частота ПРС по ТП насосов

В связи с этим, на основе фактических промышленных данных, проанализированы распределения частоты ремонтов и соответствующие МРП по фактическому диапазону значений ТП насосов. На рис. 4 и 5 показаны зависимости средних значений частоты ПРС и МРП по группам скважин, соответствующие рассматриваемым интервалам значений ТП.

Как видно, с ростом ТП происходит увеличение частоты ремонтов и, как следствие, уменьшение МРП. Средний темп роста частоты ремонтов при этом составляет 1–2 ремонта на 10 м³/сут. роста ТП. С высокой точностью получена математическая модель изменения

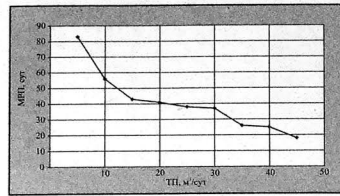


Рис. 5. Зависимость МРП от ТП насоса

частоты ремонтов t_p от ТП

$$t_p = 5,3631 \ln q_T + 7,7048$$

С целью оценки влияния количества ремонтов (КР) на скважинах на добычу в зависимости от значений ТП, были рассчитаны отношения КР на величину добычи Q по группам скважин с определенными интервалами ТП. Это условный критерий эффективности выражает соотношение между добычей и соответствующими затратами и характеризует количество произведенных за год ПРС, приходящихся на добычу 1 тыс. т нефти, соответствующих текущим условиям эксплуатации. По результатам численных расчетов была построена зависимость параметра KP/Q от ТП насосов, график которой показан на рис. 6. Как видно, в диапазоне ТП до 70 м³/сут. наблюдается рост значений KP/Q от 26 до 48 ремонтов на 1 тыс. т добычи нефти. Темп его роста составляет в среднем 3 ремонта на тыс. т на каждые 10 м³/сут. повышения ТП. Это означает увеличение соответствующих материальных и трудовых затрат на проведение различных ремонтных работ на добычу 1 тыс. т нефти при увеличении ТП насосов, а следовательно отбора. С высокой точностью получена также математическая модель этой зависимости в виде логарифмического уравнения

$$KP/Q = 11,486 \ln q_T + 25,154$$

Пользуясь этой формулой с достаточно высокой точностью можно оценить не только соотношение KP/Q , но также КР при заданном значении добычи и интервалах ТП насоса, соответствующих рассматриваемым условиям эксплуатации.

Таким образом, результаты исследований производительной эффективности эксплуатации месторождения Балаханы-Сабунчи-Рама-на свидетельствуют об увеличении добычных показателей – дебитов жидкости, нефти и воды,

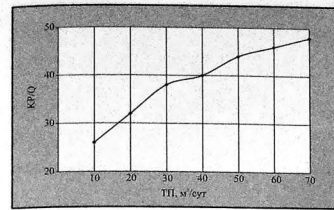


Рис. 6. Зависимость KP/Q от ТП насоса

а также обводненности продукции с ростом ТП СШН. Проведенные исследования также показали увеличение частоты ПРС и, как следствие этого, уменьшение МРП скважин с ростом ТП насосов на всем фактически данном его диапазоне. Было установлено увеличение КР на единичную добычу нефти с ростом величины ТП

насосов, что указывает на нецелесообразность неограниченного увеличения ТП с целью увеличения добычи. Используя соответствующие технико-экономические расчеты, которые в статье не приводятся, можно будет оценить экономически эффективный предел повышения ТП эксплуатируемых насосов.

Следует отметить, что все исследования и расчеты были проведены на основе фактических диапазонов изменения значений промышленных данных рассматриваемого месторождения и, поэтому, полученные результаты также применимы к условиям технологического режима эксплуатации данного месторождения. Простота и отсутствие необходимости проведения дополнительных промышленных мероприятий, обуславливают возможность применения вышеописанного подхода для решения задач эффективного использования фонда скважин, эксплуатируемых СШН на длительно разрабатываемых месторождениях.

Список литературы

1. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: учеб. пособие для ВУЗов. – М.: Нефтегаз, 2003, 816 с.
2. Адонис А.И. Процессы глубиннонасосной нефтедобычи. – М.: Недра, 1964, 264 с.
3. Ахмедов И.З. Об оптимизации работы скважин, оборудованных СШН. // Тем. сб. науч. ст. «Геофизические проблемы нефтегазопромысловых механики», Баку, 1988, с. 39-42.
4. Ахмедов И.З. Определение оптимальных параметров СШН. // Тезисы докладов IX Республиканской научной конференции аспирантов ВУЗов Азербайджана, Баку, 1988, 183 с.
5. Ахмедов И.З., Тагиева С.Э., Ахмедова Т.А. Исследование возможностей увеличения межремонтного периода скважин на основе математических экспериментов // ВНИИОЭНГ. Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса, 2010, № 1, с. 33-36.
6. Əhmədov İ.Z., Hüseynov H.Q., Qasımova T.A. İstismar prosesi zamanı quyular fondundan istifadə somarılıyının təhlili // Azərbaycan neft təsərrüfatı, 2010, № 1, s. 39-43.
7. Мирзаджанзаде А.Х., Шахвердиев А.Х. Динамические процессы в нефтегазодобыче. – М.: Наука, 1997, 254 с.
8. www.socag.az
9. Ахмедов И.З., Тагиева С.Э. Рациональное регулирование отбора жидкости при эксплуатации высокообводненных скважин // Азербайджанское нефтяное хозяйство, 2016, № 2, с. 25-29.

References

1. *Mishchenko I.T.* Skvazhinnaya dobycha nefti: ucheb. posobie dla VUZov. – M.: Neftegas, 2003, 816 p.
2. *Adonin A.N.* Protsessy glubinnonasosnoi neftedobychi. – M.: Nedra, 1964, 264 p.
3. *Akhmedov I.Z.* Ob optimizatsii raboty skvazhin, oborudovannykh SSHN. Tem. sb. nauch. st. "Geofizicheskie problemy neftegazopromyslovoi mekhaniki", Baku, 1988, pp. 39-42.
4. *Akhmedov I.Z.* Opredelenie optimal'nykh parametrov SSHN. Tezisy dokladov IX Respublikanskoj nauchnoj konferentsii aspirantov VUZov Azerbaidzhana, Baku, 1988, 183 p.
5. *Akhmedov S.E., Taghieva S.E., Akhmedova T.A.*. Issledovanie vozmozhnostei uvelichenia mezhremontnogo perioda skvazhin na osnove matematicheskikh eksperimentov // VNIIOENG. Oborudovanie i tekhnologii dla neftegazovogo kompleksa, 2010, No 1, pp. 33-36.
6. *Ahmadov I.Z., Huseinov H.G., Gasymova T.A.* Istismar prosesi zamany guyular fondundan istifade semerehliyinin tehliili // Azerbajian neft teserrufaty, 2010, No 1, pp. 39-43.
7. *Mirzadzhanzade A.Kh., Shahverdiev A.Kh.* Dinamicheskie protsessy v neftegazodobyche. – M.: Nauka, 1997, 254 p.
8. www.socar.az
9. *Ahmadov I.Z., Taghieva S.E.* Ratsional'noe regulirovanie otbora zhidkosti pri ekspluatatsii vysokoobvodnennykh skvazhin // Azerbaidzhanskoe neftanoe khozaistvo, 2016, No 2, pp. 25-29.