

Оценка влияния скорости откачки на показатели эксплуатации скважинных штанговых насосов

И.З. Ахмедов, к.т.н.¹, С.Э. Тагиева, к.т.н.¹,

Г.Г. Гусейнов, д.ф.т.н.²

¹НИПИнефтегаз,

²ИДУ "28 Мая"

Ключевые слова: скорость откачки, скважинный штанговый насос, скважина, разработка и эксплуатация, дебит, обводненность, частота ремонтов, межремонтный период.

e-mail: llqar.ahmedov@socar.az

DOI.10.37474/0365-8554/2021-1-17-23

Hasilat sürətinin ştanqlı quyru nasoslarının istismar göstəricilərinə təsirinə qiymətləndirilməsi

I.Z. Əhmədov, t.ə.n.¹, S.Ə. Tağıyeva, t.ə.n.¹, H.H. Hüseynov, f.ü.f.d.²

¹"Neftqazəmətədqıqatlayihə" İnstitutu,

²"NQC" "28 May"

Açar sözlər: hasilat sürəti, ştanqlı quyru nasosu, quyru, işlənmə və istismar debiti, sulaşma, tamirlər sayı, tamirlərarası müddət.

Maqalada işlənmənin son mərhələsində olan yataqda ŞQN-la mayenin hasilat sürətinin verim göstəricilərinə və quyularda tamirlər tezliyi, eləcə də tamirlərarası müddətə təsirinə qiymətli və kəmiyyətə qiymətləndirilmənin nəticələri göstərilmişdir. Faktiki mədan məlumatı əsasında hasilat sürəti qiymətlərinin quyular üzrə paylanması, eləcə də debitor, sulaşma, verim əmsəllərinin hasilat sürətindən funksional əlaqəli təhlil edilmişdir. Tədqiqatlar nəticəsində su debitinə neftə nisbətən daha çox artması və neftə görə verim əmsəllərinin azalması, eləcə də hasilat sürətinin və tamirlər sayının artması, tamirlərarası müddətin işə azalması müəyyən edilmişdir. Tədqiqat nəticələri baxılan yatağın istismar zamanı hasilat sürətinin məhdudlaşması, sulaşma ilə mübarizə və ŞQN-in hasilat parametrlərinin əsaslandırılmış seçilməsi zərurətini göstərir.

Estimation of impact of pumping rate on operation parameters of sucker-rod pumps

I.Z. Ahmadov, Cand. in Tech.Sc.¹, S.E. Taghiyeva, Cand. in Tech.Sc.¹, G.G. Guseynov, PhD in Tech.Sc.²

¹"Oil-Gas Scientific Research Project" Institute,

²"28 May" OGPD

Keywords: pumping rate, sucker-rod pump, well, exploration and development, flowrate, flooding, repair frequencies, overhaul period.

The paper presents the results of studies on the estimation of quantitative and qualitative impact of fluid pumping rate of sucker-rod pumps on the production parameters, as well as on the frequency of repair and overhaul period of the wells on the late stage of field development. The distribution of speed rates of pumping by wells and dependences of flowrates, flooding and coefficients of pumping capacity from pumping delivery have been analyzed based on the actual field data as well. The studies showed faster growth of water discharge compared to the oil, as well as reduction of oil delivery rate with increasing pumping speed. It is justified that the overhaul period reduces and the frequency of repair increases with raising pumping speed. The study results enable to make conclusions on the practicability of pumping speed limitation, as well as the necessity of measures towards flooding and reasonable selection of mode parameters for sucker-rod pumps during the exploitation of reviewed field.

Одним из путей решения вопроса доизвлечения остаточных запасов на длительно разрабатываемых месторождениях, является повышение производительной эффективности эксплуатации скважинных штанговых насосов (СШН). В настоящее время месторождения, находящиеся на поздней стадии разработки, эксплуатируются в основном СШН, работа которых производится в достаточно сложных технологических и гидродинамических условиях. К таким условиям, кроме конструктивных особенностей насосной установки, также относятся такие осложняющие факторы как содержание песка, воды и газа в пластовой жидкости и наличие колеблющегося свободного столба жидкости в затрубном пространстве скважины. Эти и другие возможные факторы характеризуются большим влиянием на производительность СШН и в целом на работу глубинно-насосной установки. Наряду с вышеизложенным, работа глубинно-насосных установок характеризуется большими динамическими нагрузками, упругими деформациями штанг и труб, ростом частоты проводимых ремонтов и уменьшением межремонтного периода работы скважин [1, 2].

Как показывают результаты промышленных наблюдений и анализ промысловой информации, большое влияние на показатели эксплуатации оказывают параметры режима откачки, который в соответствии с режимом эксплуатации определяется сочетанием диаметра СШН, длины хода и частотой качения плунжера насоса. При этом глубина его спуска, высота динамического уровня, состав откачиваемой жидкости, обводненности и другие параметры

составляют условия эксплуатации. Несмотря на значительную зависимость добычных и других технико-экономических показателей от условий эксплуатации, для текущего рассматриваемого момента их приблизительно можно считать постоянными. В этом случае вышеуказанные показатели будут зависеть только от величины параметров отдачи, назначенных насосом в соответствии с режимом совместной работы пласта и скважины [3, 4].

Из теории и практики глубиннонасосной добычи известно, что наибольшее влияние на работу СШН и добычные показатели оказывает параметр скорости отдачи (СО), определяемый произведением длины хода плунжера и числа качаний в минуту балансира станка-качалки. Поэтому, в соответствии с промышленной практикой, единичной измерения СО является м/мин.

Величины числа качаний и длины хода плунжера, а также их сочетание оказывают существенное воздействие на механические процессы глубиннонасосной добычи, на производительность СШН и технико-экономические показатели эксплуатации. К ним можно отнести следующие параметры и показатели [1, 2]:

- силы инерции движущихся штанг, труб и столба жидкости, а также силы трения и упругости;
- дебиты жидкости, нефти и воды;
- характер циклов и работы СШН, степень наполнения насоса и коэффициент подачи;
- работоспособность и коэффициент полезного действия насоса, износ плунжерной пары и величины утечек;
- частота проводимых ремонтов из-за обрывов штанг и износа оборудования;
- пескопроявление вследствие колебаний динамического уровня и разрушения породы;
- выбор оборудования и глубина погружения насоса под уровень.

В связи с вышеуказанным, очевидно, что с ростом СО будет увеличиваться и дебит жидкости, а вместе с ним и дебит нефти и воды. Однако в условиях высокой обводненности это может привести к её интенсивному росту со всеми известными отрицательными последствиями. Так, увеличение СО осуществляется за счет технических параметров, приводящих к большому нагрузкам и колебаниям, вследствие чего возрастает вероятность отказов большого количества наземных и подземных движущихся элементов насосной установки и рисков возникновения аварийных ситуаций. С увели-

чением значений числа качаний и длины хода плунжера, как показывают промышленные наблюдения, происходит заметный рост частоты ремонтов (ЧР) и, следовательно, уменьшается межремонтный период (МРП) [5].

Изменение числа качаний и длины хода плунжера, а следовательно и СО, оказывает существенное влияние на степень заполнения цилиндра насоса в условиях значительного газо- и пескопроявления. А это приводит к изменению коэффициента подачи (КП) и, следовательно, дебита скважины. Так, например, увеличение СО, приводящее к высокоамплитудным и высокочастотным колебаниям динамического столба жидкости в скважине, способствует разрушению слабосцементированных пород и интенсивному пробоксообразованию. Поэтому установление закономерностей влияния величины СО на показатели эксплуатации имеет большое научно-практическое значение для решения которой необходим регулярный системный анализ, позволяющий оценить влияние СО на показатели эксплуатации СШН и получить достоверные прогнозы рассматриваемых показателей [6].

В связи с вышеотмеченным, качественно и количественно исследовано и оценено влияние изменения величины СО насосов на основные добычные показатели СШН, обводненность, а также на МРП и ЧР месторождения Балаханы-Сабуичу-Рамана, находящегося на поздней стадии разработки [7]. Эксплуатация добывающего фонда скважин ведется установками СШН с низкими дебитами нефти в условиях высокой обводненности. Анализ фактических промышленных данных показывает достаточно широкий диапазон изменения величины СО – от 1.6 до 26 м/мин со средним значением, равным 7 м/мин. Поэтому для большей наглядности изменения величины СО были построены статистические распределения ее значений по всем скважинам. Являясь одним из методов системного подхода, анализ распределения показателей и параметров дает возможность выявить наиболее общие закономерности и тенденции функционирования такой сложной гидродинамической системы как пласт-фонд скважин. Кроме того, анализ группы скважин позволяет наиболее обоснованно устанавливать технологические режимы эксплуатации, подбирать нужные скважины и проводить технические мероприятия по регулированию интервалов СО [8].

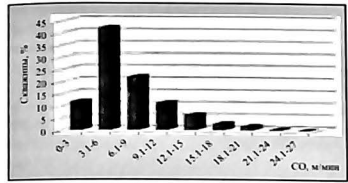


Рис. 1. Распределение значений СО

Как видно из распределения оно представляет несколько асимметрично нормальной функцией, где наибольшее количество (42.4 %) СШН работают с СО в диапазоне 3–6 м/мин, 12.1 % СШН попадают в интервал до 3 м/мин, а остальная часть скважин – 45.5 % эксплуатируются в интервалах 6–27 м/мин (рис. 1). В целом 88 % скважин попадают приблизительно в первую половину (до 12 м/мин) всего диапазона значений СО. Поэтому среднее значение СО по всему фонду скважин составляет 13.8. С учетом фактически полученного распределения СО по скважинам, с целью определения дебитов жидкости, нефти и воды по данному диапазону значений СО, были проанализированы изменения величины дебитов по выбранным интервалам СО. При этом, учитывая большое количество данных и возможное влияние различных факторов, с целью уменьшения погрешностей были построены зависимости средних значений дебитов нефти q_n , воды q_w , жидкости $q_{от}$ от СО по группам скважин со значениями СО $v_{от}$ в диапазоне 1.6–26 м/мин.

Графики фактических зависимостей дебитов от СО показаны на рис. 2, а. Как видно, с ростом величины СО дебиты также растут. Однако по сравнению с темпами дебита жидкости и воды, темп дебита нефти намного ниже.

С помощью компьютерной программы с высокой точностью были найдены соответствующие математические модели этих зависимостей:

$$\begin{aligned} \text{для дебита нефти} \quad q_n &= 0.413 \ln v_{от} + 0.0557 \\ \text{для дебита воды} \quad q_w &= 0.0812 v_{от}^2 + 0.321 v_{от} + 0.6366 \\ \text{для дебита жидкости} \quad q_{от} &= 0.0801 v_{от}^2 + 0.387 v_{от} + 1.0414. \end{aligned}$$

Проведенными расчетами по этим уравнениям, установлены средние темпы роста величин дебитов в диапазоне изменения СО. Так,

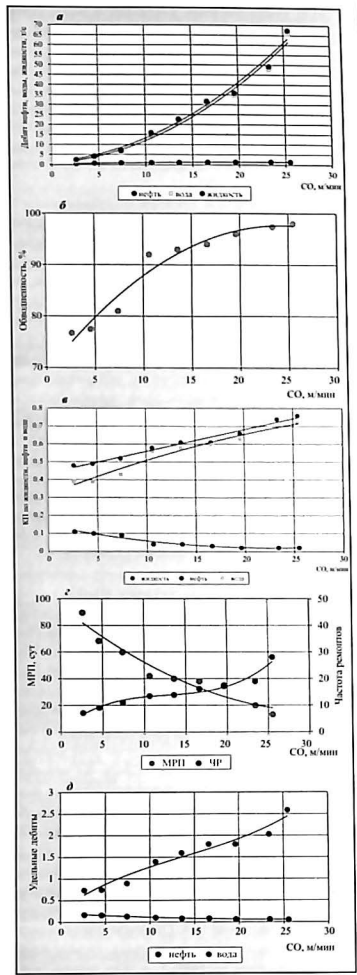


Рис. 2. Зависимости средних дебитов (а), обводненности (б), коэффициентов подачи (в), МРП и ЧР скважин (г), удельных дебитов (д) от СО

темпы роста дебитов жидкости и воды близки по значениям и составляют приблизительно 2,8 м³/с на каждые 1 м/мин роста СО. При этом темп роста дебита нефти $\Delta q_n = 0.04$ т/с, что во много (70) раз меньше темпов жидкости и воды, т.е. рост СО на 1 м/мин может привести к росту дебита нефти в среднем лишь на 0.04 т/с. Это свидетельствует о значительном влиянии обводненности продукции на добычные показатели СШН [9].

С целью оценки влияния обводненности S также была построена зависимость средних значений ее по группам скважин в рассматриваемом диапазоне значений СО. На рис. 2, б показана зависимость обводненности от СО насосов. Как видно из графика, даже при довольно малых интервалах СО средняя обводненность достигает 80 %, а с ростом СО ее значения достигают 98 %, что также подтверждает высокую текущую обводненность. Математическая модель этой зависимости с высокой точностью описывается уравнением

$$S = -0.0487 v_{от}^2 + 2.3537 v_{от} + 69.198.$$

С использованием этого уравнения, рассчитан средний темп роста обводненности с увеличением СО, который составляет почти 1 % на каждые 1 м/мин значения СО насоса.

Одним из основных технико-технологических показателей эксплуатации СШН, характеризующим эффективность отработки, является КП насоса. Определяемый правильным выбором оборудования и режима отработки, этот показатель в некоторой степени можно считать критерием оптимальности работы СШН. Анализ технологического режима эксплуатации показал, что текущие значения КП насосов меняются в широком диапазоне – от 0.08 до 0.94 со средним значением 0.6. Одним из важных факторов, влияющих на величину и такой разброс КП, является высокая обводненность. С учетом этого были рассмотрены значения КП нефти κ_n и воды κ_w в отдельности. Также как и для зависимостей дебитов от СО, были построены зависимости средних значений КП жидкости κ_n нефти и воды по группам скважин для диапазона значений СО. Графики фактических распределений рассматриваемых показателей по СО показаны на рис. 2, в. Как видно, значения КП жидкости и воды на всем диапазоне СО однозначно растут, тогда как КП нефти уменьшается. Это означает, что с увеличением

СО жидкости, т.е. отбора, несмотря на рост общего КП, происходит заметно опережающий рост КП воды и уменьшение КП нефти. Математические модели этих зависимостей с высокой точностью описываются уравнениями:

$$\begin{aligned} \text{для КП жидкости} \quad \kappa_n &= 0.0123 v_{от} + 0.4366 \\ \text{для КП нефти} \quad \kappa_n &= 0.0002 v_{от}^2 - 0.0108 v_{от} + 0.1425 \\ \text{для КП воды} \quad \kappa_w &= -0.0002 v_{от}^2 + 0.0215 v_{от} + 0.3161. \end{aligned}$$

С использованием этих формул, определенные средние темпы изменения величин КП с ростом СО:

$$\begin{aligned} \text{для жидкости} - \Delta \kappa_n &= 0.012 \\ \text{для воды} - \Delta \kappa_w &= 0.014 \\ \text{для нефти} - \Delta \kappa_n &= -0.004. \end{aligned}$$

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

Таким образом, как показали результаты оценочных исследований, увеличение СО 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.

Наряду с добычными показателями частота проводимых ремонтов и соответствующие им значения МРП, также являются важными показателями эксплуатации и эффективности использования фонда добывающих скважин. Будучи комплексным технико-экономическим показателем, МРП определяется ЧР, а также влиянием ряда природных и техногенных (регулируемых) факторов, которые в свою очередь определяют условия эксплуатации. И как было сказано выше, одним из таких регулируемых факторов является СО насосов, величина которой как показывают промысловые наблюдения, может влиять на ЧР. В связи с этим, на основе фактических промысловых данных, проанализированы распределения ЧР и соответствующие МРП по фактическому диапазону значений СО. На рис. 2, г показаны зависимости средних значений ЧР и МРП по группам скважин, соответствующие рассматриваемым

интервалам СО. Как видно, с ростом СО происходит увеличение ЧР и как следствие, уменьшение МРП. Средний темп роста ЧР при этом составляет примерно 5–6 на 10 м/мин роста СО, а средний темп уменьшения МРП – примерно 3 суток на 1 м/мин роста СО. С точностью 100 %-й точноностью получены математические модели изменения ЧР (ч) и МРП (Т) от СО:

$$\begin{aligned} \chi &= 0.0049 v_{от}^3 - 0.1871 v_{от}^2 + 2.5998 v_{от} + 0.9767 \\ T &= 0.0794 v_{от}^2 - 5.039 v_{от} + 94.785. \end{aligned}$$

С целью наглядного представления влияния величины СО на добычные возможности СШН, по всем скважинам были проанализированы так называемые удельные дебиты, рассчитанные как $q_n/v_{от}$ и $q_w/v_{от}$. Для этого по всему диапазону значений СО были построены функциональные зависимости удельных дебитов q от СО, графические изображения которых даны на рис. 2, д. Как видно из графиков, с ростом СО значения удельных дебитов воды растут от 0.7 до 2.6, тогда как удельный дебит нефти падает на всем диапазоне значений СО. Это означает, что с ростом СО на каждые 1 м/мин добыча нефти снижается, а добыча воды наоборот растет, т.е. снижается эффективность увеличения СО. Математические модели этих зависимостей представлены уравнениями:

$$\begin{aligned} q_n &= 0.0002 v_{от}^2 - 0.0117 v_{от} + 0.2025 \\ q_w &= 0.0001 v_{от}^2 - 0.0058 v_{от} + 0.1425 v_{от} + 0.29. \end{aligned}$$

Используя эти уравнения для данных условий эксплуатации, с высокой точностью можно оценить изменение удельного дебита на всем диапазоне значений СО.

Таким образом, проведенные исследования показывают резкое снижение добычных и других показателей эксплуатации СШН при высоких значениях СО.

Анализ разработки и эксплуатации месторождения, проведенный на основе имеющейся промысловой информации, свидетельствует о значительном влиянии фактора обводненности на добычные возможности скважин. В связи с этим, на основе анализа совместного влияния СО на дебиты нефти, воды, жидкости и обводненности, была построена зависимость удельного дебита от обводненности, графическое изображение которой дано на рис. 3. Каждая точка на графике и ее координаты соответствуют значениям удельного дебита

и обводненности по всем рассматриваемым скважинам. Как видно из рисунка, все точки располагаются вдоль прямой, по которой происходит уменьшение удельного дебита с увеличением обводненности продукции. С достаточной для промысловой практики точностью эта зависимость может быть описана уравнением прямой:

$$q_i = -0.0044 S + 0.4952.$$

По этой формуле средний темп падения величины q_n приблизительно можно считать равным 0.0044 на 1 % роста обводненности. Это означает, что рост обводненности препятствует закономерному повышению дебита нефти с увеличением величины СО.

Как видно из вышесказанного, параметр СО, определяющий наряду с диаметром СШН величину режима отработки, оказывает существенное влияние на основные добычные показатели работы скважины.

Для наглядности результаты исследований оценочных расчетов сведены в таблицу, где показаны все анализируемые показатели и их качественные и количественные изменения в рассматриваемом диапазоне значений СО.

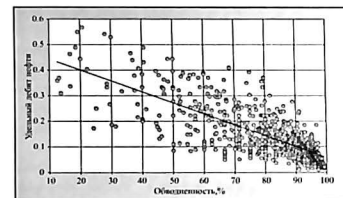


Рис. 3. Зависимость удельных дебитов от обводненности

Как видно из таблицы, добычные показатели по нефти во много раз отстают от показателей по воде, а КП нефти даже уменьшается с ростом СО. То же самое можно утверждать и для показателей ЧР и МРП скважин, где с повышением СО ЧР растет, а МРП уменьшается.

Анализируя влияние СО насосов на показатели эксплуатации, важно отметить, что рост величины СО сопровождается также увеличением энергетических и других материальных затрат. Однако, как показывают результаты исследования, для рассматриваемых условий

| Расчетные показатели | Оценка изменений расчетных показателей |
|-------------------------------|--|
| Дебит нефти, т/с | Увеличение в 3.1 раза |
| Дебит воды, м ³ /с | Увеличение в 3.3 раза |
| Обводненность, % | Увеличение в 1.3 раза |
| Темп дебита нефти | Увеличение 0.04 т/с на 1 м/мин СО |
| Темп дебита воды | Увеличение 2.7 м ³ /с на 1 м/мин СО |
| Темп обводненности | Увеличение 1 % на 1 м/мин СО |
| КП по нефти | Уменьшение в 5.5 раза |
| КП по воде | Увеличение в 2 раза |
| Темп КП нефти | Уменьшение 0.004 на 1 м/мин |
| Темп КП воды | Увеличение 0.015 на 1 м/мин |
| Удельный дебит нефти | Уменьшение в 3.4 раза |
| Удельный дебит воды | Увеличение в 3.5 раза |
| МРП | Уменьшение в 7 раз |
| ЧР | Увеличение в 4 раза |
| Темп МРП | Уменьшение на 20–30 суток на 10 м/мин СО |
| Темп ЧР | Увеличение до 7 ремонтов на 10 м/мин СО |

эксплуатации в силу определенных причин, повышение СО является непродуктивным с точки зрения энерго- и ресурсосбережения.

Как отмечалось выше, одним из основных факторов, влияющих на добычу и в целом на эффективность эксплуатации на поздней стадии разработки является высокая обводненность. В таких условиях рост обводнения скважин практически сводит на нет все результаты проводимых мероприятий по увеличению производительности и других основных показателей эксплуатации. В связи с этим ограничение обводнения скважин является весьма актуальной проблемой, как для рассматриваемого месторождения, так и для всех длительно разрабатываемых месторождений.

Являясь по существу основным параметром величины режима откачки, число качаний, длина хода плунжера, а также их сочетание, т.е. СО должны быть выбраны обоснованно, как на основе общей механики работы СШН, а также с учетом состояния оборудования и режимом совместной работы пласта и конкретных скважин.

На основе вышесказанного, с целью эффективного использования потенциальных возможностей СШН при эксплуатации рассматриваемого месторождения, рекомендуется принять следующих мер:

- ограничение величины СО по всему фонду скважин;
- при увеличении отбора увеличивать диаметр СШН, а не величину СО;

– проведение по мере возможностей профилактических ремонтов насосного оборудования;

– проведение различных возможных мероприятий по повышению производительности СШН и пласта;

– регулярное осуществление мероприятий по ограничению обводненности пластов и скважин.

Таким образом, результаты исследований, проведенных на основе имеющейся промышленной информации дают возможность качественной и количественной оценки влияния СО на показатели эксплуатации, а также принятию обоснованных технико-технологических решений по повышению продуктивной эффективности СШН на рассматриваемом месторождении, даже без проведения дополнительных промышленных мероприятий.

Данный подход наряду с промышленными исследованиями, регулярное проведение которых зачастую ограничено может быть дополнительным инструментом, используемым в условиях недостаточности информации и в соответствии с общей стратегией эксплуатации данного месторождения.

В заключение следует отметить, что все вышесказанное исследование были проведены только для рассматриваемых условий эксплуатации и результаты получены для фактических данных диапазонов значений рассматриваемых показателей и параметров. Вместе с тем наглядность, простота, а также достоверность

полученных результатов и хорошая применимость к промышленным данным, предполагают

успешное использование данного подхода при решении аналогичных задач.

Список литературы

1. Валовой В.М., Валовый К.М., Басов Г.Ю. и др. Эксплуатация скважин установками штанговых насосов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. – М.: Нефтяное хозяйство, 2016, 592 с.
2. А.Н. Адонин. Процессы глубиннонасосной нефтедобычи. – М.: Недра, 1964, 264 с.
3. И.З. Ахмедов. Об оптимизации работы скважин, оборудованных СШН. Тем. сб. науч. ст. "Реопфизические проблемы нефтегазопромисловой механики", Баку, 1988, с. 39-42.
4. И.З. Ахмедов. Определение оптимальных параметров СШН // Тезисы Докладов IX Республиканской научной конференции аспирантов ВУЗов Азербайджана, Баку, 1988, с. 183.
5. И.З. Ахмедов, С.Э. Тагиева, Т.А. Ахмедова. Исследование возможностей увеличения межремонтного периода скважин на основе математических экспериментов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса, 2010, № 1, с. 33-36.
6. И.З. Ахмедов, Р.А. Курбанов. Оптимизация работы пробкообразующих скважин // Азербайджанское нефтяное хозяйство, 1989, № 12, с. 40-43.
7. www/soc.az
8. А.Х. Мирзаджанзаде, А.Х. Шахвердиев. Динамические процессы в нефтегазодобыче. – М.: Наука, 1007, 254 с.
9. И.З. Ахмедов, С.Э. Тагиева. Рациональное регулирование отбора жидкости при эксплуатации высокообводненных скважин // Азербайджанское нефтяное хозяйство, 2016, № 2, с. 25-29.

References

1. Valoviy V.M., Valoviy K.M., Basov G.Yu i dr. Eksploatatsiya skvazhin ustanovkami shtangovykh насосов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. – М.: Neftnyanoe khozaystvo, 2016, 592 s.
2. Adonin A.N. Protsessy glubinnonasosnoy neftedobychi. – M.: Nedra, 1964, 264 s.
3. Akhmedov I.Z. Ob optimizatsii raboty skvazhin, oborudovannykh SShN. Tem. sb. nauch. st. "Reopfizicheskie problemy neftegazopromyslovoy mekhaniki", Baku, 1988, s. 39-42.
4. Akhmedov I.Z. Opredelenie optimal'nykh parametrov SShN // Tezisy dokladov IX Respublikanskoy nauchnoy konferentsii aspirantov VUZov Azerbaydzhana, Baku, 1988, 183 s.
5. Akhmedov I.Z., Tagiyeva S.E., Akhmedova T.A. Issledovanie vozmozhnosti uvelicheniya mezhremontnogo perioda skvazhin na osnove matematicheskikh eksperimentov // Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa, 2010, No 1, s. 33-36.
6. Akhmedov I.Z., Kurbanov R.A. Optimizatsiya raboty probkoobrazuyushchikh skvazhin // Azerbaydzhanskoe neftyanoe khozaystvo, 1989, No 12, s. 40-43.
7. www/soc.az
8. Mirzadzhanzade A.Kh., Shahverdiyev A.Kh. Dinamicheskie protsessy v neftegazodobyche. – M.: Nauka, 1007, 254 s.
9. Akhmedov I.Z., Tagiyeva S.E. Ratsional'noe regulirovaniye otbora zhidkosti pri ekspluatatsii vysokobvodnyonnykh skvazhin // Azerbaydzhanskoe neftyanoe khozaystvo, 2016, No 2, s. 25-29.