



# SOCAR Proceedings

Offshore Oil and Gas Structures

journal home page: <http://proceedings.socar.az>



## ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ШТАНГОВЫХ ГЛУБИННЫХ НАСОСОВ НА МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ В УСЛОВИЯХ ИНТЕНСИВНОГО ПЕСКО-ВОДОПРОЯВЛЕНИЯ

К.К.Мехдиев

SOCAR, Баку, Азербайджан

### Evaluation of the Efficiency of Operation of Barbed Depth Pumps on Marine Deposits in the Conditions of Intensive Sand and Water Management

K.K.Mehdiyev

SOCAR, Baku, Azerbaijan

#### Abstract

The results of field observations and analysis of field information indicate the effects of the theoretical pump performance on production performance. With an increase in theoretical productivity, the flow rate of the liquid will increase, as well as the amount of mechanical impurities. To solve this problem, a regular system analysis is needed, on the basis of which it will be possible to evaluate the productive efficiency of the pump and obtain reliable forecasts of the considered indicators. All studies and calculations were carried out on the basis of the actual ranges of changes in the values of the production data of the Absheronneft management. The simplicity and the absence of the need for additional field activities, makes it possible to apply the above approach to solving the problems of efficient use of the well stock operated by deep-well sucker-rod pumps in long-developed fields.

#### Keywords:

Productivity;  
Well;  
Sand;  
Water cut;  
Pump;  
Repair;  
Tilt angle

© 2019 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Рассматривая концепцию научно-технической политики в энергетике Азербайджана, можно заключить, что основополагающее значение, имеет развитие нефтяной промышленности. Это требует ускоренного развития нефтяной промышленности, в которой не мало важную роль играет стабилизация добычи нефти на старых месторождениях.

Результаты промысловых наблюдений и анализ промысловой информации, указывает влияния теоретической производительности (ТП) насоса на добычные показатели эксплуатации штанговыми глубинными насосами (ШГН), а также на частоту текущих подземных ремонтов скважин (ПРС) и МРП скважин.

С ростом ТП будет увеличиваться дебит жидкости, а также количество механических примесей. В условиях растущей обводнённости это приводит к его интенсивному росту отрицательных последствий. Для решения этой задачи необходим регулярный системный анализ, на основе которого можно будет оценить производитель-

ную эффективность ШГН и получить надёжные прогнозы рассматриваемых показателей.

В связи с вышеотмеченным, исследовано и оценено качественное и количественное влияние изменения величины ТП насосов на основные добычные показатели ШГН, обводнённость, а также на МРП и частоту ПРС по НГДУ «Абшероннефть», разрабатывающей старые месторождения.

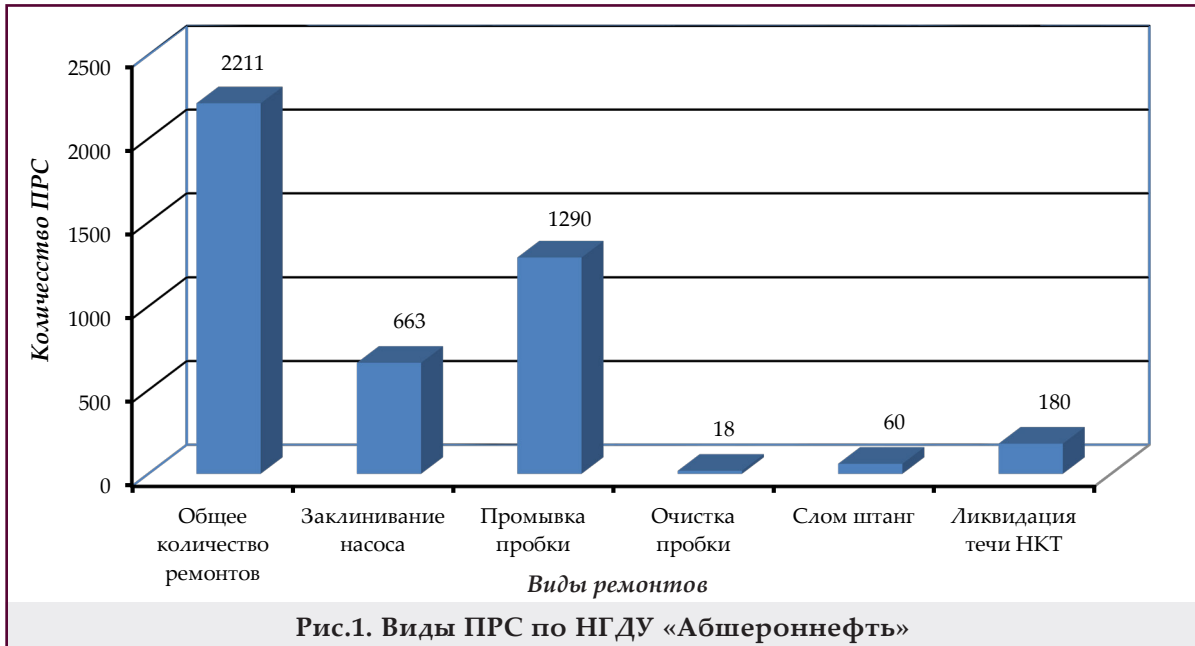
В настоящее время месторождения, находящиеся на балансе НГДУ «Абшероннефть», эксплуатируются, в основном, ШГН, работа которых производится в достаточно сложных технологических и гидродинамических условиях. Эти возможные факторы оказывают большое влияние на производительность ШГН и в целом на эффективность глубинно-насосной установки [1-3].

На НГДУ «Абшероннефть» 85% фонда составляют скважины эксплуатирующиеся ШГН. Были собраны данные ПРС по НГДУ и на основе собранной информации построен график (рис. 1)

Как видно из рисунка 1, ликвидация течи, заклинивание и смена насоса, слом и разворот штанг, промывка и чистка песчаных пробок являются периодически проводимыми ремон-

E-mail: Kamil.Mehdiyev@socar.az

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20190400411>



тами. Интенсивность фактора песка оказывает существенное влияние на разновидность этих ремонтов.

Анализ фактических промысловых данных показывает достаточный широкий диапазон изменения рассматриваемых показателей, поэтому, с целью большей наглядности были построены статистические распределения этих показателей по всем скважинам.

Как видно из распределения скважин по значениям ТП (рис.2), оно представляется гиперболической функцией, где 42% скважин работают в малом диапазоне ТП до 5 м<sup>3</sup>/сут, а остальная часть скважин в диапазоне ТП от 6 до 25 м<sup>3</sup>/сут. Математическая модель этой функции с высокой точностью описывается нижеследующим степенным уравнением:

$$n = 281.69Q_T - 0.103Q_T^2$$

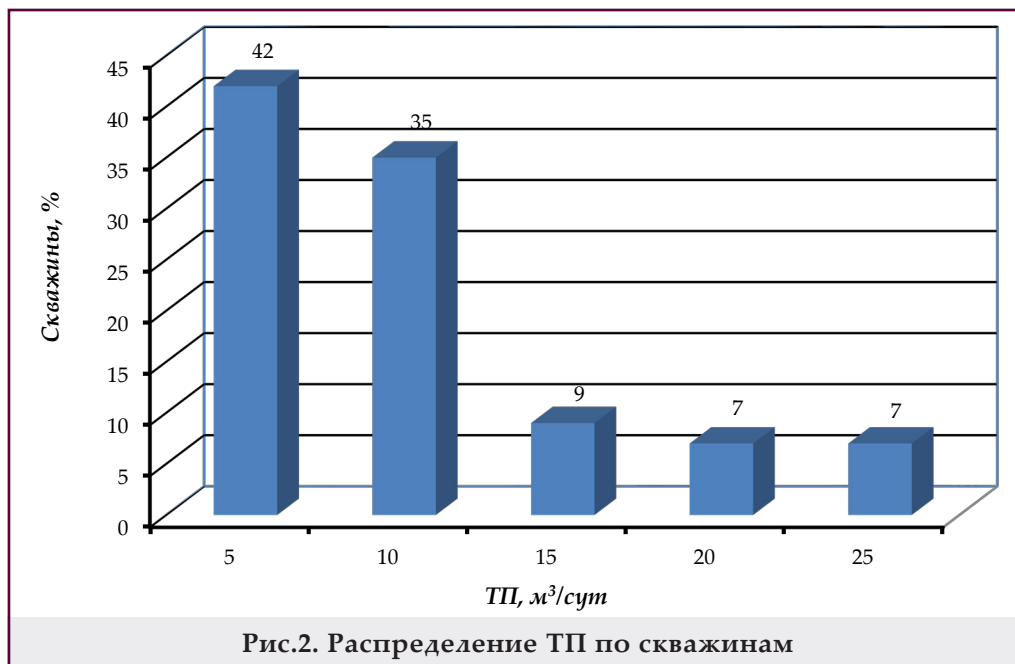
где:  $n$  – количество скважин;

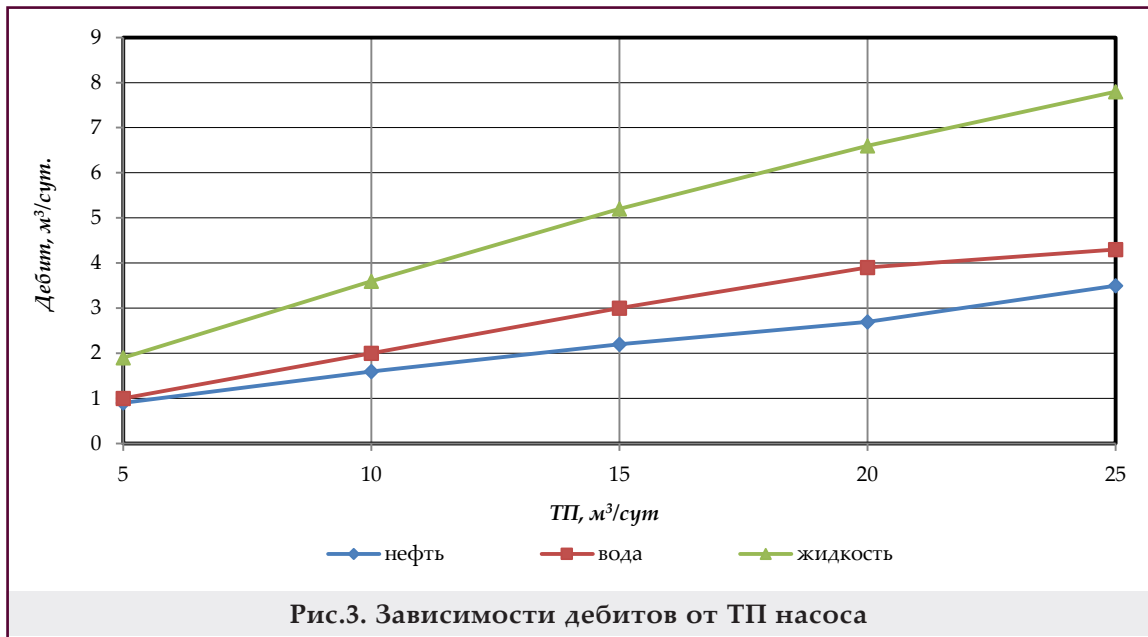
$Q_T$  – значение ТП насоса.

Далее, с учетом фактически полученного 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 (до 500 скважин) и возможное влияние различных факторов, с целью уменьшения погрешностей были построены графики зависимости средних значений дебитов нефти ( $Q_H$ ), воды ( $Q_B$ ) и жидкости ( $Q_J$ ) от ТП по группам скважин со значениями ТП в диапазоне 1-25 м<sup>3</sup>/сут.

Графики фактических зависимостей дебитов от ТП показаны на рисунке 3.

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:

нефти	$Q_H = 0.126Q_T + 0.29;$
воды	$Q_B = 0.17Q_T + 0.29;$
жидкости	$Q_J = 0.296Q_T + 0.58.$

Используя эти уравнения, были рассчитаны средние темпы роста величин дебитов в диапазоне изменения ТП. Так, темпы роста дебитов жидкости и воды равны, соответственно,  $\Delta Q_J = 5 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ,  $\Delta Q_B = 2.8 \text{ м}^3/\text{м}^3$ . При этом темп роста дебита нефти  $\Delta Q_H = 2.2 \text{ м}^3/\text{сут}$ , что во много раз меньше темпов жидкости и воды, т.е. рост ТП насосов на  $5 \text{ м}^3/\text{сут}$  может привести к росту дебита нефти в среднем на  $2.2 \text{ т}/\text{сут}$ . Это свидетельствует об огромном влиянии обводнённости продукции на добычные показатели ШГН.

С целью оценки влияния обводнённости также была построена зависимость средних значений ее (s) по группам скважин в рассматриваемом диапазоне значений ТП. На рисунке 4 показана зависимость обводнённости от ТП насосов.

Как видно из графика, даже при минимальном интервале ТП средняя обводнённость достигает 11%, а с ростом ТП ее значения достигают 53%, что также подтверждает высокую текущую обводнённость продукции. Математическая модель

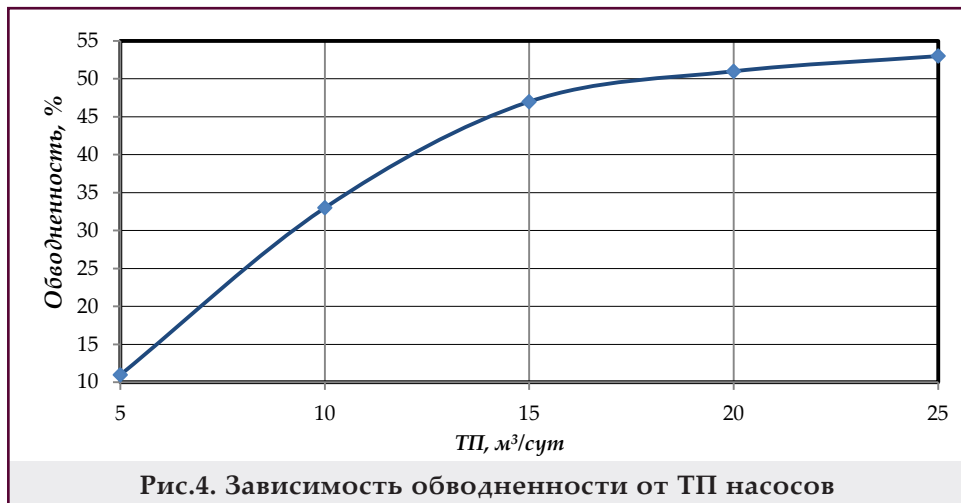
этой зависимости с почти 100%-ной точностью описывается нижеследующим уравнением:

$$s = 0.0044Q_T^3 - 0.3239Q_T^2 + 8.685Q_T - 25$$

Используя это уравнение, рассчитан средний темп роста обводнённости с увеличением ТП, который составляет 17% на каждые  $5 \text{ м}^3$  значения ТП насоса.

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

Одним из важных факторов, влияющих на величину и разброс КП, является высокий темп обводнённости. Поэтому, с учётом этого, были рассмотрены значения КП нефти ( $\eta_n$ ) и воды ( $\eta_b$ ) в отдельности. Также, как и для зависимостей дебитов от ТП, были построены зависимости средних значений КП жидкости ( $\eta_j$ ), нефти и воды по группам скважин по диапазону значе-



ний ТП. Графики фактических распределений рассматриваемых показателей по ТП показаны на рисунке 5. Как видно, значения  $\eta_{ж}$  и  $\eta_{в}$  на всём диапазоне ТП однозначно растут, тогда как  $\eta_{н}$  уменьшаются. Это означает, что с увеличением ТП насосов, т.е. отбора жидкости, несмотря на рост общего КП, происходит опережающий рост  $\eta_{в}$  и уменьшение  $\eta_{н}$ . Математические модели этих зависимостей с высокой точностью описываются нижеследующими уравнениями:

для жидкости:  $\eta_{ж} = 0.0003Q_T^2 + 0.02Q_T + 0.3$

для воды:  $\eta_{в} = 0.0004Q_T^2 + 0.02Q_T + 0.3$

для нефти:  $\eta_{н} = 0.0002Q_T^2 + 0.0095Q_T + 0.275$ .

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

для жидкости:  $\Delta\eta_{ж}/\Delta Q_{ж} = 0.092$  на  $5 \text{ м}^3/\text{сут}$

для воды:  $\Delta\eta_{в}/\Delta Q_{в} = 0.092$  на  $5 \text{ м}^3/\text{сут}$

для нефти:  $\Delta\eta_{н}/\Delta Q_{н} = 0.092$  на  $5 \text{ м}^3/\text{сут}$

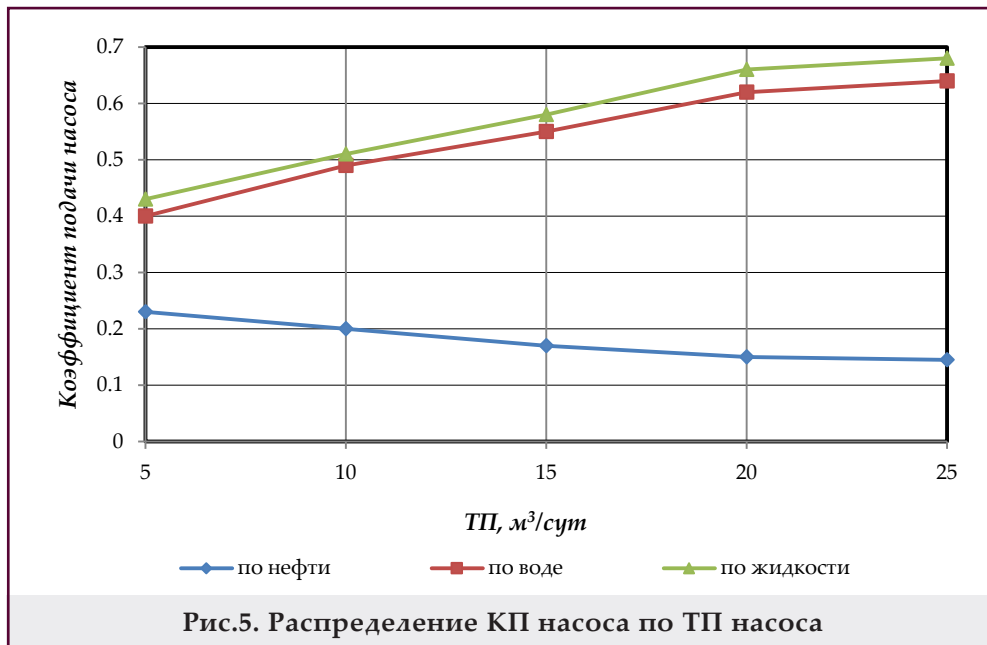
Как видно, для данных условий эксплуатации рост ТП приводит к одновременному росту ТП

жидкости и воды и, наоборот, к уменьшению ТП нефти.

Таким образом, как показали результаты оценочных исследований производительной эффективности ШГН, 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.

Были также исследованы влияния угла наклона ствола скважины на объём добываемой продукции, коэффициент подачи насоса и ТП [4]. С этой целью проведён анализ ряда скважин с углом наклона ствола более  $15^\circ$ . Некоторые технико-эксплуатационные показатели скважин приведены в нижеследующей таблице 1.

На основе таблицы были построены графики зависимости объёма продукции и коэффициен-



та подачи насоса от угла наклона ствола скважины (рис.6 и 7).

Как видно из графика, с увеличением угла наклона ствола скважины объём добываемой продукции уменьшается. Математическая модель этой зависимости с почти 100%-ной точностью описывается нижеследующим уравнением:

$$Q_n = 53.9\theta^{-1.5}$$

$$Q_x = 69.82\theta^{-1.4}$$

где  $\theta$  - угол наклона ствола скважины;

$Q$  - объём продукции.

Как видно из графика, с увеличением угла наклона ствола скважины коэффициент подачи насоса так же уменьшается. Математическая модель этой зависимости описывается нижеследующим уравнением:

$$\eta = -0.2\theta^2 + 0.03\theta + 0.89$$

где  $\eta$  - коэффициент подачи насоса;

$Q$  - объём продукции.

Наряду с добычными показателями частота проводимых ПРС и соответствующие им значения МРП, также являются важными технико-экономическими показателями эксплуатации и

Таблица 1

## Значения расчетных нагрузок СПУ

№ скв.	Горизонт	Забой, м	Фильтр, м	Параметры насоса						Добыча		Угол наклона ствола
				Глубина подвески, м	Диаметр насоса, мм	Число качаний	Длина хода, мм	Теоретическая производительность	Коэффициент подачи	Нефть, т/сут	Вода, м <sup>3</sup> /сут	
76	QD <sub>a</sub>	765	753-682	240	32	6	750	5.2	0.35	1.9	-	20.3
114	QD <sub>i</sub>	809	804-509	457	32	8	900	8.3	0.66	3.9	1.6	20
119	QA	943	890-816	416	43	6.5	600	8.5	1.32	9.6	1.7	20
136	QD <sub>a</sub>	752	752-648	392	32	7.5	450	3.9	1	3.4	0.5	20
141	QD <sub>i</sub>	987	983-877	605	43	7.5	450	12.6	0.77	7.8	3.4	15.45
164	QD <sub>i</sub>	1390	1370-1362	502	32	8	600	5.6	0.78	3.7	0.7	33
182	QD <sub>i</sub>	492	492-482	198	32	6.5	600	4.5	0.75	0.8	3	30.3
304	QD <sub>i</sub>	603	603-542	318	32	7.5	600	5.2	0.87	2.7	1.8	17.3
332	QD <sub>i</sub>	615	580-541	317	32	8	1200	11	0.29	2	1.3	23.15
365	QD <sub>i</sub>	619	619-502	404	32	6	750	5.2	0.86	3.6	0.9	17.45
370	QD <sub>i</sub>	992	924-840	709	32	6.5	750	5.6	0.78	2.2	2.2	16
430	QD <sub>i</sub>	1030	1021-979	395	32	6	750	5.2	0.93	2.2	2.2	32.45
440	QD <sub>a</sub>	1043	1037-1027	382	32	6	750	5.2	0.96	5	-	17.30
456	QD <sub>i</sub>	822	820-768	502	32	6	600	4.2	1.38	4.6	1.2	32.3
505	QD <sub>i</sub>	1350	1350-1290	452	32	7.5	600	5.2	0.73	4.7	0.8	16.30
509	QD <sub>i</sub>	1507	1462-1330	744	32	9.5	600	6.6	0.54	5.4	0.6	32
532	QD <sub>a</sub>	1517	1454-1358	602	32	7.5	750	6.5	0.76	4.7	0.5	27
533	QD <sub>i</sub>	1015	1014-968	491	32	7.5	900	7.8	0.32	1.5	0.2	36
534	QD <sub>i</sub>	1140	1065-1028	443	32	6.5	750	5.6	0.82	4.1	0.5	39.45
580	QD <sub>i</sub>	1020	1020-950	335	32	6.5	600	4.5	0.75	1.4	2	19
581	QD <sub>i</sub>	835	740-715	418	32	7	900	7.3	0.9	2.6	4	29.45
582	QD <sub>i</sub>	860	857-723	393	32	7	600	4.9	0.78	2	3	25.3
605	QD <sub>i</sub>	1045	991-957	601	29	7.5	600	4.3	0.86	3.3	0.4	29.3
613	QD <sub>a</sub>	1410	1402-1395	485	32	6.5	600	4.5	0.62	1.7	1.1	16.15
614	QD <sub>i</sub>	1314	1291-1280	750	32	6.5	750	5.6	0.64	3.2	0.4	19.30
616	QD <sub>i</sub>	1405	1381-1304	885	32	6.5	750	5.6	0.71	3.6	0.4	25.45
618	QD <sub>i</sub>	1404	1397-1300	710	32	7	600	4.9	0.66	2.5	0.3	16.15
623	QD <sub>i</sub>	790	770-751	595	32	6	750	5.2	0.28	1.3	0.2	17
624	QD <sub>a</sub>	962	962-951	403	32	7	900	7.3	0.35	2.3	0.3	17.15
645	QD <sub>a</sub>	955	955-924.5	454	32	7	900	7.3	0.82	5.7	-	23



эффективности использования фонда добывающих скважин. Будучи комплексным технико-экономическим показателем, МРП определяется частотой промывок песчаных пробок, а также влиянием ряда природных и техногенных (регулируемых) факторов, которые в свою очередь, определяют условия эксплуатации. В целях качественной и количественной картины влияния промывки на основные показатели работы скважины собраны промысловые данные по 550 скважинам НГДУ «Абшероннефть», где проводилось более 1200 промывок. Без учёта специфики изучаемых объектов, для всей выборочной совокупности с объёмом 550 скважин, строятся вариационные ряды и выводится закономерность распределения случайных величин, определение средних и т.д. В таблице 2 дан дискретный вариационный ряд, составленный по признаку, объединяющему количество скважино-промывок.

Для выявления вида распределения случайной величины построена диаграмма распределения (рис.8). Такие распределения выравниваются по закону Шарлье, а теоретические частоты находят по [5, 6]:

$$m_i^0 = \frac{\sum m_i h}{\sigma} Z_{ii} \left[ 1 + \frac{k}{6}(t_i^3 - 3t_i) + \frac{E}{24}(t_i^4 - 6t_i^2 + 3) \right]$$

где  $m_i$  - количество скважин;

$\sigma = \sqrt{\frac{\sum m_i (n_i - n_{cp})^2}{\sum m_i}}$  – среднеквадратичное отклонение, характеризующее степень рассеивания случайной величины;  
 $n$  - варианта ( $n = 1$ );  
 $n_i$  – количество скважино-промывок;

$$t_i = \frac{n_i - n_{cp}}{\sigma};$$

$n_{cp} = \frac{\sum m_i n_i}{\sum m_i}$  – средневзвешенное данного вариационного ряда;  
 $Z_{ii}$  – табличная величина, зависящая от

$$K = \frac{\sum m_i (n_i - n_{cp})^3}{\sigma^3 \sum m_i} - \text{коэффициент асимметрии};$$

$$E = \frac{\sum m_i (n_i - n_{cp})^4}{\sigma^4 \sum m_i} - 3 - \text{крутость распределения.}$$

Как было указано выше, одним из таких регулируемых факторов является ТП ШГН, частота промывок и угол наклона ствола скважин величина которой, как показывают промысловые наблюдения, может влиять на частоту ремонтов.

Следует отметить, что все исследования и расчёты были проведены на основе факти-

Значения расчетных нагрузок СПУ													Таблица 1
Количество промывок	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Количество скважин	74	84	100	124	54	34	24	20	16	8	6	4	2
Количество теоретических скважин	63	79	108	115	67	34	22	21	19	9	7	4	2



ческих диапазонов изменения значений промысловых данных рассматриваемого НГДУ «Абшероннефть» и, поэтому, полученные результаты также применимы к условиям технологического режима эксплуатации данного управления. Простота и отсутствие необходи-

мости проведения дополнительных промысловых мероприятий, обуславливает возможность применения вышеописанного подхода для решения задач эффективного использования фонда скважин, эксплуатируемых ШГН на длительно разрабатываемых месторождениях.

#### Литература

1. Сулейманов, Б.А. (2011). Промывка песчаной пробки газированными жидкостями. *SOCAR Proceedings*, 1, 30-36. <http://dx.doi.org/10.5510/OGP20110100053>
2. Газаров, А.Г., Эпштейн, А.Р., Пчелинцев, Ю.В. (2002). Особенности эксплуатации установок СШН в скважинах с осложненными геолого-техническими условиями. *Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности*, 11, 5-7.
3. Власов, В.В. (2003). Влияние песка на производительность штангового насоса и образование песчаных пробок в скважинах при откачке многокомпонентной жидкости. Тезисы докладов 54-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. Уфа: УГНТУ, 207.
4. Мирзаджанзаде, А.Х., Алиев, Н.А., Юсифзаде, Х.Б. и др. (1997). Фрагменты разработки морских нефтегазовых месторождений /под ред. акад. А.Х. Мирзаджанзаде. Баку: Elm.
5. Карасев, А.И. (1962). Основы математической статистики. Москва: Росвузиздат.
6. Романовский, В.И. (1947). Применение статистики в опытном деле. Москва - Ленинград: Гостехиздат.

#### References

1. Suleimanov, B.A. (2011). Sand plug washing with gassy fluids. *SOCAR Proceedings*, 1, 30-36. <http://dx.doi.org/10.5510/OGP20110100053>
2. Gazarov, A.G., Epshtejn, A.R., Pchelincev, YU.V. (2002). Osobennosti ekspluatatsii ustanovok SSHN v skvazhinah s oslozhnennymi geologo-tekhnicheskimi usloviyami. *Avtomatizaciya, telemekhanizaciya i svyaz' v neftyanoj promyshlennosti*, 11, 5-7.
3. Vlasov, V.V. (2003). Vliyanie peska na proizvoditel'nost' shtangovogo nasosa i obrazovanie peschanyh probok v skvazhinah pri otkachke mnogokomponentnoj zhidkosti. Tезisy dokladov 54-j nauchno-tekhnicheskoy konferencii studentov, aspirantov i molodyh uchenyh. Ufa: UGNTU, 207.
4. Mirzajanzadeh, A. K., Aliev, N. A., Yusifzade, Kh. B., et al. (1997). Fragments on offshore oil and gas fields development. Baku: Elm.
5. Karasev, A.I. (1962). Bases of mathematical statistics. Moscow: Rosvuzizdat.
6. Romanovsky, V. I. (1947). The use of statistics in the experimental case. Moscow-Leningrad: Gostekhizdat.

## **Оценка эффективности эксплуатации штанговых глубинных насосов на морских месторождениях в условиях интенсивного песко-водопроявления**

**К.К.Мехдиев**  
SOCAR, Баку, Азербайджан

### **Реферат**

Результаты промысловых наблюдений и анализ промысловой информации, указывает на влияние теоретической производительности насоса на добычные показатели эксплуатации. С ростом теоретической производительности будет увеличиваться дебит жидкости, а также количество механических примесей. Для решения этой задачи необходим регулярный системный анализ, на основе которого можно будет оценить производительную эффективность насоса и получить надёжные прогнозы рассматриваемых показателей. Все исследования и расчёты были проведены на основе фактических диапазонов изменения значений промысловых данных НГДУ «Абшероннефть». Простота и отсутствие необходимости проведения дополнительных промысловых мероприятий, обуславливает возможность применения вышеописанного подхода для решения задач эффективного использования фонда скважин, эксплуатируемых глубинные штанговые насосы на длительно разрабатываемых месторождениях.

**Ключевые слова:** производительность; скважина; песок; обводненность; насос; ремонт; угол наклона.

## **Dəniz yataqlarında intensiv qum və su təzahürü şəraitində dərinlik ştanqlı nasoslارın səmərəliliyinin qiymətləndirilməsi**

**К.К.Мехдийев**  
SOCAR, Bakı, Azərbaycan;

### **Xülasə**

Mədən müşahidələrinin nəticələri və mədən məlumatlarının təhlili nasosun nəzəri istehsal göstəricilərinə təsir göstərir. Nəzəri məhsuldarlığın artması ilə mayenin axın sürəti, həmçinin qatı maddələrin miqdarı artacaqdır. Bu problemi həll etmək üçün müntəzəm bir sistem təhlili lazımdır, bunun əsasında nasosun məhsuldarlığını qiymətləndirmək və düşünülmüş göstəricilərin etibarlı proqnozlarını əldə etmək mümkün olacaqdır. Bütün tədqiqatlar və hesablamalar «Abşeronneft» NQÇİ-nin mədən məlumatları dəyərlərindəki dəyişikliklərin faktiki diapazonu əsasında aparılmışdır. Sadəlik və əlavə mədən məlumatlarına ehtiyacın olmaması, yuxarıda göstərilən yanaşmanı uzun müddət işlənmədə olan yataqlarda quyu ştanq nasosları tərəfindən idarə olunan quyu ehtiyatından səmərəli istifadə problemlərinin həllinə tətbiq etməyə imkan verir.

**Açar sözlər:** məhsuldarlıq; quyu; qum; sulaşma; nasos; təmir; əyilmə bucağı.