

УДК 622.276.054.22

**АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН,  
ОБОРУДОВАННЫХ ШСНУ,  
В УСЛОВИЯХ ДАРЬИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**ANALYSIS OF PROBLEMS OF OPERATION OF LOW-PRODUCTION  
WELLS EQUIPPED WITH ROD WELL PUMPING UNIT  
UNDER THE CONDITIONS OF THE DAR'INSKOYE OIL FIELD**

**Шаблий Илья Игоревич**

аспирант,  
Кубанский государственный технологический университет  
ilyashabliy0209@gmail.com

**Shabliy Ilya Igorevich**

Graduate Student,  
Kuban State Technological University  
ilyashabliy0209@gmail.com

**Аннотация.** Задача повышения работоспособности и эффективности эксплуатации УШГН в малодебитных скважинах особо актуальна в условиях Дарьинского нефтяного месторождения как по экономическим, так и по техническим соображениям, т.к. наблюдается высокий темп роста малодебитных скважин. На работоспособность и длительность МРП малодебитных скважин оказывают влияние множество факторов, начиная от конструкции скважины и заканчивая непосредственно процессами, происходящими в самих скважинах. Особое значение играют свойства флюидов, т.к. нефть малодебитных скважин в основном высоковязкая, с содержанием большого количества парафинистых и асфальто-смолистых веществ, а также механических примесей. В совокупности все осложнения при эксплуатации добывающего фонда скважин являются причиной возникновения многочисленных аварий и резкого падения эффективности работы малодебитных скважин.

**Annotation.** The task of improving the performance and efficiency of operation of sucker rod pumping unit in low-rate wells is especially relevant in the conditions of the Dar'inskoye oil field, both for economic and technical reasons, because there is a high growth rate of marginal wells. The performance and duration of the overhaul period of marginal wells is influenced by many factors, ranging from the design of the well and ending directly with the processes occurring in the wells themselves. Of particular importance are the properties of the fluids, since oil from marginal wells is mainly high-viscosity, containing a large amount of paraffinic and asphalt-resinous substances, as well as mechanical impurities. Taken together, all the complications in the operation of the producing well stock are the cause of numerous accidents and a sharp drop in the efficiency of marginal wells.

**Ключевые слова:** анализ причин подземных ремонтов скважин; накопленная частота ремонтов малодебитных скважин по дебитам нефти; распределение ремонтов малодебитных скважин по дебитам нефти; накопленная частота ремонтов малодебитных скважин по дебитам жидкости; распределение ремонтов малодебитных скважин по дебитам жидкости; накопленная частота ремонтов малодебитных скважин по обводнённости; распределение ремонтов малодебитных скважин по обводнённости.

**Keywords:** analysis of the causes of underground well repairs; cumulative frequency of workovers of marginal wells by oil flow rates; distribution of workovers of marginal wells by oil flow rates; cumulative frequency of workovers of low-yield wells according to liquid flow rates; distribution of workovers of marginal wells by fluid flow rates; cumulative frequency of workovers of marginal wells by water cut; distribution of workovers of marginal wells by water cut.

**В** последние годы на месторождениях России доля малодебитных скважин неуклонно растёт, т.к. основная часть месторождений вступила в поздний этап разработки. В связи с этим в скважинах начали отключать высокопродуктивные высокообводнённые промытые пласты и начали разбуривать низкопродуктивные площади залежей, которые ещё не охвачены выработкой. Вследствие этого возрастает потребность увеличения эффективности работы и длительности межремонтного периода малодебитных скважин.

Дарьинское нефтяное месторождение, расположенное в Альметьевском районе Республики Татарстан, открыто в 1958 году и введено в промышленную разработку в 1975 году.

Дарьинское месторождение относится к сложным, насчитывая по разрезу 7 продуктивных горизонтов, которые в свою очередь подразделяются на пласты и пропластики. Продуктивными отложениями являются терригенные пласты-коллекторы девона (Н = 1680–1710 м), нижнего карбона (Н = 1112–1130 м) и карбонатные породы девона (Н = 1135 м) и среднего карбона (Н = 880–960 м).

На Дарьинском месторождении выявлено 95 залежей нефти, практически совпадающих в плане по продуктивным горизонтам и контролируемых небольшими купо-

ловидными поднятиями, в ряде случаев объединяющихся единой стратоизогипсой. Терригенные коллекторы, сложенные песчаниками и алевролитами, относятся к типу поровых, средне- и высокоёмких, низко- и высокопроницаемых. Карбонатные коллекторы, сложенные известняками различных структурных разностей, относятся к типу трещинно-поровых, низко- и среднеёмких, среднепроницаемых. Режим залежей упруговодонапорный. Воды представляют высокоминерализованные рассолы ( $M = 234,1 - 272,8$  г/л) хлоркальциевого типа по В.А. Сулину. Нефти девонских отложений относятся к типу сернистых, парафинистых, смолистых. Нефти каменноугольных и турнейских отложений близки по составу и относятся к типу тяжёлых, высокосернистых, парафинистых, высокосмолистых.

На Дарьинском месторождении выделено 6 эксплуатационных объектов, в т.ч. основных 3 (отложения верейского, тульско-бобриковского и турнейского возрастов) и возвратных 3 (отложения каширского, башкирско-серпуховского и алексинского возрастов).

По количеству запасов месторождение относится к классу средних.

Дарьинское месторождение находится на последней стадии разработки, которая характеризуется низкими темпами добычи нефти. Весь добывающий фонд скважин оборудован штанговыми глубинными насосными установками (ШГН). Около 20 % скважин Дарьинского месторождения являются малодебитными, т.к. дебиты жидкости не превышают  $5 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

#### Анализ причин подземных ремонтов скважин Дарьинского месторождения

Проведён анализ ремонтов на Дарьинском месторождении. Действующий фонд добывающих скважин составляет 279 ед., которые оборудованы установками ШГН.

За 2020–2022 гг. на Дарьинском месторождении проведено 108 ремонтов на добывающем фонде, из них 19 ед. приходится на малодебитный фонд. Рассмотрим подробнее причины ремонтов. На рисунке 1 приведён анализ ПРС скважин на Дарьинском месторождении за 2020–2022 гг.

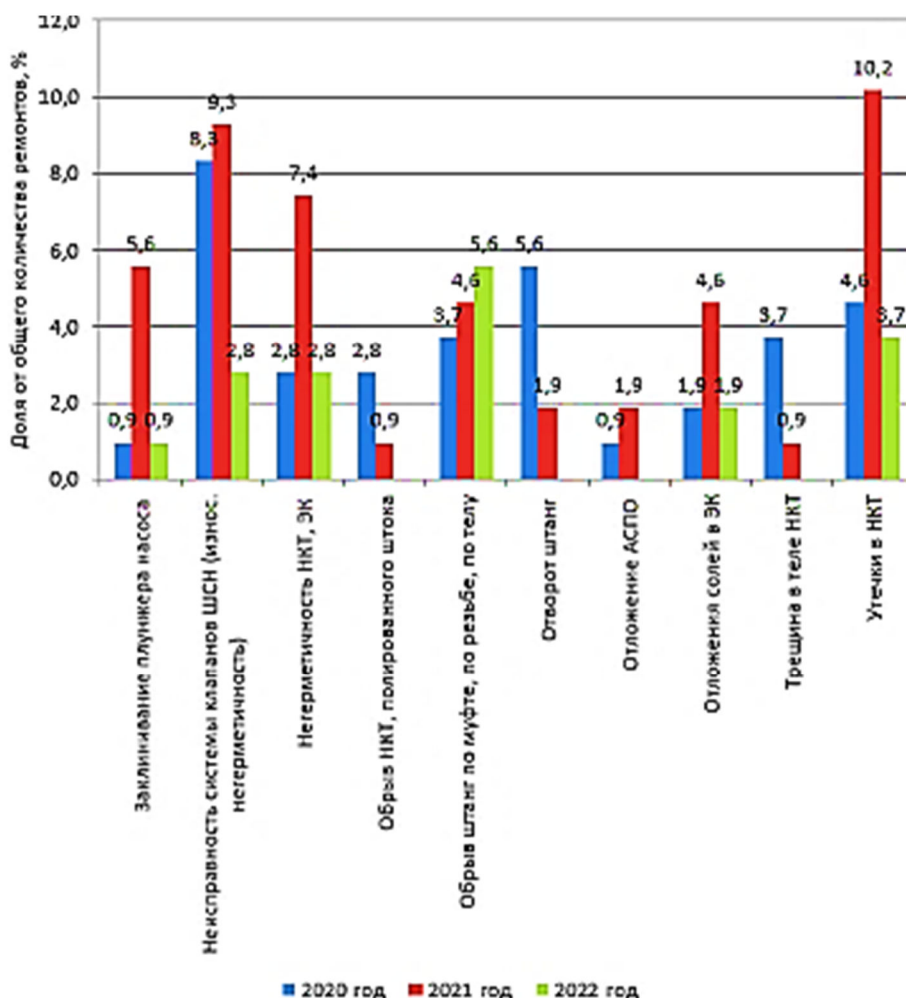


Рисунок 1 – Анализ ПРС скважин на Дарьинском месторождении за 2020–2022 гг.

На скважинах Дарьинского месторождения с наибольшей частотой встречаются ремонты из-за неисправности системы клапанов ШСН – 20,4 % (22 скважины): 8,3 % (9 скважин) в 2020 году, 9,3 % (10 скважин) в 2021 году и 2,8 % (3 скважины) в 2022 году. Наиболее распространены утечки в НКТ – 18,5 % (20 скважин), причём наибольшее количество в 2021 году – 10,2 % (11 скважин). Также распространены обрывы штанг по муфте, по резьбе, по телу, причём наиболее часто встречаются в 2022 году – 5,6 % (6 скважин). Негерметичность НКТ и эксплуатационных колонн наблюдаются в 13,9 % фонда (15 скважин), причём наиболее часто встречается в 2021 году – 7,4 % (8 скважин). В 8,4 % (9 скважин) случаев встречается проблема отложения солей в эксплуатационных колоннах, а именно: по 1,9 % (2 скважины) в 2020 и 2022 годах, 4,6 % (5 скважин) – в 2021 году. С самой низкой частотой встречаются ремонты из-за трещины в теле НКТ – 4,6 % (5 скважин), обрыва НКТ и полированного штока – 3,7 % (4 скважины).

Рассмотрим, какие же причины привели к ремонту в скважинах с малыми дебитами. Следует отметить, что за весь период на Дарьинском месторождении проведено 19 ремонтов на малодебитных скважинах. На рисунке 2 приведён анализ ПРС малодебитных скважин на Дарьинском месторождении за 2020–2022 гг.

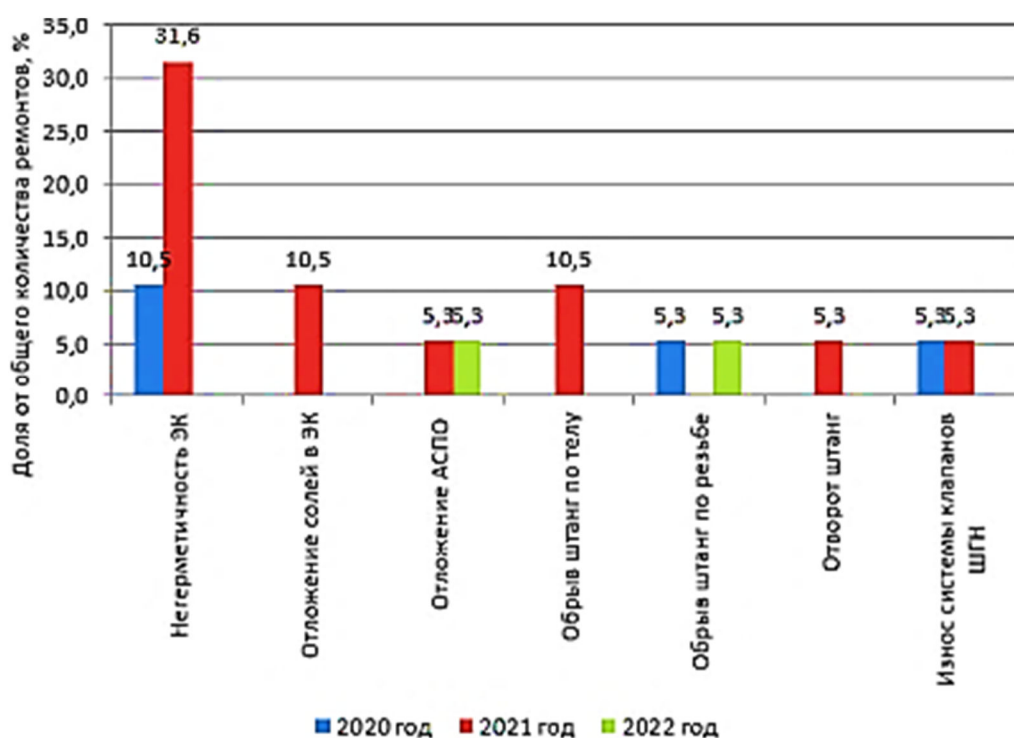
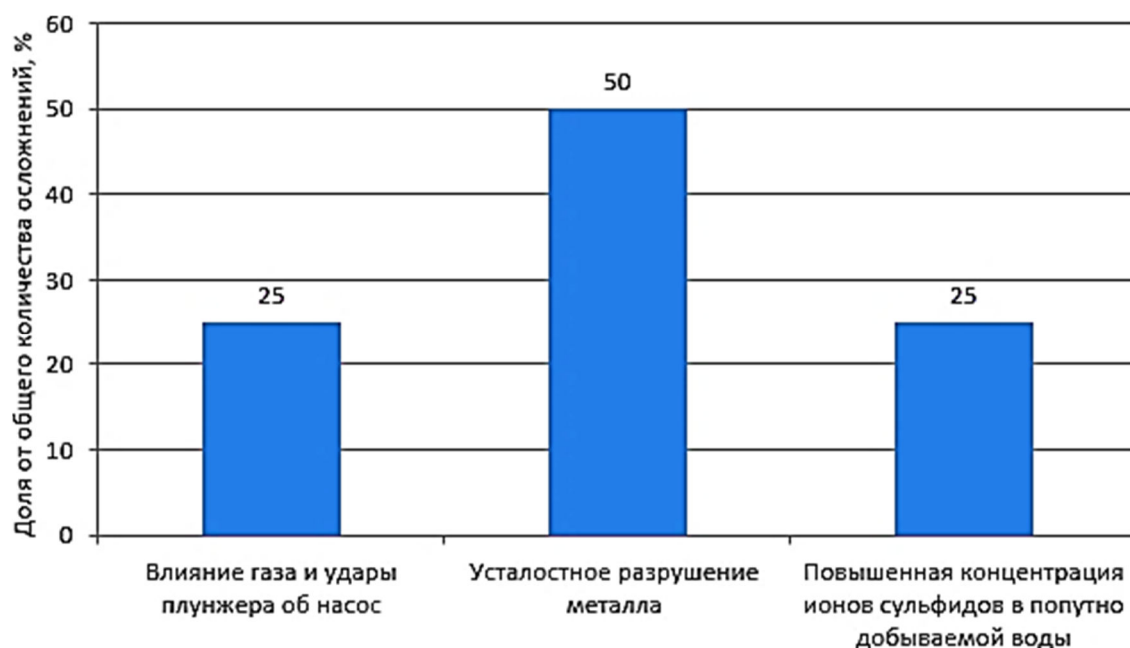


Рисунок 2 – Анализ ПРС малодебитных скважин на Дарьинском месторождении в 2020–2022 гг.

На низкодебитном фонде скважин самой распространённой причиной ремонтов является негерметичность эксплуатационной колонны, которая встречается в 42,1 % случаях (8 скважин), а именно: 10,5 % (2 скважины) в 2020 году и 31,6 % (6 скважин) в 2021 году. Обрыв штанг определён 21,1 % фонда (4 скважины): 10,5 % (2 скважины) обрыва штанг по телу (причём осложнения встречаются только в 2021 году) и 10,5 % обрыва штанг по резьбе (2 скважины), а именно: по 5,3 % (по 1 скважине) в 2020 и 2022 гг. С наименьшей частотой встречается отворот штанг – 5,3 % (1 скважина) в 2021 году. Остальные осложнения – отложения солей в эксплуатационной колонне и отложения АСПО в эксплуатационной колонне – встречаются по 10,5 % (2 скважины).

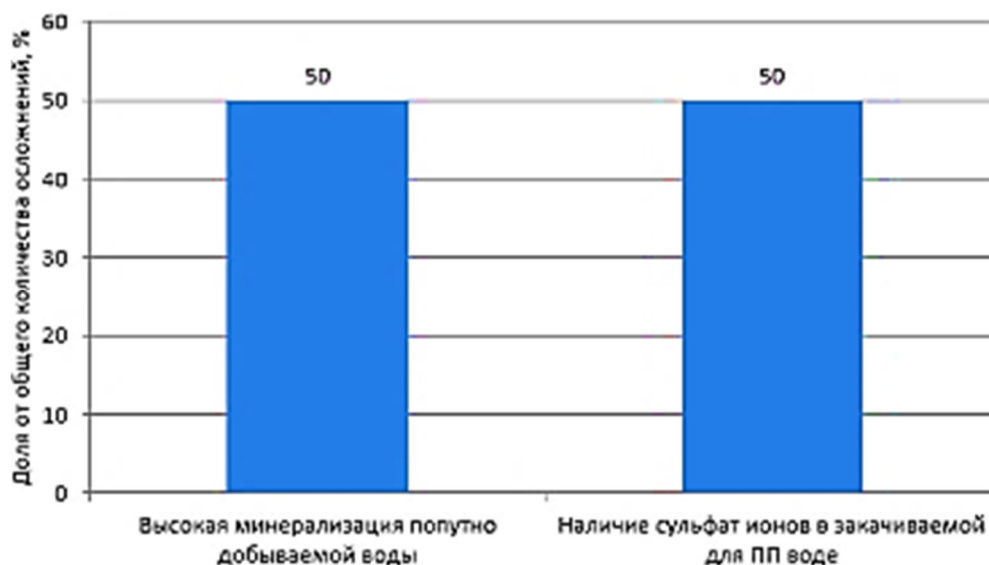
Рассмотрим причины ремонтов на примере обрыва штанг, негерметичности эксплуатационной колонны и отворота штанг.

На малодебитном фонде скважин Дарьинского месторождения основной причиной обрыва штанг является усталостное разрушение металла – 50 % (2 скважины). В остальных скважинах обрыв штанг произошёл по причине влияния газа и ударов плунжера о насос – 25 % (1 скважина) и повышенной концентрации ионов сульфидов в попутно добываемой воде – 25 % (1 скважина) (рис. 3).



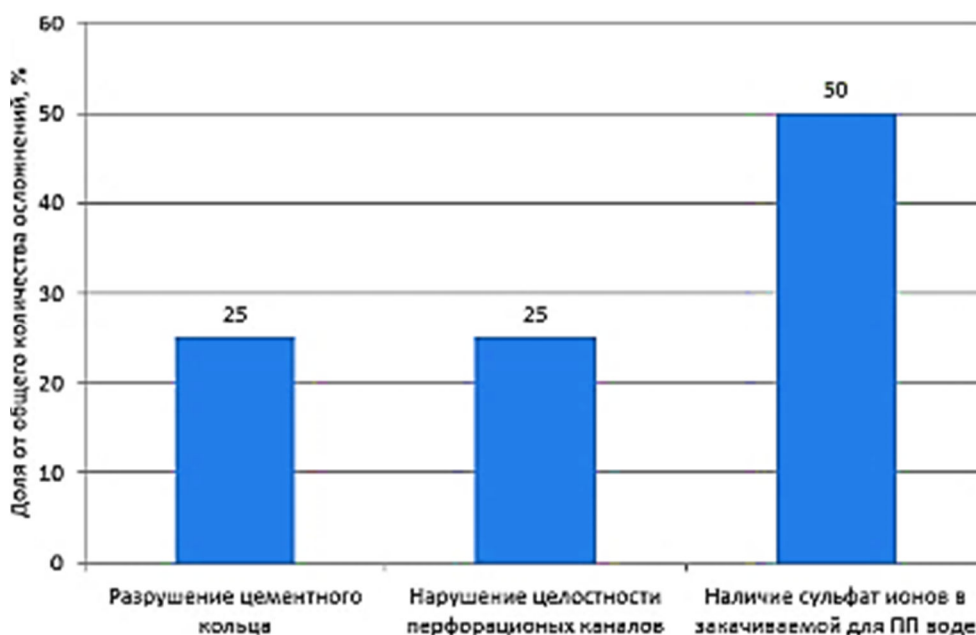
**Рисунок 3** – Анализ причин выхода малодебитных скважин Дарьинского месторождения в ремонт из-за обрыва штанг

На малодебитном фонде скважин Дарьинского месторождения основными причинами отложения солей в эксплуатационной колонне является высокая минерализация попутно-добываемой – 50 % (1 скважина) и наличие сульфат-ионов в закачиваемой для ППД воде – 50 % (1 скважина) (рис. 4).



**Рисунок 4** – Анализ причин выхода малодебитных скважин Дарьинского месторождения в ремонт из-за отложения солей в эксплуатационной колонне

На малодебитном фонде скважин Дарьинского месторождения основной причиной негерметичности эксплуатационной колонны является наличие сульфат-ионов в закачиваемой для ПП воде – 50 % (4 скважины). В остальных скважинах негерметичность эксплуатационной колонны произошла по причине разрушения цементного кольца – 25 % (2 скважины) и нарушения целостности перфорационных каналов – 25 % (2 скважины) (рис. 5).



**Рисунок 5** – Анализ причин выхода малодебитных скважин Дарьинского месторождения в ремонт из-за негерметичности эксплуатационной колонны

**Статистический анализ показателей фонда малодебитных скважин объекта**  
За 2020–2022 гг. на Дарьинском месторождении малодебитный фонд составил 19 скважин, на всех из которых проведены ремонты. Параметры работы скважин представлены в таблице 1.

**Таблица 1** – Параметры работы малодебитных скважин Дарьинского месторождения

Малодебитные скважины	Анализируемые показатели		
	дебиты жидкостей, тонн/сут.	обводнённость, %	дебиты нефти, тонн/сут.
1329	4,4	70,0	1,32
1385	3,8	63,0	1,41
2503	2,7	73,0	0,73
2507	3,4	74,0	0,88
2558	3,8	81,0	0,72
2566	4,9	47,0	2,60
2579	4,5	76,0	1,08
2584	4,9	47,0	2,60
7207	3,6	41,0	2,12
7214	2,1	68,0	0,67
7251	4,6	38,0	2,85
7269	4,1	58,0	1,72
7269	4,2	27,0	3,07
7324	4,2	85,0	0,63
<b>7345</b>	<b>2,1</b>	<b>88,0</b>	<b>0,25</b>
<b>7397</b>	<b>4,9</b>	<b>33,0</b>	<b>3,28</b>
11808	2,4	28,0	1,73
11873	2,9	34,0	1,91
11875	3,4	51,0	1,67

Количество скважин равно числу интервалов ( $N = 19$ ).

Среди всех значений дебитов нефти наименьшее в скважине № 7345 (0,25 тонн/сут.), а наибольшее в скважине № 7397 (3,28 тонн/сут.), тогда

$$k = 1 + 3,32 \cdot \lg N = 1 + 3,32 \cdot \lg 19 = 5.$$

Шаг интервала  $\Delta x$  находится по формуле:

$$\Delta x = \frac{\max - \min}{k} = \frac{3,28 - 0,25}{5} = 0,606 \text{ тонн/сут.}$$

Частость ремонтов определяется по формуле:

$$p_i = \frac{k}{N} = \frac{5}{19} = 0,26.$$

В таблице 2 представлен статистический ряд дебитов нефти малодебитных скважин Дарьинского месторождения.

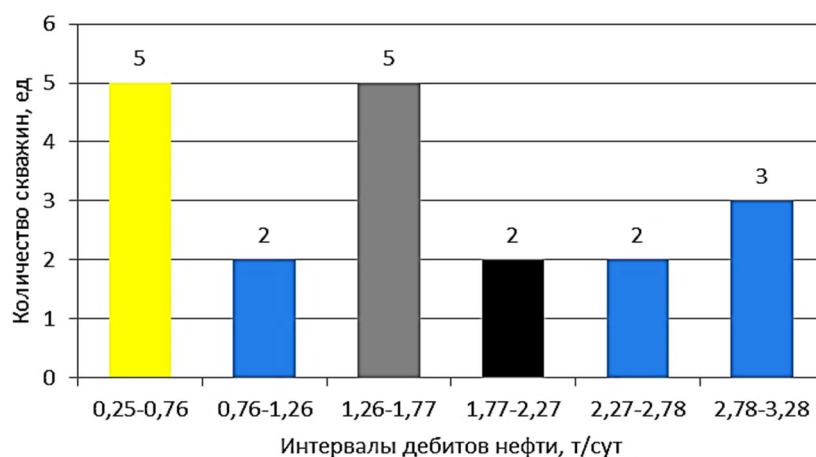
**Таблица 2** – Статистический ряд дебитов нефти малодебитных скважин Дарьинского месторождения

Интервалы дебитов нефти, тонн/сут.	Средние значения	Число скважин в интервалах	Частость	Накопленная частота
0,25–0,76	0,5	5	0,26	5
0,76–1,26	1,0	2	0,11	7
1,26–1,77	1,5	5	0,26	12
1,77–2,27	2,0	2	0,11	14
2,27–2,78	2,5	2	0,11	16
2,78–3,28	3,0	3	0,16	19

Посмотрим накопленную частоту ремонтов малодебитных скважин по дебитам нефти (рис. 6) и распределение ремонтов малодебитных скважин по дебитам нефти (рис. 7).



**Рисунок 6** – Накопленная частота ремонтов малодебитных скважин Дарьинского месторождения по дебитам нефти



**Рисунок 7** – Распределение ремонтов малодебитных скважин Дарьинского месторождения по дебитам нефти

Из рисунка 7 видно, что на Дарьинском месторождении в преобладающем количестве в ремонт вышли скважины с дебитами нефти 0,25–0,76 тонн/сут. и 1,26–1,77 тонн/сут. (по 5 ремонтов в каждом интервале дебитов нефти). Также с дебитами 2,78–3,28 тонн/сут. вышли в ремонт 3 скважины. По остальным трём диапазонам распределены по 2 скважины в каждой.

Средневзвешенное значение дебита нефти рассчитывается по формуле:

$$\bar{x} = \frac{0,5 \cdot 5 + 1,01 \cdot 2 + 1,51 \cdot 5 + 2,02 \cdot 2 + 2,52 \cdot 2 + 3,03 \cdot 3}{19} = 1,59 \text{ тонн/сут.}$$

Среднеквадратическое отклонение дебита рассчитывается по формуле:

$$\sigma = \sqrt{\frac{(0,25-1,59)^2 \times 5 + (0,76-1,59)^2 \times 2 + (1,26-1,59)^2 \times 5 + (1,77-1,59)^2 \times 2 + (2,27-1,59)^2 \times 2 + (2,78-1,59)^2 \times 3}{19-1}} = 0,91 \text{ тонн/сут.}$$

Дисперсия составляет:

$$D = \sigma^2 = 0,91^2 = 0,828 \text{ тонн}^2/\text{сут.}^2.$$

Степень свободы для определения коэффициента  $t_\beta$  вычисляется по формуле:

$$f = N - 1 = 19 - 1 = 18.$$

С вероятностью  $\beta = 0,95$  коэффициент  $t_\beta = 2,1$ .

Погрешность расчёта равна:

$$\xi_\beta = \frac{t_\beta \cdot \sigma}{\sqrt{N}} = \frac{2,1 \cdot 0,91}{\sqrt{19}} = 0,44.$$

При вероятности  $\beta = 0,95$ , среднеквадратическом отклонении  $\sigma = 0,91$  и точности  $\epsilon_\beta = 0,05$  количество скважин составит:

$$N_1 = \frac{\sigma^2 \cdot 1,0^2}{\epsilon_\beta} = \frac{0,91^2 \cdot 1,0^2}{0,05} = 73.$$

В таблице 3 приведены итоги расчёта статистических показателей по дебитам нефти осложнённых скважин Дарьинского месторождения.

**Таблица 3** – Итоги расчёта статистических показателей по дебитам нефти осложнённых скважин Дарьинского месторождения

Средневзвешенный дебит нефти $\bar{x}$ , тонн/сут. · скв.	Среднеквадратичное отклонение дебита $\sigma$ , тонн/сут.	Дисперсия D, тонн <sup>2</sup> /сут. <sup>2</sup>	Предельная ошибка $\xi_\beta$	Объём выборки N1, ед.
1,59	0,91	0,828	0,44	73

Дебиты нефти скважин с вероятностью 0,95 находятся в интервале:

$$1,15 \text{ тонн/сут.} < 1,59 \text{ тонн/сут.} < 2,03 \text{ тонн/сут.}$$

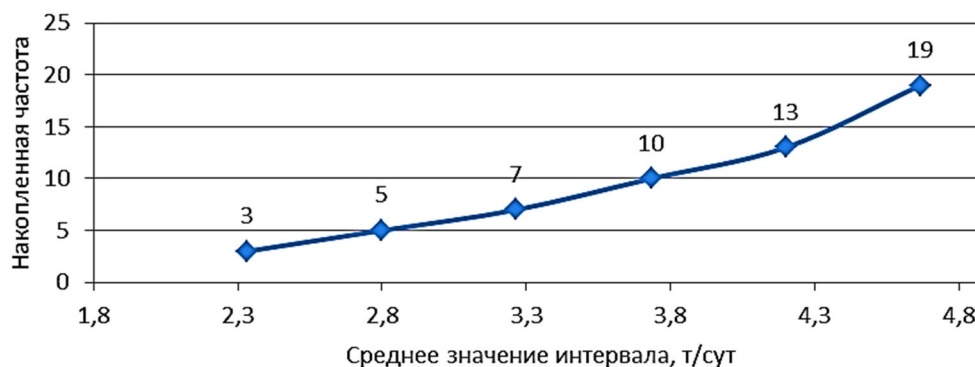
В таблице 4 представлен статистический ряд дебитов нефти малодобитных скважин Дарьинского месторождения.

**Таблица 4** – Статистический ряд дебитов нефти малодобитных скважин Дарьинского месторождения

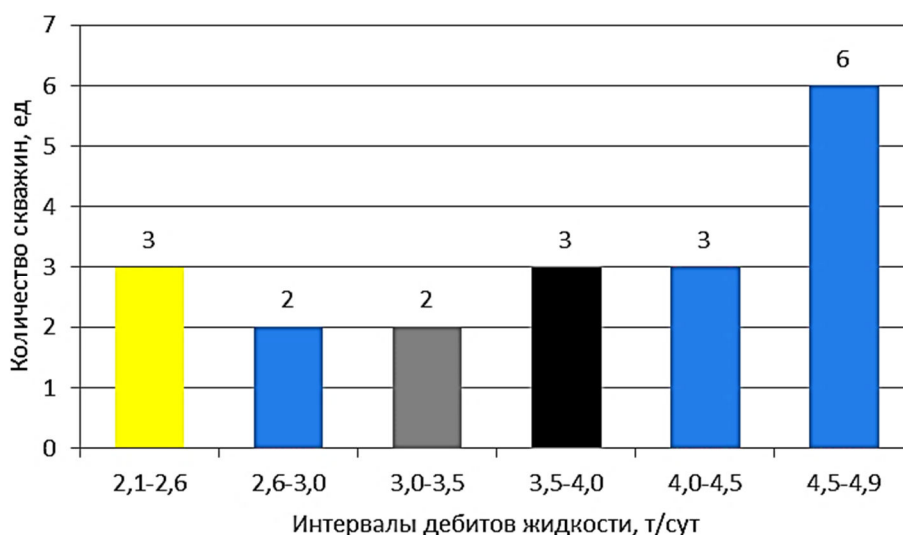
Интервалы дебитов нефти, тонн/сут.	Средние значения	Число скважин в интервалах	Частость	Накопленная частота
1	2	3	4	5
2,1–2,6	2,3	3	0,16	3
2,6–3,0	2,8	2	0,11	5
3,0–3,5	3,3	2	0,11	7
3,5–4,0	3,7	3	0,16	10
4,0–4,5	4,2	3	0,16	13
4,5–4,9	4,7	6	0,32	19

По данной же методике проанализированы дебиты жидкости и обводнённость.

Посмотрим накопленную частоту ремонтов малодебитных скважин по дебитам жидкости (рис. 8) и распределение ремонтов малодебитных скважин по дебитам жидкости (рис. 9).



**Рисунок 8** – Накопленная частота ремонтов малодебитных скважин Дарьинского месторождения по дебитам жидкости



**Рисунок 9** – Распределение ремонтов малодебитных скважин Дарьинского месторождения по дебитам жидкости

Из рисунка 9 видно, что на Дарьинском месторождении в преобладающем количестве в ремонт вышли скважины с дебитами жидкости 4,5–4,9 тонн/сут. (5 ремонтов); с дебитами 2,1–2,6 тонн/сут., 3,5–4,0 тонн/сут. и 4,0–4,5 тонн/сут. вышли в ремонт по 3 скважины. По остальным диапазонам распределены по 2 скважины в каждом.

В таблице 5 приведены итоги расчёта статистических показателей по дебитам жидкости осложнённых скважин Дарьинского месторождения.

**Таблица 5** – Итоги расчёта статистических показателей по дебитам жидкости осложнённых скважин Дарьинского месторождения

Средневзвешенный дебит жидкости $\bar{X}$ , тонн/сут. · скв.	Среднеквадратичное отклонение дебита $\sigma$ , тонн/сут.	Дисперсия D, тонн <sup>2</sup> /сут. <sup>2</sup>	Предельная ошибка $\xi \beta$	Объём выборки N1, ед.
3,73	0,88	0,77	0,42	73

Дебиты жидкости скважин с вероятностью 0,95 находятся в интервале 3,31 тонн/сут. < 3,73 тонн/сут. < 4,16 тонн/сут.

В таблице 6 представлен статистический ряд обводнения малодебитных скважин Дарьинского месторождения.



**Таблица 6** – Статистический ряд обводнения малодебитных скважин Дарьинского месторождения

Интервалы обводнённости, %	Средние значения	Число скважин в интервалах	Частость	Накопленная частота
27,0–37,2	32,1	4	0,21	4
37,2–47,3	42,3	4	0,21	8
47,3–57,5	52,4	1	0,05	9
57,5–67,7	62,6	2	0,11	11
67,7–77,8	72,8	5	0,26	16
77,8–88,0	82,9	3	0,16	19

Посмотрим накопленную частоту ремонтов малодебитных скважин по обводнённости (рис. 10) и распределение ремонтов малодебитных скважин по обводнённости (рис. 11).



**Рисунок 10** – Накопленная частота ремонтов малодебитных скважин Дарьинского месторождения по обводнённости



**Рисунок 11** – Распределение ремонтов малодебитных скважин Дарьинского месторождения по обводнённости

Из рисунка 11 видно, что на Дарьинском месторождении в преобладающем количестве в ремонт вышли скважины с обводнённостью 67,7–77,8 % (5 ремонтов), а также 27,0–37,2 % и 37,2–47,3 % (по 4 ремонта). С высокой обводнённостью 77,8–88,0 % вышли в ремонт 3 скважины.

В таблице 7 приведены итоги расчёта статистических показателей по обводнённости осложнённых скважин Дарьинского месторождения.

Обводнённость скважин с вероятностью 0,95 находится в интервале 48,12 % < 57,23 % < 66,34 %.

В таблице 8 подведены итоги расчёта статистических показателей по параметрам работы осложнённых скважин Дарьинского месторождения.

**Таблица 7** – Итоги расчёта статистических показателей по обводнённости осложнённых скважин Дарьинского месторождения

Средневзвешенная обводнённость $\bar{X}$ , %	Среднеквадратичное отклонение дебита $\sigma$ , %	Дисперсия D, %	Предельная ошибка $\xi \beta$	Объём выборки N1, ед.
57,23	19,28	371,72	0,09	73

**Таблица 8** – Итоги расчёта статистических показателей по параметрам работы осложнённых скважин Дарьинского месторождения

Показатель	Средневзвешенный показатель $\bar{X}$	Среднеквадратичное отклонение $\sigma$	Дисперсия D	Предельная ошибка $\xi \beta$	Объём выборки N1, ед.
Qн, тонн/сут.	1,59	0,91	0,83	0,44	73
Qж, тонн/сут.	3,73	0,88	0,77	0,42	73
B, %	57,23	19,28	371,72	0,09	73

Ошибки статистического анализа в случаях с дебитами нефти и жидкости больше – 0,44 и 0,42 доли ед.

По итогам анализа работы малодебитных скважин Дарьинского месторождения установлено, что основной фонд данных скважин при выходе в ремонт имел дебиты нефти 0,25–0,76 тонн/сут. и 1,26–1,77 тонн/сут. (по 5 скважин каждый), с дебитами жидкости 4,5–4,9 тонн/сут. (6 скважин) и обводнённостью 67,7–77,8 % (5 скважин). Следует отметить, что лишь 3 скважины из этого фонда высокообводнённые. Количество скважин, которое требуется для наиболее точного анализа, составляет 73 ед. Наибольшие величины среднеквадратичного отклонения и дисперсии параметра получились при статистическом анализе по значениям обводнённости – 19,28 % и 371,74 % соответственно. Отметим, что предельная ошибка всех расчётов не превышает 0,44 доли ед. (при статистическом анализе по дебиту нефти).

**Анализ динамики нагрузок, действующих на колонну штанг, по малодебитным скважинам объекта, и выявление фонда с негативной динамикой**

Контроль за работой глубинно-насосного оборудования скважин производится снятием и с последующим анализом практических динамограмм, которые отображают нагрузку на полированный шток. По изменению практической динамограммы можно выявить различные осложнения в скважинах: влияние газа, обрыв штанг, выпадение АСПО, отворот штанг, утечки в нагнетательной и всасывающей части и т.д.

На осложнённом малодебитном фонде Дарьинского месторождения динамометрирование скважин до ПРС проводили с различной периодичностью. Данные по датам снятия динамограмм представлены в таблице 9.

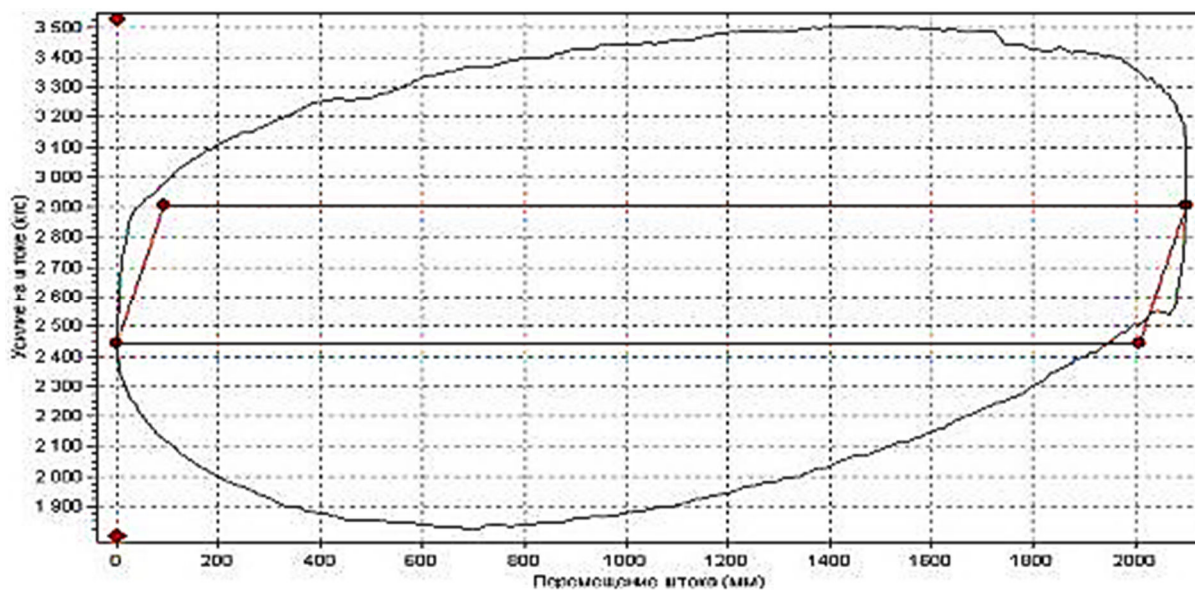
**Таблица 9** – Даты снятия динамограмм на осложнённых малодебитных скважинах Дарьинского месторождения

Даты		№ скважины				
		7207	7269	2503	7324	7251
Дата исследований	до ПРС	25.12.2021	14.06.2022	12.04.2021	19.06.2021	30.11.2020
		03.01.2022	14.07.2022	10.05.2021	11.07.2021	16.12.2020
	после ПРС	03.02.2022	03.08.2022	23.06.2021	09.08.2021	17.01.2021
Дата ПРС		06.01.2022	18.07.2022	14.06.2021	18.07.2021	06.01.2021

Проанализированные динамограммы малодебитных скважин сняты за определённые периоды до проведения ПРС: от 3 дней (скважина № 7207) до двух месяцев до ремонта (скважина № 1329).

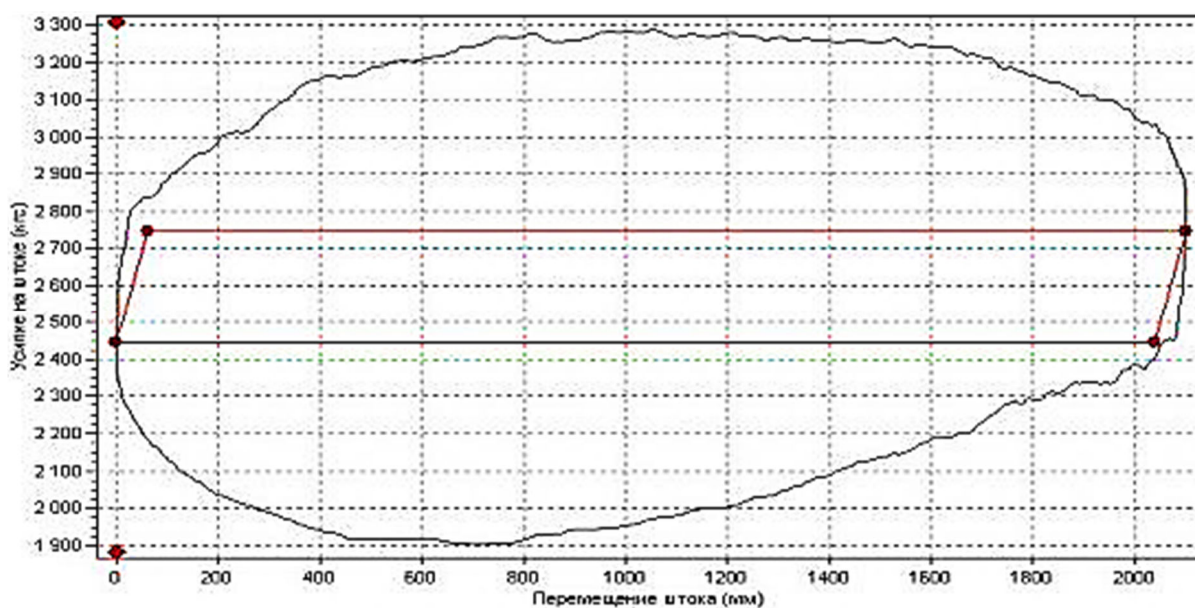
Рассмотрим динамограммы скважин № 7207, 1329, 7251, 7269 и 7324 до и после ремонта. Для анализа динамики нагрузок рассмотрены 2 динамограммы до ПРС и 1 динамограмма после ПРС.

На рисунке 12 показана динамограмма, снятая 25.12.2021 г., по результатам анализа которой выявлено выпадение АСПО в скважине. Максимальные и минимальные нагрузки таковы: максимальные нагрузки – 3502,5 кгс (34,4 кН), минимальные нагрузки – 1825,9 кгс (17,9 кН).



**Рисунок 12** – Результат динамометрирования скважины № 7207 Дарьинского месторождения до ПРС (дата ПРС 06.01.2022 г.)

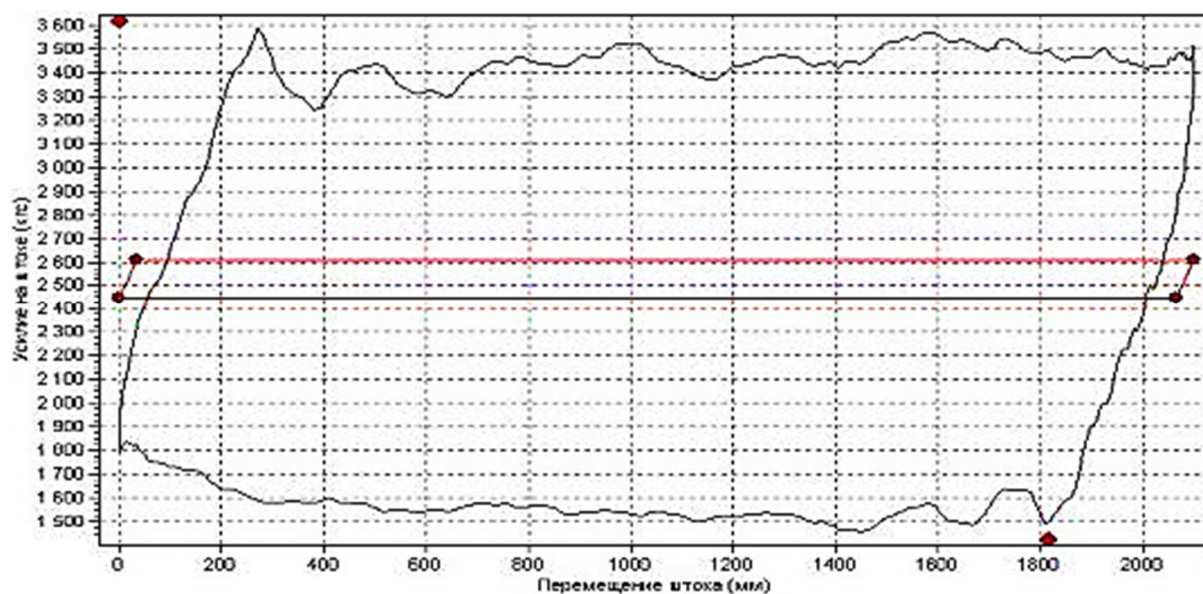
На рисунке 13 показана динамограмма, снятая 03.01.2022 г., по результатам анализа которой выявлено выпадение АСПО. В итоге максимальные нагрузки уменьшились на 214,4 кгс или на 6,1 % (2,1 кН) и стали равны 3288,1 кгс (32,3 кН), минимальные нагрузки увеличились на 76,7кгс или на 4,5 % (0,8 кН) и стали равны 1902,6 кгс (18,7 кН).



**Рисунок 13** – Результат динамометрирования скважины № 7207

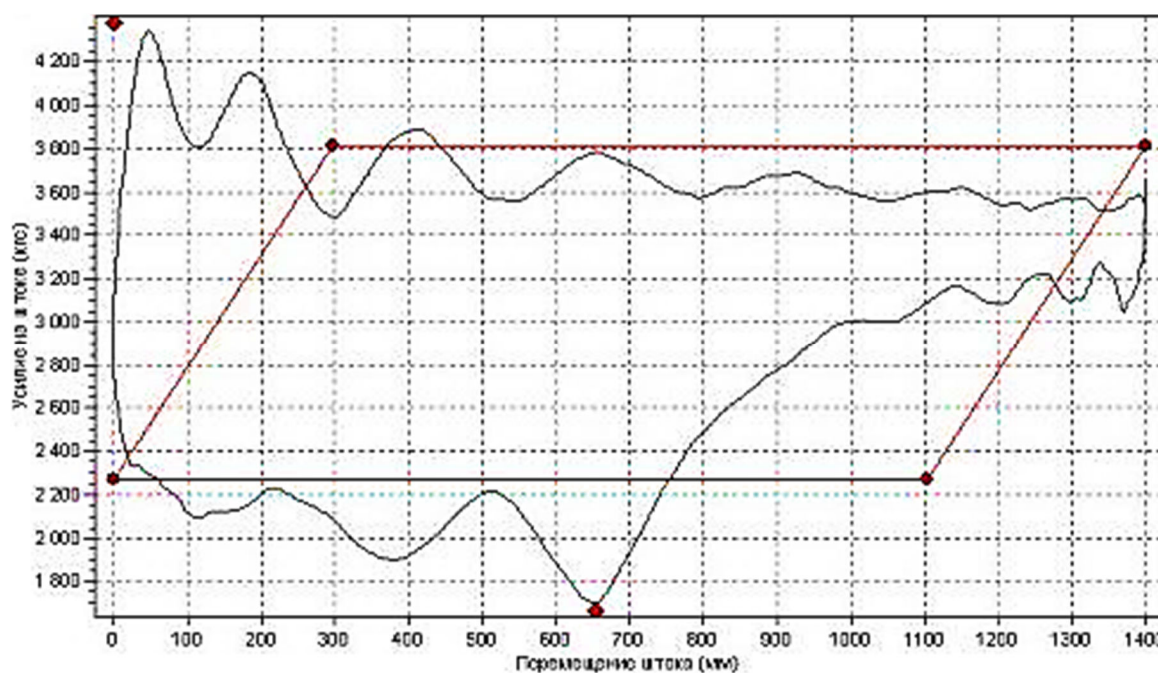
Дарьинского месторождения до ПРС (дата ПРС 06.01.2022 г.)

Третья динамограмма по скважине № 7207 Дарьинского месторождения снята 03.02.2022 г. после проведения ремонтных работ и показывает нормальное состояние. По результатам видно уменьшение минимальных нагрузок на 447,6 кгс или на 23,5 % (4,4 кН) и увеличение максимальных на 300,2 кгс или на 9,0 % (2,9 кН), в итоге максимальные нагрузки равны 3588,3 кгс (35,2 кН), минимальные нагрузки – 1455 кгс (14,3 кН) (рис. 14).



**Рисунок 14** – Результат динамометрирования скважины № 7207 Дарьинского месторождения после ПРС (дата ПРС 06.01.2022 г.)

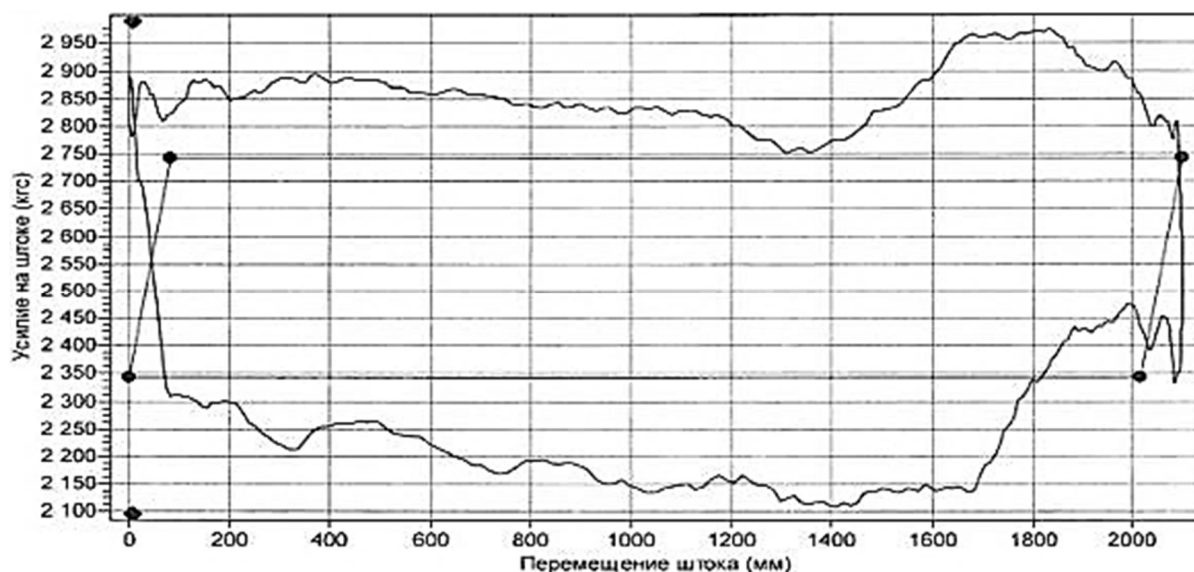
Проанализируем информацию по скважине № 7269. На рисунке 15 показана динамограмма, взятая 14.06.2022 г., по результатам которой выявлено влияние газа на всасывающую часть насоса. Максимальные нагрузки составляют 4341,5 кгс (42,6 кН), минимальные нагрузки – 1702,6 кгс (16,7 кН).



**Рисунок 15** – Результат динамометрирования скважины № 7269

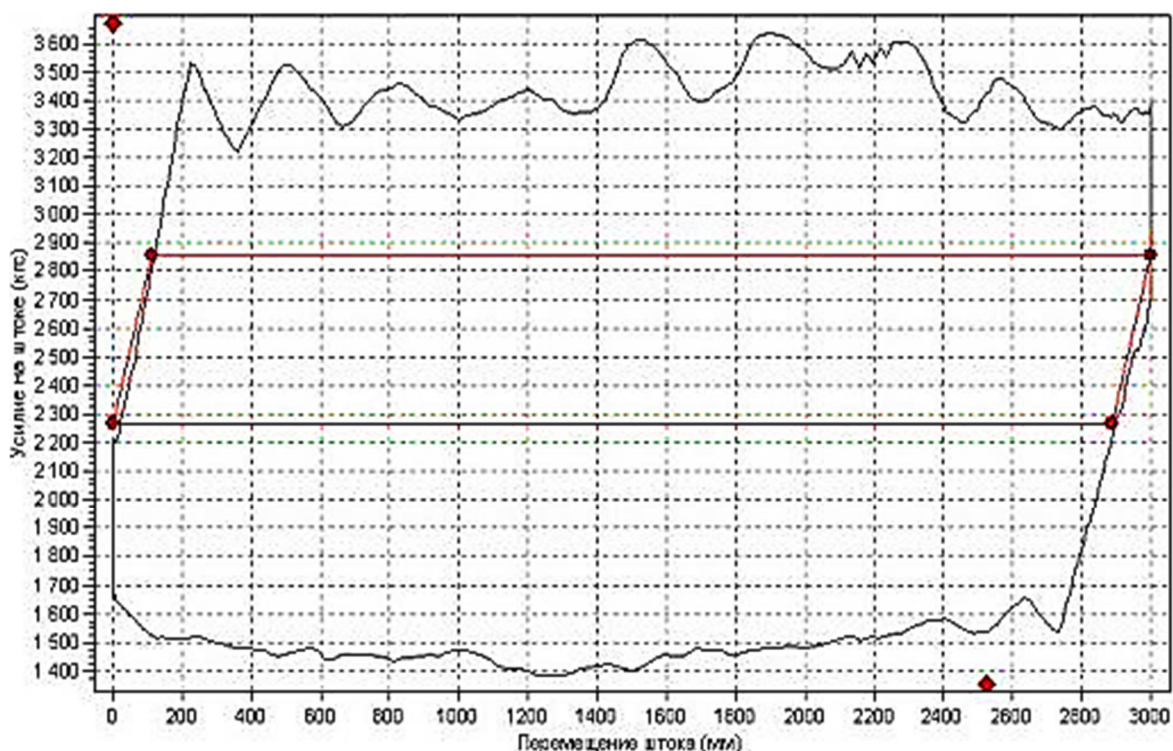
Дарьинского месторождения до ПРС (дата ПРС 18.07.2022 г.)

На рисунке 16 показана динамограмма, взятая в 14.07.2022 г., по результатам которой выявлено совместное влияние газа и ударов плунжера в насосе, что повлекло за собой обрыв штанг. Максимальные и минимальные нагрузки таковы: максимальные нагрузки уменьшились на 1381,5 кгс или на 31,8 % (13,5 кН) и стали равны 2560 кгс (25,1 кН), минимальные нагрузки увеличились на 397,4 кгс или на 23,3 % (3,9 кН) и стали равны 2100 кгс (20,6 кН).



**Рисунок 16** – Результат динамометрирования скважины № 7269 Дарьинского месторождения до ПРС (дата ПРС 18.07.2022 г.)

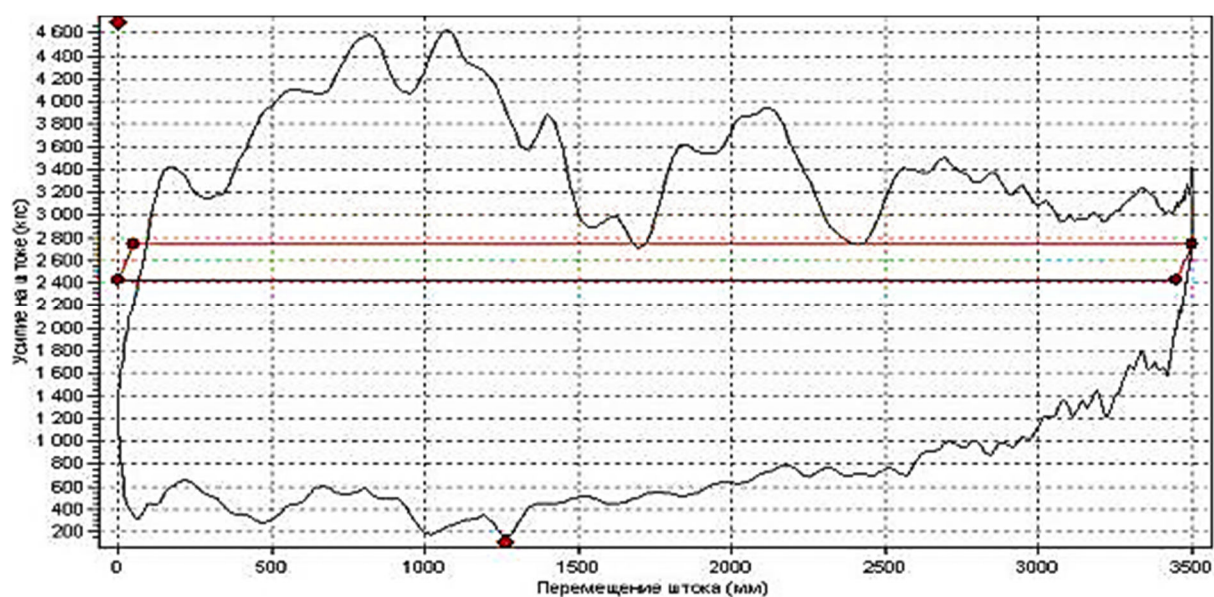
Третья динамограмма по скважине № 7269 Дарьинского месторождения снята 11.08.2022 после проведения ремонтных работ и показывает нормальное состояние. По результатам видно уменьшение минимальных нагрузок на 1449,5 кгс или на 51,1 % (14,2 кН) и увеличение максимальных на 496,7 кгс или на 15,9 % (4,9 кН), в итоге Максимальные нагрузки равны 3636,7 кгс (35,7 кН), а минимальные нагрузки – 1386,2 кгс (13,6 кН) (рис. 17).



**Рисунок 17** – Результат динамометрирования скважины № 7269

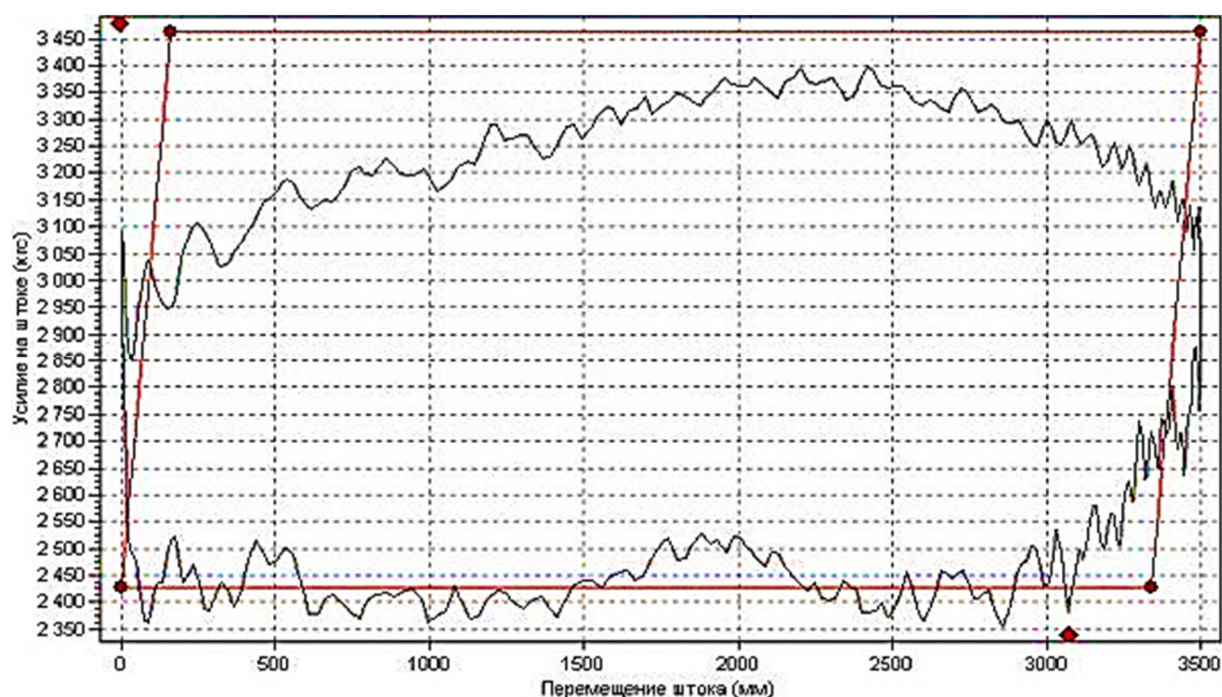
Дарьинского месторождения после ПРС (дата ПРС 18.07.2022 г.)

Проанализируем информацию по скважине № 2503. На рисунке 18 показана динамограмма, взятая 12.04.2013 г., по результатам которой выявлен отворот штанг. Максимальные нагрузки равны 4630,6 кгс (45,4 кН), минимальные нагрузки – 175,2 кгс (1,7 кН).



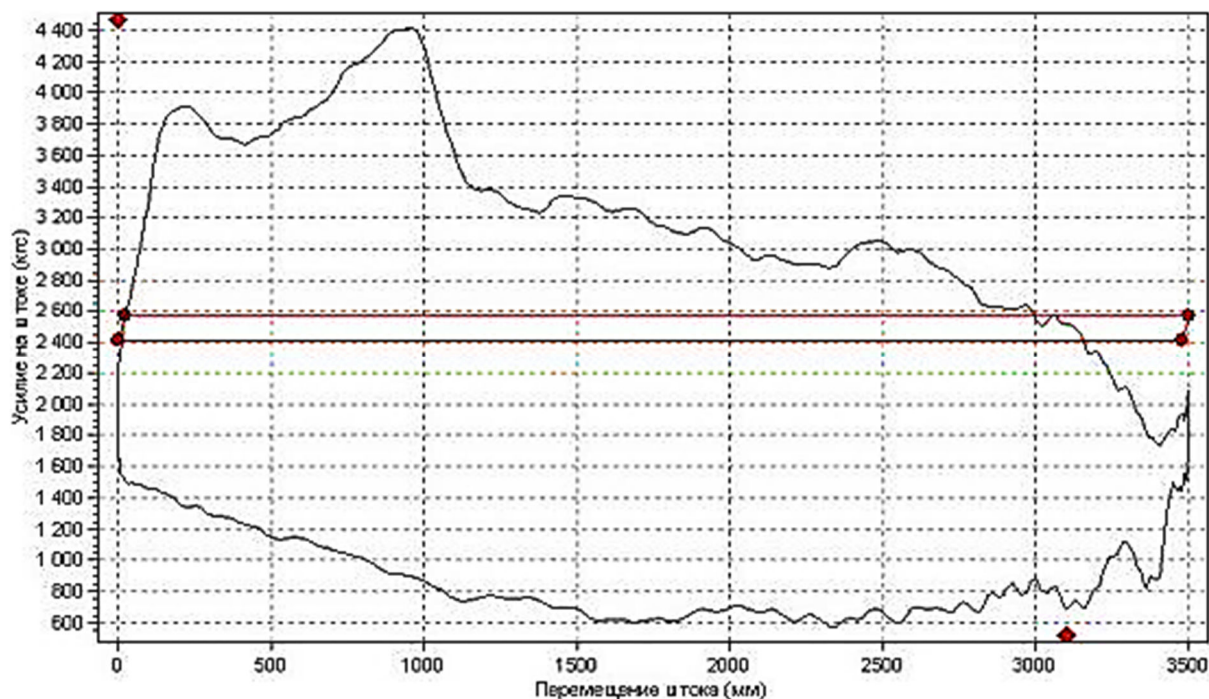
**Рисунок 18** – Результат динамометрирования скважины № 2503 Дарьинского месторождения до ПРС (дата ПРС 14.06.2021 г.)

На рисунке 19 показана динамограмма, взятая 10.05.2021 г. (спустя 28 дней), по результатам анализа которой выявлен отворот штанг. Максимальные и минимальные нагрузки на шток скважины изменились следующим образом: максимальные нагрузки — уменьшились на 1233,4 кгс или на 26,6 % (12,1 кН) и составили 3397,2 кгс (33,3 кН), минимальные нагрузки увеличились на 2180,5 кгс или на 1200 % (21,4 кН) и составили 2355,7 кгс (23,1 кН).



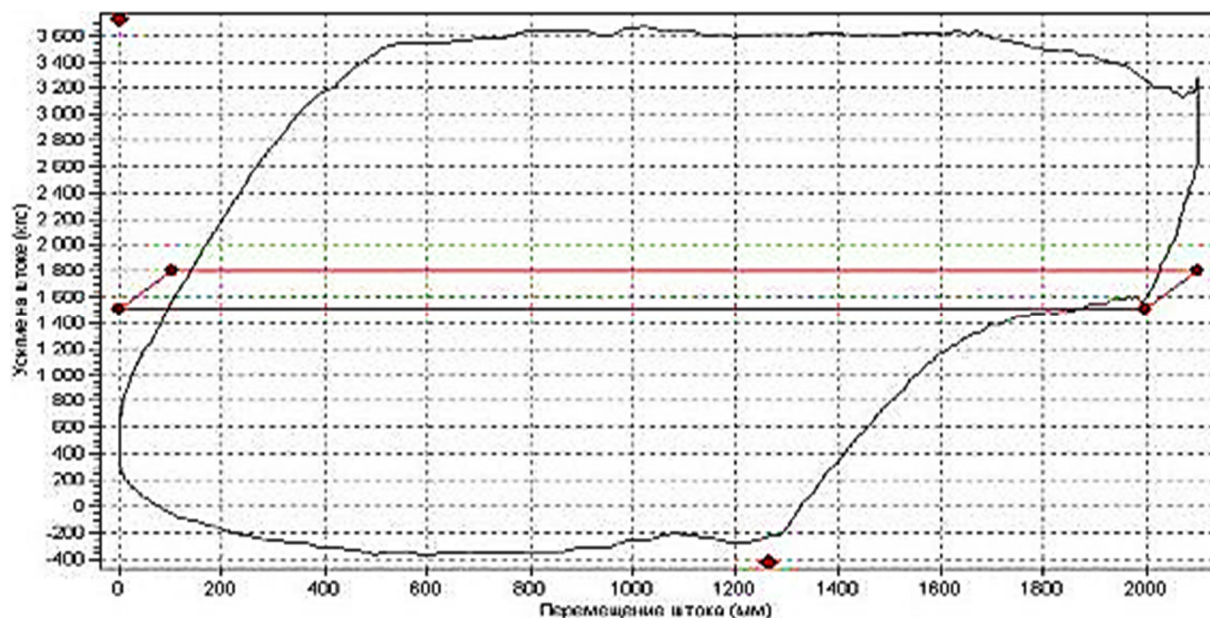
**Рисунок 19** – Результат динамометрирования скважины № 2503 Дарьинского месторождения до ПРС (дата ПРС 14.06.2021 г.)

Последнюю динамограмму по скважине № 2503 Дарьинского месторождения сняли 23.06.2021 г., через месяц после проведения ремонтных работ. Данная динамограмма показывает, что скважина работает в осложнённых условиях. По результатам анализа видно уменьшение минимальных нагрузок на 1781,2 кгс или на 75,6 % (17,5 кН) и увеличение максимальных на 1012,4 кгс или на 29,8 % (9,9 кН), в итоге максимальные нагрузки равны 4409,6 кгс (43,3 кН), а минимальные — 574,5 кгс (5,6 кН) (рис. 20).



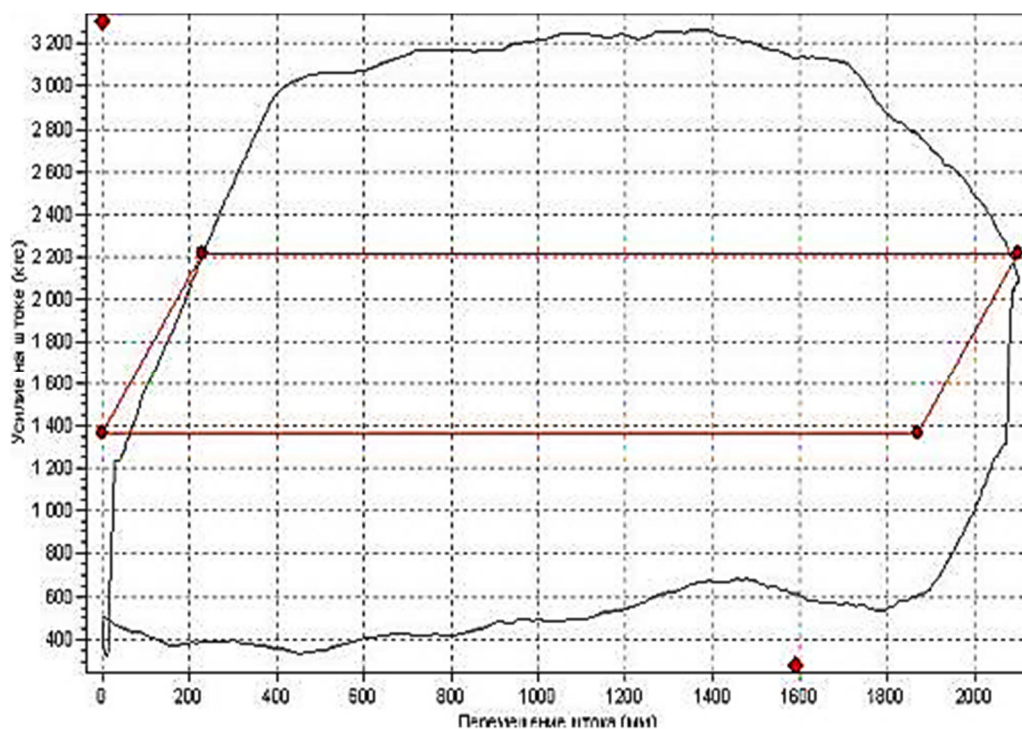
**Рисунок 20** – Результат динамометрирования скважины № 2503 Дарьинского месторождения после ПРС (дата ПРС 14.06.2021 г.)

На рисунке 21 показана динамограмма, взятая 19.06.2021 г., по результатам которой выявлено неполное заполнение плунжера насоса. Максимальные нагрузки составляют 3667,7 кгс (35,9 кН), минимальные нагрузки равны – 357 кгс (– 3,5 кН).



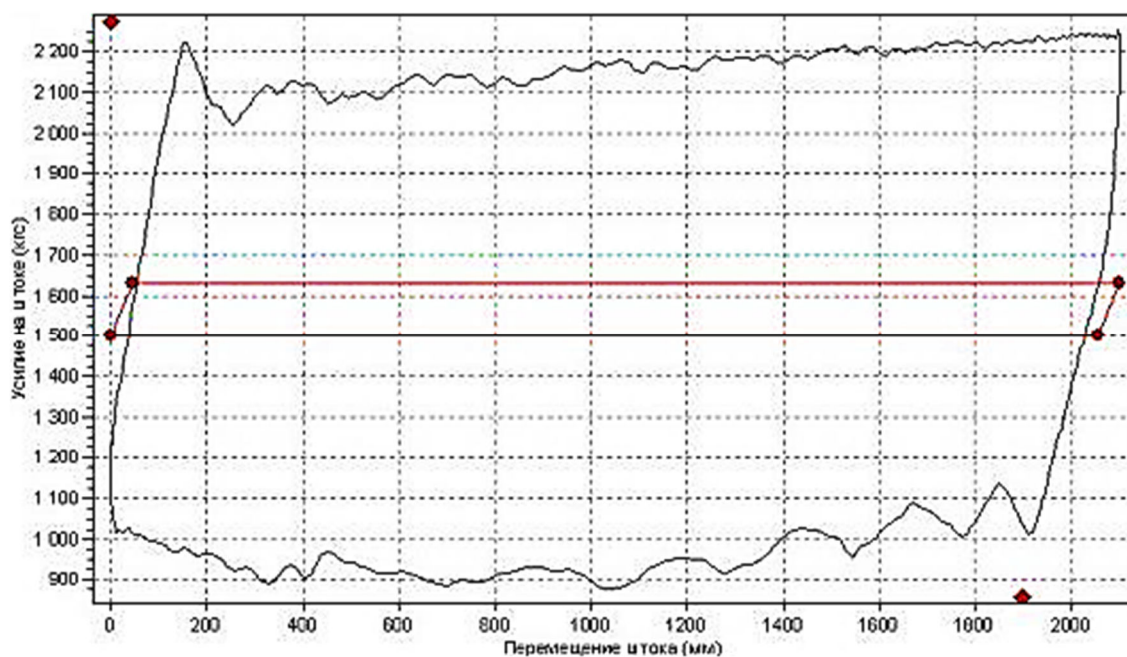
**Рисунок 21** – Результат динамометрирования скважины № 7324 Дарьинского месторождения до ПРС (дата ПРС 18.07.2021 г.)

На рисунке 22 показана динамограмма, взятая 11.07.2013 г. (спустя 21 день), по результатам анализа которой выявлен выход плунжера из цилиндра насоса. Максимальные и минимальные нагрузки на шток скважины изменились следующим образом: максимальные нагрузки уменьшились на 404,2 кгс или на 11,0 % (4,0 кН) и составили 3263,5 кгс (32,0 кН), минимальные нагрузки увеличились на 676,3 кгс или на 319 % (6,6 кН) и составили 319,3 кгс (3,1 кН).



**Рисунок 22** – Результат динамометрирования скважины № 7324 Дарьинского месторождения до ПРС (дата ПРС 18.07.2021 г.)

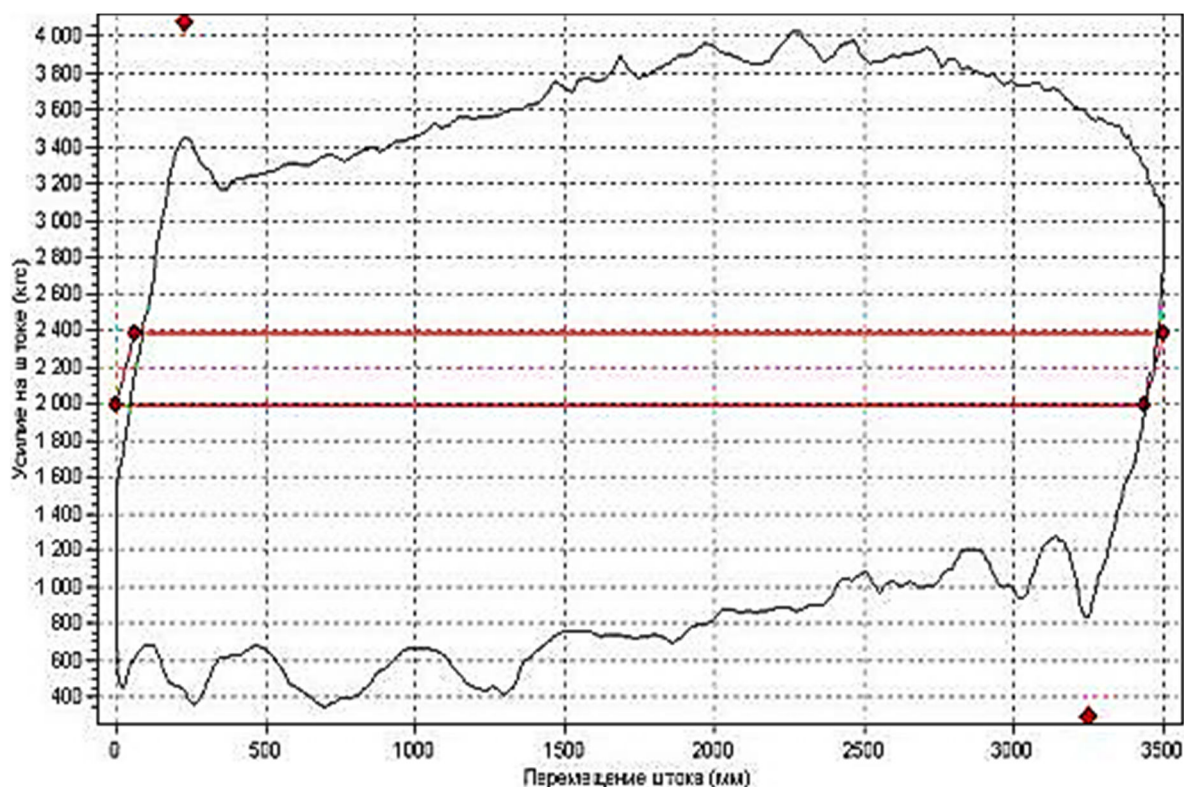
Третья динамограмма по скважине № 7324 Дарьинского месторождения снята 09.08.2021 г. после проведения ремонтных работ и показывает нормальное состояние. По результатам видно увеличение минимальных нагрузок на 558,3 кгс или на 174,9 % (5,5 кН) и уменьшение максимальных на 1009,7 кгс или на 30,9 % (9,9 кН), в итоге максимальные нагрузки равны 2253,8 кгс (22,1 кН), минимальные нагрузки – 877,5 кгс (8,6 кН) (рис. 23).



**Рисунок 23** – Результат динамометрирования скважины № 7324 Дарьинского месторождения после ПРС (дата ПРС 18.07.2021 г.)

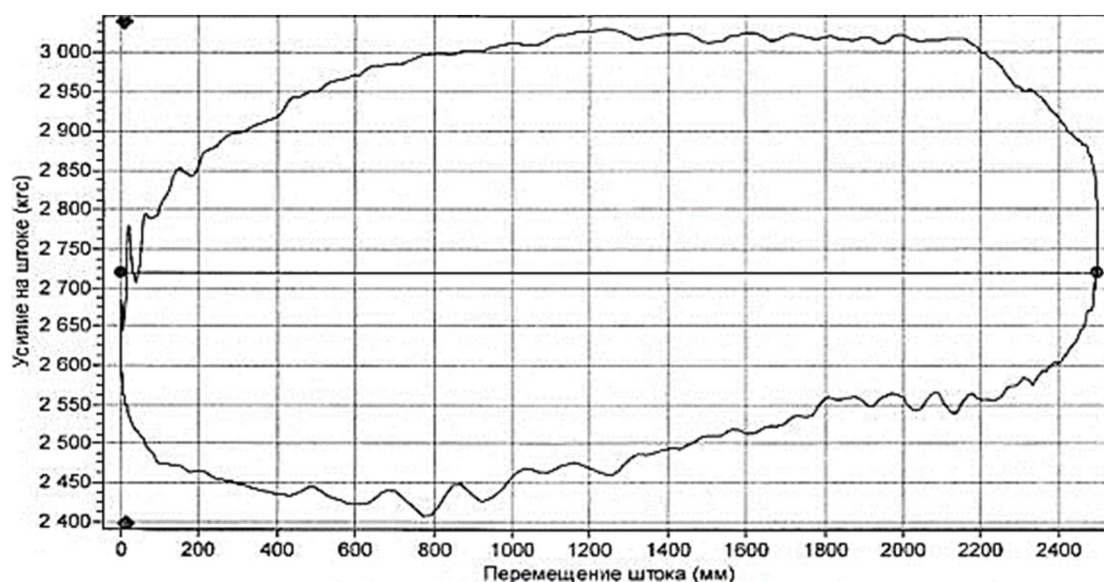
На рисунке 24 показана динамограмма, взятая 30.11.2020 г., по результатам которой выяснили, что скважина работает в нормальном режиме. Максимальные нагрузки составляют 4024,7 кгс (39,4 кН), минимальные нагрузки – 349,9 кгс (3,4 кН).





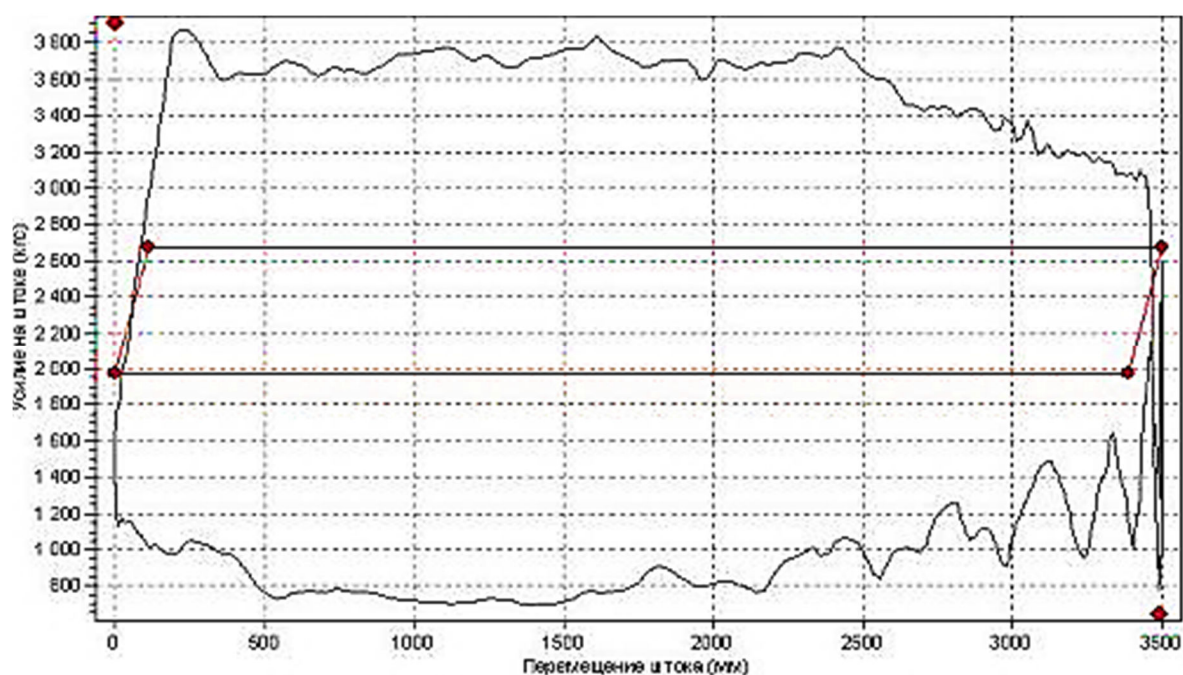
**Рисунок 24** – Результат динамометрирования скважины № 7251 Дарьинского месторождения до ПРС (дата ПРС 06.01.2021 г.)

На рисунке 25 показана динамограмма, взятая повторно 10.12.2020 г. (спустя 11 дней), по результатам анализа которой выявлено выпадение АСПО. Максимальные и минимальные нагрузки на шток скважины изменились следующим образом: максимальные нагрузки уменьшились на 973,7 кгс или на 38,2 % (9,5 кН) и составили 3051,0 кгс (29,9 кН), минимальные нагрузки увеличились на 2109,3 кгс или на 317,9 % (20,7 кН) и составили 2459,2 кгс (24,1 кН).



**Рисунок 25** – Результат динамометрирования скважины № 7251 Дарьинского месторождения до ПРС (дата ПРС 06.01.2021 г.)

Последняя динамограмма повторно взята 17.01.2021 г., по результатам которой выяснили, что скважина работает в нормальном режиме. Максимальные нагрузки равны 3869,6 кгс (37,9 кН), а минимальные нагрузки – 690,8 кгс (6,8 кН) (рис. 26).



**Рисунок 26** – Результат динамометрирования скважины № 7251 Дарьинского месторождения до ПРС (дата ПРС 06.01.2021 г.)

В таблице 10 приведены итоги динамометрирования малодебитных скважин Дарьинского месторождения.

**Таблица 10** – Итоги динамометрирования малодебитных скважин Дарьинского месторождения

Нагрузки		Единицы измерения	Значения				
			7207	7269	2503	7324	7251
Максимальные нагрузки до ремонта	первая динамограмма до ремонта	кгс	3502,5	4341,5	4630,6	3667,7	4024,7
		кН	34,4	42,6	45,4	35,9	39,4
	вторая динамограмма до ремонта	кгс	3288,1	2560	3397,2	3263,5	3051
		кН	32,3	25,6	33,3	32,0	29,9
Минимальные нагрузки до ремонта	первая динамограмма до ремонта	кгс	1825,9	1702,6	175,22	-357	349,9
		кН	17,9	16,7	1,7	-3,5	3,4
	вторая динамограмма до ремонта	кгс	1902,6	2100	2355,7	319,27	2459,2
		кН	18,7	20,6	23,1	3,1	24,1
Максимальные нагрузки после ремонта		кгс	3588,3	3636,7	4409,6	2253,8	3869,6
		кН	35,2	35,7	43,3	22,1	37,9
Минимальные нагрузки после ремонта		кгс	1455	1386,2	574,5	877,5	690,8
		кН	14,3	13,6	5,6	8,6	6,8

Во всех рассмотренных случаях выявлено, что до проведения ПРС в скважинах отмечается снижение максимальных нагрузок от 2,1 кН (скважина № 7207) до 15,1 кН (скважина № 7251) и рост минимальных от 0,8 кН (скважина № 7207) до 21,4 кН (скважина № 2503). После проведения ПРС во всех случаях отмечается рост максимальных и уменьшение минимальных нагрузок.

Динамометрирование скважин Дарьинского месторождения, характеризующихся низкими дебитами, позволило своевременно определить вид осложнений. По динамограммам выявлены случаи отложения АСПО (скважины №№ 7251 и 7207), выход плунжера насоса из строя (скважина № 7251), влияние газа и удары плунжера (скважина № 7269), и отворот штанг (скважина № 1329). На скважинах объекта выявлено уменьшение максимальных и увеличение минимальных нагрузок в период осложнения скважин. Контрольное снятие динамограммы после ПРС позволило выявить увеличение разницы между нагрузками, что говорит об эффективности предпринятых мероприятий.

**Анализ влияния режима откачки продукции (диаметр насоса, длина хода ТПШ, число качаний балансира) на работоспособность ШГН в скважинах промыслового объекта**

Проведём статистический анализ для определения параметров, влияющих на МРП малодебитных скважин Дарьинского месторождения. Данные для анализа показаны в таблице 11.

**Таблица 11** – Данные о режимах откачки жидкости малодебитных скважин Дарьинского месторождения

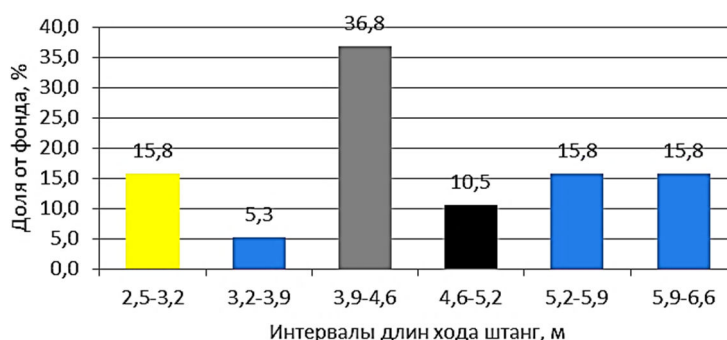
Осложнённые скважины	Значение диаметра насоса, мм	Длины хода ТПШ, м	Числа качаний балансира, качаний/мин.
1329	44,5	4,1	4,4
1385	44,5	3,1	3,9
2503	38,1	3,9	4,1
2507	31,8	2,5	3,4
2558	38,1	4,5	2,9
2566	38,1	6,6	3,5
2579	31,8	6,3	3,1
2584	44,5	4,5	3,5
7207	44,5	5,1	4,4
7214	38,1	5,7	2,4
7251	31,8	6,6	2,5
7269	38,1	5,6	5,2
7269	38,1	4,3	3,9
7324	31,8	2,5	6,8
7345	31,8	4,3	5,5
7397	44,5	5,7	5,7
11808	44,5	4,6	4,1
11873	31,8	4,1	5,3

Проведём статистический анализ параметров малодебитных скважин Дарьинского месторождения. В таблице 12 показано распределение малодебитных скважин Дарьинского месторождения по значениям длин хода штанг.

**Таблица 12** – Распределение малодебитных скважин Дарьинского месторождения по значениям длин хода штанг

Интервалы длин хода штанг, м	Число скважин в интервалах, ед.	Доля от фонда, %
2,5–3,2	3	15,8
3,2–3,9	1	5,3
3,9–4,6	7	36,8
4,6–5,2	2	10,5
5,2–5,9	3	15,8
5,9–6,6	3	15,8
Итого	19	100

Из рисунка 27 видно, что на Дарьинском месторождении в преобладающих количествах в ремонт вышли скважины с длиной хода штанг 3,9–4,6 м (36,8 % или 7 ед.). Также с длиной хода штанг 4,6–5,2 м вышли в ремонт 10,5 % фонда или 2 скважины. С длиной хода штанг 3,2–3,9 м встречается лишь одна скважина (5,3 %). По остальным трём диапазонам распределены по 3 скважины в каждой (по 15,8 %).



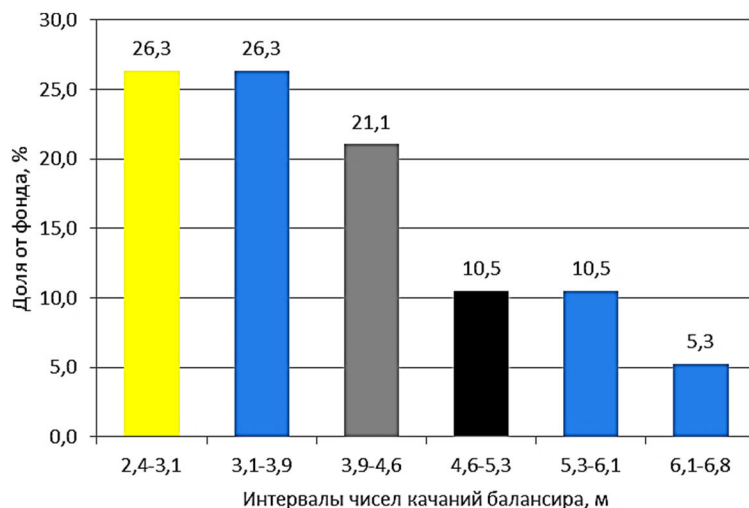
**Рисунок 27** – Распределение малодебитных скважин Дарьинского месторождения по значениям длин хода штанг

В таблице 13 показано распределение малодебитных скважин Дарьинского месторождения по значениям числа качаний балансира.

**Таблица 13** – Распределение малодебитных скважин Дарьинского месторождения по значениям числа качаний балансира

Интервалы чисел качаний балансира, качаний/мин.	Число скважин в интервалах	Доля от фонда, %
2,4–3,1	5	26,3
3,1–3,9	5	26,3
3,9–4,6	4	21,1
4,6–5,3	2	10,5
5,3–6,1	2	10,5
6,1–6,8	1	5,3
Итого	19	100

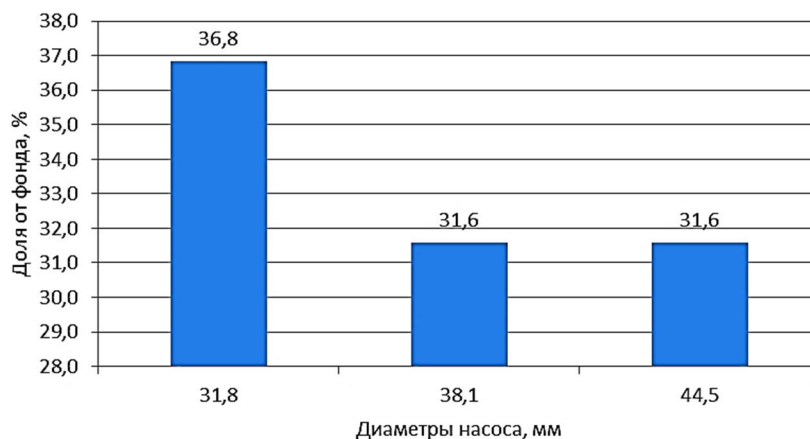
Из рисунка 28 видно, что на Дарьинском месторождении в преобладающих количествах в ремонт вышли скважины с числами качаний балансира 2,4–3,1 качаний/мин. и 3,1–3,9 качаний/мин. (по 26,3 % или по 5 ед. каждый). Также с числом качаний балансира 3,9–4,6 качаний/мин. вышли в ремонт 21,1 % фонда или 4 скважины. С числом качаний 4,6–5,3 качаний/мин. встречается лишь одна скважина (5,3 %). По остальным двум диапазонам распределены по 2 скважины в каждой (по 10,5 %).



**Рисунок 28** – Распределение малодебитных скважин Дарьинского месторождения по числу качаний балансира

Рассмотрим информацию по диаметру штанг. В данном случае можно проанализировать частоту распределения скважин только по трём значениям диаметра насоса – 31,8 мм, 38,1 мм и 44,5 мм.

Из рисунка 29 видно, что на Дарьинском месторождении в преобладающих количествах в ремонт вышли скважины с диаметрами насосов 31,8 мм (36,8 % или 7 ед.). С диаметрами насосов 38,1 мм и 44,5 мм в ремонт вышли по 31,6 % фонда или по 6 скважин.



**Рисунок 29** – Распределение малодебитных скважин Дарьинского месторождения по диаметрам насосов

Таким образом, проведение анализа по длине хода штанг, числу качаний балансира и диаметру насоса осложнённых малодебитных скважин Дарьинского месторождения позволило выявить, что в большинстве случаев скважины выходят в ремонт при длине хода ТПШ 3,9–4,6 м (36,8 % фонда или 7 ед.), числе качаний балансира 2,4–3,1 качаний/мин. и 3,1–3,9 качаний/мин (по 26,3 % или по 5 скважин) и при диаметре насоса, равным 31,8 мм (36,8 % фонда или 7 ед.). На основе анализа можно сделать вывод, что режим откачки продукции влияет на работоспособность скважин с ШГН. Для снижения частоты отказов ГНО и увеличения МРП на добывающих малодебитных скважинах необходимо грамотно подобрать оптимальный режим работы скважин.

#### **Выводы по результатам анализа работы малодебитных скважин Дарьинского месторождения и перспективы их дальнейшей эксплуатации**

Значительно большая доля механизированных скважин подходит под категорию малодебитные, т.к. дебиты не превышают 5 м<sup>3</sup>/сут. С целью повышения срока работы и рентабельности эксплуатации данные скважины целесообразней переводить на периодические режимы откачки. Такой вид эксплуатации также применяют в скважинах с высокими, но долго восстанавливающимися уровнями для сокращения частот спуска (не больше 5–6 раз). Для таких условий откачки подбирают преимущественно скважины с большим диаметром эксплуатационной колонны и глубоким зумпфом. При переводе на данный режим значение обводнённости и возможность выноса песка не являются ограничениями, если отсутствует увеличение обводнения и количества мехпримесей после перевода в режим.

Рост количества низкодебитных скважин объясняется увеличением обводнённости продукции по причине выработанности пластов. Проблемой эксплуатации малодебитных скважин является возникновение различных осложнений, влияющих как на работоспособность скважин (выпадение солей, АСПО, коррозионные разрушения, наличие дополнительных нагрузок, быстрый износ оборудования и т.д.), так и на экономическую рентабельность эксплуатации (повышение энергозатрат, дополнительные затраты на ремонт и обслуживание, на оборудование и т.д.). Поэтому в целях предупреждения осложнений наиболее распространённым и экономически выгодным вариантом является использование установок ШГН с небольшой производительностью. Также перевод в периодический режим откачки позволяет снизить себестоимость нефти за счёт снижения эксплуатационных и капитальных затрат.

Малодебитный фонд осложнён разными факторами: высокое значение вязкости продукции, высокое обводнение, наличие большого объёма солей, АСПО, песка в воде. Большое влияние на работу данных скважин оказывает скорость восходящего потока: увеличивается вероятность отложения АСПО, песка, соли на деталях и их внутренних частях, на трубах, узлах ГНО, за счёт чего охлаждение ПЭД происходит на недостаточном уровне. По этой причине насосное оборудование малодебитных скважин быстро выходит из строя, тем самым приводит к высокой себестоимости добычи нефти.

На Дарьинском месторождении за 2020–2022 гг. проведено 108 ремонтов, в том числе 19 из них на малодебитном фонде. Основной фонд скважин вышел в ремонт в большинстве случаев из-за неисправности системы клапанов ШСН – 20,4 % (или 22 скважины): 8,3 % (9 скважин) в 2020 году, 9,3 % (10 скважин) в 2021 году и 2,8 % (3 скважины) в 2022 году. Также на объекте сильно распространены утечки в НКТ – 18,5 % (20 скважин), причём наибольшее количество в 2021 году – 10,2 % (11 скважин). На низкодебитном фонде скважин самой распространённой причиной ремонтов является негерметичность эксплуатационной колонны, которые встречаются в 42,1 % случаях (8 скважин), а именно: 10,5 % (2 скважины) в 2020 году и 31,6 % (2я скважин) в 2021 году. С наименьшей частотой встречается отворот штанг – 5,3 % (1 скважина) в 2020 году.

По итогам анализа работы малодебитных скважин Дарьинского месторождения установлено, что основной фонд данных скважин при выходе в ремонт имел дебиты нефти 0,25–0,76 тонн/сут. и 1,26–1,77 тонн/сут. (по 5 скважин каждый), с дебитами жидкости 4,5–4,9 тонн/сут. (6 скважин) и обводнением 67,7–77,8 % (5 скважин). Отметим, что лишь 3 скважины из этого фонда высокообводнены. Количество скважин, которое требуется для наиболее точного анализа, составляет 73 ед. Наибольшие величины среднеквадратичного отклонения и дисперсии параметра получились при статистическом анализе по значениям обводнённости – 19,28 и 371,74 % соответственно. Отметим, что предельная ошибка всех расчётов не превышает 0,44 доли ед. (при статистическом анализе по дебиту нефти).

Во всех рассмотренных случаях выявлено, что до проведения ПРС в скважинах отмечается снижение максимальных нагрузок от 2,1 кН (скважина № 7207) до 15,1 кН (скважина № 7251) и рост минимальных от 0,8 кН (скважина № 7207) до 21,4 кН (скважина № 1329). После проведения ПРС во всех случаях отмечается рост максимальных и уменьшение минимальных нагрузок.

Динамометрирование скважин Дарьинского месторождения, характеризующихся низкими дебитами, позволило своевременно определить вид осложнений. По динамограммам выявлены случаи отложения АСПО (скважины №№ 7251 и 7207), выход плунжера насоса из строя (скважина № 7251), обрыв штанг (скважина № 7269) и отворот штанг (скважина № 1329). На скважинах Дарьинского месторождения выявлено уменьшение максимальных и увеличение минимальных нагрузок в период осложнения скважин. Контрольное снятие динамограммы после ПРС позволило выявить увеличение разницы между нагрузками, что говорит об эффективности предпринятых мероприятий.

Проведение анализа по длине хода штанг, числу качаний балансира и диаметрам насосов осложнённых малодебитных скважин Дарьинского месторождения позволило выявить, что в большинстве случаев скважины выходят в ремонт при длине хода ТПШ 3,9–4,6 м (7 ремонтов), числе качаний балансира 2,4–3,1 качаний/мин. и 3,1–3,9 качаний/мин. (по 5 ремонтов) и при диаметре насоса, равным 31,8 мм (7 ремонтов).

Наиболее распространённым и экономически выгодным вариантом эксплуатации таких скважин является использование установок ШГН с небольшой производительностью. Также перевод в периодический режим откачки позволяет снизить себестоимость нефти за счёт снижения эксплуатационных и капитальных затрат. Регулирование режима откачки производится за счёт изменения диаметра насоса, длины хода штанг и числа качаний балансира.

### Литература

1. Оборудование для добычи нефти / А.А. Арутюнов [и др.]. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2014. – 182 с.
2. Булатов А.И. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 томах / А.И. Булатов, О.В. Савенок. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2012–2015. – Т. 1–4.
3. Гуськова И.А. Осложнения в нефтедобыче: учеб. пособие / И.А. Гуськова, И.И. Маннанов, Д.Р. Гильманова. – Альметьевск : Альметьевский государственный нефтяной институт, 2010. – 87 с.
4. Конструкторско-технологическое обеспечение способов одновременно-раздельной эксплуатации многопластовых объектов месторождений / Т.Н. Иванова [и др.]. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2020. – 276 с.
5. Скважинные насосные установки для добычи нефти / В.Н. Ивановский [и др.]. – М. : Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2002. – 824 с.
6. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти : учеб. пособие. – М. : Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2003. – 583 с.
7. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложнённых условиях. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 571 с.
8. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова, 2015. – 322 с.
9. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2013. – 336 с.
10. Абдуллаева Г.Г. Проблемы штанговых глубинно-насосных установок: нейронные сети диагностики технического состояния нефтедобывающего оборудования / Г.Г. Абдуллаева, З.И. Меликзаде // Актуальные проблемы современного образования. – 2018. – Т. 2. – С. 31–38.
11. Алексеева М.А. Динамическая модель скважинной системы с ШГНУ / М.А. Алексеева, И.Н. Мырмин // Сборник материалов 64-ой научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных УГНТУ (18–19 апреля 2013 года, г. Уфа). – Уфа : Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2013. – С. 359–360.
12. Анализ эффективности работы фонда скважин НГДУ «Джалильнефть», оборудованных ШГНУ / Р.А. Ахметшин [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2005. – № 8. – С. 54–59.
13. Байков Н.М. Состояние добычи нефти и газа из малодебитных скважин в США / Н.М. Байков // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 2. – С. 130–132.
14. Бондаренко В.А. Исследование методов и технологий управления осложнениями, обусловленных пескопроявлениями / В.А. Бондаренко, О.В. Савенок // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2014. – № S5-1. – С. 3–27.

15. Дядечко О.О. Оценка эффективности балансировки станка-качалки на примере одного из обществ ПАО «НК «Роснефть» / О.О. Дядечко, Д.А. Аюпов // Нефтепромысловое дело. – 2021. – № 12(636). – С. 49–53.
16. Евстифеев В.Г. Повышение надёжности, долговечности и экологической безопасности сальников устьевой арматуры скважин, эксплуатируемых штанговыми глубинно-насосными установками / В.Г. Евстифеев, Д.С. Жуков // Современные технологии извлечения нефти и газа. Перспективы развития минерально-сырьевого комплекса (российский и мировой опыт): сборник материалов Всероссийской научно-практической конференции с международным участием в честь 25-летия высшего нефтяного образования Удмуртской Республики, посвящённой памяти основателя нефтяного факультета УдГУ доктора технических наук Кудинова Валентина Ивановича (17–19 мая 2018 года, г. Ижевск). – Ижевск : Издательский дом «Удмуртский университет», 2018. – С. 315–322.
17. Икмашов Г.Б. Анализ работы ШГНУ по эксплуатационному фонду скважин месторождения Узень / Г.Б. Икмашов, Р.А. Отаров, Ж.К. Уалиев // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли: материалы Международной научно-практической конференции (25–28 октября 2017 года, г. Альметьевск). – Альметьевск : Альметьевский государственный нефтяной институт, 2018. – С. 203–208.
18. Кусов Г.В. Классификация отказов и анализ работы технологического нефтепромыслового оборудования в условиях Крайнего Севера / Г.В. Кусов, В.С. Богатырев, О.В. Савенок // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 7. – С. 64–68.
19. Манахов В.А. Диагностирование штанговых скважинных насосных установок по параметрам динамограммы // Энергия молодёжи для нефтегазовой индустрии: материалы IV Международной научно-практической конференции молодых учёных (16–18 октября 2019 года, г. Альметьевск). – Альметьевск : Альметьевский государственный нефтяной институт, 2019. – С. 403–407.
20. Машили Н.С. Применение косвенного метода для определения обводнённости нефти по динамограмме / Н.С. Машили, А.С. Хисматуллин, М.С. Муллакаев // Наука и бизнес: пути развития. – 2020. – № 12(114). – С. 133–135.
21. Графоаналитический метод исследования глубинно-насосных скважин / И.О. Орлова [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – № 6. – С. 36–38.
22. Савенок О.В. Особенности эксплуатации добывающих скважин Западной Сибири / О.В. Савенок, Л.В. Поварова, А.С. Скиба // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 2. – С. 164–167.
23. Семёнов Д.А. Разработка алгоритма анализа и прогнозирования поломок штанговых глубинных нефтедобывающих установок на основе динамограмм // Интеллектуальная собственность, современные техника и технологии для развития экономики: материалы VII республиканской молодёжной научно-практической конференции в рамках Всероссийского студенческого форума «Инженерные кадры – будущее инновационной экономики России» (14–15 ноября 2019 года, г. Йошкар-Ола). – Йошкар-Ола : Поволжский государственный технологический университет, 2019. – С. 4–6.
24. Сибатуллин Р.Р. Обобщённый алгоритм диагностики работы штанговых установок / Р.Р. Сибатуллин, Р.А. Майский // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017. – № 3(109). – С. 69–77.
25. Патент № 2779979 РФ. Перепускной клапан / А.Е. Верисокин, С.И. Шиян, И.И. Шаблий // патентообладатель ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский федеральный университет»: № 2022110250; заявл. 15.04.2022; опубл. 16.09.2022. – Бюл. № 26.
26. Патент № 2770966 РФ. Гидроударное устройство / А.Е. Верисокин, С.И. Шиян, И.И. Шаблий патентообладатель ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский федеральный университет»: № 2021131419; заявл. 27.10.2021; опубл. 25.04.2022. – Бюл. № 12.
27. Патент № 2771831 РФ. Всасывающий клапан штангового насоса / А.Е. Верисокин, А.Ю. Верисокина, С.И. Шиян, И.И. Шаблий // патентообладатель ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский федеральный университет»: № 2021129045; заявл. 05.10. 2021; опубл. 12.05.2022. – Бюл. № 14.
28. Патент № 211948 РФ. Клапан золотниковый / О.В. Савенок, Н.Х. Жарикова, И.И. Шаблий, Р.Р. Ситёв // патентообладатель ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет»: № 2022111771; заявл. 29.04.2022; опубл. 29.06.2022. – Бюл. № 19.

## References

1. Equipment for oil production / A.A. Arutyunov [et al.]. – Krasnodar : LLC «Publishing House – South», 2014. – 182 p.
2. Bulatov A.I. Capital underground repair of oil and gas wells : in 4 vol. / A.I. Bulatov, O.V. Savenok. – Krasnodar : LLC «Publishing House – South», 2012–2015. – Vol. 1–4.
3. Guskova I.A. Complications in oil production: training manual / I.A. Guskova, I.I. Mannanov, D.R. Gilmanova. – Almeteyevsk : Almeteyevsk State Petroleum Institute, 2010. – 87 p.
4. Design and Technological Support of Methods for Simultaneous and Separate Operation of Multi-Zone Field Facilities / T.N. Ivanova [et al.]. – Krasnodar : Publishing House – South LLC, 2020. – 276 p.

5. Ivanovsky V.N. Well pumping units for oil production / V.N. Ivanovsky [et al.]. – M. : Publishing house «Oil and Gas» of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2002. – 824 p.
6. Mishchenko I.T. Well oil production: training manual. – M. : Publishing house «Oil and Gas» of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2003. – 583 p.
7. Persiyantsev M.N. Oil production in complicated conditions. – M. : Nedra-Business Center LLC, 2000. – 571 p.
8. Search, exploration and operation of oil and gas fields / V.V. Popov [et al.]. – Novocherkassk : South Russian State Polytechnic University (NPI) named after M.I. Platov, 2015. – 322 p.
9. Savenok O.V. Optimizing the operation of operational equipment to improve the efficiency of oil field systems with complicated production conditions. – Red-gift: Publishing House – South LLC, 2013. – 336 p.
10. Abdullaeva G.G. Problems of rod downhole pumping installations: neural networks of diagnostics of the technical condition of oil production equipment / G.G. Abdullaeva, Z.I. Melikzade // Actual problems of modern education. – 2018. – Vol. 2. – P. 31–38.
11. Alekseeva M.A. Dynamic model of the well system with ShGNU / M.A. Alekseeva, I.N. Myrmin // Collection of materials of the 64th scientific and technical conference of students, aspirants and young scientists of the UGNTU (April 18–19, 2013, Ufa). – Ufa : Ufa State Shock Oil Technical University, 2013. – P. 359–360.
12. Analysis of the efficiency of the well stock of NGDU Dzhailineft equipped with ShGNU / R.A. Akhmetshin [et al.] // Oil Field. – 2005. – № 8. – P. 54–59.
13. Baikov N.M. State of oil and gas production from low-production wells in the USA / N.M. Baikov // Oil facilities. – 2006. – № 2. – P. 130–132.
14. Bondarenko V.A. Research of methods and technologies for managing complications caused by sand phenomena / V.A. Bondarenko, O.V. Savenok // Mountain information-analytical bulletin (scientific and technical journal). – 2014. – № S5-1. – P. 3–27.
15. Dyadechko O.O. Assessment of the effectiveness of balancing the rocking machine using the example of one of the companies of Rosneft PJSC / O.O. Dyadechko, D.A. Ayupov // Oilfield business. – 2021. – № 12(636). – P. 49–53.
16. Evstifeev V.G. Improving Reliability, Durability and Environmental Safety of Wellhead Glands Operated by Downhole Sucker Rod Pumping Units / V.G. Evstifeev, D.S. Zhukov // Modern Oil and Gas Extraction Technologies. Prospects for the development of the mineral resource complex (Russian and world experience): a collection of materials from the All-Russian Scientific and Practical Conference with International Participation in Honor of the 25th Anniversary of the Higher Oil Education of the Udmurt Republic, dedicated to the memory of the founder of the Oil Faculty of UdSU, Doctor of Technical Sciences Kudinov Valentin Ivanovich (May 17–19, 2018, Izhevsk). – Izhevsk : Publishing house «Udmurt University», 2018. – P. 315–322.
17. Ikmashov G.B. Analysis of the work of the SGNU on the production well stock of the Uzen field / G.B. Ikmashov, R.A. Otarov, Zh.K. Ualiev // Achievements, problems and prospects for the development of the oil and gas industry: materials of the International Scientific and Practical Conference (October 25–28, 2017, Almet'yevsk). – Almet'yevsk : Almet'yevsk State Petroleum Institute, 2018. – P. 203–208.
18. Kusov G.V. Fault Classification and Analysis of Process Oilfield Equipment Operation in the Far North / G.V. Kusov, V.S. Bogatyrev, O.V. Savenok // Oil. Gas. Innovations. – 2016. – № 7. – P. 64–68.
19. Manakhov V.A. Diagnostics of rod well pumping units by dynamogram parameters / V.A. Manakhov // Energy of youth for the oil and gas industry: materials of the IV International Scientific and Practical Conference of Young Scientists (October 16–18, 2019, Almet'yevsk). – Almet'yevsk : Almet'yevsk State Petroleum Institute, 2019. – P. 403–407.
20. Mashili N.S. Application of Indirect method for determination of oil water cut by dynamogram / N.S. Mashili, A.S. Khismatullin, M.S. Mullakaev // Science and business: development paths. – 2020. – № 12(114). – P. 133–135.
21. Grafoanalytic Method of Depth Pumping Well Research / I.O. Orlova [et al.] // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2012. – № 6. – P. 36–38.
22. Savenok O.V. Features of operation of producing wells in Western Siberia / O.V. Savenok, L.V. Povarova, A.S. Skiba // Bulatov readings. – 2019. – Vol. 2. – P. 164–167.
23. Semenov D.A. Development of Algorithm for Analysis and Forecasting of Breakdowns of Rod-Type Head-Bin Oil Production Plants Based on Dynamograms // Intellectual Integrity, Modern Techniques and Technologies for Economic Development: Materials of the VII Republican Youth Scientific and Practical Conference within the Framework of the All-Russian Student Forum «Engineering Personnel – The Future of the Innovative Economy of Russia» (November 14–15, 2019, Yoshkar-Oskla). – Yoshkar-Oskla : Volga State Technological University, 2019. – P. 4–6.
24. R.R. Sibagatullin. Generalized algorithm for diagnosing the operation of rod units / R.R. Sibagatullin, R.A. Maisky // Problems of gathering, processing and transportation of oil and petroleum products. – 2017. – № 3(109). – P. 69–77.



25. Patent № 2779979 of the Russian Federation. Bypass valve / A.E. Verisokin, S.I. Shiyan, I.I. Shabliy // patent holder of FSAEI HE «North Caucasus Federal University»: № 2022110250; 15.04.2022 statement; published 16.09.2022. – Bullyuten № 26.
26. Patent № 2770966 of the Russian Federation. Hydraulic shock device / A.E. Verisokin, S.I. Shiyan, I.I. Shabliy patent holder of FSAEI HE «North Caucasus Federal University»: № 2021131419; 27.10.2021 statement; published 25.04.2022. – Bulletin № 12.
27. Patent № 2771831 of the Russian Federation. Sucker valve of rod pump / A.E. Verisokin, A.Yu. Verisokina, S.I. Shiyan, I.I. Shabliy // patent holder of FSAEI HE «North Caucasus Federal University»: № 2021129045; statement 05.10. 2021; published 12.05.2022. – Bul. № 14.
28. Patent № 211948 of the Russian Federation. Spool valve / O.V. Savenok, N.H. Zharikova, I.I. Shabliy, R.R. Sitev // patent holder of FSBEI HE «St. Petersburg Mining University»: № 2022111771; 29.04.2022 statement; published 29.06.2022. – Bulletin № 19.