

УДК 622.276.53

А.А. Исаев, ведущий инженер отдела инноваций и экспертизы, ООО УК «Шешмаойл» (Альметьевск, Республика Татарстан, Россия), e-mail: isaeff-oil@yandex.ru; **К.И. Архипов**, к.т.н., профессор кафедры нефтегазового оборудования, Альметьевский государственный нефтяной институт (Альметьевск, Республика Татарстан, Россия), e-mail: ngo@agni-rt.ru

Выявление факторов, снижающих работоспособность насосных штанг (на примере нефтяных компаний Республики Татарстан)

Установлены факторы выхода из строя колонн насосных штанг при эксплуатации скважин установками штанговых винтовых насосов с наземным приводом. Исследования проводились на основании эксплуатации скважин в четырех акционерных обществах. Всего был проанализирован и обработан статистический материал почти 669 ремонтов скважин. Выявлено, что самое большое число ремонтов имело место из-за обрывов штанг (16,6%), износа эластичного элемента (11,2%), обрыва полированного штока (7%), заклинивания ротора (4,7%) и других причин. В двух случаях, относящихся к обрыву штанг и полированного штока, проявилось низкое качество изготовления изделий заводом-производителем. Основная причина обрыва штанг заключается в искривлении оси скважин. По этой причине только на предприятии ООО УК «Шешмаойл» произошло 77% обрывов штанг.

Были проанализированы инклинограммы скважин и построены графические зависимости наработки штанг от максимального угла наклона скважин при различной частоте вращения штанговой колонны.

График показывает, что не только увеличение угла наклона, но и возрастание частоты вращения штанг приводит к снижению их наработки. Характер снижения наработки колонны штанг с ростом угла наклона удалось аппроксимировать линейной зависимостью. Достоверность зависимости лимитируется углом наклона скважин до 35° и частотой вращения колонны штанг 80–400 мин⁻¹.

Была рассмотрена статистическая связь между глубиной обрыва штанг и зенитным углом оси скважины. Был построен график этой зависимости и выведено корреляционное уравнение.

Установлен еще целый ряд зависимостей, определяющих обрывность штанг. В частности, это обводненность продукции (в пределах 30–70%), срок службы штанг (3–6 лет), динамический уровень над приемом насоса (меньше 100 м над приемом насоса) и другое. Обрывы штанг чаще всего происходят по телу штанг (коэффициент обрывности 0,841). Частота ремонтов установок штанговых винтовых насосов с наземным приводом в последние годы снижается. Этому, в частности, способствуют новые технические средства, разработанные, запатентованные и внедряемые на скважинах ООО УК «Шешмаойл».

Ключевые слова: установка штангового винтового насоса, обрыв штанг, давление насыщения, давление на приеме насоса.

.....

A.A. Isaev, «Sheshmaoil» Management Company LLC (Almetyevsk, Republic of Tatarstan, Russia), Leading Engineer of Division of Innovations and Examinations, e-mail: isaeff-oil@yandex.ru; **K.I. Arkhipov**, Almetyevsk State Petroleum Institute (Almetyevsk, Republic of Tatarstan, Russia), Cand. T. Sc., professor of Department oil and gas equipment, e-mail: ngo@agni-rt.ru

Determination of factors decreasing working efficiency of pump rods (in the context of oil companies of the Republic of Tatarstan)

Factors for breakdown of strings of pumping rods during operation of wells with Progressive Cavity Pumping Units were determined. Surveys were carried out based on well operation data in 4 companies. Statistical data on an overall of 669 well maintenance operations were analyzed and processed. It was revealed that the majority of maintenance operations were due to parting of rods (16,6%), wear of elastic parts (11,2%), parting of polished rod (7%), rotor jamming (4,7%) and other reasons. In two cases of parting of rods and polished rods it was revealed that the goods were of defective workmanship on the manufacturer's part. The basic reason of rods parting is borehole axis inclination. Sheshmaoil Management Company LLC alone faced 77% of all rods parting due to this reason.

Dipmeter logs of wells were examined and dependency graphs of rods' service life on maximum angle of well inclination at various rates of drilling string rotation were plotted.

The graphs show that not only increase of inclination angle but increase of rotation rate of rods as well lead to decrease of their service life. We managed to approximate by a linear dependence the pattern of rods' service life decrease related

to increase of inclination angle. Accuracy of dependence is limited to well inclination angle up to 35 degrees and string rotation rate within 80–400 min⁻¹.

Statistical relationship between depth of drill string parting and inclination angle of borehole axis was studied. The graph of this dependence was plotted and correlation equation was derived.

A range of other dependencies were determined that affect the breakage of rods. These are, in particular, water cut (within 30 up to 70%), service lifetime of rods (from 3 to 6 years), dynamic head above pump's intake (less than 100 m. above pump's intake) and others. Breakages of rods typically occur along their bodies (breakage factor = 0,841). Frequency of repairing of Progressive Cavity Pumps with surface drive has decreased over the past years. One of the reasons for this are technical means developed, patented and implemented on oilwell facilities of Sheshmaoil Management Company LLC.

Keywords: cavity pump installation, rods parting, bubble-point-pressure, pump intake pressure.

За время эксплуатации на скважинах Республики Татарстан, оборудованных установками штанговых винтовых насосов с наземным приводом (УШВН), было проведено 2427 ремонтов. Распределение ремонтов по основным причинам отказа подземного и наземного оборудования представлено в таблице 1 и на рисунке 1, из которых видно, что 25,8% ремонтов на скважинах с УШВН проведено по причине обрывности вращательной колонны (обрыв штанг, полированных штоков и штанговых переводников), 24,8% – по причине проведения геолого-технических мероприятий (оптимизация, дострел пласта, обработка призабойных зон и пр.), а также выхода из строя штанговых винтовых насосов, в том числе из-за износа эластомера (11,2% от всех ремонтов) и выхода из строя ротора (3,1%), включая заклинивание (4,7%). Одной из причиной обрывов вращательной колонны является низкое качество изготовления заводом-производителем полированных штоков, отклонение штанг от геометрических параметров, заложенных в ГОСТ 13877 и API, различной структуры, твердости, химического состава штанг (заводской брак) [1]. Обрыв по резьбе штанги или полированных штоков обусловлен в основном недостаточным моментом свинчивания резьбового соединения или изгибом в области головки штанги.

При эксплуатации скважины УШВН вращательная колонна (ВК) подвергается одновременному действию растягиваю-

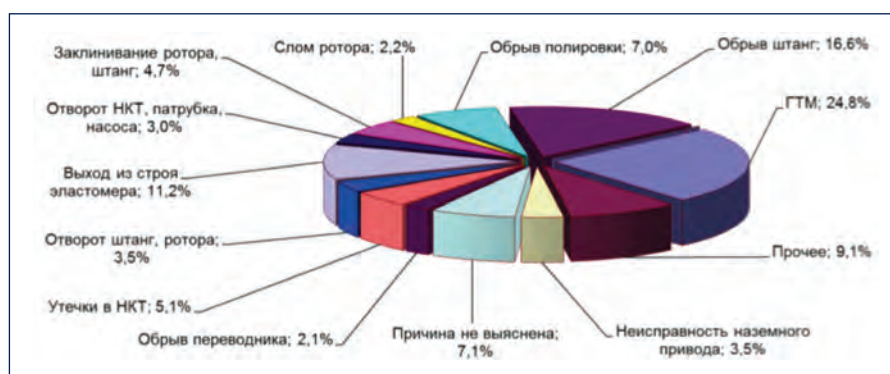


Рис. 1. Распределение ремонтов скважин, оборудованных УШВН, по основным причинам отказа подземного и наземного оборудования

Fig. 1. Repair distribution for wells equipped with rod screw pump unit by the main causes of underground and ground equipment failure

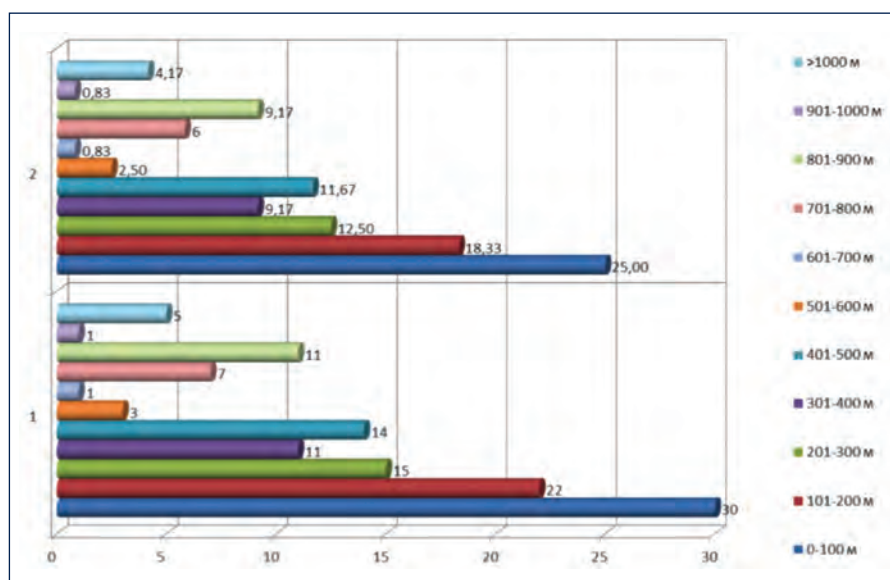


Рис. 2. Обрывность вращательной колонны по длине: 1 – шт., 2 – %

Fig. 2. Rotary string breakage rate by length: 1- pcs, 2 – %

Ссылка для цитирования (for references):

Исаев А.А., Архипов К.И. Выявление факторов, снижающих работоспособность насосных штанг (на примере нефтяных компаний Республики Татарстан) // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2015. – № 5. – С. 46–52.

Isaev A.A., Arkhipov K.I. Vyzhivlenie faktorov, snizhajushhijh rabotosposobnost' nasosnyh shtang (na primere neftejnyh kompanij Respubliki Tatarstan) [Determination of factors decreasing working efficiency of pump rods (in the context of oil companies of the Republic of Tatarstan)]. *Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory*, 2015, No. 5. P. 46–52.

Таблица 1. Распределение ремонтов скважин, оборудованных УШВН
Table 1. Repair distribution for wells equipped with sucker-rod screw pumps

№ п/п Item No.	Причина ремонта Cause of repair	Количество ремонтов скважин Number of well repairs																			
		ОАО «Шешмаойл» Sheshmaoil JSC		ОАО «Иделойл» Ideloil JSC		ОАО «Кондурчанефть» Kondurchaneft JSC		ОАО «Татнефтедача» Tatnefteotdacha JSC		ЗАО «Кара-Алтын» Kara-Altyn CJSC		ЗАО «Татойл-газ» Tatoyl-gas CJSC		ЗАО «Татнефтепром» Tatnefteprom CJSC		ЗАО «Татекс» Tateks CJSC		ОАО «Татнефть» Tatneft JSC		Общее General	
		шт. pcs	%	шт. pcs	%	шт. pcs	%	шт. pcs	%	шт. pcs	%	шт. pcs	%	шт. pcs	%	шт. pcs	%	шт. pcs	%	шт. pcs	%
1	ГТМ Geological and technical activities	76	21,8	42	22,3	28	21,1	11	10,1	19	42,2	286	30,3	2	15,4	91	37,8	47	11,6	602	24,8
2	Обрыв штанг Rod breakage	50	14,4	55	29,3	16	12,0	27	24,8	3	6,7	110	11,6	0	0,0	40	16,6	103	25,4	404	16,6
3	Выход из строя эластомера Elastomer failure	28	8,0	7	3,7	9	6,8	28	25,7	1	2,2	58	6,1	2	15,4	13	5,4	126	31,1	272	11,2
4	Причина не выяснена Cause not identified	23	6,6	16	8,5	18	13,5	4	3,7	6	13,3	65	6,9	6	46,2	30	12,4	4	1,0	172	7,1
5	Обрыв полировки Polishing breakage	52	14,9	17	9,0	2	1,5	20	18,3	4	8,9	50	5,3	0	0,0	19	7,9	6	1,5	170	7,0
6	Утечки в НКТ Leakages in tubings	9	2,6	3	1,6	1	0,8	7	6,4	0	0,0	95	10,1	0	0,0	0	0,0	9	2,2	124	5,1
7	Заклинивание ротора, штанг Jamming of rotor, rods	21	6,0	5	2,7	21	15,8	8	7,3	2	4,4	50	5,3	0	0,0	8	3,3	0	0,0	115	4,7
8	Отворот штанг, ротора Turnaway of rods, rotor	12	3,4	7	3,7	4	3,0	2	1,8	1	2,2	36	3,8	0	0,0	3	1,2	20	4,9	85	3,5
9	Неисправность наземного привода Failure of ground drive	12	3,4	5	2,7	12	9,0	0	0,0	1	2,2	44	4,7	0	0,0	11	4,6	0	0,0	85	3,5
10	Отворот НКТ, патрубка, насоса Turnaway of tubings, nipple, pump	18	5,2	9	4,8	3	2,3	0	0,0	0	0,0	23	2,4	0	0,0	3	1,2	16	4,0	72	3,0
11	Слом ротора Rotor breakage	3	0,9	2	1,1	3	2,3	0	0,0	3	6,7	33	3,5	2	15,4	0	0,0	7	1,7	53	2,2
12	Обрыв переводника Sub breakage	5	1,4	1	0,5	0	0,0	0	0,0	0	0,0	3	0,3	0	0,0	0	0,0	43	10,6	52	2,1

Таблица 1. Распределение ремонтов скважин, оборудованных УШВН
Table 1. Repair distribution for wells equipped with sucker-rod screw pumps

13	Переподгонка Overfitting	11	3,2	4	2,1	4	3,0	0	0,0	1	2,2	14	1,5	1	7,7	7	2,9	0	0,0	42	1,7
14	Обрыв НКТ, патрубка Tubing, nipple breakage	7	2,0	5	2,7	0	0,0	2	1,8	0	0,0	17	1,8	0	0,0	3	1,2	1	0,2	35	1,4
15	Высокая вязкость, эмульсия, промывка High viscosity, emulsion, flushing	4	1,1	0	0,0	6	4,5	0	0,0	4	8,9	6	0,6	0	0,0	2	0,8	2	0,5	24	1,0
16	Износ (де- формация) ротора Rotor wear (deformation)	4	1,1	2	1,1	3	2,3	0	0,0	0	0,0	1	0,1	0	0,0	1	0,4	12	3,0	23	0,9
17	Износ поли- ровки Polishing wear	1	0,3	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	15	1,6	0	0,0	3	1,2	0	0,0	19	0,8
18	Неисправ- ность проче- го оборудо- вания Failure of other equipment	1	0,3	1	0,5	1	0,8	0	0,0	0	0,0	13	1,4	0	0,0	0	0,0	2	0,5	18	0,7
19	Отложение солей, пара- фина Salt and paraffin depositing	1	0,3	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	14	1,5	0	0,0	0	0,0	2	0,5	17	0,7
20	Засорение Plugging	7	2,0	2	1,1	1	0,8	0	0,0	0	0,0	2	0,2	0	0,0	1	0,4	4	1,0	17	0,7
21	Неис- правность арматуры устьевой Wellhead equipment failure	3	0,9	2	1,1	1	0,8	0	0,0	0	0,0	3	0,3	0	0,0	6	2,5	1	0,2	16	0,7
22	Слом насоса Pump breakage	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	6	0,6	0	0,0	0	0,0	0	0,0	6	0,2
23	Износ (сколы) цен- тракторов Wear (shear) of centralizers	0	0,0	3	1,6	0	0,0	0	0,0	0	0,0	1	0,1	0	0,0	0	0,0	0	0,0	4	0,2
Всего Total		348	100	188	100	133	100	109	100	45	100	945	100	13	100	241	100	405	100	2427	100

щих, крутящих и изгибающих нагрузок, а также воздействию добываемой пластовой жидкости. Наряду с этим условия работы ВК осложняются искривле-

нием ствола скважины (отклонением от вертикали) и насосно-компрессорных труб, наличием сил трения ВК о стенки скважины и рядом других факторов.

Вращательная колонна имеет искривление, максимально допустимое стенками труб НКТ, в результате чего при работе ВК имеет место продольный изгиб.

Таблица 2. Обрывность вращательной колонны по типоразмерам насосов

Table 2. Rotary string breakage rate by pump standard sizes

Типоразмеры насосов Standard size of pumps	Добывающая компания Producer company	ШВН-2, ШВН-3 ShVN-2, ShVN-3	ШВН-4 ShVN-4	ШВН-5, ШВН-6 ShVN-5, ShVN-6	ШВН-7 ShVN-7	ШВН-10, ШВН-11 ShVN-10, ShVN-11	ШВН-13, ШВН-14 ShVN-13, ShVN-14	ШВН-16 ShVN-16	ШВН-21, ШВН-22 ShVN-21, ShVN-22	ШВН-23, ШВН-24 ShVN-23, ShVN-24	ШВН-33 ShVN-33	ШВН-40 ShVN-40
Поднятые насосы Lifted pumps	ОАО «Шешмаойл» Sheshmaoil JSC	8	145	27	7	83	12	22	8	13		2
	ОАО «Иделойл» Ideloil JSC	2	34	29		70	4	29	7	1	4	3
	ОАО «Кондурча-нефть» Kondurchaneft JSC	28	36	38		13	13	1				
	Общее General	38	215	94	7	166	29	52	15	14	4	5
Количество обрывов вращательной колонны Number of rotary string breakages	ОАО «Шешмаойл» Sheshmaoil JSC	2	12	1	4	13	8	4	2	3		
	ОАО «Иделойл» Ideloil JSC		7	6		24		12	3		2	2
	ОАО «Кондурча-нефть» Kondurchaneft JSC	3	5	6			2					
	Общее General	5	24	13	4	37	10	16	5	3	2	2
Коэффициент обрывности Breakage coefficient	Общее General	0,132	0,112	0,138	0,571	0,223	0,345	0,308	0,333	0,214	0,500	0,400

Около 77% обрывов штанг произошло на скважинах ООО УК «Шешмаойл» с характерным искривлением ствола скважин.

Максимально возможной стреле прогиба ВК соответствуют максимальные напряжения изгиба в штангах.

В верхней части ВК действуют в основном напряжения растяжения от собственного веса и касательные напряжения – от действия крутящего момента; в нижней части ВК действуют напряжения изгиба и кручения.

Так, в верхней части колонны штанг (300 м ниже устья скважины) по указанным причинам произошло 67 обрывов штанг, что составляет 55,8% (рис. 2).

Напряжение изгиба действует как на искривленных участках скважины, так и в нижней части ВК, на которые влияет эксцентриситет рабочих органов ШВН. В результате искривления стволов скважин при эксплуатации винтовым насосом происходят следующее:

1) более интенсивное изнашивание вращательной колонны, требующее большей мощности на вращение;

2) при спуско-подъемных операциях возможны задевания муфт ВК за уступы насосно-компрессорных труб;

3) в искривленном стволе ВК резко возрастают знакопеременные напряжения от изгиба;

4) интенсивное трение вращательной колонны о внутренние стенки насосно-компрессорных труб, чаще всего повторяющееся с какой-либо одной стороны, способствует обрыву штанг или насосно-компрессорных труб, а также износу насосно-компрессорных труб вплоть до образования сквозных отверстий.

Установлено, что максимальный угол наклона скважины определенным образом снижает наработку штанг на отказ. С помощью инклинограмм группы наклонно-направленных скважин были рассчитаны максимальные углы наклона скважин с произошедшими авариями штанг и известной наработки в миллионах циклов (оборотов). В анализируемую группу вошли УШВН с числом оборотов вала насосов: до 100 мин⁻¹; 100–200 мин⁻¹; 200–300 мин⁻¹; 300–400 мин⁻¹.

На рисунке 3 показаны зависимости наработки штанг с авариями от максимального угла наклона скважин при разных максимальных углах наклона скважин.

Всего в обработку вошло 35 скважин. Из рисунка 3 видно, что с ростом максимального угла наклона скважины наработка штанг снижается. Увеличение числа оборотов вала УШВН также приводит к снижению наработки на отказ колонны штанг.

Характер снижения наработки колонны штанг с ростом угла наклона можно аппроксимировать линейной зависимостью ($R^2 = 0,62$)

$$N = 10^6 \cdot (47,5 - 0,098n) \cdot (1 - \alpha/40), \quad (1)$$

где n – число оборотов вала, мин⁻¹;
 α – зенитный максимальный угол наклона, град.

Формула (1) справедлива для чисел оборотов вала насосов $n = 80–400$ мин⁻¹ и углах наклона 0–35 град.

На рисунке 4 показана статистическая связь между глубиной обрыва штанг и

зенитным углом ствола скважины на глубине обрыва штанговой колонны. Видна корреляционная связь между указанными параметрами ($R^2 = 0,5368$)

$$L = 0,0314\alpha + 3,4663, \quad (2)$$

где α – зенитный угол на глубине обрыва, град.

Формула (2) показывает тесную связь глубины обрыва колонн штанг с зенитным углом скважины на этой глубине. На обрывность ВК влияет также наличие в скважинной продукции веществ, способствующих деформации эластомера. Так, 10,6% обрывов штанг произошли после дозирования химических (неионогенных) веществ устьевым дозатором для снижения вязкости образованных водонефтяных эмульсий. После подъема насосов с этих скважин было выявлено, что в 42% случаях ротор не вращается в эластомере, т.е. обрыв произошел в связи с заклиниванием ротора в статоре. Разбор насосов на стенде позволил установить, что эластомер размягчился, т.е. химические вещества, в состав которых входят неионогенные вещества, влияют на структуру эластомера.

ПРОВЕДЕН АНАЛИЗ ОБРЫВОВ ШТАНГ, КОТОРЫЙ ПОКАЗАЛ, ЧТО:

- большинство обрывов насосных штанг в скважинах наблюдается при эксплуатации насоса с зенитным углом от 10 до 30 градусов;
- большинство обрывов произошло на скважинах при частотах вращения от 120 до 300 в минуту;
- большинство обрывов приходится при эксплуатации скважин с дебитами 7,0–18 м³/сут.;
- 56,5% обрывов произошло в скважинах башкирского яруса с повышенной вязкостью нефти и верейского горизонта с наличием водонефтяной эмульсии;
- в основном обрывы штанг происходили при обводненности продукции 30–70%;
- 68% ремонта по причине обрыва штанг приходилось на штанги с возрастом 3–6 лет;
- при эксплуатации $P_{нас} > P_{пр}$ произошло 77 % обрывов штанг;

Таблица 3. Обрывность вращательной колонны по конструктивным элементам

Table 3. Rotary string breakage rate by structural elements

Элемент вращательной колонны Rotary string element	Тело Body	Резьба Thread	Муфта Coupling	Квадрат Kelly
Количество обрывов вращательной колонны Number of rotary string breakages	95	8	5	5
Коэффициент обрывности Breakage coefficient	0,841	0,071	0,044	0,044

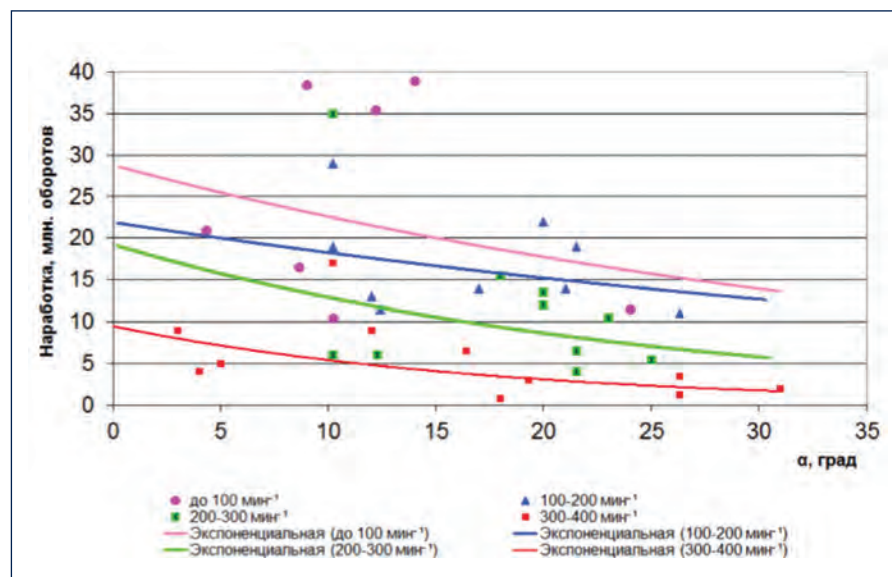


Рис. 3. Зависимость наработки штанг от максимального угла наклона скважин при различных оборотах штанг, мин⁻¹

Fig. 3. Dependency of running time of rods on the maximum slope angle of wells with various rod rotations, min⁻¹

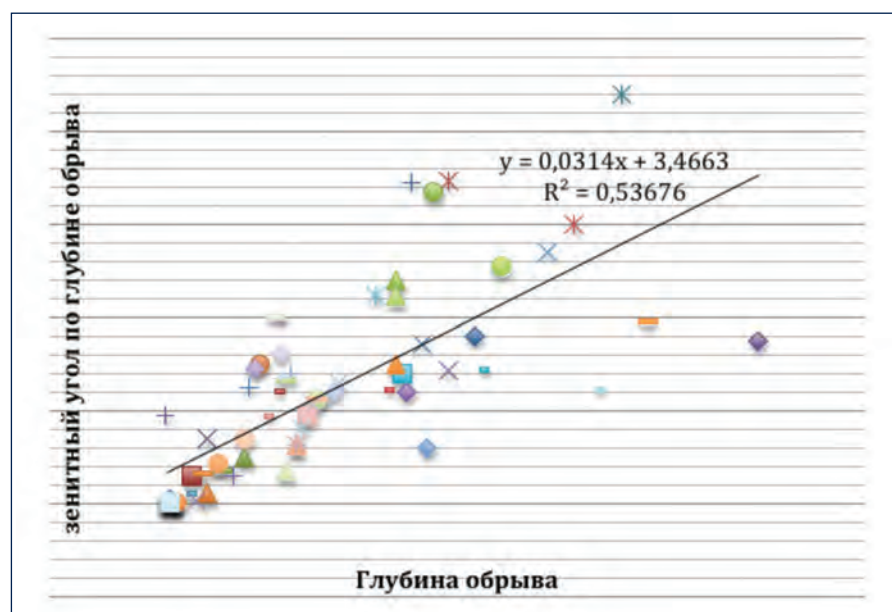


Рис. 4. Статистическая связь между глубиной обрыва штанговой колонны и зенитным углом на глубине обрыва

Fig. 4. Statistical relation between the depth of rod string breakage and slope angle at a breakage depth

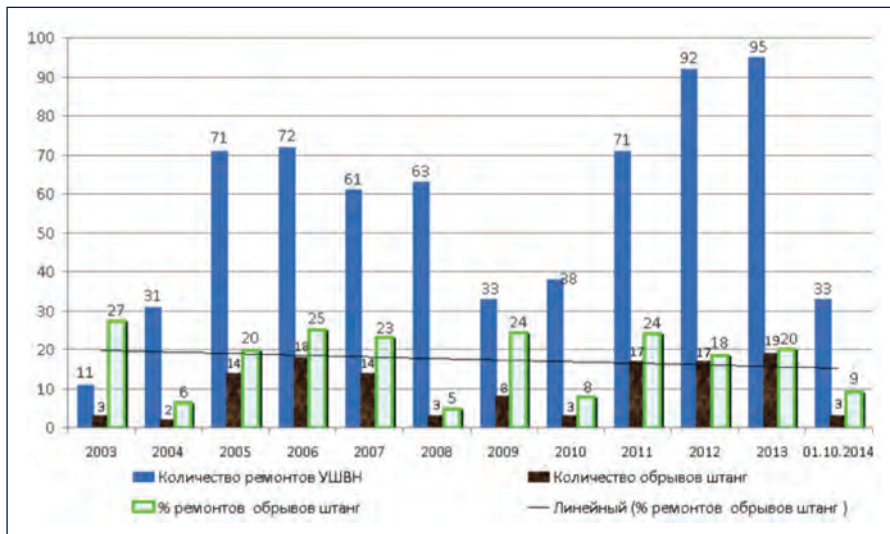


Рис. 5. Распределение обрывов штанг по годам
Fig. 5. Breakdown of rod breakages by years

• при эксплуатации скважин с динамическим уровнем на приеме насоса (меньше 100 м над приемом насоса) произошло 70% обрывов штанг.

На рисунке 5 показано, что в последние годы частота ремонтов по причине обрывности штанг по ООО УК «Шешмаойл» снижается.

Анализ причин обрывов также показал, что основными причинами явились усталость металла, эксплуатация с высокими оборотами привода, вибрация штанг и наличие штанг, прошедших дефектоскопию, но не отработавших свой гарантийный срок.

В таблице 2 приведено распределение обрывов вращательной колонны в ООО

УК «Шешмаойл» по типоразмерам насосов, из которой видно, что коэффициент обрывности выше у винтовых насосов большего типоразмера.

Из таблицы 3 следует, что чаще всего штанги обрываются по телу.

Для снижения количества обрывов насосных штанг рекомендуется применять новые технические средства, разработанные, запатентованные и внедренные на скважинах ООО УК «Шешмаойл»:

- ВК кольцевого сечения с высаженными наружу концами, которые являются равнопрочными конструкциями (внедрены на четырех скважинах) [2],
- центраторы с функциями подшипников (внедрены на двух скважинах) [3, 4].

ВЫВОДЫ

1. Основными причинами выхода из строя установок штанговых винтовых насосов являются обрывы штанг и полированных штоков, а также износ эластомера.

2. Установлено, что основными факторами, осложняющими эксплуатацию скважин с установками штанговых винтовых насосов и снижающими их работоспособность, являются:

- наклон ствола с зенитным углом 10–30 град. и искривление скважин, по причине которых происходит около 77% обрывов штанг, причем 55,8% из них приходится на небольших (до 300 м) глубинах, а 56,5% – на башкирский ярус с повышенной вязкостью нефти и верейский горизонт с наличием водо-нефтяной эмульсии;

• наличие свободного газа на приеме насоса при частичном разгазировании нефти ($P_{нас} > P_{пр}$), приводящее к набуханию и химическому разложению эластомера насоса.

3. Получена экспериментальная зависимость наработки штанг от максимального угла наклона ствола скважины и числа оборотов вала насоса, позволяющая осуществлять прогноз аварий оборудования в осложненных условиях эксплуатации.

4. Установлена статистическая связь между глубиной обрыва штанговой колонны и зенитным углом на глубине обрыва.

Литература:

1. Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Каштанов В.С., Донской Ю.А., Маляревский А.В. Почему рвутся штанговые колонны? // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2007. – № 3. – С. 34–37.
2. Исаев А.А. Совершенствование установок штанговых винтовых насосов // Инженерная практика. – 2014. – № 10. – С. 52–58.
3. Исаев А.А., Тахаутдинов Р.Ш., Валиев Р.Ф. Насосная штанга с центрирующим элементом. Патент РФ на изобретение № 2523267, МПК E21B 17/10. Заявитель и патентообладатель – ООО НПО «Инновация», № 2013117775, заявл. 17.04.2013; опубл. 20.07.2014. Бюл. № 20.
4. Исаев А.А., Тахаутдинов Р.Ш. Блок центрирования штанг. Патент РФ на изобретение № 2534268, МПК E21B 17/10. Заявитель и патентообладатель – ООО НПО «Инновация», № 2012112196, заявл. 29.03.2012.

References:

1. Ivanovskiy V.N., Sabirov A.A., Kashtanov V.S., Donskoy Yu.A., Malyarevskiy A.V. Pochemu rvutsya shtangovye kolonny? [Why are rod strings broken?]. *Territoriya «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory*, 2007, No. 3. P. 34–37.
2. Isaev A.A. Sovershenstvovanie ustanovok shtangovykh vintovykh nasosov [Improvement of units of rod screw pumps]. *Inzhenernaya praktika = Engineering practice*, 2014, No. 10. P. 52–58.
3. Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Valiev R.F. *Nasosnaya shtanga s centrirujushhim jelementom* [Pump rod with centering element]. RF Invention Patent No. 2523267, IPC E21B 17/10. Patent applicant and holder – Innovation Research, Development and Production Association LLC, No. 2013117775, applied on 17.04.2013; published on 20.07.2014. Bul. Np. 20.
4. Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh. *Blok centrirovaniya shtang* [Rod centering unit]. RF Invention Patent No. 2534268, IPC E21B 17/10. Patent applicant and holder – Innovation Research, Development and Production Association LLC, No. 2012112196, applied on 29.03.2012.