

УДК 622.276:53

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ОСЛОЖНЯЮЩИХ ФАКТОРОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВИНТОВЫХ ШТАНГОВЫХ НАСОСОВ

Бикбулатова Голия Ильдусовна¹,

agni-ngo@mail.ru

Исаев Анатолий Андреевич²,

isaeff-oil@yandex.ru

Болтнева Юлия Анатольевна¹,

boltneva1julia@mail.ru

¹ Альметьевский государственный нефтяной институт,
Россия, 423458, г. Альметьевск, ул. Ленина, 2.

² ООО УК «Шешмаойл»,
Россия, 423458, ул. Ленина, 15.

Актуальность. В Российской Федерации наибольшее распространение штанговые винтовые насосные установки получили в Урало-Поволжье и, прежде всего, в Республике Татарстан, поскольку они позволяют добывать пластовую жидкость повышенной вязкости с содержанием механических примесей и газа.

Цель исследования: установить влияние осложняющих факторов, таких как наличие механических примесей, повышенная вязкость, обводненность пластовой жидкости, на эффективность эксплуатации установок штанговых винтовых насосов; определить закономерности снижения наработки колонны штанг и эластомера насоса.

Объекты. Большинство установок штанговых винтовых насосов эксплуатируются в скважинах, вскрывших пласты башкирского яруса и верейского горизонта. Они отличаются высокой вязкостью нефти и наличием водонефтяной эмульсии. Проведенный анализ химических свойств проб нефти из 188 скважин ОАО «Шешмаойл», ОАО «Кондурчанефть» и ОАО «Иделойл», показал, что средняя вязкость добываемой жидкости составляет 610 мПа·с. При этом значительная доля приходится на скважины, добывающие пластовую жидкость вязкостью более 500 мПа·с.

Методы. Накопленный объем эксплуатационных данных на скважинах башкирского яруса и верейского горизонта, оборудованных штанговыми винтовыми насосными установками, позволяет установить снижение наработки насосных штанг при росте вязкости откачиваемой жидкости, что обусловлено существенным ростом гидравлических сопротивлений вращательному движению колонны штанг. Статистика ремонтов штанговых винтовых установок выявила закономерность степени износа эластомера в зависимости от количества накопленных оборотов ротора, обводненности продукции, содержания механических примесей в добываемой жидкости, давления насыщения, уровня жидкости в скважине.

Результаты. Определены основные осложняющие факторы, снижающие эффективность работы штангового насоса. Установлены основные причины отказов штанговых винтовых насосных установок. Выявлено, что причинами обрывов являются: низкое качество изготовления полированных штоков, отклонение штанг от геометрических параметров различной структуры, твердости, химического состава штанг (заводской брак). Обрыв по резьбе штанги или полированных штоков обусловлен недостаточным моментом свинчивания резьбового соединения или изгибом в области головки штанги. Обрывы полированных штоков, происходящие в месте расположения устьевого сальника, связаны с усталостным напряжением. Усталостный излом возникает в результате постоянно действующих деформационных усилий. Основной причиной, вызывающей набухание эластомера, является эксплуатация насоса с давлением на приеме ниже давления насыщения. Данный фактор вызывает насыщение материала эластомера газами, заклинивание ротора в статоре, и, как следствие, обрыв колонны штанг или полированного штока.

Ключевые слова:

Штанговая винтовая насосная установка, эффективная эксплуатация, осложняющие факторы, наработка штанг, обрыв, износ эластомера, обводненность, механические примеси, обороты ротора.

Введение

Установки штанговых винтовых насосов с наземным приводом (УШВН) находят все большее распространение в нефтедобывающих регионах мира, в том числе Российской Федерации, Республике Казахстан и др. Малая металло- и энергоемкость используемого оборудования, надежность и безопасность оборудования, достаточно высокие значения напора и подачи делают этот способ механизированной добычи нефти конкурентоспособным по отношению к традиционным [1–3].

В Российской Федерации наибольшее применение УШВН получили в Урало-Поволжье и, прежде всего, в Республике Татарстан (РТ), поскольку они позволяют добывать пластовую жидкость повышенной вязкости с содержанием механических примесей и газа [4–7].

Применению УШВН на нефтяных месторождениях посвящено достаточное количество работ, в которых неоднозначно оценивается эффективность эксплуатации установок. В связи с этим проведен анализ эксплуатации УШВН в целом по месторождениям РТ.

Распределение ремонтов по основным причинам отказов

На территории РТ открыто 144 нефтяных месторождения, из них в разработке находится 120 месторождений, причем доля запасов нефти с вязкостью более 300 мПа·с составляет в них 8,9 % [8–10].

За время эксплуатации на скважинах, оборудованных УШВН, было проведено более 2500 ремонтов. Распределение ремонтов по основным причинам отказа подземного и наземного оборудования представлено на рис. 1, из которого видно, что 25,8 % ремонтов на скважинах с УШВН связаны с обрывом вращательной колонны (обрыв штанг, полированных штоков и штанговых переводников), 24,8 % – проведением геолого-технических мероприятий (оптимизация, дострел пласта, обработка призабойных зон и пр.), а также с выходом из строя штанговых винтовых насосов, в том числе из-за заклинивания ротора или штанг (4,7 %), износа эластомера (11,2 % от всех ремонтов) и отказа ротора (3,1 %).

Основное число установок ШВН находится в скважинах, вскрывших пласты башкирского яруса и верейского горизонта (56,5 %). Они отличаются высокой вязкостью нефти и наличием водонефтяной эмульсии.

Проведенный анализ химических свойств проб нефти из 188 скважин ОАО «Шешмаойл», ОАО «Кондурчанефть» и ОАО «Иделойл», эксплуатируемых УШВН, показал, что средняя вязкость нефти скважин составляет 610 мПа·с. При этом значительная доля приходится на скважины, добываю-

щие пластовую жидкость вязкостью более 500 мПа·с (43 %).



Рис. 1. Распределение отказов УШВН по основным причинам отказа подземного и наземного оборудования

Fig. 1. Distribution of refuses of setting of sucker rod spiral pump (SRSP) on principal reasons of refuse of underground and surface equipment

Влияние вязкости на отказы вращательных колонн [11–13] УШВН устанавливалось на основе промысловых данных и методов статистического анализа. Характер снижения наработки колонны штанг с ростом вязкости можно аппроксимировать экспоненциальной зависимостью ($R^2=0,954$)

$$N=341,56 \cdot e^{-0,177\mu}, \quad (1)$$

где μ – динамическая вязкость, мПа·с.

Заметное снижение наработки штанг наблюдается при наличии в скважине жидкости вязкостью 300 мПа·с. При величине вязкости 900 мПа·с наработка штанговой колонны снижается до 63 дня, что обусловлено существенным ростом гидравлических сопротивлений.

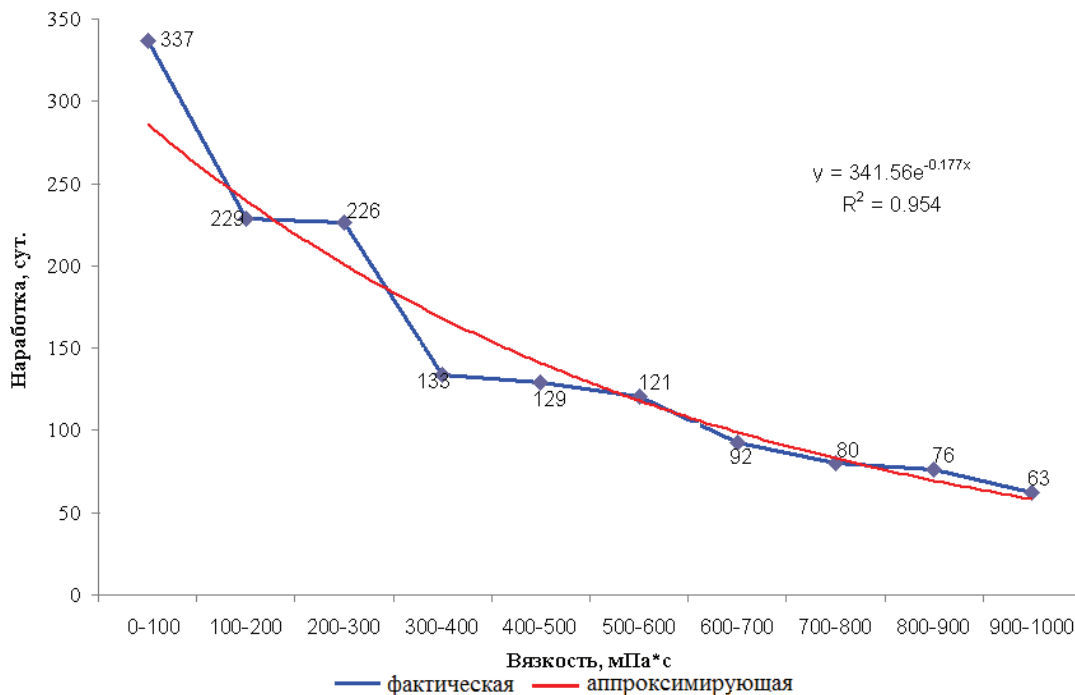


Рис. 2. Зависимость наработки штанг от вязкости добываемой нефти

Fig. 2. Dependence of rod work on the produced oil viscosity

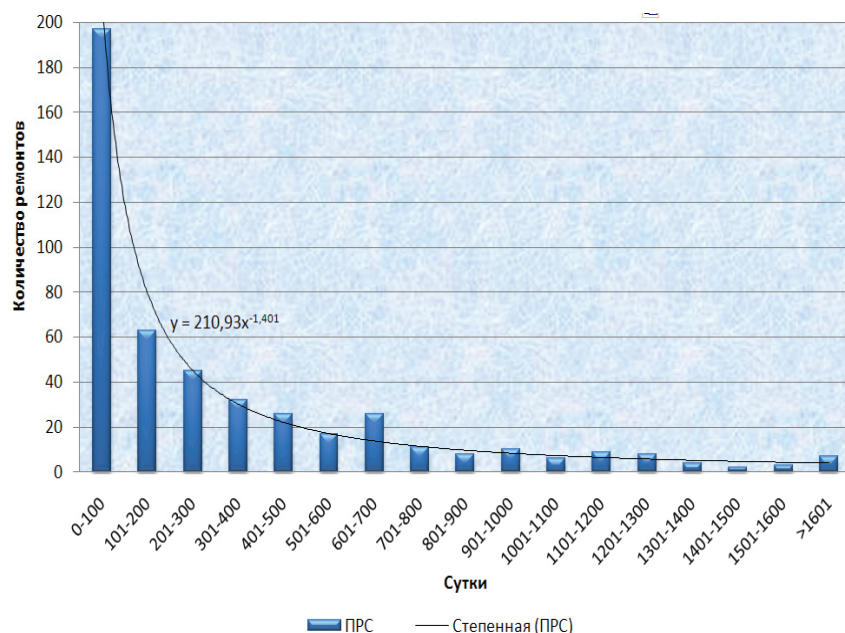


Рис. 3. Распределение числа подземного ремонта скважин (ПРС) в зависимости от наработки

Fig. 3. Distribution of a number of underground repair of mining holes depending on work

Построенная диаграмма согласно формуле (1) свидетельствует о снижении наработки штанг на отказ по мере увеличения вязкости (рис. 2).

Межремонтный период скважин, оборудованных УШВН, ниже по сравнению с другими видами механизированной добычи (2). Наибольшая интенсивность отказов (рис. 3) насосного оборудования УШВН приходится на первые 90–100 суток работы.

Далее интенсивность снижается по степенному закону:

$$N_1 = 210,93T^{-1,401}, \quad (2)$$

где N_1 – количество ремонтов; T – период работы, сут.

Оценка влияния условий эксплуатации на долговечность эластомеров скважинных винтовых насосов для добычи нефти

Еще одной из причин ремонтов УВШН являются неисправности эластомера насоса [14–17]. При этом выход из строя эластомеров происходит в основном в начальный период эксплуатации (до 90 суток), а также на скважинах с наработкой свыше 365 суток. Ниже приведено распределение количества ремонтов винтовых насосов по причине износа эластомеров и времени наработки (рис. 4).

Отказы в первые 90 суток эксплуатации свидетельствуют прежде всего о преобладающем влиянии заводских дефектов, а по истечении 1 года – об износе эластомера.

Скорость изнашивания эластомера штангового винтового насоса зависит от давления на приеме и выходе из насоса, частоты вращения ротора, физико-химических свойств перекачиваемой жидкости и первоначального натяга в паре.

С целью установления скорости износа эластомеров были проанализированы установки, рабо-

тающие в благоприятных условиях: при давлении насыщения ($P_{\text{нас}}$) ниже давления на приеме насоса ($P_{\text{пр}}$) $P_{\text{нас}} < P_{\text{пр}}$, без наличия механических примесей в откачиваемой жидкости, с динамическим уровнем выше глубины спуска насоса более 100 м. Степень изнашивания эластомера, в зависимости от количества оборотов с момента спуска насоса до его извлечения, представлена в табл. 1. Содержание механических примесей по этому фонду скважин составило в среднем около 50 мг/л. Износ эластомера определялся следующим способом: анализировались акты стендовых испытаний ШВН до внедрения и после извлечения, затем сравнивались показатели расхода при напоре 1000 м.

Таблица 1. Степень изнашивания эластомера при благоприятных условиях эксплуатации скважин

Table 1. Elastomer wear out degree at favorable conditions of well operation

Обороты (млн) Turnover (million)	Выборка (количество насосов) Sampling (number of pumps)	Степень износа Wear degree (%)
до/up to 21	12	28,95
21–42	8	37,75
более/more than 42	38	28,24
Общее (среднее) General (average)	58	29,5

Из табл. 1 видно, что при благоприятных условиях эксплуатации скважин происходит естественный износ эластомера.

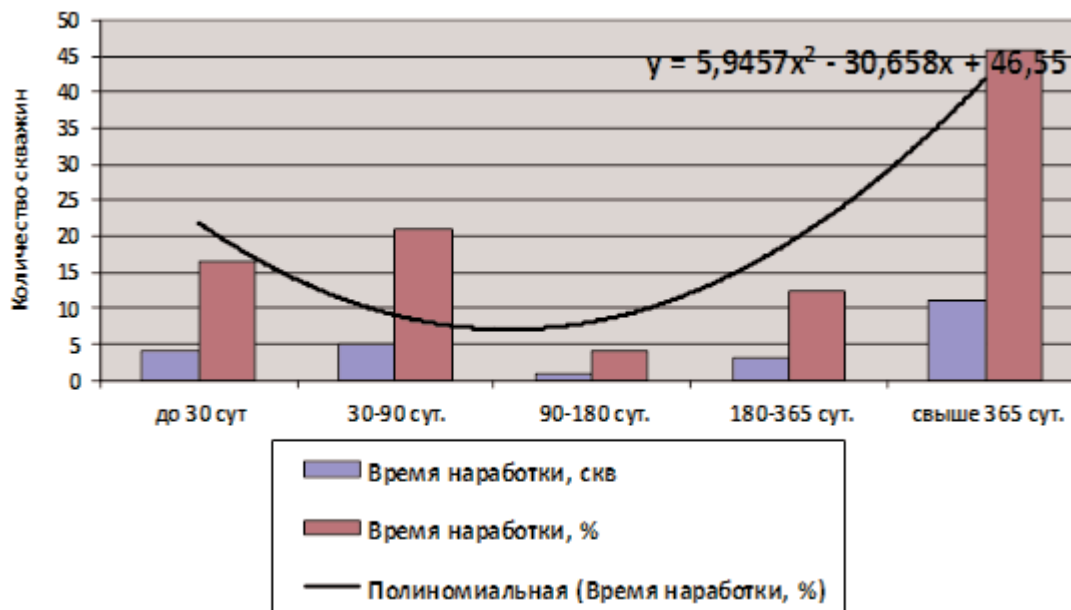


Рис. 4. Распределение количества ремонтов винтовых насосов по причине износа эластомеров и времени наработки

Fig. 4. Distribution of amount of repairs of spiral pumps due to elastomer wear out and operating time

Таблица 2. Степень изнашивания эластомера при наличии в скважинной продукции механических примесей

Table 2. Elastomer wear out degree at mechanical admixtures in the downhole products

Обороты (млн) Turnover (million)	Выборка Sampling	Степень износа Wear degree (%)
до/upto 21	16	66,4
21–42	2	72
более/more than 42	31	64,4
Общее (среднее) General (average)	49	67,6

Присутствие в скважинной продукции механических примесей увеличивает степень износа эластомеров в 2 раза, по сравнению с благоприятными условиями эксплуатации скважины (табл. 2). Среднее содержание механических примесей в рассматриваемых случаях составило около 470 мг/л.

Таблица 3. Степень изнашивания эластомера при эксплуатации скважин без учета механических примесей и при $P_{нас} > P_{пр}$

Table 3. Elastomer wear out degree at well operation not taking into account mechanical admixtures and at $P_{нас} > P_{пр}$

Обороты (млн) Turnover (million)	Выборка Sampling	Степень износа Wear degree (%)
до/upto 21	6	24,28
21–42	2	19,5
более/more than 42	23	41,37
Общее (среднее) General (average)	31	36,42

Степень износа эластомера в условиях $P_{нас} > P_{пр}$ и содержании механических примесей в скважинной продукции резко возрастает. С увеличением

оборотов ротора возрастает влияние давления насыщения на износ эластомера.

В табл. 4 приведена информация по износу эластомеров в условиях выделения газа на приеме насосов и присутствия механических примесей в скважинной продукции, показывающая синергетический эффект их влияния.

Таблица 4. Степень изнашивания эластомера при эксплуатации скважин с учетом механических примесей и при $P_{нас} > P_{пр}$

Table 4. Elastomer wear out degree at well operation taking into account mechanical admixtures and at $P_{нас} > P_{пр}$

Обороты (млн) Turnover (million)	Выборка Sampling	Степень износа Wear degree (%)
до/upto 21	5	94,3
21–42	1	44
более/more than 42	20	67,8
Общее (среднее) General (average)	26	72,1

При определении влияния степени обводнённости нефти на износ эластомера рассматривались данные по 81 скважине (табл. 5).

Обводнение в диапазоне от 40 до 80 % практически не влияет на износ эластомера, однако если в скважинной продукции присутствуют механические примеси, износ увеличивается в 2–3 раза (табл. 6).

Выборка в данном случае составила 44 скважины. Выявлено, что наиболее сильный износ происходит в скважинах в интервале обводненности от 80 до 98 %. В табл. 7 приведены данные о степени износа эластомеров при $P_{нас} > P_{пр}$, с содержанием механических примесей и с учетом обводненности скважинной продукции. Выборка составила 23 насоса.

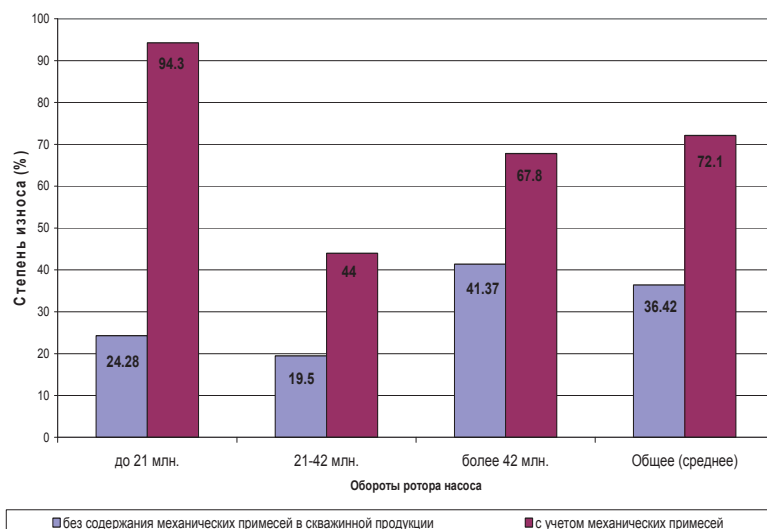


Рис. 5. График износа эластомера при $P_{\text{нас}} > P_{\text{пр}}$ и содержании механических примесей

Fig. 5. Chart of elastomer wear out at $P_{\text{нас}} > P_{\text{пр}}$ and content of mechanical admixtures

Таблица 5. Распределение степени износа эластомеров при благоприятных условиях эксплуатации в зависимости от обводненности

Table 5. Distribution of elastomer wear out degree at favourable operating conditions depending on water content

Обороты (млн) Turnover (million)	Выборка Sampling	Степень износа Wear degree (%)	Выборка Sampling	Степень износа Wear degree (%)	Выборка Sampling	Степень износа Wear degree (%)
	Малообводненные скважины (0–40 %) Low-watered wells (0–40 %)		Среднеобводненные скважины (40–80 %) Medium-watered wells (40–80 %)		Высокообводненные скважины (80–98 %) Highly-watered wells (80–98 %)	
до/up to 21	8	25,7	10	19	4	13,7
21–42	8	32,7	5	9,4	2	32
более/more than 42	13	28,6	17	29,6	14	24,4
Общее (среднее) General (average)	29	29,0	32	19,3	20	23,4

Таблица 6. Степень изнашивания эластомера при наличии в обводненной скважинной продукции механических примесей

Table 6. Elastomer wear out degree at mechanical admixtures in watered downhole products

Обороты (млн) Turnover (million)	Выборка Sampling	Степень износа (%) Wear degree (%)	Выборка Sampling	Степень износа (%) Wear degree (%)	Выборка Sampling	Степень износа (%) Wear degree (%)
	Малообводненные скважины (0–40 %) Low-watered wells (0–40 %)		Среднеобводненные скважины (40–80 %) Medium-watered wells (40–80 %)		Высокообводненные скважины (80–98 %) Highly-watered wells (80–98 %)	
до/up to 21	11	61,3	3	68	1	89
21–42	2	72	0	0	0	0
более/more than 42	19	58,9	5	75,3	3	63
Общее (среднее) General (average)	32	64,1	8	71,7	4	76,0

Таблица 7. Степень изнашивания эластомера при эксплуатации скважин с механическими примесями и при $P_{\text{нас}} > P_{\text{пр}}$

Table 7. Elastomer wear out degree at well operation with mechanical admixtures and at $P_{\text{нас}} > P_{\text{пр}}$

Обороты (млн) Turnover (million)	Выборка Sampling	Степень износа (%) Wear degree (%)	Выборка Sampling	Степень износа (%) Wear degree (%)	Выборка Sampling	Степень износа (%) Wear degree (%)
	Малообводненные скважины (0–40 %) Low-watered wells (0–40 %)		Среднеобводненные скважины (40–80 %) Medium-watered wells (40–80 %)		Высокообводненные скважины (80–98 %) Highly-watered wells (80–98 %)	
до/up to 21	2	100	1	89	1	89
21–42	1	44	0	0	0	0
более/more than 42	14	62,5	3	63,8	1	72
Общее (среднее) General (average)	17	68,8	4	76,4	2	80,5

Таблица 8. Степень изнашивания эластомера при эксплуатации скважин без механических примесей и при $P_{\text{нас}} > P_{\text{пр}}$

Table 8. Elastomer wear out degree at well operation without mechanical admixtures and at $P_{\text{нас}} > P_{\text{пр}}$

Обороты (млн) Turnover (million)	Выборка Sampling	Степень износа (%) Wear degree (%)	Выборка Sampling	Степень износа (%) Wear degree (%)	Выборка Sampling	Степень износа (%) Wear degree (%)
	Малообводненные скважины (0–40 %) Low-watered wells (0–40 %)		Среднеобводненные скважины (40–80 %) Medium-watered wells (40–80 %)		Высокообводненные скважины (80–98 %) Highly-watered wells (80–98 %)	
до/up to 21	4	35,7	3	9	0	0
21–42	1	29	1	10	0	0
более/more than 42	15	44,3	7	37,1	1	30
Общее (среднее) General (average)	20	36,3	11	18,7	1	30,0

Данные табл. 7 свидетельствуют, что содержание механических примесей и высокое содержание газа в откачиваемой жидкости резко увеличивают износ эластомера вне зависимости от степени обводненности скважинной продукции.

При отсутствии в жидкости механических примесей износ уменьшается в несколько раз (табл. 8).

Основные осложняющие факторы, влияющие на эффективность работы штангового винтового насоса

Анализ причин ремонтов установок штанговых винтовых насосов показал [18–20], что отказы вызываются низким качеством изготовления полированных штоков, отклонением штанг от геометрических параметров, заложенных в ГОСТ 13877 и АРІ, различающейся структуры, твердости и химического состава штанг (заводской брак).

Обрыв по резьбе штанги или полированных штоков обусловлен в основном недостаточным моментом свинчивания резьбовых соединений или наличием изгиба в области головки штанги.

Возможными причинами отворотов штанг являются:

- отсутствие или неэффективная работа тормоза обратного вращения наземного привода при остановке УШВН;
- недостаточное усилие крепления резьбового соединения штанг;
- ошибочное подключение по фазам к источнику во время запуска электродвигателя;
- неправильная подгонка ротора;
- вибрация штанг;
- кривизна скважины;
- возникновение крутящего момента, вызывающего дополнительное свинчивание или развинчивание соединения.

Обрывы полированных штоков в основном происходят в месте расположения сальника и связаны с усталостным напряжением. Усталостный излом возникает в результате постоянно действующих деформационных усилий и влияния температуры. Перегрев происходит вследствие отсутствия смазки в сальниковой коробке. Уменьшение диаметра полированного штока вызван истиранием по причине перетяжки и перекоса (неравномерной затяжки) грядбуксы сальникового узла.

Отвороты НКТ происходили в основном около насоса. Основная причина – недостаточное крепление резьб НКТ. Отворот происходит в случае заклинивания ротора насоса после посадки на ограничительный штифт. Анкер, работающий на скручивание, устраняет опасность отвинчивания НКТ. При небольшой глубине спуска ШВН достаточным мероприятием по предотвращению отворота труб является свинчивание резьбы с максимальным допустимым усилием.

В результате неправильной подгонки ротора произошло 42 ремонта (1,7 %). Ротор ШВН может упираться на ограничительный штифт вследствие:

- динамического растяжения колонны насосных штанг от сил тяжести жидкости и самой колонны;
- неправильной подгонки ротора относительно статора, которая происходит из-за ошибок в расчете высоты подъема ротора;
- недостаточной чувствительности индикатора веса;
- ошибок в замере длины колонны НКТ.

На срок службы насоса влияет повышенная вибрация ротора, зависящая от группы посадки ротора в статоре, частоты оборотов колонны и количества штанговых центраторов. С увеличением плотности посадки и скорости вращения ($>200 \text{ мин}^{-1}$) срок службы эластомера сокращается.

Одна из основных причин, вызывающих набухание эластомера, – эксплуатация с давлением на приём штангового винтового насоса ниже давления насыщения, что приводит к проникновению газов в материал эластомера и заклиниванию ротора в статоре. Данный фактор также может вызвать обрыв колонны штанг и полированных штоков. К примеру, в ООО УК «Шешмайл» по этой причине произошло 44,6 % ремонтов.

При уменьшении забойного давления ниже давления насыщения происходит снижение коэффициента продуктивности по нефти, увеличение вязкости нефти, увеличения обводненности и снижение нефтеотдачи в целом. Падение динамического уровня ниже величины $H_{\text{подв}} - H_{\text{дин}} < 100 \text{ м}$ приводит к износу эластомера, насос начинает работать в условиях сухого трения, не обеспечивая необходимое охлаждение и смазку. Работа винтового насоса в таких условиях вызывает перегрев эластомера, в результате чего эластомер увеличивается в размере и происходит его разрыв [10, 13]. Такие факты

зафиксированы на 202 внедренных УШВН в ООО УК «Шешмаойл» (66,8 % от общего количества).

Заключение

1. Установлено снижение наработки насосных штанг в среднем с 337 до 63 дней при росте вязкости откачиваемой жидкости с 60 до 1000 мПа·с из-за существенного роста гидравлических сопротивлений вращению колонны штанг.
2. Основными причинами выхода из строя УШВН являются обрывы штанг и полированных штоков, а также износ эластомера.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Исаев А.А., Архипов К.И. Анализ эксплуатации скважин, оборудованных установками винтовых штанговых насосов с наземными приводами: проблемы, пути решения // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. – 2010. – № 8. – С. 77–84.
2. Реализация проекта энергосбережения при механизированной добыче в ОАО «Самотлорнефтегаз» / С.Д. Шевченко, И.Я. Чудийович, М.Н. Каверин, В.П. Тарасов // Научно-технический вестник ОАО «НК РОСНЕФТЬ». – 2014. – № 3. – С. 18–24.
3. Молчанов А.Г. Пути дальнейшего совершенствования штанговых скважинных насосных установок // Научный журнал по геофизике. Бурение и нефть – 2014. – № 2. – С. 3–10.
4. Яценко И.Г., Полищук Ю.М. Трудноизвлекаемые запасы нефти Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 8. – С. 11–18.
5. Мищенко И.Т., Бравичев Т.Б., Николаев А.И. Выбор способа эксплуатации скважин нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. – М.: Изд-во «Недра», 2005. – 448 с.
6. Clegg J.D., Bucaram S.M., Hein N.W.J. Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods // J. Pet. Technol. – 1993. – V. 45. – № 12. – P. 1128–1167.
7. Artificial lift practice for heavy oil production with sand control / A. Petrov, A. Mikhailov, K. Litvinenko, R. Ramazanov // SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition. – Moscow, Russian Federation, 2010, 26–28 October. – P. 386–393.
8. Нагусев А.В., Макаренко А.Н., Силкин А.В. Результаты применения винтовых насосов при добыче высоковязких нефтей с трудноизвлекаемыми запасами // Интервал. Передовые нефтегазовые технологии. – 2002. – № 8. – С. 5–6.
9. Saveth K.J., Klein S.T., Fisher K.B. A Comparative Analysis of Efficiency and Horsepower between Progressing Cavity Pumps and Plunger Pumps // SPE Production Operations Symposium. – Oklahoma City, Oklahoma, 1987, 8–10 March. – P. 87–93.
10. Eson R. Optimizing Mature Oil Fields through the Utilization of Alternative Artificial Lift Systems // SPE Western Regional Meeting. – Long Beach, California, 1997, 25–27 June. – P. 28–34.
11. Cowlagi C.S. Single screw pumps for oil industry // Chemistry Engineering World. – 1989. – V. 24. – № 9. – P. 47–48.
12. Исаев А.А., Архипов К.И. Выявление факторов, снижающих работоспособность насосных штанг (на примере нефтяных

3. Осложняющими факторами, влияющими на работоспособность УШВН, являются заводские дефекты и естественный износ при длительной (свыше 365 суток) эксплуатации.
4. Наличие механических примесей в добываемой продукции вызывает увеличение скорости износа статора насоса более чем в 2 раза, особенно в интервале обводненности скважинной жидкости 80–98 %.
5. Падение динамического уровня в скважине ниже величины $H_{\text{подв}} - H_{\text{дин}} < 100$ м вызывает отказ УШВН, обусловленное износом эластомера.

- компаний Республики) // Территория нефтегаз. – 2015. – № 5. – С. 46–52.
13. Долговечность штанг при эксплуатации скважин установками штанговых винтовых насосов и разработка центраторов для насосных штанг / А.А. Исаев, В.И. Малыхин, А.А. Шарифуллин, Н.А. Бородин, Л.А. Афанасьева, Л.Р. Хасанов // Ресурсы Европейского Севера. Технологии и экономика освоения. – 2016. – № 2. – С. 16–26.
14. Оценка влияния условий эксплуатации на долговечность эластомеров скважинных винтовых насосов для добычи нефти / И.И. Мутин, В.М. Валовский, Б.В. Аристов, Н.М. Исакова, И.А. Шайдуллина // Интервал. Передовые нефтегазовые технологии. – 2004. – № 4–5. – С. 31–37.
15. Stachowiak G.W., Batchelor A.W. Abrasive, Erosive and Cavitation Wear // Tribology Series. – 1993. – V. 24. – P. 557–612.
16. The mathematical simulation of thermal processes in the conditions of radiant energy stream influence on powder systems with peritectic type exothermal reactions / V.V. Skorokhod, V.P. Solntsev, V.L. Baranov, E.G. Frolova // Materials and Coatings for Extreme Performances, Investigations, Applications, Ecologically Safe Technologies for their Production and Utilization. – Katsiveli-town, Crimea, Ukraine, 2002. – P. 139–145.
17. Тимашев Э.О., Ямалиев В.У. Анализ причин разрушения эластомеров обойм винтовых насосов // Электронный журнал «Нефтегазовое дело». – 2005. – № 2. URL: http://ogbus.ru/authors/Timashev/Timashev_1.pdf (поступила 20.10.2017).
18. Orchard B. Performance factors for progressing cavity pumps // World Pumps. – 2005. – V. 2005. – P. 36–38.
19. Особенности работы винтовых установок в условиях повышенного газосодержания / Э.В. Абрамова, Р.И. Вахитова, Д.В. Мазанкина, А.М. Азизов // Научно-технический журнал «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов». – 2017. – № 3. – С. 32–38.
20. Анализ отказов элементов глубинного штангового насоса / М.Л. Галимуллин, С.С. Орешков, М.С. Габдрахимов, Л.М. Зарипова // Современные технологии в нефтегазовом деле–2016. Материалы международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала УГНТУЦ г. Октябрьский. – г. Октябрьский: УГНТУЦ, 2016. – С. 42–48.

Поступила 27.10.2017 г.

Информация об авторах

Бикбулатова Г.И., кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазового оборудования и технологии машиностроения Альметьевского государственного нефтяного института.

Исаев А.А., кандидат технических наук, ведущий инженер отдела инноваций и экспертизы ООО УК «Шешмаойл».

Болтнева Ю.А., старший преподаватель кафедры нефтегазового оборудования и технологии машиностроения Альметьевского государственного нефтяного института.

UDC 622.276:53

INFLUENCE OF COMPLICATING FACTORS ON A ROD PUMP PRODUCTIVITY

Golia I. Bikbulatova¹,

agni-ngo@mail.ru

Anatoliy A. Isaev²,

isaeff-oil@yandex.ru

Yulia A. Boltneva¹,

boltneva1julia@mail.ru

¹ Almeteyevsk State Oil Institute,
2, Lenin street, Almeteyevsk, 423458, Russia.² Sheshmaoil, Management Company LLC,
15, Lenin street, Almeteyevsk, 423458, Russia.**Relevance.** In the Russian Federation rod screw pumps installations are widely used in the Ural-Volga region and first of all in the Republic of Tatarstan as they allow extracting reservoir liquid of the increased viscosity with the content of mechanical impurity and gas.**The main aim** of the research is to determine the effect of complicating factors, such as the presence of mechanical impurities, increased viscosity, water cut of formation fluid, on operational efficiency of rod screw pumps; determine the regularities in reducing the operating time of the rod column and the elastomer of the pump.**Objects.** The main number of rod screw pumps is in wells, which have opened the layers of the Bashkirian stage and the Vereisk horizon. They are distinguished by high viscosity of oil and presence of water-oil emulsion. The analysis of the chemical properties of oil samples from 188 wells in Sheshmaoil, Kondurchaneft and Ideoloyl, operated by rod screw pumps, showed that the average viscosity of oil wells is 610 mPa·s. At the same time, a significant proportion falls on the wells producing reservoir fluid with a viscosity of more than 500 mPa·s.**Methods.** The accumulated volume of operational data on Bashkirian and Vereisk horizon wells equipped with rod screw pumps allows determining the operating time of the rod pumps reduction with an increase in viscosity of the fluid caused by a significant growth in hydraulic resistance to rotary motion of the rod string. The carried out statistical analysis of the rod screw pumps repair determined the regularity of wearout degree of the elastomer depending on a number of accumulated rotor speed, water content, content of mechanical impurities in the produced fluid, saturation pressure, fluid level in the well and with favorable conditions.**Results.** We defined the main complicating factors which influence the efficiency of rod pump operation. The analysis of the rod screw pumps repair causes shown that low quality of polished rods produced by the manufacturer, rod deviation from geometric parameters of different structures, hardness, chemical composition of rods (factory defect) are often the causes of breaks. Open threaded rod or polished rod was primarily due to insufficient torque screwing the threaded connection or a bend in the rod head. The breakage of polished rods mainly occur in the oil seal and due to fatigue voltage. The fatigue fracture occurs as a result of permanent deformation forces and temperature action. One of the main causes of the elastomer swelling is the maintenance with pressure at the reception of rod screw pumps below the saturation pressure. It leads to saturation of elastomer material with gases and rotor jamming in the stator which can turn into breakages of the rod string and polished rod.**Key words:**

Rod screw pumps installations, effective maintenance, complicating factors, operating time of the rods, breakage, wearout of the elastomer, water content, mechanical impurities, rotor speed.

REFERENCES

- Isaev A.A., Arkhipov K.I. Analysis of operation of wells equipped with screw rod pumps with ground drives: problems, solutions. *Scientists scraps Almeteyevsk State Oil Institute*, 2010, no. 8, pp. 77–84. In Rus.
- Shevchenko S.D., Chudiyovich I.Ya., Kaverin M.N., Tarasov V.P. Realization of the project of energy saving at mechanized extraction in JSC «Samotlorneftegaz». *Scientific and technical bulletin of OJSC «NK ROSNEFT»*, 2014, no. 3, pp. 18–24. In Rus.
- Molchanov A.G. Ways of further sophistication of well rod pump rigs. *Scientific Journal of Geophysics Drilling and Oil*, 2014, no. 2, pp. 3–10. In Rus.
- Yashchenko I.G., Polishchuk Yu.M. Hardly recoverable oil reserves of the Volga-Ural oil and gas province. *Oilfield engineering*, 2008, no. 8, pp. 11–18. In Rus.
- Mishchenko I.T., Bravichev T.B., Nikolaev A.I. *Vybor sposoba ekspluatatsii skvazhin neftnyaykh mestorozhdeniy s trudnoizvlekaemimi zapasami* [The choice of a way to exploit wells in oil fields with hard-to-recover reserves]. Moscow, Nedra Publ., 2005. 448 p.
- Clegg J.D., Bucaram S.M., Hein N.W.J. Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods. *J. Pet. Technol.*, 1993, vol. 45, no. 12, pp. 1128–1167.
- Petrov A., Mikhailov A., Litvinenko K., Ramazanov R. Artificial lift practice for heavy oil production with sand control. *SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition: Materiali vserossiyskoy neftegazovoi konferencii I vystavki*. Proc. of the conference. Moscow, 2010, 26–28 October. pp. 386–393.
- Nagusev A.V., Makarenko A.N., Silkin A.V. Results of application of screw pumps for extraction of high-viscosity oils with hard-to-recover reserves. *Interval. Advanced oil and gas technologies*, 2002, no. 8, pp. 5–6. In Rus.
- Saveth K.J., Klein S.T., Fisher K.B. A Comparative Analysis of Efficiency and Horsepower Between Progressing Cavity Pumps and Plunger Pumps. *SPE Production Operations Symposium*, Proc. of the conference. Oklahoma City, Oklahoma, 1987, 8–10 March. pp. 87–93.
- Eson R. Optimizing Mature Oil Fields Through the Utilization of Alternative Artificial Lift Systems. *SPE Western Regional Meeting*.

- ting, Proc. of the conference. Long Beach, California, 1997, 25–27 June. pp. 28–34.
11. Cowlagi C.S. Single screw pumps for oil Industry. *Chemistry Engineering World*, 1989, vol. 24, no. 9, pp. 47–48.
12. Isaev A.A., Arkhipov K.I. Determination of factors decreasing working efficiency of pump rods (in the context of oil companies of the Republic of Tatarstan). *Territory of oil and gas*, 2015, no. 5, pp. 46–52. In Rus.
13. Isaev A.A., Malykhin V.I., Sharifullin A.A., Borodin N.A., Afanasyeva L.A., Khasanov L.R. Endurance of rods under PCP operation of wells and development of centralizers for sucker rods. *Resources of the European North. Technologies and economics of development*, 2016, no. 2, pp. 16–26. In Rus.
14. Mutin I.I., Valovsky V.M., Aristov B.V., Iskhakova N.M., Shaydullina I.A. Estimation of the influence of operating conditions on the durability of elastomers of borehole screw pumps for oil production. *Interval. Advanced oil and gas technologies*, 2004, no. 4–5, pp. 31–37. In Rus.
15. Stachowiak G.W., Batchelor A.W. Abrasive, Erosive and Cavitation Wear. *Tribology Series*, 1993, vol. 24, pp. 557–612.
16. Skorokhod V.V., Solntsev V.P., Baranov V.L., Frolova E.G. The mathematical simulation of thermal processes in the conditions of radiant energy stream influence on powder systems with peritectic type exothermal reactions. *Materials and Coatings for Extreme Performances, Investigations, Applications, Ecologically Safe Technologies for their Production and Utilization*. Proc. of the conference. Ukraine, Crimea, Katsiveli-town, 2002. pp. 139–145.
17. Timashev E.O., Yamaliev V.U. Analysis of the causes of destruction of elastomers of screw pump cages. *Electronic Journal «Oil and Gas engineering»*, 2005, no. 2. In Rus. Available at: http://ogbus.ru/authors/Timashev/Timashev_1.pdf (accessed 20 October 2017).
18. Orchard B. Performance factors for progressing cavity pumps. *World Pumps*, 2005, vol. 2005, pp. 36–38.
19. Abramova E.V., Vakhitova R.I., Mazankina D.V., Azizov A.M. Features of the operation of screw installations in conditions of increased gas content. *Scientific and technical journal «Problems of collecting, preparing and transporting oil and oil products»*, 2017, no. 3, pp. 32–38. In Rus.
20. Galimullin M.L., Orekeshev S.S., Gabdrakhimov M.S., Zaripova L.M. Analiz otkazov elementov glubinnogo shtangovogo nasosa [Analysis of failures of elements of deep rod pump]. *Modern technologies in oil and gas business-2016. Collection of works of the international scientific and technical conference dedicated to 60th anniversary of the branch UGNTUTS Oktyabrskiy*. Oktyabrsk, 2016. pp. 42–48.

Received: 27 October 2017.

Information about the authors

Golia I. Bikbulatova, Cand. Sc., associate professor, Almet'yevsk State Oil Institute.

Anatoliy A. Isaev, leading engineer, Sheshmaoil, Management Company LLC.

Yulia A. Boltneva, senior lecturer, Almet'yevsk State Oil Institute.