

Опыт эксплуатации вращающейся колонны насосных штанг различной конструкции для скважинной добычи нефти

Исаев А.А.

ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия
isaeff-oil@yandex.ru

Аннотация

В результате проведенных расчетов выявлено, что рациональным для вращательной колонны будет кольцевое сечение. Такое сечение имеют полые насосные штанги, причем конструкция таких штанг должна быть равнопрочной. Применение таких полых штанг позволяет повысить надежность и долговечность приводной колонны в несколько раз, т.к. увеличены прочностные и жесткостные характеристики колонны, в результате чего повышается наработка винтовой установки и увеличивается межремонтный период скважины. На обрывность штанг — как полых, так и сплошного сечения — очень сильное влияние оказывает интенсивность набора кривизны. Полые штанги с равнопрочной конструкцией в качестве приводной колонны были внедрены на 6 скважинах АО «Шешмаойл». Для снижения влияния кривизны на наработку штанг разработан центратор с функциями подшипника и фонаря, который проходит стендовые испытания.

Материалы и методы

Определены условия прочности и жесткости для штанг различной конструкции. Проведены технические расчеты по определению полярных моментов сопротивления и инерции. Для испытания центратора изготовлен специальный стенд, на котором возможно регулировать обороты вала центратора.

Ключевые слова

установка штангового винтового насоса, обрыв штанг, полые штанги, интенсивность набора кривизны

Для цитирования

Исаев А.А. Опыт эксплуатации вращающейся колонны насосных штанг различной конструкции для скважинной добычи нефти // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 6. С. 68–72. DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10122

Поступила в редакцию: 29.01.2020

OIL PRODUCTION

UDC 622.276.53 | Original Paper

Operating experience of rotating sucker rod strings of various designs for oil production from oil wells

Isaev A.A.

Sheshmaoil Management Company LLC, Almetьевsk, Russia
isaeff-oil@yandex.ru

Abstract

The calculations revealed that a circular cross-section would be a very efficient solution for a rotating string. Hollow sucker rods have such a cross section, and the design of such rods maintain strength uniformity. Application of such hollow rods makes it possible to increase the reliability and durability of the driving string by multiple times, as strength and rigidity characteristics of the string are increased, thereby increasing the operating time of the PCP unit and extending the time between well repairs. The parting of rods, both hollow and solid in section, is very strongly influenced by dogleg severity. Hollow rods with uniformly strong structure have been implemented as a driving string in 6 wells of JSC Sheshmaoil. To reduce the influence of curvature on the service life of the rods, a centralizer with functions of bearing and bow spring centralizer has been developed, which undergoes bench tests at the moment.

Materials and methods

The conditions of strength and stiffness for rods of various designs were determined. Technical calculations were carried out to determine the polar moments of resistance and inertia. A special test bench has been manufactured for testing the centralizer, where it was possible to adjust the speed of the centralizer shaft.

Keywords

progressive cavity pumping unit, rod parting, hollow rods, dogleg severity

For citation

Isaev A.A. Operating experience of rotating sucker rod strings of various designs for oil production from oil wells. Exposition Oil Gas, 2020, issue 6, P. 68–72. (In Russ). DOI: 10.2442211/2076-6785-2020-10122

Received: 29.01.2020

В качестве вращательной колонны для установок штангового винтового насоса с наземным приводом (УШВН) в основном используются насосные штанги, которые представляют собой вал сплошного сечения с головками и резьбами на концах (рис. 1).

При работе насосных штанг на кручение наибольшие напряжения возникают в поверхностных слоях штанг, в центральной части они значительно меньше, на продольной оси равны нулю [1]. Следовательно, в сплошной штанге материал, находящийся в центральной части, в значительной степени недогружен, его вклад в прочность штанг мал. Поэтому рациональным для вращательной колонны как стержня, работающего на кручение, будет кольцевое сечение [2]. Такое сечение имеют насосно-компрессорные трубы (НКТ) и полые насосные штанги, которые потенциально могут быть применены в качестве вращательной колонны для УШВН. Отсутствие выступающих частей головки штанг значительно снижает вероятность истирания колонны НКТ в искривленных участках скважины и образование эмульсий.

Основные свойства насосных штанг сопротивлению деформации и разрушению под действием напряжений определяются условиями прочности и жесткости. Условие прочности штанг на кручение:

$$\tau_{\max} = \frac{M_k}{W_p} \leq [\tau] \quad (1)$$

где:
 $\tau_{\max}$ — максимальное касательное напряжение;
 M_k — крутящий момент в исследуемом поперечном сечении;
 W_p — полярный момент сопротивления;
 $[\tau]$ — допускаемое напряжение при кручении, устанавливаемое техническими нормами в зависимости от материала, характера работы конструкции и других условий.

$$W_p = \frac{\pi \cdot d^3}{16} \approx 0,2 \cdot d^3 \quad (2)$$

— для сплошного сечения.

$$W_p = \frac{\pi \cdot D^3}{16} \cdot (1 - \alpha^4) \approx 0,2 \cdot D^3 \cdot (1 - \alpha^4) \quad (3)$$

— для кольцевого сечения,

$$\alpha = \frac{d}{D}$$

где:
 d — внутренний диаметр штанги,
 D — наружный диаметр штанги.

Если на участке вала крутящий момент и площадь поперечного сечения постоянны, то взаимный угол закручивания концевых сечений этого участка:

$$\varphi = \frac{M_k l}{G J_p} \leq [\varphi] \quad (4)$$

— условие жесткости,

где:
 l — длина рассматриваемого участка;
 $G J_p$ — жесткость при кручении;
 G — модуль упругости;
 J_p — полярный момент инерции сечения стержня;
 $[\varphi]$ — допускаемый угол закручивания.

$$J_p = \frac{\pi d^4}{32} \approx 0,1 d^4 \quad (5)$$

— для сплошного сечения;

$$J_p = \frac{\pi d^4}{32} (1 - \alpha^4) \quad (6)$$

— для кольцевого сечения.

Прочность тел труб НКТ 33х3,5, которые внедрялись на Аделяковском и Летнем месторождениях в качестве вращательной колонны, выше более чем в 2 раза насосных штанг сплошного сечения диаметром 22 мм, но в связи с тем, что на концах труб НКТ-33 имеется резьба с конусным сечением и внутренним диаметром 29,568 мм, то полярный момент сопротивления внутреннего диаметра резьбы в плоскости торца трубы ниже более чем в 2 раза, по сравнению с телом самой трубы, а также меньше полярного момента сопротивления штанг ШН-22, поэтому использовать трубы НКТ-33 в качестве вращательной колонны нельзя, т.к. очень большая вероятность обрыва трубы именно по резьбе. Перспективными штангами в качестве вращательной колонны являются полые штанги (рис. 2) с высаженными наружу концами, которые являются равнопрочными конструкциями.

По сравнению со штангами ШН-22, полые штанги ШНТ 32х4,5 по прочности превосходят в 2,26 раза, а ШНП 38х5 — в 3,6 раза [3]. Расчеты по определению полярного момента инерции показывают, что штанги ШН-22 по жесткости ниже полых штанг ШНТ 32х4,5 в 3,28 раза, а ШНП 38х5 в 6,3 раза. Полярный момент инерции полых устьевых штоков и сплошных штоков практически одинаков.

Внедрение приводной колонны кольцевого сечения на скважинах

С целью практического подтверждения проведенных теоретических расчетов на скважинах Северного, Ново-Шешминского и Краснооктябрьского месторождений были внедрены полые штанги (табл. 1). Основная цель внедрения полых штанг — снижение обрывов штанг, тем самым увеличение межремонтного периода.

Полые штанги ШНТ-32с толщиной стенки 4,5 мм ОАО «Очерского машиностроительного завода» были внедрены 17.09.2011 г. на скважине 3602 Северного месторождения, где они отработали более года, были извлечены по причине износа ротора, далее эти штанги были вывезены на базу.

Полые штанги ШНП-22 и ШНП-25 были приобретены в ООО «Элкам» (Пермь).

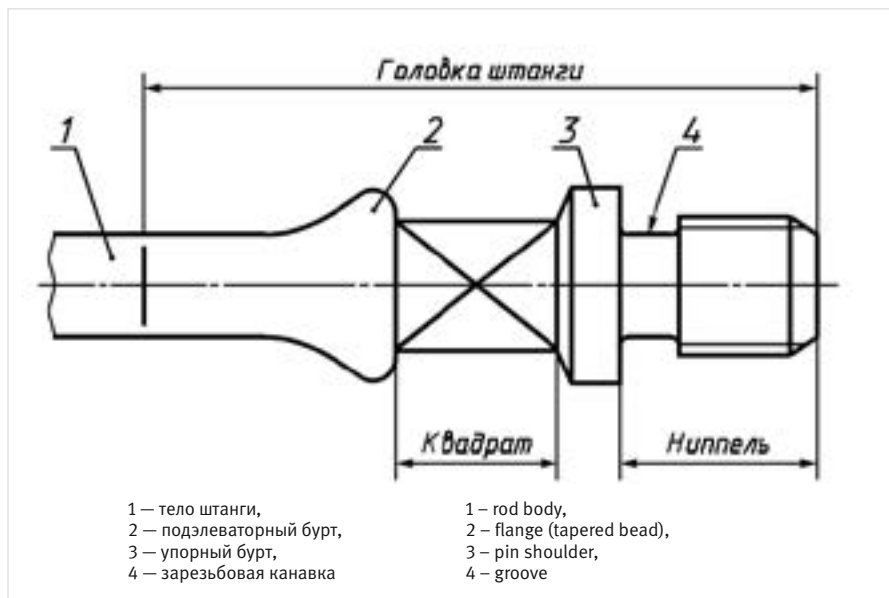


Рис. 1. Элементы насосной штанги
 Fig. 1. Sucker rod elements

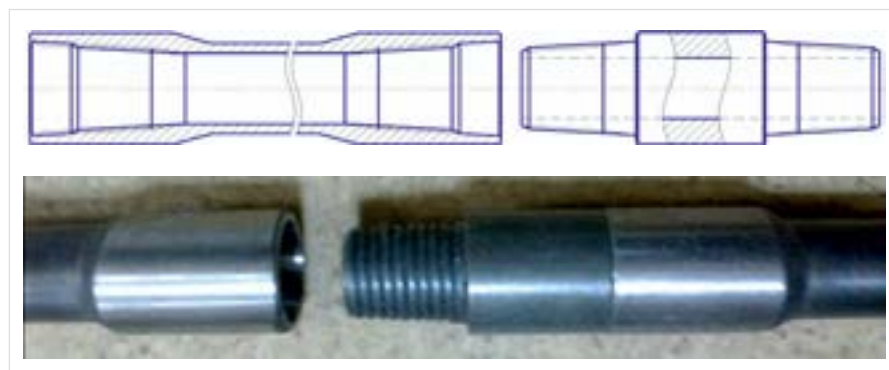


Рис. 2. Полая штанга
 Fig. 2. Hollow rod

Наружный диаметр штанги ШНП-22 — 37 мм, толщина стенки 4 мм, диаметр ШНП-25 — 38 мм, толщина стенки — 5 мм. Полые штанги были внедрены на 5 скважинах: 621, 9720, 3733, 3632, 9802. Головка штанг ШНП формируется специальным стержнем высадкой наружу, что дает равнопрочное сечение, одинаковый ровный канал по всей длине штанги.

На скважине 3602 ШНП были извлечены после отворота штанг, на скважине 621 — вследствие снижения продуктивности скважины, на скважине 3733 — вследствие обрыва ШНП, на скважинах 9720, 3632 и 9802 — вследствие износа насоса.

Поставленная цель по исключению обрывности вращательной колонны на 100 % не достигнута. За время эксплуатации УШВН с ШНП на скважинах 3733 и 9802 произошло 5 обрывов полых штанг по телу (рис. 4–6) под головкой штанги $\approx 3\div 5$ см. На рисунке 6 представлена фотография, на которой видно место неразъемного соединения головки и тела штанги.

Скважины 3733 и 9802 осложнены образованием стойкой водонефтяной эмульсии, вследствие чего нагрузки на привод, насос и штанги очень высокие, что влияет на

обрывность штанг [4, 5]. Также на скважинах 3733 и 9802 набор кривизны с высокими значениями интенсивности расположен в верхней части скважины, так, обрыв ШНП на скв. 9802 произошел на глубине 162 м, а интенсивность на глубинах 100 и 170 м составляет 2,04 и 2,10 градусов на 10 м соответственно.

Такая интенсивность кривизны обуславливает высокую амплитуду движения штанг, что приводит к повышенным вибрациям. При частой смене интенсивности образуются плечи [6–9], которые подобно «коромыслу» приводят к критическим значениям амплитуды при максимальных размахах колебаний штанг. При высокой

интенсивности кривизны штанги смещаются относительно центра оси НКТ и двигаются по периферии НКТ, происходит отклонение от положения равновесия. Эта же ситуация наблюдается и на скважине 3733, обрывы штанг на которой произошли на глубинах 82 и 154 м, набор кривизны на этой скважине начинается с 80 м (1,93 °/10 м) и до 170 м (2,10 °/10 м), на глубине 100 м интенсивность составляет 2,04 °/10 м.

Возможно, на скважине 3733 было дополнительно подклинивание ротора в статоре, вследствие наличия механических примесей в скважинной продукции, при этом на роторе видны сколы по всей длине (рис. 3 а).



Рис. 3 Обрыв штанги на скважине № 3733
Fig. 3 Rod parting at the well № 3733



Рис. 4. Обрыв штанги на скважине № 9802
Fig. 4. Rod parting at the well № 9802

Таб. 1. Внедрение полых штанг на скважинах АО «Шешмаойл»
Tab. 1. Implementation of hollow rod sat oil wells of Sheshmaoil JSC

№ п/п	№ скв.	Дата монтажа	Тип штанги	Дата демонтажа	Причина ПРС	Наработка, сут.
1	3602	17.09.2011	ШНТ-32х4,5	08.10.2011	Обрыв подпьедастного патрубка по телу (сорвана резьба внутри муфты)	13
		13.10.2011		04.12.2011	Замена насоса	4
		13.12.2011		07.02.2012	Отворот 111-й НКТ-2,5"	3
		15.02.2012		03.04.2013	Износ эластомера и ротора, наличие солей в насосе	407
		20.05.2013		05.07.2013	Отворот на 98-й штанге	16
		Извлекли 05.07.2013 г., спустили ШН-22				
2	621	24.09.2013	ШНП-22	27.07.2014	Перевод под ШГН	274
		Извлекли 27.07.2014 г. (низкий Ндин, внедрение УШГН)				
3	9720	18.03.2015	ШНП-25	25.01.2016	Замена НКТ с 2,5" на 3", высокая вязкость жидкости	34
		29.01.2016		23.12.2016	Износ эластомера	305
		23.12.2016 г. перевод скважины в пьезометрическую категорию				
4	3733	23.01.2015	ШНП-22	01.06.2015	ГТМ. Замена насоса на 13Е-2600	99
		02.06.2015		08.12.2015	На 19-й штанге обрыв по телу, высокая вязкость нефти	107
		12.12.2015		19.03.2016	Утечки в НКТ. Отбраковка НКТ с поинтервальной опрессовкой 3 шт.	77
		24.03.2016		01.05.2016	На 10-й штанге обрыв по телу	18
		02.05.2016		15.07.2016	Обрыв полировки по телу	71
		17.07.2016		03.08.2016	ГТМ. Замена насоса на 32Е-1500, НКТ 2.5" на 3"	11
		05.08.2016		30.08.2016	На 19-й штанге обрыв по телу ШНП ближе к муфте	25
		02.09.2016		19.09.2016	На 10-й ШНП обрыв по телу перед ниппелем, замена ШНП на 1"	16
		Извлекли 19.09.2016 г., заменили ШНП на обычные штанги ШН-25 (1")				
5	3632	20.12.2015	ШНП-22	25.12.2016	Износ насоса, замена на 28.35-300	347
		29.12.2016		27.10.2017	Износ эластомера	301
		Извлекли 27.10.2017 г., заменили УШВН на УШГН				
6	9802	30.12.2015	ШНП-22	20.05.2016	На 20-й штанге обрыв по телу	90
		22.05.2016		15.12.2016	Обрыв полированного штока	170
		16.12.2016		16.01.2017	Замена насоса на 22Е-1800, НКТ 2.5" на 3"	29
		Извлекли 16.01.2017 г., замена ШНП на ШН-25 (1")				

На скважинах 621, 3602, 9720 и 3632 интенсивность кривизны не превышает $2^\circ/10$ м:

- скв. 621 — максимальная интенсивность $0,65^\circ/10$ м на глубине 760 м;
- скв. 3602 — в основном интенсивность по всей длине составляет $0,2^\circ/10$ м, наибольшие значения интенсивности наблюдаются на глубинах 60 м ($1,9^\circ/10$ м) и 725 м ($1,6^\circ/10$ м);
- скв. 9720 — максимальная интенсивность $0,42^\circ/10$ м на глубине 440 м;
- скв. 3632 — максимальная интенсивность $1,23^\circ/10$ м на глубине 70 м.

Если обычные цельные штанги на искривленных скважинах могут быть «эластичными» вследствие своей конструкции, то полые штанги с кольцевым сечением будут более жесткими, и в местах наибольших углов на них будут давить предельные нагрузки, в результате чего наибольшая нагрузка будет возникать именно в месте под головкой 2, в нашем случае — это место соединения 3 головки и тела (рис. 7). Необходимо отметить, что тело ШНП и головка выполнены одним материалом — холодногнущей термообработанной упрочненной трубой из стали 45, с приведенным напряжением 85 МПа.

Скважины 621, 3602, 3632 и 9720 не подвержены осложняющему фактору — высокой интенсивности набора кривизны, обрывов штанг на данных скважинах не наблюдалось, поэтому рекомендуется использовать полые штанги с равнопрочной конструкцией в качестве приводной колонны для УШВН при интенсивности набора кривизны не более $1,8^\circ/10$ м.

Схожая картина наблюдается и при эксплуатации скважин с УШВН и штангами сплошного сечения, когда обрывы штанг случаются в основном на скважинах с интенсивностью более $1,9^\circ/10$ м.

Причина обрыва штанг ШНП — разрушение металла вследствие его хрупкости в месте начала высадки головки под воздействием высоких амплитудных колебаний и интенсивности набора кривизны скважины. Поэтому для снижения обрывности штанг на скважинах с высокими значениями интенсивности необходимо разработать амортизаторы-центраторы — устройства для гашения колебаний (демпфирования) и поглощения толчков и ударов штанг посредством превращения механической энергии движения (колебаний) в тепловую.

В отделе инноваций и экспертизы разработан центратор УШВН, который способен увеличить надежность колонны насосных штанг в связи с достижением необходимой центровки колонны насосных штанг по отношению к насосно-компрессорным трубам [10, 11]. Данный центратор проходит стендовые испытания.

Итоги

Обрывы штанг случаются в основном на скважинах с интенсивностью более $1,9^\circ/10$ м. Интенсивность кривизны обуславливает высокую амплитуду движения штанг, что приводит к повышенным вибрациям. При частой смене интенсивности образуются плечи, которые подобно «коромыслу» приводят к критическим значениям амплитуды при максимальных размахах колебаний штанг. Разработан центратор УШВН, который способен увеличить надежность колонны насосных штанг в

связи с достижением необходимой соосности колонны насосных штанг по отношению к насосно-компрессорным трубам.

Выводы

1. Эксплуатация полых штанг ШНТ и ШНП в качестве приводной колонны на 6 скважинах дала положительный результат, т.к. полые штанги выполнены с высаженными наружу концами, т.е. являются равнопрочными конструкциями.
2. Полые штанги по сравнению с обычными цельными штангами в несколько раз



Рис. 5. Обрыв штанги на скважине № 3733
Fig. 5. Rod parting at well № 3733

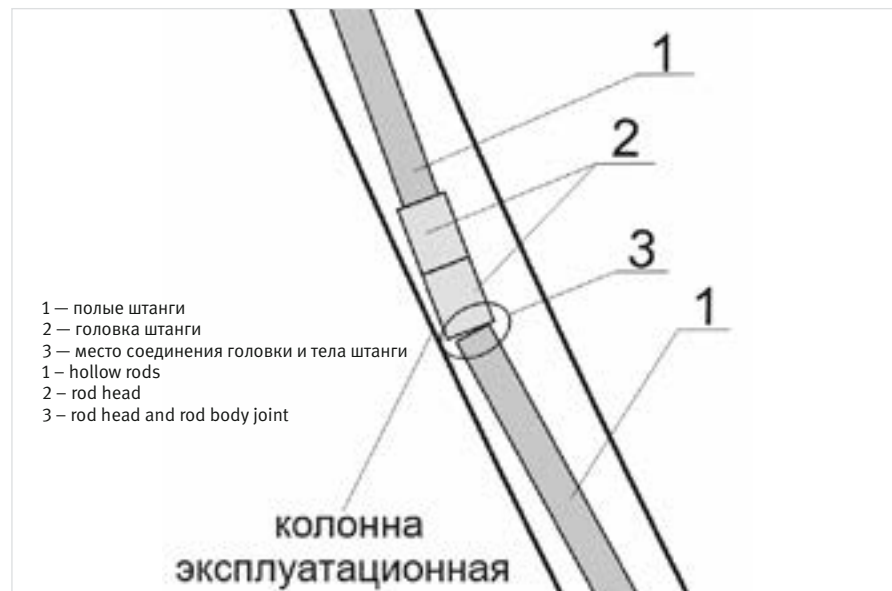


Рис. 6. Расположение полых штанг в скважине
Fig. 6. Placement of hollow rods in a wellbore



Рис. 7. Фото наплавленных головок на теле ШНП
Fig. 7. Image of rod ends welded to hollow ShNP sucker rod body

- превышают, согласно техническим расчетам, по прочности, жесткости, крутящему моменту.
3. За время эксплуатации скважин с ШНП произошло 5 обрывов по телу в месте контактных соединений головки штанги и тела (трубы) штанги.
 4. Рекомендуется использовать полые штанги с равнопрочной конструкцией в качестве приводной колонны для УШВН при интенсивности набора кривизны не более $1,8^\circ/10$ м.
 5. Причина обрыва штанг ШНП — разрушение металла вследствие его хрупкости в месте начала высадки головки под воздействием высоких амплитудных колебаний и интенсивности набора кривизны скважины.
- Литература**
1. Исаев А.А., Архипов К.И. Вращательная колонна кольцевого сечения для установки штангового винтового насоса с наземным приводом // Ученые записки АГНИ. 2011. Т. 9. С. 174–178.
 2. Исаев А.А., Тахаутдинов Р.Ш., Малихин В.И., Валиев Р.Ф., Шарифуллин А.А. Установка для подъема нефти из скважин. Патент № RU 135372 U1 от 10.12.2013.
 3. Исаев А.А. Совершенствование установок штанговых винтовых насосов // Инженерная практика. 2014. № 10. С. 52–58.
 4. Исаев А.А., Архипов К.И. Анализ эксплуатации скважин с наклонно-направленным профилем // Ученые записки АГНИ. 2010. Т. 8. С. 77–95.
 5. Исаев А.А., Архипов К.И. Влияние условий эксплуатации на обрывность колонны насосных штанг // Ученые записки АГНИ. 2015. Т. 13. № 1. С. 192–196.
 6. Исаев А.А. Разработка штанговых лопаток для винтовых насосных установок при эксплуатации осложненных скважин. Уфа: УГНТУ, 2016. 126 с.
 7. Исаев А.А., Архипов К.И. Выявление факторов, снижающих работоспособность насосных штанг (на примере нефтяных компаний Республики Татарстан) // Территория Нефтегаз. 2015. № 5. С. 14–20.
 8. Исаев А.А., Архипов К.И. Влияние максимального угла наклона скважины и числа оборотов ротора насоса на наработку штанг // Ученые записки АГНИ. 2015. Т. 13. № 1. С. 179–185.
 9. Исаев А.А., Малихин В.И., Шарифуллин А.А., Бородин Н.А., Афанасьева Л.А., Хасанов Л.Р. Долговечность штанг при эксплуатации скважин установками штанговых винтовых насосов и разработка центраторов для насосных штанг // Ресурсы европейского севера. Технологии и экономика освоения. 2016. № 2. С. 16–26.
 10. Исаев А.А., Тахаутдинов Р.Ш., Валиев Р.Ф. Насосная штанга с центрирующим элементом. Патент № RU 2523267 C1 от 17.04.2013.
 11. Исаев А.А. Разработка центрирующих устройств для снижения износа штанговой колонны УШВН // Ученые записки АГНИ. 2018. Т. 17. С. 56–60.

ENGLISH

Results

Rod partings occur mainly in wells with a dogleg severity over $1.9^\circ/10$ m. Dogleg severity causes a high amplitude of rod movement, which leads to increased vibrations. At frequent changes in dogleg severity, a rocker-like arms occur, that lead to critical values of amplitude at maximum levels of rods' oscillations. A centralizer for PCP units has been developed, which is capable of enhancing the reliability of sucker rods string by providing the required alignment of sucker rods strings with the tubings.

Conclusions

1. Operation of hollow rods ShNT and ShNP as a drive string in 6 wells yielded a positive result, since hollow rods are made with the externally upset ends, i.e. they are uniformly strong structures.

References

1. Isaev A.A., Arkhipov K.I. Rotational column of ring cross section for the beam screw pumping unit with ground drive unit. Uchenye zapiski AGNI, 2011, Vol. 9, P. 174–178. (In Russ).
2. Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Malykhin V.I., Valiev R.F., Sharifullin A.A. Installation for lifting oil from wells. Patent No. RU 135372 U1 dated 10.12.2013. (In Russ).
3. Isaev A.A. Improvement of PCP units. Engineering practice, 2014, issue 10, P. 52–58. (In Russ).
4. Isaev A.A., Arkhipov K.I. An analysis of well operation equipped by a screw sucker-rod pumping units. Uchenye zapiski AGNI, 2010, Vol. 8, P. 77–95. (In Russ).
5. Isaev A.A., Arkhipov K.I. Effect of operation conditions on parting of pumping rods. Uchenye zapiski AGNI, 2015, Vol. 13, issue 1, P. 192–196. (In Russ).
6. Isaev A.A. Development of sucker rod blades for screw pumping units during operation of complicated wells. Ufa: USPTU, 2016, 126 p. (In Russ).
7. 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). Territoriya Neftegaz, 2015, issue 5, P. 14–20 (In Russ).
8. Isaev A.A., Arkhipov K.I. Effect of maximum angle of borehole inclination and cumulative number of pump rotor revolutions on rods' service life. Uchenye zapiski AGNI, 2015, Vol. 13, issue 1, P. 179–185. (In Russ).
9. Isaev A.A., Malykhin V.I., Sharifullin A.A., Borodin N.A., Afanaseva L.A., Hasanov L.R. Durability of rods when operating oil wells with PCP units and development of centralizers for sucker rods. Resources of the European North. Exploration technologies and economics, 2016, issue 2, P. 16–26. (In Russ).
10. Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Valiev R.F. Sucker rod with centering element. Patent No. RU 2523267 C1 dated 17.04.2013. (In Russ).
11. Isaev A.A. Development of centralizing devices to reduce wear of the sucker rod string of a PCP unit. 2018, Vol. 17, P. 56–60. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Исаев Анатолий Андреевич, к.т.н., ведущий инженер отдела инноваций и экспертизы, ООО УК «Шешмайл», Альметьевск, Россия
Для контактов: isaeff-oil@yandex.ru

Isaev Anatoliy Andreevich, candidate of Engineering Sciences, Leading Engineer of Department for Innovations and Examination, Sheshmaoil Management Company LLC, Almet'yevsk, Russia
Corresponding author: isaeff-oil@yandex.ru