

УДК 622.276.57+622.276.054.4

В.Н. Ивановский¹, e-mail: ivanovskiyvn@yandex.ru; **А.А. Сабиров¹**, e-mail: sabirov@gubkin.ru;
А.В. Деговцов¹, e-mail: degovtsov.aleksey@yandex.ru; **Д.Н. Красноборов²**, e-mail: dnk77@list.ru;
И.И. Мазейн², e-mail: mazein_i_i@lp.lukoil.com; **С.В. Меркушев²**, e-mail: sergey_merkushev@lp.lukoil.com;
О.В. Третьяков², e-mail: mail@lp.lukoil.com; **С.В. Попов²**, e-mail: sergej.vas.popov@lp.lukoil.com;
Е.Ю. Кушкина³, e-mail: eukushkina@severstalmetiz.com; **М.К. Лукин³**, e-mail: mk.lukin@severstal.com

¹ Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Российский государственный университет нефти и газа (Национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» (Москва, Россия).

² ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (Пермь, Россия).

³ АО «Северсталь канаты» (Череповец, Россия).

Создание и внедрение технологии и оборудования для эксплуатации нефтяных скважин малого диаметра насосными установками с канатными штангами

Статья посвящена одному из направлений развития технологии и оборудования для эксплуатации нефтяных скважин с боковыми стволами малого диаметра. Анализ профиля скважин показывает, что многие из них не могут эксплуатироваться с применением стандартного оборудования, поскольку, во-первых, диаметр многих серийно выпускаемых скважинных насосных установок превышает диаметр проходного сечения боковых стволов скважин, а во-вторых, большие темпы набора кривизны и значительное отклонение оси скважины от вертикали не позволяют нормально работать даже насосным установкам с малыми диаметральными габаритами.

Отмечено, что основным вариантом эксплуатации малодобитных скважин во всем мире считается штанговый способ. Однако работа этого оборудования в боковых стволах также сопряжена с рядом проблем, в числе которых невозможность размещения стандартного оборудования без изгиба, большие отклонения оси скважины от вертикали, невозможность нормальной работы клапанов, большие силы трения штанг о колонну насосно-компрессорных труб, износ штанг и труб и т. д. Поэтому для работы в таких условиях была предложена схема насосной установки с канатной штангой. Причем для обеспечения эффективной работы скважинных насосных установок с канатной штангой были разработаны канаты закрытой конструкции с Z-, X- и O-образными проволоками и специальные головки канатной штанги, в качестве которых используются заделки, обеспечивающие равномерное нагружение всех проволок каната. Исследования показали, что жесткость каната новой конструкции составляет 85–92 % жесткости колонны прутковых насосных штанг диаметром 22 мм, при этом диаметр каната, который сегодня используется в качестве колонны штанг, составляет всего 20 мм, а разрывное усилие достигает 36,2 т.

Опытно-промышленные испытания на месторождениях, разрабатываемых ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», подтвердили, что предложенное оборудование позволяет эффективно эксплуатировать мало- и среднедобитные скважины с боковыми стволами малого диаметра, способствуя увеличению объема добычи и коэффициента извлечения нефти, в т. ч. на месторождениях, находящихся на завершающей стадии эксплуатации.

Ключевые слова: боковой ствол малого диаметра, темп набора кривизны, скважинная насосная установка, канатная штанга, насосно-компрессорная труба, заделка канатной штанги, подбор оборудования.

.....

V.N. Ivanovskiy¹, e-mail: ivanovskiyvn@yandex.ru; **A.A. Sabirov¹**, e-mail: sabirov@gubkin.ru;
A.V. Degovtsov¹, e-mail: degovtsov.aleksey@yandex.ru; **D.N. Krasnoborov²**, e-mail: dnk77@list.ru;
I.I. Mazeyin², e-mail: mazein_i_i@lp.lukoil.com; **S.V. Merkushev²**, e-mail: sergey_merkushev@lp.lukoil.com;
O.V. Tretyakov², e-mail: mail@lp.lukoil.com; **S.V. Popov²**, e-mail: sergej.vas.popov@lp.lukoil.com;
E.Yu. Kushkina³, e-mail: eukushkina@severstalmetiz.com; **M.K. Lukin³**, e-mail: mk.lukin@severstal.com

¹ Federal State Autonomous Educational Institution for Higher Education "Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)" (Moscow, Russia).

² LUKOIL-PERM LLC (Perm, Russia).

³ Severstal Wire Ropes JSC (Cherepovets, Russia).

Creation and Implementation of Technology and Equipment for Small Diameter Oil Well Exploitation with Rope Rod Pumping Units

The article is devoted to one of the directions of development of technology and equipment for operation of oil wells with small diameter sidetracks. The analysis of well profiles shows that many of them cannot be operated using standard equipment because, firstly, the diameter of many commercially available downhole pumping units exceeds the diameter of the borehole lateral passage section, and secondly, high rates of curvature set and significant deviation of the well axis from the vertical do not allow normal operation even by pump units with small-diameter dimensions.

It is noted that the rod method is considered the basic variant of low-yield well operation all over the world. However, the operation of this equipment in lateral wells is also associated with a number of problems, including impossibility to install standard equipment without bending, high deviation of well axis from vertical, impossibility of normal operation of valves, high friction forces of sucker-rod strings, wear of sucker-rods and pipes, etc. Therefore, for operation in such conditions the scheme of pumping unit with rope rod has been offered. To ensure the efficient operation of downhole sucker rope units, closed ropes with Z-, X- and O-shaped wires and special rope rod heads were designed, with terminations providing uniform loading of all rope wires. Studies have shown that the stiffness of the new rope design is 85–92 % of that of the 22-mm rope string, while the rope currently used as a string is only 20 mm in diameter and has a breaking strength of 36.2 tonnes.

Field trials at the fields developed by LUKOIL-PERM confirmed that the proposed equipment allows efficient operation of low- and medium-yielding wells with small diameter laterals, contributing to increased production and oil recovery factor, including at the fields at the final stage of operation.

Keywords: small diameter lateral borehole, rate of curvature, downhole pumping unit, rope string, tubing, rope string termination, equipment selection.

В последние годы разработка нефтегазовых месторождений зачастую ведется с использованием многоствольных скважин, применение которых позволяет уменьшить затраты на разбуривание и увеличить площадь охвата продуктивных горизонтов системами дренирования пластового флюида. Подобные технологии, в частности, все шире используются на давно эксплуатирующихся месторождениях. В этом случае дополнительные боковые стволы строятся из основных стволов имеющихся эксплуатационных скважин, позволяют реанимировать аварийные скважины, обеспечить увеличение добычи нефти, сократить затраты на бурение и развитие инфраструктуры нефтедобывающего предприятия [1].

ПРОБЛЕМА ПОДБОРА ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН С БОКОВЫМИ СТВОЛАМИ МАЛОГО ДИАМЕТРА

В России добыча нефти с точки зрения способа эксплуатации скважин распределяется следующим образом: до 80 % добычи обеспечивается установками электроцентробежных насосов (ЭЦН), около 15 % – штанговыми скважинными насосными установками, оставшиеся примерно 5 % добываются с применением прочих видов оборудования, при-

In recent years, oil and gas fields have often been developed using multilateral wells, which reduce drilling costs and increase the area covered by reservoir drainage systems.

Such technology, in particular, is increasingly being used in long-established fields. In this case, additional sidetracks are constructed from the main boreholes of existing production wells, make it possible to reanimate junked wells, ensure increased oil production, reduce drilling costs and develop the oil producer's infrastructure [1].

THE PROBLEM OF SELECTING EQUIPMENT TO OPERATE WELLS WITH SMALL-DIAMETER SIDETRACKS

In Russia, oil production in terms of well operation is distributed as follows: up to 80 % of production is provided by electric submersible pumps (ESPs), about 15 % by sucker-rod pumping units, and approximately 5 % by other types of equipment, with an increasing number of different solutions available for low- and medium-yielding wells. New solutions include, for example, downhole pumping units with linear motors, reciprocating drives combined with submersible motors.

Ссылка для цитирования (for citation):

Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Деговцов А.В., Красноборов Д.Н., Мазейн И.И., Меркушев С.В., Третьяков О.В., Попов С.В., Кушкина Е.Ю., Лукин М.К. Создание и внедрение технологии и оборудования для эксплуатации нефтяных скважин малого диаметра насосными установками с канатными штангами // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2021. № 1–2. С. 36–48.

Ivanovskiy V.N., Sabirov A.A., Degovtsov A.V., Krasnoborov D.N., Mazeyin I.I., Merkushev S.V., Tretyakov O.V., Popov S.V., Kushkina E.Yu., Lukin M.K. Creation and Implementation of Technology and Equipment for Small Diameter Oil Well Exploitation with Rope Rod Pumping Units. Territorija "NEFTEGAS" [Oil and Gas Territory]. 2021;(1–2):36–48. (In Russ.)

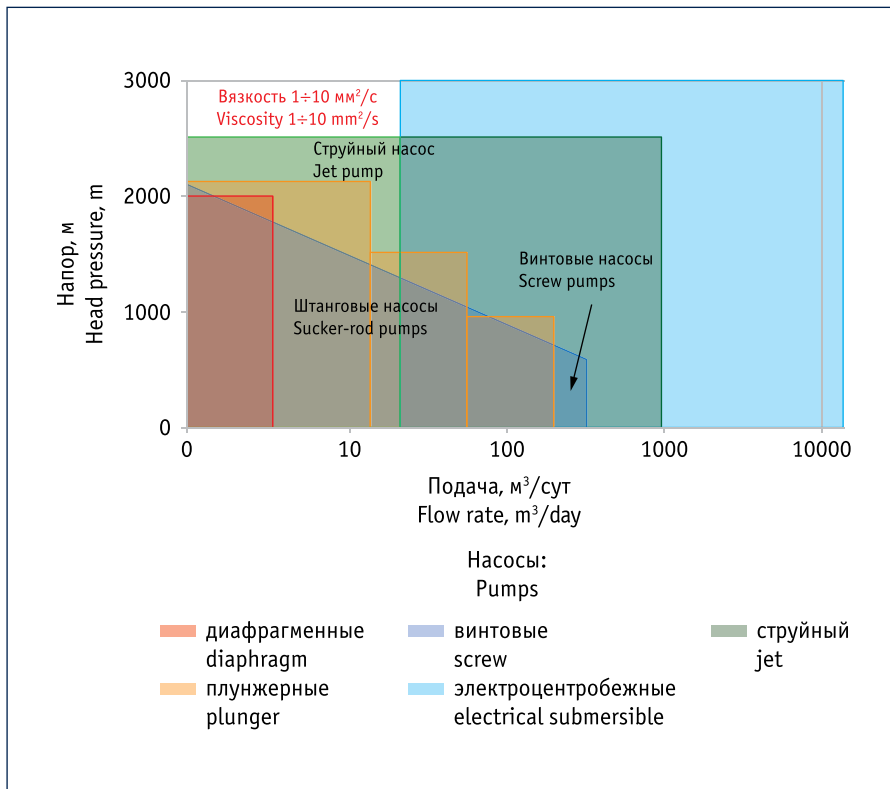


Рис. 1. Области применения различных насосных установок для добычи нефти
Fig. 1. Areas of application of various pumping

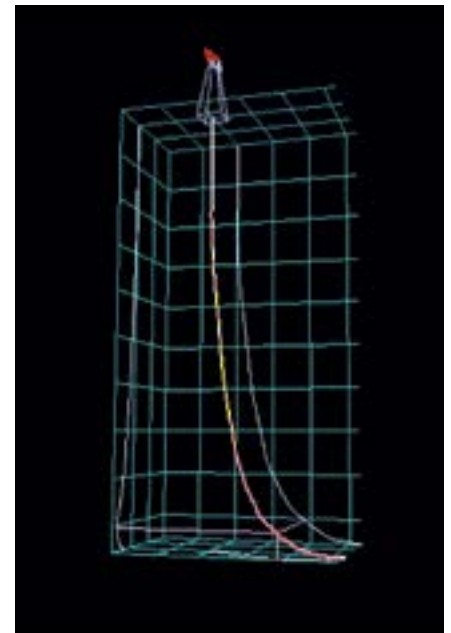


Рис. 2. Профиль скважины (инклинограмма) с боковым стволом малого диаметра с темпом набора кривизны на глубине 950 м 3,95 °/10 м
Fig. 2. Borehole profile (inclinogram) with sidetracks of small diameter with a rate of curvature set at a depth of 950 m]in 3.95 °/10 m

чем все больше разных технических решений предлагается для работы в мало- и среднедебитных скважинах. В числе новых технических решений можно, к примеру, упомянуть скважинные насосные установки с линейными электродвигателями, возвратно-поступательными приводами в сочетании с погружными электродвигателями (ПЭД).

Проблемы выбора способа добычи нефти, а также оборудования для обеспечения эффективного применения конкретного способа связаны не только с многообразием видов оборудования, но и с тем, что каждый из них может иметь достаточно узкие области применения. Так, на рис. 1 авторами статьи представлено видение областей применения различных видов скважинных насосных установок. Разумеется, авторское видение может не вполне совпадать с точками зрения других специалистов, однако практика показала, что эти различия очень несущественны. Необходимо отметить, что предложенное распределение областей применения нефтедобывающего оборудования не имеет ограничений по осложняющим условиям эксплуатации, в то время как, к примеру, напор и подача штанговых насосов могут существенно снижаться при значительном содержании свободного газа или при сложной инклинометрии скважин, установки диафрагменных насосов, а также установки с линейным погружным приводом не могут размещаться в скважинах малых диаметров (менее 122 мм) и т. д.

Из рис. 1 видно, что для эксплуатации малодебитных скважин существует не очень большой набор эффективных технологий и видов оборудования. В частности, это касается скважин

The problems of selecting an oil production method as well as the equipment to ensure effective application of a particular method are not only related to the variety of equipment types, but also to the fact that each of them can have quite narrow fields of application. So, in fig. 1 the authors of the article show their vision of different types of downhole pumping units. Of course, the authors' vision may not exactly coincide with the views of other specialists, but practice has shown that these differences are not very significant. It should be noted, that the suggested distribution of application areas of oil production equipment has no limitations in terms of complicating operating conditions, whereas, for example, the head and delivery of sucker-rod pumps can significantly reduce at a considerable content of free gas or at complicated well inclinometry, diaphragm pumps as well as linear submersible drive units cannot be placed in small borehole diameters (below 122 mm), etc.

Figure 1 shows that there isn't a very large set of effective technologies and types of equipment for operating marginal wells. In particular, this applies to small-diameter wells and sidetracks, which are a very interesting area of oil industry development. It is no secret that sidetracking a well requires about 2–4 times less money and time than constructing a new well. In addition, sidetracking from existing wells allows increasing the drainage area of productive formations and improving the ultimate recovery factor. An important aspect is that there are some tax preferences for sidetracking compared to drilling new wells.

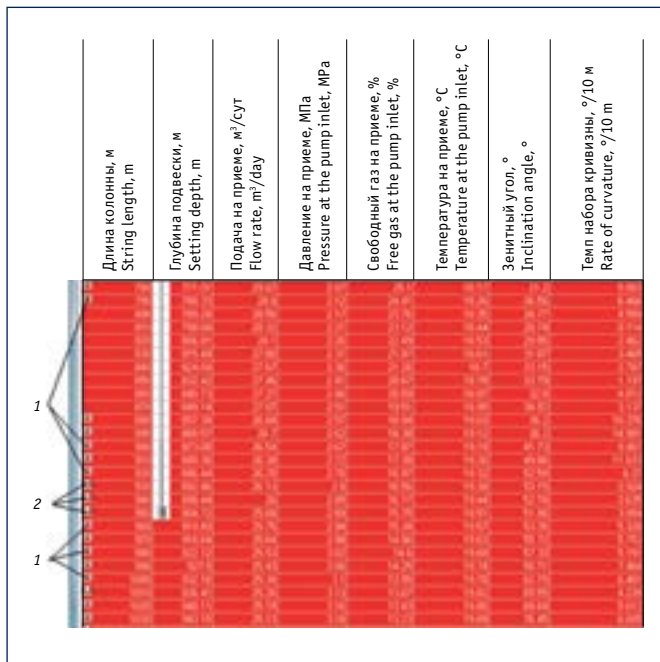


Рис. 3. Таблица подбора по глубине скважинного штангового оборудования с диаметральным габаритом 73 мм:
1 – интервалы глубины скважины с запретом на установку насосов из-за геометрической неписываемости; 2 – интервалы глубины скважины с потерей устойчивости работы шаровых клапанов штанговых насосов

Fig. 3. Depth selection table for downhole sucker-rod equipment with 73 mm diameter dimension:

1 – borehole depth intervals with prohibition to install pumps due to geometrical non-fitability; 2 – borehole depth intervals with loss of stability of ball valves of rod pumps

малого диаметра и боковых стволов скважин, являющихся очень интересным направлением развития нефтяной промышленности. Не секрет, что проведение бокового ствола скважины требует примерно в 2–4 раза меньше средств и времени, чем строительство новой скважины. Кроме того, строительство боковых стволов из существующих скважин позволяет увеличить площадь дренирования продуктивных пластов и повысить коэффициент конечного извлечения нефти. Немаловажным аспектом является также наличие некоторых налоговых преференций при проведении боковых стволов по сравнению с бурением новых скважин.

Однако при использовании боковых стволов скважин возникает множество проблем как во время бурения, так и при работе этих систем. Это связано с тем, что боковые стволы необходимо проводить из основных стволов, имеющих небольшие внутренние диаметры – 122–150 мм. По этой причине для вскрытия обсадных колонн невозможно использовать фрезы большого диаметра, а диаметр обсадной колонны для боковых стволов ограничен диапазоном 102–114 мм. Помимо этого, технология проведения боковых стволов связана со значительными темпами набора кривизны (малыми радиусами кривизны боковых стволов) [2].

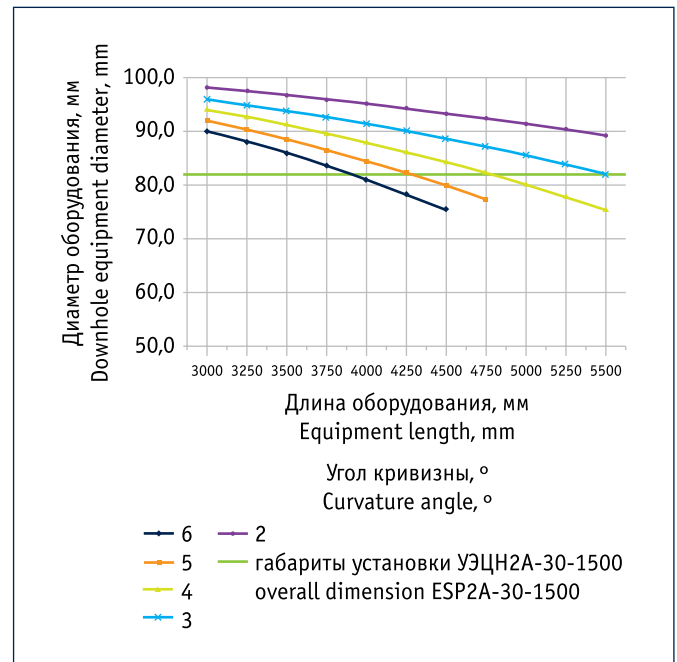


Рис. 4. Возможность вписываемости скважинного оборудования в искривленные обсадные колонны с боковым стволом малого диаметра в зависимости от темпа кривизны при внутреннем диаметре 102 мм
Fig. 4. The ability of downhole equipment to fit into curved casing with sidetracks of small diameter as a function of the rate of curvature at an internal diameter of 102 mm

However, the use of sidetracks presents many problems both during drilling and when running these systems. This is due to the fact that sidetracks have to be run from main bores, which have small internal diameters of 122–150 mm. For this reason, large-diameter cutters cannot be used for sidetracking, and the casing diameter for sidetracks is limited to 102–114 mm. Besides this, sidetracking technology is associated with significant rates of curvature set (small radii of sidetracking curvature) [2].

Fig. 2 shows a typical profile of a small-diameter sidetracked well, such as those constructed at LUKOIL-PERM facilities. These profiles have very high rates of curvature set at small inner casing diameters. The profiles were built based on inclinometry of wells with sidetracks using “Autotechnologist” software, which is used for selection, diagnostics and optimization of downhole pumping equipment for oil production.

The analysis of inclinograms shows that many wells cannot be operated with standard equipment for two reasons. First, the diameter dimension of many commercially available downhole pumping units exceeds the diameter of the borehole sidetrack. Secondly, the high rate of curvature setting and significant deviation of borehole axis from the vertical do not allow normal operation even for pump units with small diametric dimensions. Thus, fig. 3 shows a table generated during depth matching of downhole rod pumping units with maximum diameter of 73 mm. The red colour of many of the depth intervals indicates that even this small-diameter equipment cannot be installed without bending, because the rate of curvature gain is too



Рис. 5. Износ пары «штанга – колонна насосно-компрессорных труб»
Fig. 5. Wear and tear of the sucker-rod/tubing string pair

На рис. 2 представлен типичный профиль скважины с боковым стволом малого диаметра (БСМД), какие строятся на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Эти профили имеют очень большие темпы набора кривизны при малых внутренних диаметрах обсадных колонн. Профили построены на основании инклинометрии скважин с боковыми стволами с помощью программного обеспечения (ПО) «Автотехнолог», применяемого для подбора, диагностики и оптимизации работы скважинного насосного оборудования для добычи нефти. Анализ инклинограмм показывает, что многие скважины не могут эксплуатироваться с применением стандартного оборудования по двум причинам. Во-первых, диаметральный габарит многих серийно выпускаемых скважинных насосных установок превышает диаметр проходного сечения боковых стволов скважин. Во-вторых, большие темпы набора кривизны и значительное отклонение оси скважины от вертикали не позволяют нормально работать даже насосным установкам, имеющим малые диаметральный габариты. Так, на рис. 3 представлена таблица, сформированная при подборе по глубине скважинных штанговых насосных установок с максимальным диаметром 73 мм. Красный цвет многих интервалов глубин говорит о том, что здесь невозможно установить даже такое малогабаритное оборудование без изгиба – слишком велики темпы набора кривизны. Кроме того, на рис. 3 видны значки, свидетельствующие о том, что в этих интервалах глубин нет возможности использовать насос, потому что стандартные клапаны работать в таких условиях не могут по причине слишком большого отклонения оси скважины от вертикали.

Анализ возможности применения в указанных скважинах именно штанговых насосных установок обусловлен тем, что дебит большинства нефтяных скважин с боковыми стволами на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» составляет 5–15 м³/сут, что существенно ограничивает перечень доступного скважинного оборудования [3].

high. The icons in fig. 3 also shows that no pump can be used in these depth intervals because standard valves cannot operate in these conditions because the borehole axis deviates too far from the vertical.

The analysis of the possibility of using rod pumping units in the mentioned wells is conditioned by the fact that flow rate of most oil wells with sidetracks on the objects of LUKOIL-PERM is 5–15 m³/day, which considerably limits the list of available downhole equipment [3].

Fig. 4 shows plots of the possibility of placing downhole equipment in the sidetracks of wells. Unfortunately, sidetracks are lined with pipes with an inner diameter of, at best, 102 mm. As we can see from the figure, practically all standard types of equipment can work there only if the rate of curvature in sidetracks does not exceed 2–4° per 10 m. In reality the rate of curvature can be as high as 8–12° per 10 m (fig. 3). If we take into account that the length of equipment is only 6–8 m, it becomes obvious that none of the standard equipment (including size 2A ESP unit) could be installed in such boreholes. If the inside diameter of the casing pipe is 89 mm, it is almost impossible to install any down-hole pumping units at all.

FEATURES OF SMALL-DIAMETER SIDETRACKED WELLS OPERATED BY THE SUCKER-ROD METHOD

The main way of operating low-yield wells worldwide is the rod method. However, many problems arise when operating with this method of sidetracking, such as:

- 1) the inability to fit standard equipment in a small-diameter side shaft without bending;
- 2) significant deviations of the borehole axis from the vertical:
 - inability to operate the valves properly;
- 3) high friction forces of the rods against the tubing string:
 - wearing through of rods (couplings), centralizers and pipes;
 - rod and pipe column breaks;
 - loss of tightness of the tubing strings;
 - “hanging” of the pipe columns, no downward movement of the ram.

Fig. 5 shows the worn pipe fragments, the rod coupling and the centralizer mounted on the rod to protect it from wear.

The “Autotechnologist” software has a block for calculating so-called contact loads and stresses, showing why and how complications arise in terms of wear and tear on the rod/string casing pair. The results of the calculation are presented in fig. 6. On the left is the borehole profile and contact loads (contact stresses) that occur when the sucker-rod string is running in deviated wells. The deformation along the depth of the well indicates the rate of wear of the rod/string casing pair. Calculations have shown that the use of sucker rods in small-diameter sidetracked well, even with many aligners (up to four per sucker rod), does not solve the problem of wear. When running small-diameter sidetracked well with 89 mm casing, it is necessary to use tubing with a diameter of no more than 60 mm, which does not allow working with standard 22 mm pump rods.

Therefore, a rope rod pumping unit scheme has been proposed for such conditions.

На рис. 4 представлены графики зависимости возможности размещения скважинного оборудования в боковых стволах скважин. Боковые стволы скважин, к сожалению, обсажены трубами с внутренним диаметром, составляющим в лучшем случае 102 мм. При этом, как видно из рисунка, практически все стандартные виды оборудования могут там работать, только если темпы набора кривизны в боковых стволах не превышают 2–4° на 10 м. На деле же темпы набора кривизны могут достигать 8–12° на 10 м (рис. 3). Если при этом принять, что длина оборудования составляет всего 6–8 м, становится очевидно, что ни один из видов стандартно выпускаемого оборудования (в том числе установку ЭЦН габарита 2А) в такие стволы нельзя установить. Если же внутренний диаметр обсадной трубы составляет 89 мм, то вообще практически невозможно установить какие-либо скважинные насосные агрегаты.

ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН С БОКОВЫМИ СТВОЛАМИ МАЛОГО ДИАМЕТРА ШТАНГОВЫМ СПОСОБОМ

Основным способом эксплуатации малодобитных скважин во всем мире считается штанговый. Однако при эксплуатации с помощью данного способа боковых стволов появляется множество проблем, таких как:

- 1) невозможность размещения стандартного оборудования в боковом стволе малого диаметра без изгиба;
- 2) значительные отклонения оси скважины от вертикали:
 - невозможность нормальной работы клапанов;
- 3) большие силы трения штанг о колонну насосно-компрессорных труб (НКТ):
 - протирывание штанг (муфт), центраторов и труб;
 - обрывы колонн штанг и труб;
 - потеря герметичности колонн НКТ;
 - «зависание» колонн штанг, отсутствие движения плунжера вниз.

На рис. 5 показаны изношенные фрагменты трубы, штанговая муфта и центратор, установленный на штангу для защиты от износа.

В ПО «Автотехнолог» имеется блок расчета так называемых контактных нагрузок и напряжений, показывающий, почему и как возникают осложнения в части износа пары «штанга – колонна НКТ». Итоги расчета представлены на рис. 6. Слева показаны профиль скважины и контактные нагрузки (контактные напряжения), возникающие при работе штанговой колонны в искривленных скважинах. Деформация по глубине скважины говорит о темпах износа пары «штанга – колонна НКТ». Как показывают расчеты, использование в БСМД штанг даже с большим количеством центраторов (до четырех штук на каждой штанге) не решает проблемы износа. При эксплуатации БСМД с обсадной колонной с внутренним диаметром 89 мм необходимо использовать НКТ с диаметром не более 60 мм, что не позволяет работать со стандартными насосными штангами диаметром 22 мм.

Поэтому для работы в таких условиях была предложена схема насосной установки с канатной штангой.

When the rope is used as a sucker-rod string, completely different operating conditions arise: the absence of sucker-rod couplings and the smooth surface of the specially designed rope results in a uniform distribution of contact loads along the entire sucker-rod-contact length, which can reach 200–500 m, which reduces contact forces and wear many times over. As a result, the wear intensity of a rod/tubing string pair decreases 20–30 times, even at depth intervals with high rates of curvature set. These theoretical calculations were further confirmed in practice during implementation of downhole pumping units with rope rods.

FEATURES OF SMALL-DIAMETER SIDETRACKED WELLS OPERATED BY DOWNHOLE PUMPING UNITS WITH ROPE RODS

In recent years, many oil and gas companies (Tatneft, Rosneft, LUKOIL, etc.) have widely applied the method of compacting the grid of production wells, which makes it possible to significantly increase the oil recovery factor by constructing a number of new wells at long-operating fields. For example, Tatneft has adopted a programme to almost double the number of production wells. In order to reduce the construction costs of these additional and mainly low-yield wells, production casing with a diameter of 89–114 mm is used. This reduces the cost of well construction by two to three times compared with the construction of wells where casing with a diameter of 146 or 168 mm is used.

However, new problems arise, which include:

- 1) long payback period for small-scale equipment – electric motor-driven vane pumps (centrifugal pumps);
- 2) the impossibility of placing small equipment (electric motor-driven vane (centrifugal) pump units) without bending in small diameter curved boreholes;
- 3) the inability to place standard sucker-rod strings in small diameter wells;
- 4) high friction forces between the rods and the tubing string in small-diameter curved wells.

Many of these problems can be solved by using borehole pumping units with rope rods. There are different applications for rope rods:

- 1) a rope rod is mounted at the top of the casing instead of 22 or 25 mm diameter rods for maximum load capacity. A production casing with an internal diameter of 89 mm cannot accommodate a tubing string of more than 60 mm, and only rods with a nominal diameter of 19 mm can be run in this tubing string, with maximum loads not exceeding 55–60 kN. In order to increase the permissible maximum load, a rope rod, which in this case is 200–600 m long, is used instead of the pump rods;
- 2) a rope rod replaces the entire rod string from the polished wellhead rod to the weighted bottom of the rod string (5–10 rods), providing downward travel of the pump plunger. This scheme may be implemented in small-diameter casing strings, at great depth of sucker-rod pump suspension and in highly curved wells with high intensity of sucker-rod and pipe wear. A rope rod up to 3000 m long can be used in this variant;

При работе каната в качестве колонны штанг возникают совершенно другие условия эксплуатации: отсутствие штанговых муфт и гладкая поверхность каната специальной конструкции приводят к равномерному распределению контактных нагрузок по всей длине контакта штанги и НКТ, которая может достигать 200–500 м, что многократно снижает контактные усилия и износ. В результате интенсивность износа пары «штанга – колонна НКТ» снижается в 20–30 раз даже в интервалах глубин с большими темпами набора кривизны. Эти теоретические расчеты были в дальнейшем подтверждены на практике при внедрении скважинных насосных установок с канатными штангами.

ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН С БОКОВЫМИ СТВОЛАМИ МАЛЫХ ДИАМЕТРОВ С ПОМОЩЬЮ СКВАЖИННЫХ НАСОСНЫХ УСТАНОВОК С КАНАТНЫМИ ШТАНГАМИ

В последние годы многие нефтегазовые компании (ПАО «Татнефть», ПАО «НК «Роснефть», ПАО «ЛУКОЙЛ» и др.) широко применяют прием уплотнения сетки добывающих скважин, что позволяет существенно повысить коэффициент извлечения нефти за счет строительства большого количества новых скважин на давно эксплуатирующихся месторождениях. Например, в ПАО «Татнефть» принята программа, предусматривающая практически удвоение числа добывающих скважин. В целях сокращения расходов на строительство этих дополнительных и в основном малодобитных скважин в них используются эксплуатационные колонны диаметром 89–114 мм. Это позволяет снизить стоимость строительства скважины в 2–3 раза по сравнению со строительством скважин, в которых применяют обсадные колонны диаметром 146 или 168 мм.

Однако при этом появляются новые проблемы, в числе которых:

- 1) большой срок окупаемости малогабаритного оборудования – установок электроприводных лопастных (центробежных) насосов;
- 2) невозможность размещения малогабаритного оборудования (установок электроприводных лопастных (центробежных) насосов) без изгиба в искривленных скважинах малого диаметра;
- 3) невозможность размещения стандартных штанговых колонн в скважинах малого диаметра;
- 4) большие силы трения штанг о колонну НКТ в искривленных скважинах малого диаметра.

Многие из этих проблем могут быть решены путем использования скважинных насосных установок с канатными штангами.

Существуют разные схемы применения канатных штанг:

- 1) канатная штанга монтируется в верхней части колонны вместо штанг диаметром 22 или 25 мм для обеспечения максимальной грузоподъемности. В эксплуатационной колонне с внутренним диаметром 89 мм невозможно разместить колонну НКТ диаметром более 60 мм, а в эту колонну НКТ можно спустить только штанги с условным диаметром 19 мм, максимальные нагрузки на которые не могут превышать 55–60

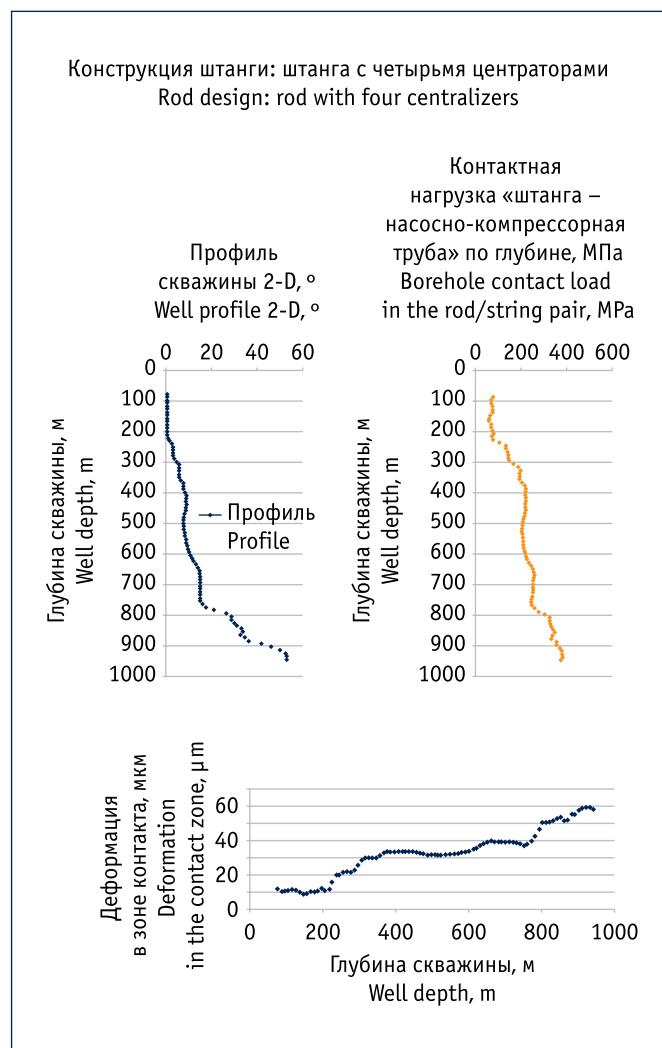


Рис. 6. Расчетные значения контактной нагрузки и деформации в паре «штанга – колонна насосно-компрессорных труб»

Fig. 6. Calculated values of contact load and deformation in the sucker-rod/tubing string pair

- 3) the rope rod is installed in a section of the string where there is intense wear on the rod-tubing string pair (e. g., in the sidetracking area). In this case, the length of special rope insert may be 150–600 m [4].

For rope rod operation special pumps type NND2 according to [5], pumps of 2SP or SPR series as well as pumps with discharge chamber type NNRK can be used, providing forced plunger downwards movement as well as valve system operation at deviation from vertical up to 65 °.

However, in many cases, standard pump units can also be paired with a rope rod if the deviation angle from vertical doesn't exceed 48 °, which significantly reduces the cost of downhole equipment.

In order to operate well pumping units with a rope rod efficiently, a rope design had to be created to ensure:

- 1) minimum deformation (lengthening) of the rod string (rods and rope) in order to maintain the required effective stroke length of the rod pump plunger;

кН. В целях увеличения допустимой максимальной нагрузки вместо насосных штанг применяется канатная штанга, длина которой в данном случае составляет 200–600 м;

2) канатная штанга заменяет всю колонну штанг от полированного штока устьевого оборудования до утяжеленного низа штанговой колонны (5–10 штанг), обеспечивающего ход плунжера насоса вниз. Данная схема может быть реализована в обсадных колоннах малого диаметра, при большой глубине подвески штангового насоса, а также в сильно искривленных скважинах с высокой интенсивностью износа штанг и труб. В данном варианте может быть использована канатная штанга длиной до 3000 м;

3) канатная штанга устанавливается в участок колонны, где происходит интенсивный износ пары «штанга – колонна НКТ» (например, в зоне резки бокового ствола), а верхняя и нижняя части штанговой колонны состоят из стандартных штанг необходимого диаметра. Длина вставки из специального каната в этом случае может составлять 150–600 м [4]. Для работы с канатной штангой могут быть использованы специальные насосы типа ННД2 по [5], насосы серий 2СП или СПР, а также насосы с разрядной камерой типа ННРК, обеспечивающие принудительное движение плунжера вниз, а также работу клапанной системы при отклонении от вертикали до 65°. Однако во многих случаях в паре с канатной штангой могут быть использованы и стандартные насосные агрегаты, если угол отклонения от вертикали не превышает 48°, что значительно снижает стоимость скважинного оборудования.

Для эффективной работы скважинных насосных установок с канатной штангой необходимо было создать конструкцию каната, обеспечивающую:

- 1) минимальные деформации (удлинения) составной колонны штанг (штанги + канат) в целях сохранения необходимой эффективной длины хода плунжера штангового насоса;
 - 2) возможность соединения каната с колонной штанг при равномерном нагружении всех проволок каната, отсутствии в проволоках напряжений изгиба, малых диаметральных и осевых габаритах устройства соединения (канатной заделки);
 - 3) наиболее гладкую наружную поверхность каната для минимизации контактных напряжений в зоне контакта «канат – колонна НКТ»;
 - 4) наличие смазки в зоне контакта «канат – колонна НКТ»;
 - 5) грузоподъемность, превышающую максимально допустимые нагрузки для насосных штанг диаметром 22 и 25 мм;
 - 6) приемлемую стоимость каната в целях широкого внедрения насосных установок даже при малых дебитах скважин.
- В результате совместной работы ученых из Российского государственного университета нефти и газа (Национального исследовательского университета) имени И.М. Губкина, ведущих специалистов ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и АО «Северсталь канаты» были разработаны канаты закрытой конструкции для канатной штанги с Z-, X- и O-образными проволоками и специальные головки канатной штанги, в качестве которых используются заделки, обеспечивающие равномерное нагружение всех проволок каната. На концах заделок имеется

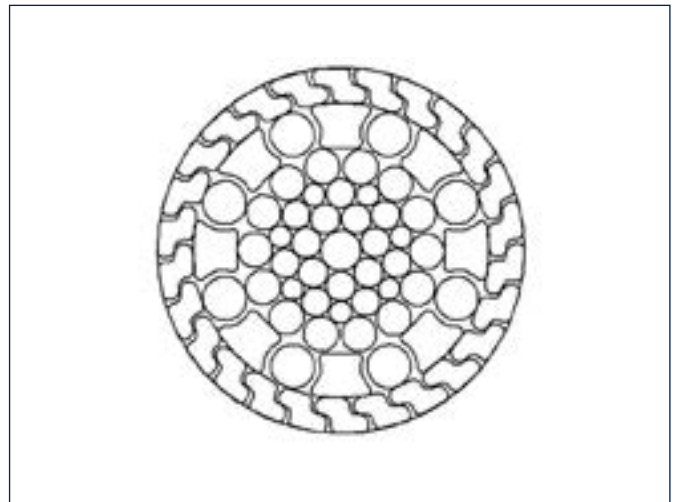


Рис. 7. Сечение каната

Fig. 7. Cross-section of the rope

- 2) the possibility of connecting the rope to the string with uniform loading of all rope wires, no bending stresses in the wires, small diameter and axial dimensions of the coupling device (rope termination);
- 3) the smoothest rope outer surface possible to minimise contact stresses in the rope-to-tubing contact zone;
- 4) the presence of lubricant in the rope-to-tubing contact zone;
- 5) load capacity in excess of the maximum permissible loads for pump rods of 22 and 25 mm diameter;
- 6) acceptable cost of rope in order to introduce pumping units widely, even at low well rates.

As a result of joint work by scientists from the Gubkin Russian State University of Oil & Gas (National Research University), leading specialists from LUKOIL-PERM and Severstal Wire Ropes, closed rope design for rope rod with Z-, X- and O-shaped wires and special rope rod heads were developed, which use terminations to ensure uniform loading of all rope wires. The ends of the terminations are threaded for connection to a pump plunger, polished rod or boom column, the Z-wires are placed only in the outer rope layer, and the alternating X- and O-wires are placed in the rope layer following the outer rope layer. The number of Z-, X- and O-wires, the profile of the Z- and X-wires and the diameter of the O-wires are chosen based on the rope diameter, in order to ensure that the Z-, X- and O-wires fill the cross-sectional area of the respective layer as much as possible (fig. 7).

The rope fulfils almost all the requirements, namely:

- 1) the modulus, or stiffness, of the rope is 85–92 % of the stiffness of a 22 mm diameter rod string;
- 2) special grips (rope terminations) with an outer diameter of only 2.3–3.0 rope diameters can be used for closed ropes without organic rope core. For comparison, the diametral dimension of the rope shackles used as grips (terminations) for ropes with an organic core is 5–8 times the diameter of the rope itself;
- 3) formed by the Z-wires interlocking with each other, the outer surface of the closed rope structure is practically smooth (fig. 8);

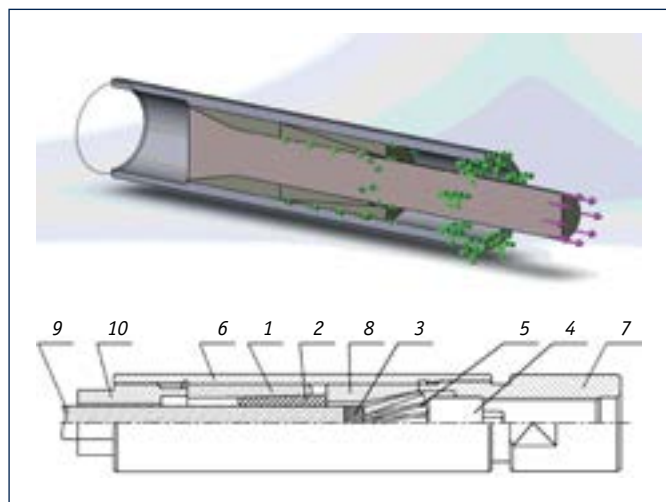


Рис. 8. 3D-модель заделки канатной штанги для моделирования и оптимизированная конструкция канатной заделки:
 1 – коническая втулка; 2 – клиновые вкладыши; 3 – бандаж;
 4 – стопорная гайка; 5 – сальные клинья; 6 – корпус;
 7 – соединительная втулка; 8 – коническая втулка; 9 – канат закрытой конструкции

Fig. 8. 3D model of the rope rod termination for the simulation and the optimized design of the rope termination:
 1 – conical bushing; 2 – wedge inserts; 3 – bandage; 4 – lock nut; 5 – oily wedges; 6 – body; 7 – connecting sleeve; 8 – conical bushing; 9 – wire closed design

резьба для соединения с плунжером насоса, полированным штоком или колонной штанг, Z-образные проволоки расположены только в наружном слое каната, а чередующиеся X- и O-образные проволоки – в следующем за наружным слое каната. Количество Z-, X- и O-образных проволок, профиль Z- и X-образных проволок и диаметр O-образных проволок выбраны исходя из диаметра каната в целях обеспечения максимального заполнения Z-, X- и O-образными проволоками поперечного сечения соответствующего слоя (рис. 7). Канат отвечает практически всем указанным требованиям, а именно:

- 1) условный модуль, или жесткость каната, составляет 85–92 % жесткости колонны прутковых насосных штанг диаметром 22 мм;
- 2) для каната закрытой конструкции без сердечника из органических материалов можно использовать специальные захваты (канатные заделки) с наружным диаметром, составляющим всего 2,3–3,0 диаметра каната. Для сравнения, диаметральный габарит коушей, используемых в качестве захватов (заделок) канатов с органическим сердечником, составляет 5–8 диаметров самого каната;
- 3) образованная Z-образными проволоками, входящими в зацепление (замок) друг с другом, наружная поверхность каната закрытой конструкции практически гладкая (рис. 8);
- 4) по линиям соприкосновения Z-образных проволок на поверхности каната закрытой конструкции образованы винтообразные канавки с поперечным размером 0,1–0,3 мм, являющиеся хорошим распределенным «резервуаром», запол-

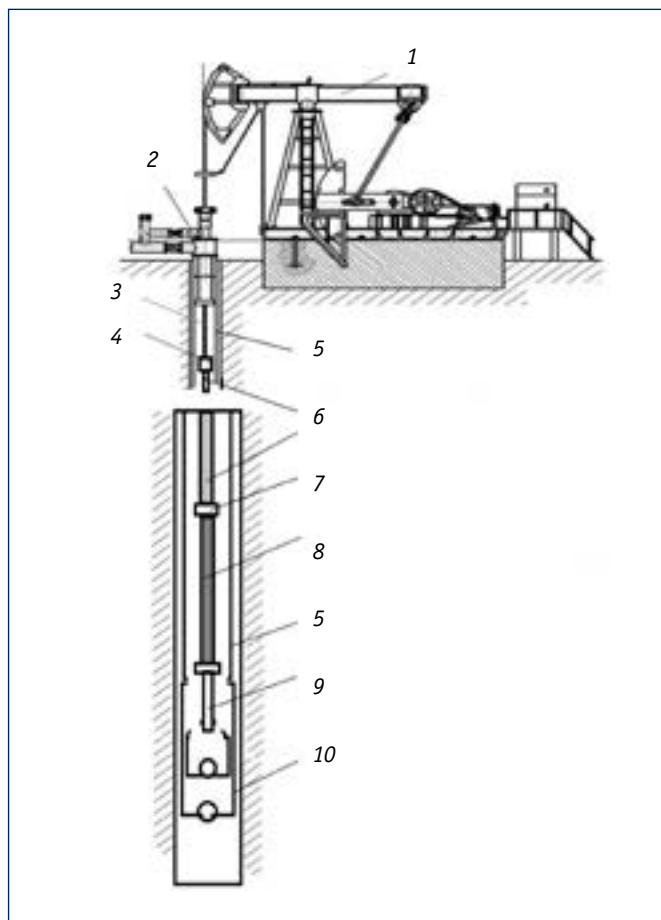


Рис. 9. Общая схема скважинной насосной установки с канатной штангой:

1 – привод штанговой насосной установки; 2 – оборудование устья скважины; 3 – полированный шток; 4 – верхняя канатная заделка; 5 – колонна насосно-компрессорных труб; 6 – канатная штанга; 7 – нижняя канатная заделка; 8 – «тяжелый низ» колонны штанг; 9 – плунжер со штоком; 10 – цилиндр штангового насоса
 Fig. 9. General scheme of the borehole pumping unit with a rope rod:
 1 – rod pumping unit drive; 2 – wellhead equipment; 3 – polished rod; 4 – top rope termination; 5 – tubing string; 6 – rope rod; 7 – bottom rope termination; 8 – “heavy bottom” of the rod string; 9 – plunger with rod; 10 – rod pump cylinder

4) helical grooves of 0.1–0.3 mm in cross-sectional dimension have been created along the contact lines of Z-wires on the surface of the closed construction rope, which are a good distribution “reservoir” filled with liquid (oil) or semi-liquid (mixture of oil, paraffin, micro-crystalline wax) lubricating material available in each production well. This prevents so-called dry friction from occurring in the rope-tubing contact zone.

The rope diameter used today as the boom column is 20 mm. The breaking force of the rope reaches 36.2 tonnes, which is about 2.5 times higher than that of a 22-mm-diameter rope in “special” or “super” versions of strength group D. Therefore, the possibility of using rod pumps in wells with a suspension depth of up to 2.5–3.0 thousand meters can be solved by using a rope.

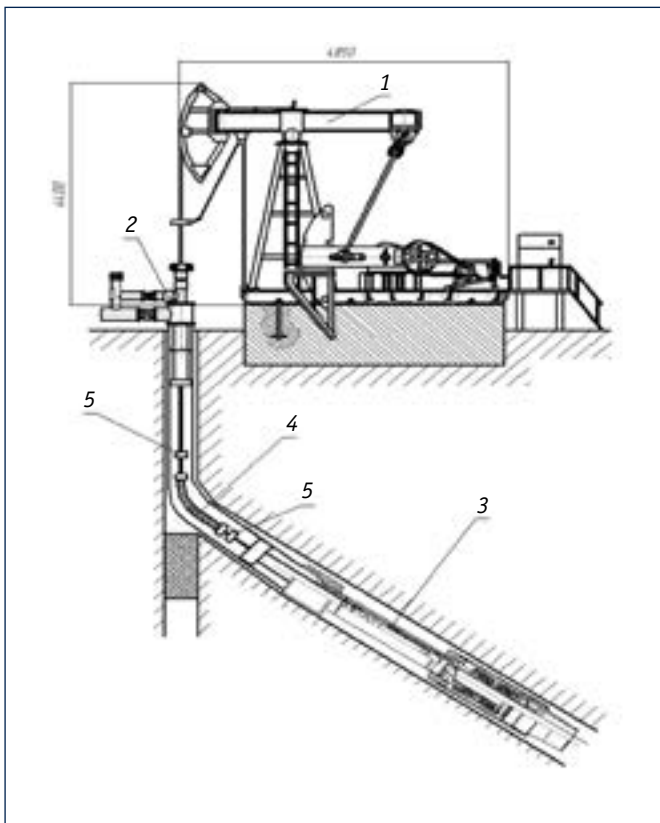


Рис. 10. Схема скважинной насосной установки с канатной штангой для работы в боковом стволе нефтяной скважины:
 1 – станок-качалка; 2 – устьевое оборудование; 3 – скважинный насос; 4 – канатная штанга; 5 – центратор
 Fig. 10. Diagram of downhole pumping unit with rope rod for work in the lateral wellbore of an oil well:
 1 – pumping unit; 2 – wellhead equipment; 3 – borehole pump; 4 – rope rod; 5 – centralizer

ненным жидким (нефтью) или полужидким (смесью нефти, парафина, церезина) смазочным материалом, имеющимся в каждой добывающей скважине. Это препятствует возникновению так называемого сухого трения в зоне контакта «канат – колонна НКТ».

Диаметр каната, который сегодня используется в качестве колонны штанг, – 20 мм. Разрывное усилие каната достигает 36,2 т, что примерно в 2,5 раза больше, чем у штанги группы прочности «Д» в исполнении «спец» или «супер» диаметром 22 мм. Поэтому за счет использования каната может быть решен вопрос о возможности применения штанговых насосов в скважинах с глубиной подвески до 2,5–3,0 тыс. м.

Для размещения каната в колонне НКТ малого диаметра была разработана специальная канатная заделка (рис. 9) с габаритным размером 42 и 52 мм. Математическое моделирование и экспериментальные работы позволили обеспечить при этом равномерное нагружение всех проволок каната при осевой нагрузке 28 т [6].

Общая схема скважинной насосной установки с канатной штангой для работы в скважинах малого диаметра (до 102 мм) и для работы при большой глубине подвески штангового



Рис. 11. Автолебедка с канатной штангой
 Fig. 11. Winch truck with rope rod

A special wire rope termination (fig. 9) with dimensions of 42 and 52 mm has been developed to place the rope in a small diameter tubing string. Mathematical modelling and experimental work allowed for a uniform loading of all rope wires at an axial load of 28 tonnes [6].

The general scheme of well pumping unit with rope rod for work in small diameter wells (up to 102 mm) and for work at great depth of sucker rod pump suspension is shown on fig. 9, for oil production from lateral wells of small diameter – on fig. 10. The rope rod is usually located in the area of the highest rate of curvature gain and maximum induced or contact stresses in the rope/tubing string system. The lower and upper sections of the rod string are usually made of standard pump rods (manufactured according to Russian state standard or API standard), selected by the “Autotechnologist” software in accordance with the “formation – well – pumping unit” system operating conditions. The connection of standard boom sections with a rope rod is made with the help of rope terminations. The terminations are mounted on the rope of the required length at the service base and are then preloaded with up to 196 kN. The rope rod (rope with rope terminations) is wound onto a winch drum on a vehicle transport base (fig. 11), which ensures the delivery of the rope to the well, its lowering and lifting from the well during an underground repair.

The selection of rope-rod pumping units and the calculation of the performance of the “reservoir – well – rope-rod pumping unit” system is carried out with the “Autotechnologist” software. By making it possible to run rope-rod pump units into the lateral bores without fear of wear and tear the rods and tubing, the dynamograms of the downhole equipment have changed dramatically. As shown in fig. 12, proper underbalanced casing depth ensured effective pumping even as the ram stroke was extended. The additional underbalance increased the flow rates of the small-diameter sidetracked wells.

Severstal Wire Ropes has mastered the production of closed rope according to STO 34269720-TU 012-2018. It should be noted that previously such products have not been produced in Russia, although similar ropes are produced in Italy, the UK and China. The technical specifications provide for three types of rope rods: standard (group K1), corrosion-resistant (group K2) with all wires galvanized and corrosion-resistant (group K2) with all wires galvanized and Poketon M630F externally coated (fig. 13).

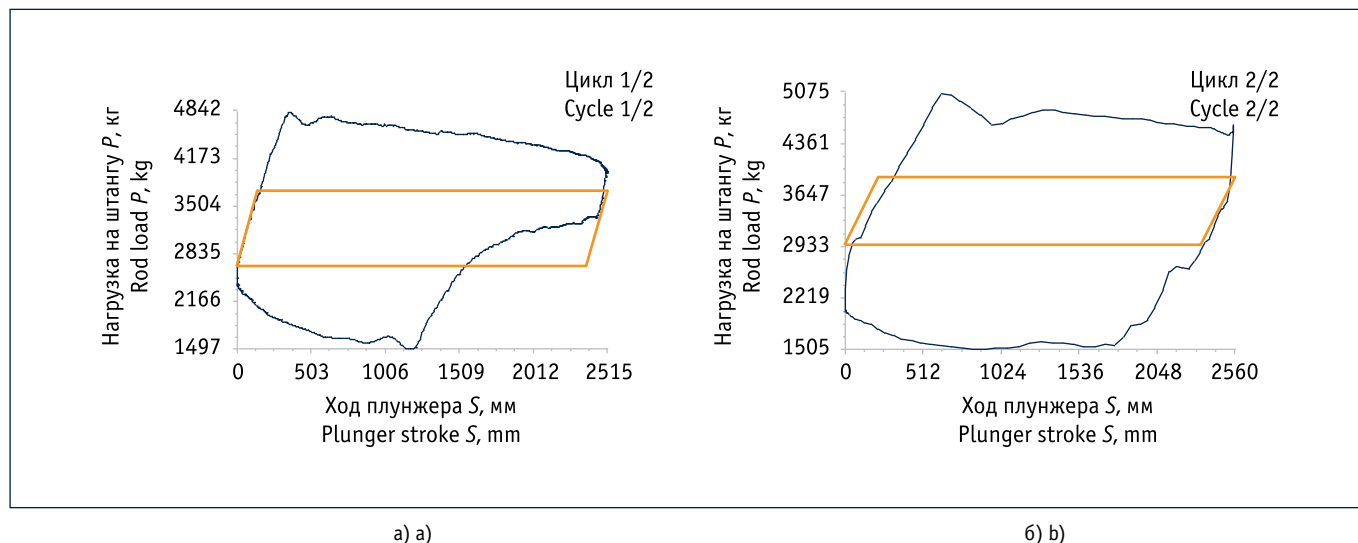


Рис. 12. Динамограммы работы штанговых насосов при их установке: а) в основном стволе скважины; б) в боковом стволе малого диаметра
 Fig. 12. Dynamograms of rod pumps operation when installed: a) in the main wellbore; b) in the sidetracks of small diameter

насоса представлена на рис. 9, для добычи нефти из боковых стволов малого диаметра – на рис. 10.

Канатная штанга обычно размещается в зоне наибольших темпов набора кривизны и максимальных приведенных или контактных напряжений в системе «канат – колонна НКТ», нижняя и верхняя часть составной колонны штанг обычно выполняются из стандартных насосных штанг (изготавливаемых по ГОСТ Р или по стандарту API), подобранных с помощью ПО «Автотехнолог» в соответствии с условиями работы системы «пласт – скважина – насосная установка». Соединение секций из стандартных штанг с канатной штангой осуществляется с помощью канатных заделок. Заделки монтируются на канат необходимой длины на сервисной базе, после чего подвергаются предварительной вытяжке нагрузкой до 196 кН.

Канатная штанга (канат с канатными заделками) наматывается на барабан лебедки на автомобильной транспортной базе (рис. 11), обеспечивающей доставку каната на скважину, его спуск и подъем из скважины при проведении подземного ремонта.

Подбор насосных установок с канатными штангами и расчет рабочих характеристик при работе системы «пласт – скважина – насосная установка с канатом» осуществляется с помощью ПО «Автотехнолог».

За счет того что насосные установки с канатной штангой оказалось возможным спустить в боковые стволы и при этом не бояться износа, протира колонны штанги и НКТ, значительно изменились динамограммы работы скважинного оборудования. Как видно из рис. 12, обеспечение необходимого заглубления под динамический уровень обеспечило нормальную работу насоса даже при увеличении длины хода плунжера. Дополнительная депрессия на пласт позволила увеличить дебиты скважин с БСМД.

Компанией «Северсталь канаты» освоено производство каната закрытой конструкции по СТО 34269720-ТУ 012-2018. Стоит отметить, что ранее в России такая продукция не выпу-

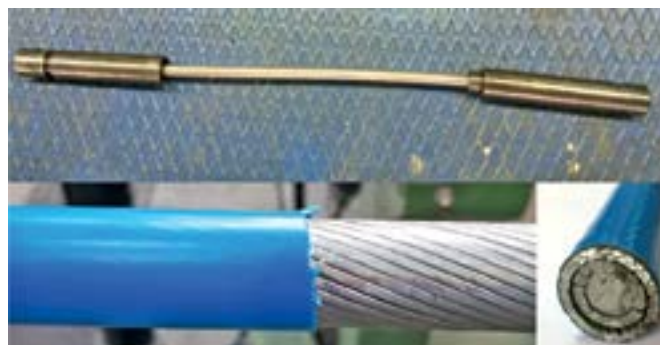


Рис. 13. Канатная штанга
 Fig. 13. Rope rod

Bench-scale laboratory testing of polymer-coated rope rod samples showed that the coating protects the rope not only from corrosive effects of formation products, but also from swelling due to compressive loads. During ram installation or in operation (due to high curvature, asphaltene sediments, pump ram wedging, etc.) rope ropes may be subjected to compressive loads that cause instability and rope swelling, which may lead to rope rod wire breaks while running the rig. Fig. 14 shows the results of bench tests of rope samples with and without polymer coating.

Since 2018, the polymer-coated rope rod has been undergoing pilot tests at the fields of LUKOIL-PERM [7]. Fig. 15 shows the installation of a polymer-coated rope rod on a well, using a geophysical winch and roller system to lower the rope rod. In addition, the Department of Oil and Gas Industry Machinery and Equipment of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University) has developed the NNRK discharge chamber pump, which provides increased load on the lower part of the sucker-rod string and doesn't allow "compression" of the rope string (fig. 16). In 2019–2020, NNRK pumps were pilot-tested and recommended for commercial operation.

скалась, хотя аналогичные канаты производятся в Италии, Великобритании, КНР.

Техническими условиями предусмотрен выпуск канатных штанг в трех исполнениях: стандартном (группа К1), коррозионно-стойком (группа К2) с оцинкованным покрытием всех проволок и в коррозионно-стойком (группа К2) с оцинкованным покрытием всех проволок и наружным полимерным покрытием Puketon M630F (рис. 13).

Стендовые лабораторные испытания образцов канатной штанги с полимерным покрытием показали, что покрытие защищает канат не только от коррозионного воздействия пластовой продукции, но и от распухания в результате действия сжимающих нагрузок. При монтаже плунжера насоса или в процессе эксплуатации (из-за большой кривизны, асфальтосмолопарафиновых отложений, подклинивания плунжера насоса и т. д.) на канатные штанги могут действовать сжимающие нагрузки, приводящие к потере устойчивости каната и его распуханию, что при работе установки может привести к разрушению проволок канатной штанги и ее обрыву. На рис. 14 показаны результаты стендовых испытаний образцов канатных штанг с полимерным покрытием и без него.

С 2018 г. канатная штанга с полимерным покрытием проходит опытно-промышленные испытания на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» [7]. На рис. 15 показан монтаж канатной штанги с полимерным покрытием на скважине, для спуска канатной штанги используются геофизическая лебедка и система роликов.

Кроме того, в Российском государственном университете нефти и газа (Национальном исследовательском университете) имени И.М. Губкина на кафедре машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности разработан насос с разрядной камерой ННРК, обеспечивающий увеличение нагрузки на нижнюю часть колонны штанг и не допускающий сжатия канатной штанги (рис. 16). В 2019–2020 гг. насосы ННРК прошли опытно-промышленные испытания и рекомендованы к промышленной эксплуатации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведения комплекса работ по созданию скважинной насосной установки с канатной штангой, начавшихся в 2011 г., были разработаны:

- технические условия на канаты закрытой конструкции для производства канатной штанги в Российской Федерации;
- комплекс оборудования для соединения канатных штанг с плунжером насоса и колонной штанг;
- специальные насосы, обеспечивающие растяжение канатных штанг при ходе плунжера вниз;
- программный блок для подбора скважинных насосных установок с канатной штангой к параметрам скважины, входящий в программный комплекс «Автотехнолог»;
- руководящие документы, включающие требования, инструкции и рекомендации по работе с канатной штангой.

Совместные усилия ученых из Российского государственного университета нефти и газа (Национального исследовательского университета) имени И.М. Губкина, специалистов

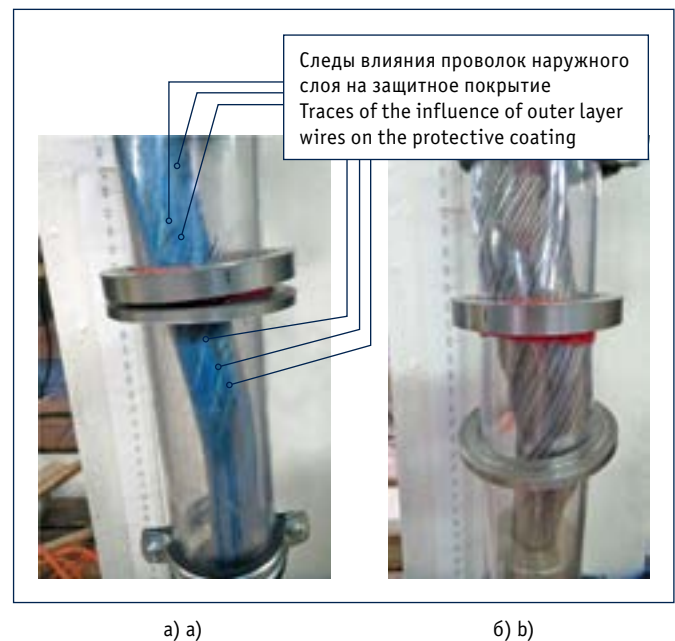


Рис. 14. Испытание образцов канатных штанг на сжатие: а) с полимерным покрытием (распухания нет); б) распухание канатной штанги без покрытия

Fig. 14. Compression test of rope rod samples: а) polymer-coated (no bloating); б) uncoated rope rod bloating



Рис. 15. Монтаж канатной штанги с полимерным покрытием на скважине

CONCLUSION

As a result of the work package for the rope-stayed borehole pumping unit, which began in 2011, the following have been developed:

- technical specifications for closed ropes for rope rod production in the Russian Federation;
- a set of equipment for connecting rope rods to the pump plunger and rod string;
- special pumps which ensure that the rope rods are stretched when the plunger moves downwards;
- a software block for the selection of downhole pumping units with a rope rod to well parameters, included in the “Autotechnologist” software package;
- guidance documents including requirements, instructions and recommendations for working with the rope bar.

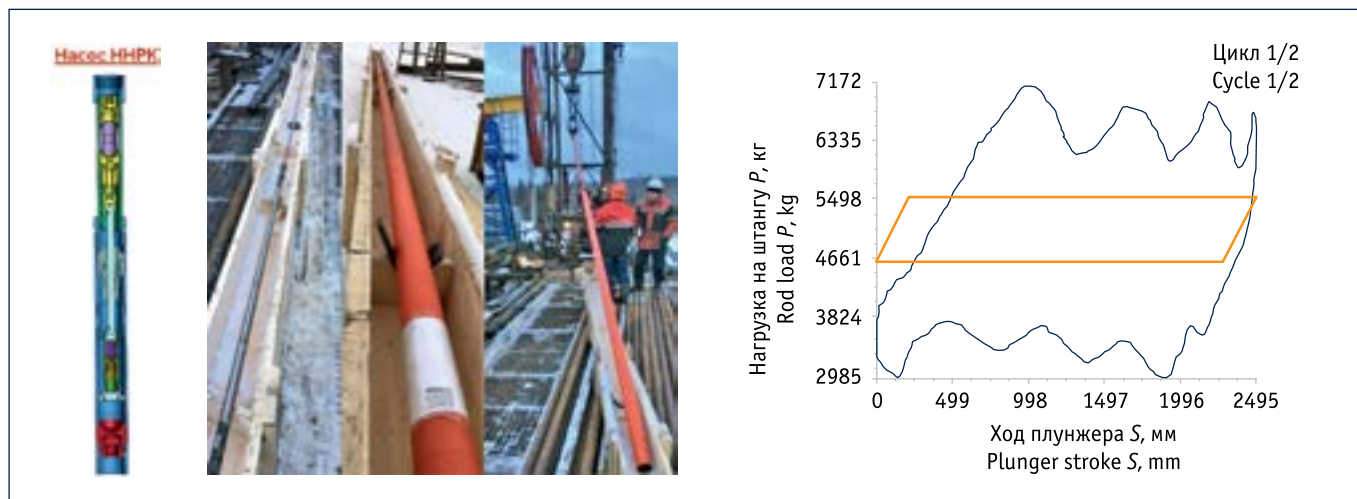


Рис. 16. Монтаж насоса с разрядной камерой ННРК 44/27 и динамограмма его работы

Fig. 16. Installation of the pump with the discharge chamber NNRK 44/27 and the dynamogram of its operation

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и АО «Северсталь канаты» привели к созданию в Российской Федерации новых технологии и комплексов оборудования, позволяющих эффективно эксплуатировать мало- и среднедебитные скважины с боковыми стволами малого диаметра, что позволяет увеличить объем добычи и коэффициент извлечения нефти на месторождениях, находящихся на завершающей стадии эксплуатации.

The joint efforts of scientists from the Gubkin Russian State University of Oil & Gas (National Research University), specialists from LUKOIL-PERM and Severstal Wire Ropes have led to the creation in the Russian Federation of new technologies and equipment complexes that allow efficient operation of low- and medium-rate wells with small diameter sidetracks, thus increasing oil production and recovery rates at fields in the final stages of exploitation.

Литература:

1. Ивановский В.Н., Деговцов А.В., Сабиров А.А. и др. К вопросу о создании оборудования для эксплуатации скважин с боковыми стволами // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2011. № 11. С. 80–83.
2. Ивановский В.Н., Деговцов А.В., Сабиров А.А. и др. Анализ влияния темпа набора кривизны на габаритные размеры скважинного оборудования для эксплуатации скважин с боковыми стволами // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2012. № 4. С. 72–74.
3. Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Деговцов А.В. и др. О возможности штанговой эксплуатации скважин с боковыми стволами малого диаметра // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2013. № 12. С. 82–87.
4. Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Деговцов А.В. и др. Опыт эксплуатации скважин с боковыми стволами малого диаметра насосными установками с канатной штангой в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2015. № 3. С. 78–87.
5. ГОСТ Р 51896-2002. Насосы скважинные штанговые. Общие технические требования [Электронный источник]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200030169> (дата обращения: 25.02.2021).
6. Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Деговцов А.В. и др. Создание заделок канатной штанги, выполненных в виде вантового соединения // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2019. № 7–8. С. 50–55.
7. Ивановский В.Н., Деговцов А.В., Сабиров А.А. и др. Анализ вероятности безотказной работы скважинных насосных установок с канатной штангой на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017. № 7–8. С. 74–81.

References:

1. Ivanovskiy V.N., Degovtsov A.V., Sabirov A.A. et al. To the Issue of Creating Equipment for Well Operation with Sidetracks. Territorija "NEFTEGAS" [Oil and Gas Territory]. 2011;(11):80–83. (In Russ.)
2. Ivanovskiy V.N., Degovtsov A.V., Sabirov A.A. et al. Analysis of Influence of Curvature Set Rate on Overall Dimensions of Downhole Equipment for Well Operation with Sidetracks. Territorija "NEFTEGAS" [Oil and Gas Territory]. 2012;(4):72–74. (In Russ.)
3. Ivanovskiy V.N., Sabirov A.A., Degovtsov A.V. et al. On the Possibility of Sucker-Rod Operation of Wells with Small Diameter Sidetracks. Territorija "NEFTEGAS" [Oil and Gas Territory]. 2013;(12):82–87. (In Russ.)
4. Ivanovskiy V.N., Sabirov A.A., Degovtsov A.V. et al. Experience of Operating Small-Diameter Lateral Wells with Rope Rod Pumping Units at LUKOIL-PERM LLC. Territorija "NEFTEGAS" [Oil and Gas Territory]. 2015;(3):78–87. (In Russ.)
5. State Standard (GOST R) 51896-2002. Well Sucker-Rod Pumps. General Technical Requirements. Weblog. Available from: <http://docs.cntd.ru/document/1200030169> [Accessed 25th February 2021]. (In Russ.)
6. Ivanovskiy V.N., Sabirov A.A., Degovtsov A.V. et al. The Creation of the Rope Rod Clamp Made in the Form of a Cable Stayed Connection. Territorija "NEFTEGAS" [Oil and Gas Territory]. 2019;(7–8):50–55. (In Russ.)
7. Ivanovsky V.N., Degovtsov A.V., Sabirov A.A. et al. Probability Analysis of Fault-Free Operation of Downhole Pumping Units with the Cable Rod at the Fields of LUKOIL-PERM LLC. Territorija "NEFTEGAS" [Oil and Gas Territory]. 2017;(7–8):74–81. (In Russ.)