

Аварийность скважинного оборудования и методы ее снижения

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10068

А.М. Насыровк.т.н., профессор кафедры РЭНГМ¹
amdakh-nasyrov@rambler.ru**Г.Г. Кузьмин**начальник управления добычи²
kuzmin@belkam.com**Р.Г. Латыпов**зам. директора по электропогружным насосам³
rglatyipov@udmurtneft.ru**О.Н. Барданова**аспирант¹
barданова_on@udsu.ru¹Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», Ижевск, Россия²АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова, Ижевск, Россия³ООО «Механик», Ижевск, Россия

Несмотря на значительный прогресс в вопросах мониторинга технологических процессов в добыче нефти, аварийность оборудования при эксплуатации и ремонте скважин остается достаточно высокой. При идентичности условий эксплуатации скважинного оборудования уровень аварийности их при спускоподъемных операциях (СПО) и эксплуатации в разных нефтедобывающих предприятиях значительно отличается. Это связано с долей оборудования, прошедших предварительную диагностику, степенью совершенства технологии ремонта скважин, качеством контроля при эксплуатации глубиннонасосного оборудования и проведением своевременных профилактических работ. Во всех нефтедобывающих регионах «полеты» УЭЦН ведут к значительным затратам при ликвидации аварий и недоборам нефти из-за простоя скважин. Затраты на извлечение аварийной УЭЦН превышают затраты на обычный текущий ремонт в 2–5 раз и более. В ряде случаев аварии в скважине, связанные с «полетом» или затяжкой УЭЦН, приводят к ликвидации скважины.

Прежде чем излагать основные вопросы по снижению аварийности скважинного оборудования необходимо уточнить термин «авария». Согласно ГОСТ Р 120.006-2002, авария — это разрушение сооружений, оборудования, технических устройств, неконтролируемые взрыв или выброс опасных веществ, создающие угрозу жизни и здоровью людей.

Однако в нефтяной промышленности под термин «авария» закономерно включаются и другие нарушения технологического процесса. Например, разрушения труб отсутствуют, а перекачка жидкости по трубам невозможна из-за отложения асфальтосмолистых парафиновых веществ (АСПВ) или солей. В бурении: разрушений нет, а произошло поглощение раствора. Поэтому в нефтяной промышленности термин «авария» излагается немного в другом содержании [1]: авария — это полная или частичная потеря работоспособности технической системы в результате разрушения элементов системы или воздействия осложняющих технологических, природно-климатических факторов, сопровождающаяся большими экономическими затратами, а также возможным значительным негативным воздействием на здоровье людей и на окружающую среду.

В данной работе будут рассматриваться аварии, связанные с разрушением скважинного оборудования, как наиболее частые и экономически высокочрезвычайные. Так, прямой ущерб от «полетов» (обрывов скважинного оборудования с падением на забой) насосно-компрессорных труб (далее — НКТ) превышает стоимость текущего ремонта скважин от двух до пяти раз, а иногда и больше. В связи с этим снижение аварийности скважинного оборудования имеет как большое экономическое значение, так и не менее важное значение в области промышленной безопасности.

В последние годы несмотря на значительный прогресс в вопросах мониторинга технологических процессов в добыче нефти, во многих нефтедобывающих предприятиях аварийность скважинного оборудования остается на высоком уровне. Причинами такой статистики прежде всего являются:

- высокая обводненность продукции скважин и связанная с этим высокая скорость коррозии скважинного оборудования;
- сложная комплектация скважинного оборудования в связи с одновременно-раздельной эксплуатацией объектов добычи и обеспечением многофункциональности скважин;
- увеличение количества скважин с применением эксплуатационного пакерно-якорного оборудования, например, для изоляции обводненных пропластков механическим способом;
- увеличение количества технологич-

ески сложных геолого-технических мероприятий;

- применение стеклопластиковых НКТ без металлического наконечника на нагнетательных скважинах и в скважинах, оборудованных УЭЦН. Проведение тепловых обработок при наличии в скважине стеклопластиковых НКТ.
- отсутствие качественных организационно-технических регламентов на предприятиях на проведение сложных технологических операций и на эксплуатацию технических систем;
- недостаточная обученность кадров и нехватка опыта персонала при эксплуатации нового оборудования и проведении относительно сложных технологических операций;
- недостаточная техническая оснащенность (нехватка новых технологических НКТ, бурильных труб, инструмента) бригад КРС и ТРС, в результате чего увеличивается доля собственных аварий ремонтных бригад;
- усталостное разрушение оборудования из-за длительной эксплуатации;
- работа скважинного оборудования УЭЦН в экстремальных условиях, с предельно низкими забойными давлениями, наличием свободного газа на приеме насоса и большого количества механических примесей

К этому надо добавить увеличение частоты аварий с геофизическим оборудованием, что было раньше редким явлением. Имеют место обрывы телеметрических систем, в том числе применяемых для одновременно-раздельной эксплуатации двух объектов добычи. Нередки случаи обрыва силовых кабелей, питающих нагревательные устройства.

Авторами данной работы рассмотрены аварии, наиболее часто возникающие в эксплуатационных скважинах, согласно анализа статистики аварийности. Это - прежде всего, «полеты» НКТ с подвесного патрубка и «полеты» УЭЦН. Эти аварии требуют много времени на ликвидацию, что сопровождается значительными затратами (на ПРС и на ремонт и отбраковку оборудования ГНО) и недобором нефти.

Причины полетов разнообразны и нельзя утверждать, что они достаточно изучены [2]. Устранение «полетов» скважинного оборудования на промыслах в настоящее время производится, в основном, методом проб и ошибок, без достаточно глубокого анализа причин, вызывающих «полеты». Отсутствие таких исследований не дает возможности целенаправленно решать эту проблему.

После обработки и анализа промышленного материала можно выделить следующие основные причины полетов.

«Полеты» НКТ с подвесного патрубка связаны следующими причинами:

В связи с этим недопущение аварий со скважинным оборудованием является актуальной задачей промышленных работников.

Профилактическая работа по недопущению аварийности скважинного оборудования выполняется на основе инженерного анализа причин аварий и включает в себя комплекс мероприятий организационного, технического и экономического характера. В работе приведены основные причины аварий и ряд рекомендаций по снижению аварийности скважинного оборудования.

Материалы и методы

На основе анализа промышленных данных, инженерных расчетов технологического процесса и физических свойств материалов изготовления оборудования.

Ключевые слова

авария, аварийность скважинного оборудования, «полеты» насосно-компрессорных труб (НКТ), продольная и радиальная вибрация, усталостное разрушение металла, наклонно-направленные и искривленные скважины, интенсивность набора кривизны ствола скважины, диагностика оборудования

1. Интервал подвешенного патрубка испытывает максимальные абсолютные и амплитудные нагрузки. Если принять динамический уровень на уровне приема насоса, то нагрузка на НКТ при ходе штанг вниз в точке подвеса выразится:

$$R_{\max} = R_{\text{нкт}} + R_{\text{ж}} + F_{\text{трн}} + F_{\text{пл}} \quad (1),$$

где $R_{\text{нкт}}$ — вес подвески НКТ;

$R_{\text{ж}}$ — вес жидкости в НКТ;

$F_{\text{трн}}$ — величина жидкостного трения штанг при ходе вниз;

$F_{\text{пл}}$ — величина трения плунжера об цилиндр.

Минимальная нагрузка имеет другой вид:

$$R_{\min} = R_{\text{нкт}} + R_{\text{ж}} \frac{(d_{\text{т}}^2 - d_{\text{пл}}^2)}{d_{\text{т}}^2} - F_{\text{тр.в}} - F_{\text{пл}} \quad (2),$$

где $d_{\text{т}}$ — внутренний диаметр труб;

$d_{\text{пл}}$ — диаметр плунжера;

$F_{\text{тр.в}}$ — величина жидкостного трения при ходе вверх.

Амплитудная нагрузка на верхние НКТ при движении штанг выразится:

$$R_{\text{амп}} = (R_{\max} - R_{\min})/2;$$

$$R_{\text{амп}} = \frac{1}{2} \{ R_{\text{ж}} [1 - (d_{\text{т}}^2 - d_{\text{пл}}^2) / d_{\text{т}}^2] + F_{\text{трн}} + F_{\text{тр.в}} + 2 F_{\text{пл}} \} \quad (3).$$

В реальных условиях амплитудная нагрузка на верхние НКТ при ходе штанг достигает 2–3 тонны и более, что значительно снижает прочность подвески НКТ.

2. В большинстве случаев подвешенный патрубок и ствол скважины расположены эксцентрично, что создает изгибающие

усилия с максимумом на верхние НКТ. Это особенно проявляется в начале подъема НКТ при ремонте скважины.

3. Верхние трубы испытывают температурные напряжения при горячих обработках и пропарках затрубного пространства, что наряду с другими факторами способствует снижению прочностных характеристик НКТ

4. Коррозия металла. Наружная поверхность верхних НКТ находится, как правило, в газовой среде и подвергнута сероводородной коррозии, следы которой обнаруживаются при визуальном осмотре поднятых НКТ.

5. Невнимательное отношение персонала к комплектации подвешенных патрубков и колонны НКТ в целом.

Все указанные причины, вместе взятые, приводят к снижению прочности колонны НКТ, а в некоторых случаях — к авариям с обрывом и падением скважинного оборудования на забой.

В целом, для профилактики аварийности НКТ требуется комплекс мероприятий, в том числе технические и организационные.

Основные технические мероприятия по снижению «полетов» с подвешенного патрубка следующие:

1. Для изготовления подвешенных патрубков применять НКТ группы прочности не ниже «Е», «Л».

2. Для изготовления применять НКТ с утолщенной стенкой, например, применять стандартные НКТ диаметром 73 мм с толщиной стенки 7 мм.

3. Длина подвешенного патрубка рекомендуется не менее 500 мм.

4. Резьба на концах патрубка калибруется



Рис. 1а — Разрушение элементов сочленения секций УЭЦН из-за вибрации
Fig. 1a — The destruction of the elements of the articulation of the sections of the ESP due to vibration

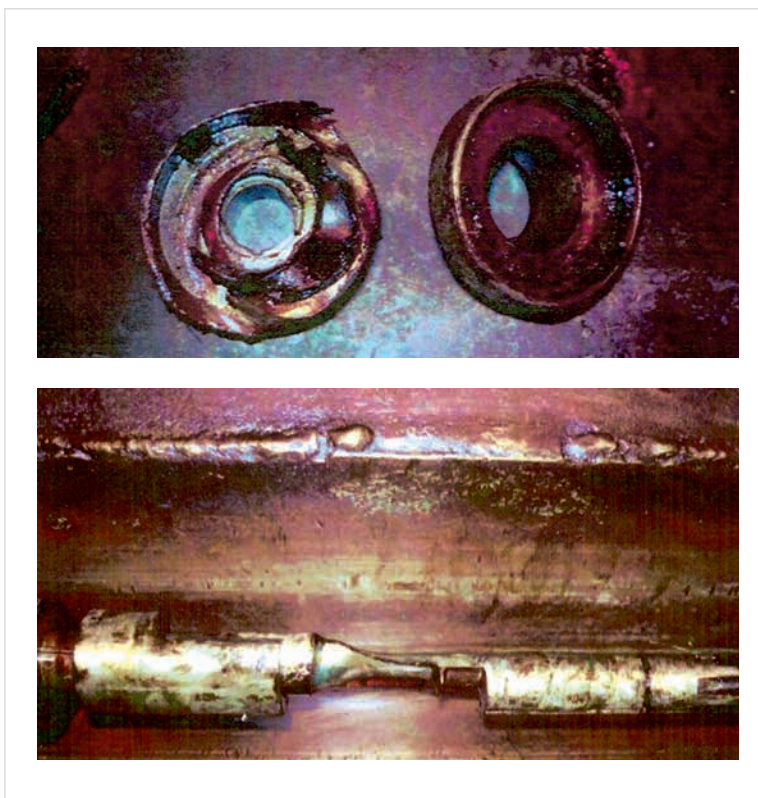


Рис. 1б — Характер износа рабочих органов ЭЦН при работе в зоне интенсивного набора кривизны
Fig. 1b — The destruction of the elements of the articulation of the sections of the ESP due to vibration

и снабжается предохранительными колпачками.

5. На теле патрубка пишется заводской номер, группа прочности стали, обозначение названия завода.
6. Изделие комплектуется паспортом с основными техническими характеристиками (под колпачками) Там же краткая инструкция по правилам эксплуатации.

Соответствующие организационные мероприятия:

1. На предприятиях в регламентах на подземный ремонт должны быть расписаны все основные противоаварийные мероприятия
2. Срок эксплуатации подвесных патрубков устанавливается в регламентах на ПРС с учетом местных условий и не должен превышать трех лет.
3. Замена патрубка указывается в отчете на ПРС с указанием номера, изготовителя и даты замены.
4. Резьба при установке в скважину смазывается специальной смазкой. Спуск в скважину без смазки запрещается.
5. Перед повторным спуском патрубка производится визуальный осмотр и калибровка резьбы. Если ремонт штангового глубинного насоса (ШГН) производится через год и более, рекомендуется заменить патрубок.

Несмотря на различие эксплуатационных условий скважинного оборудования на предприятиях добычи, указанные мероприятия позволяют существенно снизить аварийность.

На практике нередки случаи, когда УЭЦН поднимают без электродвигателя и нижней секции насоса, причем обрыв происходит в период работы насоса или при подъеме. Как правило, обрываются или отворачиваются шпильки в соединительных элементах насоса и ломаются шейки фланцевых соединений. По данным анализа

причиной тому служат следующие факторы: — некачественное изготовление шпилек, а также монтаж секций ЭЦН нестандартным крепежом; — изгиб установки при ее спуске, в результате чего появляется остаточная деформация соединительных элементов; — продольная и радиальная вибрация установки под действием относительно небольших по величине изгибающих усилий.

Согласно статистике аварии УЭЦН чаще всего происходят в наклонно направленных и искривленных скважинах. Поэтому данный вопрос следует рассмотреть более подробно.

Несмотря на то, что интервал работы насоса, как правило, находится на участке стабилизации угла наклона, общая кривизна по стволу скважины и, особенно, темп изменения кривизны в интервале спуска насоса непосредственно влияют на наработку насосного оборудования на отказ, снижают МРП скважин и могут приводить к авариям (рис. 1).

Для устранения последнего фактора важное значение имеет изучение интервала спуска насоса, где темп набора кривизны не должен превышать 1,5 град на десять метров ствола скважины.

Руководством по эксплуатации УЭЦН кривизна скважины в зоне работы установок тоже лимитирована. Темп набора кривизны не должен превышать 3 мин на 10 м ствола скважины.

Однако выбор такого интервала не всегда возможен. Очевидно, установка будет работать без радиальных изгибающих усилий и вибраций в том случае, когда в условиях искривленной скважины она соприкасается со стенками эксплуатационной колонны в точках А и В, т.е. в конечных точках установки (рис. 2). При увеличении искривленности скважины или увеличении диаметра установки, или ее длины точка соприкосновения А перемещается к центру установки. При этом ловильная головка установки с НКТ перемещается к стенке скважины с большим радиусом изгиба, в противоположную от точки А сторону поверхности колонны. Перемещается относительно оси скважины и точка приложения силы F, состоящая из суммы противодействия на

устье, веса установки в жидкости и веса столба жидкости в НКТ.

$$F = P_y S + \rho_{см} g H S + F_1 \quad (4),$$

где F — сила, действующая на ловильную головку УЭЦН (Н);

P_y — устьевое давление;

S — внутренняя площадь сечения насоса;

H — динамический уровень;

$\rho_{см}$ — плотность газожидкостной смеси в НКТ;

F_1 — вес установки ЭЦН в жидкости.

Радиальная составляющая данной силы определяется как:

$$F_2 = F \cdot \sin \psi \quad (5),$$

где ψ — угол отклонения скважины от вертикали в данной точке.

Для выбора зоны, обеспечивающей работу установки ЭЦН без радиальной вибрации, получена следующая формула расчета с достаточной для производственных условий точностью:

$$tg \varphi = \left(D_{скв} - \frac{d_{пэд} + d_{нас}}{2} \right) \cdot \frac{1}{l_y} \quad (6),$$

где φ — изменение кривизны по длине насоса, град;

$D_{скв}$ — внутренний диаметр эксплуатационной колонны, мм;

$d_{пэд}$ — диаметр погружного электродвигателя, мм;

l_y — длина установки, мм;

$d_{нас}$ — диаметр корпуса насоса, мм.

Отсюда темп изменения кривизны T_k , приходящейся на 10 м ствола скважины, выразится как

$$T_k = \frac{10}{l_y} \cdot \varphi \quad (7).$$

Подставляя в эту формулу соответствующие значения для установки УЭЦН -5-40-1400, получим: $\varphi = 10$ на 16,3 м; $T_k = 6,13$ на 10 м,

Допустимый темп набора кривизны получается в два с лишним раза больше, чем требуется согласно заводскому паспорту.

Одной из причин, снижающих МРП,

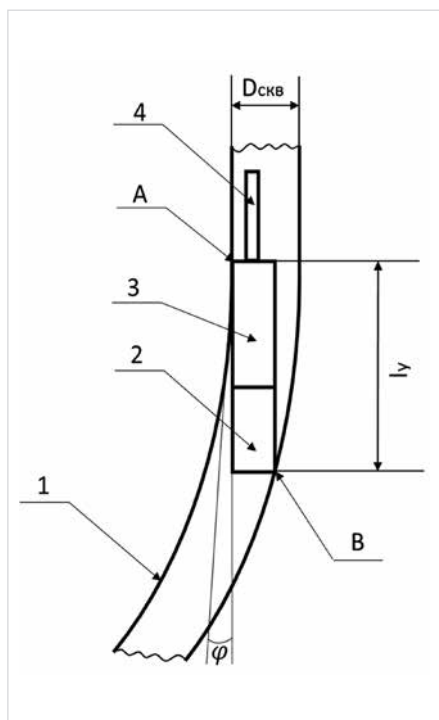


Рис. 2 — Схема расположения УЭЦН в скважине
Fig. 2 — The layout of the ESP in the well

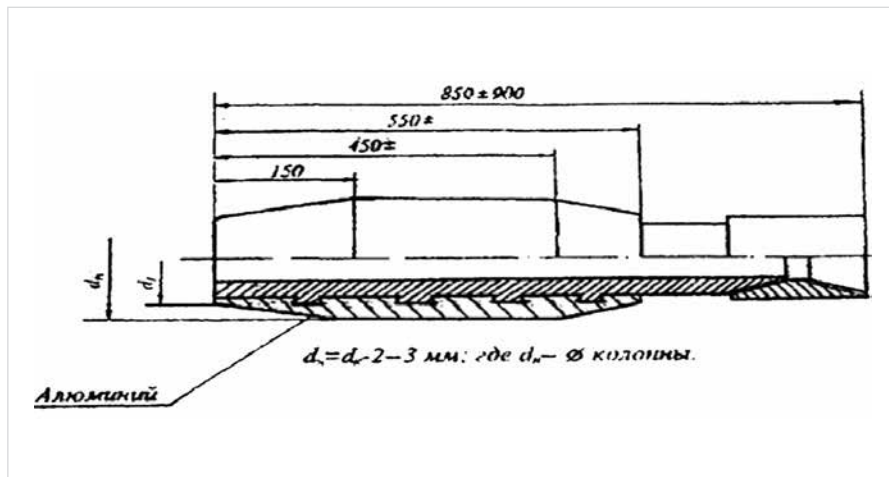


Рис. 3 — Шаблон для определения заусенцев и дефектов стыков эксплуатационной колонны
Fig. 3 — Template for determining burrs and defects in the joints of the production casing

является разрушение соединительных элементов УЭЦН при работе установки. Причем это имеет место не только в искривленных и наклонно-направленных, но и в скважинах с малым отклонением ствола скважины от вертикали [3, 4].

Факторы, вызывающие «полеты» установок из-за обрыва шпилек, разрушения шеек фланцевых соединений необходимо ранжировать для каждой скважины в отдельности, так же, как и подбор способов устранения причин этих полетов. Если систематизировать все основные факторы по направлениям, то их можно сгруппировать в следующем порядке:

- особенности проводки ствола скважины;
- конструктивные особенности УЭЦН;
- свойства добываемых флюидов;
- технологии ремонтных работ и спуско-подъемных операций;
- технологический режим откачки;
- несоответствие прочности болтовых соединений техническим требованиям.

В реальных условиях при спуске УЭЦН узлы насоса подвергаются деформации уже при наборе кривизны 30 мин на 10 м (для колонны диаметром 146 мм и для ЭЦН-5). В одном случае это может носить упругий характер (при темпах кривизны до $1,5^\circ$ на 10 м ствола скважины), в другом случае элементы установки, обычно болтовые соединения, приобретают остаточную деформацию, приводящей к разрушению целостности установки.

При работе установка совершает сложный колебательный процесс с частотой до 50 Гц и колебания от силового воздействия газа в НКТ. Механизм воздействия газа на НКТ заключается в следующем: на установку действует вес столба жидкости и устьевое давление, учтенные в уравнении (4). В правой части уравнения переменной величиной является $r_{см}$, которая зависит от структуры потока газожидкостной смеси.

При четочной и пузырьковой структуре потока газожидкостной смеси $r_{см}$ меняется во времени незначительно. Пробковое же вытеснение жидкости газом и изменение $r_{см}$ могут вызвать значительные колебания установки, так как пробковое вытеснение жидкости в выкидную линию сопровождается эффектом гидроудара и импульс его со звуковой скоростью передается от устья к установке, вызывая затухающий колебательный процесс. В обводненных скважинах скорость распространения звука значительно выше, чем в безводных, поэтому импульс силы от удара передается установке быстрее, вызывая «жесткий» колебательный процесс. Надо учитывать, что чем меньше диаметр НКТ и чем больше газовый фактор, тем больше вероятность образования пробковой структуры.

Особенности конструкции установки обуславливают работу верхних шпилек на изгиб, а шпилек, соединяющих насос с протектором, преимущественно на срез. Исследование разрушенных шпилек показывает, что все вышедшие из строя шпильки подверглись усталостному разрушению. Верхние шпильки по циклическим разгибающим усилиям выходят из строя гораздо быстрее, чем работающие на срез, что подтверждается практикой. Больше полетов происходит из-за сломов

по ловильной головке, чем по соединению протектора.

Для снижения аварийности УЭЦН из-за вибрации большое значение имеет выбор зоны работы установки, обеспечивающей работу установки ЭЦН без радиальной вибрации. Допустимая кривизна при этом рассчитывается по формуле (6).

Таким образом, рекомендации по снижению аварийности УЭЦН можно свести к следующим:

1. Если УЭЦН в скважину спускается впервые, то необходимо детально изучить профиль скважины на предмет вписываемости установки в искривленных участках, а также подобрать рациональный интервал скважины по кривизне, где непосредственно будет работать установка ЭЦ.
2. При шаблонировке скважины кроме стандартного шаблона рекомендуется применять также короткий шаблон с наружным алюминиевым или свинцовым слоем для обнаружения заусенцев в эксплуатационной колонне (рис. 3). Увеличенный диаметр шаблона и наружный алюминиевый слой позволяют с достаточной точностью определить место и характер дефекта. Такие шаблоны применяются для предупреждения повреждения кабеля или поясков в процессе спускоподъемных операций. Повреждение кабеля, сдирание поясков крепления кабеля во время СПО и вызванные из-за этого осложнения являются серьезной проблемой для отдельных месторождений, где преобладают глубокие и наклонно-направленные и искривленные скважины.
3. При больших темпах набора кривизны в интервале спуска УЭЦН и интервале работы необходимо применять УЭЦН меньшего габарита.
4. Увеличивать глубину погружения УЭЦН под динамический уровень с обеспечением свободного газа не более 15%. Свободный газ увеличивает вибрацию.
5. При выборе диаметра колонны преимущество имеет НКТ 73 мм вместо 60 мм.
6. Если скважинная жидкость сильноагрессивна в коррозионном отношении, то рекомендуется НКТ стальные с внутренней футеровкой эмалью или смолой. Если применять стеклопластиковые НКТ, трубы должны иметь стальные концевики.
7. В скважинах с большой интенсивностью набора кривизны применять вентильные электродвигатели, которые почти в 2 раза короче асинхронных ПЭД и работают более плавно.
8. Перед отправкой на скважину требуется обязательное диагностирование УЭЦН на вибрацию на специальном стенде.
9. При отжати затрубной нефти газом увеличивается газосодержание на приеме насоса, повышается вибрация установки и снижается МРП. Такой же результат можно получить при неустойчивой системе поддержания пластового давления. Очевидно, что данный фактор необходимо учесть при расчете погружения насоса под динамический уровень с помощью соответствующего коэффициента, величина которого может составлять $1,05 \div 1,2$. Специалисты предлагают также для удаления газа из затрубного пространства

скважины применять автоматизированный комплекс по отбору газа из скважин [8].

10. Необходимо более четко определять темп набора кривизны и кривизну в зонах спуска и ожидаемой глубине подвески УЭЦН путем проведения повторной инклинометрии. Зачастую технологическим службам приходится использовать данные инклинометрии, полученные после бурения в еще необсаженной скважине. При этом при повторной точечной записи инклинометрии в эксплуатационной колонне обсаженной скважины получают иные параметры, которые видятся более корректными.
11. В целях недопущения развития осложняющих факторов и имеющихся дефектов скважинного оборудования до аварийных ситуаций, важное значение имеет автоматическое отключение скважины и сигнализация при отклонении параметров работы установки от допустимых значений.
12. В случае работы УЭЦН в осложненных условиях практиковать плано-предупредительный ремонт после двух лет работы установки.

Итоги

Выполнен инженерный анализ причин основных видов аварий с фондовым эксплуатационным скважинным оборудованием, предложены обоснованные мероприятия по снижению аварийности.

Выводы

1. Аварии скважинного оборудования верхней части колонны НКТ связаны со значительной величиной амплитудных нагрузок и интенсивностью коррозионного процесса, а также несвоевременной диагностикой и заменой изношенных элементов колонны
2. Расчленение элементов УЭЦН при эксплуатации связано, прежде всего, с темпом набора кривизны ствола скважины в интервале спуска и работы установки, а также вибрацией установки в осевом и радиальном направлениях.
3. В случае применения стеклопластиковых НКТ использовать стальные наконечники труб и не проводить тепловые обработки скважин.
4. Предложенные выше рекомендации при их полноте осуществления позволяют значительно снизить аварийность скважинного оборудования.

Список литературы

1. Галикеев И.А., Насыров В.А., Насыров А.М. Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях. М.: Инфра-Инженерия, 2019. 356 с.
2. Зозуля Г.П., Кустышев А.В., Овчинников В.П. и др. Осложнения и аварии при эксплуатации скважин. Тюмень: ГНГУ, 2012. 372 с.
3. Насыров А.М., Даутов Р.Ф. Проблемы отказов глубиннонасосного оборудования от засорения и пути их решения // Нефтепромысловое дело, 2008. №8. С. 35–37.
4. Салимгареев Т.Ф., Насыров А.М. Повышение надежности работы УЭЦН. Республиканская научно-техническая

конференция., Уфа: БашНИПнефть, 1996. С. 43.

5. Насыров А.М., Иорданский О.Ю., Парфенов Б.В. Эксплуатация глубиннонасосного оборудования в наклонно направленных и искривленных скважинах. Экспресс-информация. М.: ВНИИОЭНГ,

1990. №3, С. 1–6.

6. Каплан Л.С., Разгоняев Н.Ф., Семенов А.В. Эксплуатация осложненных скважин центробежными электронасосами. М.: Недра, 1994. 190 с.
7. Вахитов М.В. О выборе интервала установки УЭЦН в наклонно направленных и

искривленных скважинах // Нефтепромысловое дело, 1983. №3. С. 24–26.

8. Исаев А.А., Тахаутдинов Р.Ш., Малыхин В.И., Шарифуллин А.А. Эффективность удаления газа из скважины // Георесурсы, 2018. №20 (4). Ч.1, С. 359–364.

Accident rate of downhole equipment and methods of its reduction

Authors

Amdakh M. Nasyrov — Ph.D., professor¹; amdakh-nasyrov@rambler.ru

Georgiy G. Kuzmin — head of department of exploitation service²; kuzmin@belkam.com

Rinat G. Latypov — deputy director for ESP³; rglatypov@udmurtneft.ru

Ol'ga N. Bardanova — postgraduate student¹; bardanova_on@udsu.ru

¹M.S. Gutseriev Institute of Oil and Gas Udmurt State University, Izhevsk, Russian Federation

²JSC "Belkamneft", Izhevsk, Russian Federation

³LLC "Mechanic", Izhevsk, Russian Federation

Abstract

Despite the significant progress in questions of technological monitoring of processes in oil production, accident rate of equipment in well operation remains high.

In identical conditions of equipment operating level of its accidentance in time of round trip and operating in oil producing companies is different. It depends on the percent of equipment that was diagnosed, degree of excellence of well operations, quality of monitoring of equipment operating and preventive works. In all oil producing regions electrical submersible pump drop lead to significant expenditure in situations like accident elimination and oil underdrawal because of well downtime. Expenditures for pulling emergency ESP exceed the cost of typical repair to 2–5 times and more. In some cases, electrical submersible pump drop lead to well abandonment. In that case, accident prevention is the relevant objective for field specialists.

Prophylactic works in order to prevent accidents of downhole equipment

performed on the basis of engineering analysis of accident causes and includes range of organizational, technical and economic activities. This work indicates the reasons of accidents and a number of recommendations for reduction of downhole equipment.

Materials and methods

Based on the analysis of field data, engineering calculations of the technological process and physical properties of equipment manufacturing materials.

Keywords

accident, accident rate of downhole equipment, longitudinal and radial vibrations, fatigue failure of metal, directional and deflected wells, build curve, equipment diagnostics

Results

An engineering analysis of the causes of the main types of accidents with stock production well equipment was carried out,

reasonable measures to reduce the accident rate were proposed.

Conclusions

1. Accidents of the downhole equipment of the upper part of the tubing string are associated with a significant magnitude of the amplitude loads and the intensity of the corrosion process, as well as untimely diagnosis and replacement of worn-out string elements.
2. The dismemberment of the ESP elements during operation is associated, first of all, with the rate of set of the borehole curvature in the interval of descent and operation of the installation, as well as the vibration of the installation in axial and radial directions.
3. The high frequency of accidents with fiberglass tubing is the result of the imperfection of the technology of their application in production and injection wells.
4. The recommendations proposed above, when implemented in full, will significantly reduce the accident rate of downhole equipment.

References

1. Galikeev I.A., Nasyrov V.A., Nasyrov A.M. *Ekspluatatsiya mestorozhdeniy nefti v oslozhnennykh usloviyakh* [The exploitation of oil fields in difficult conditions]. Moscow: Infra Engineering, 2019, 356 p.
2. Zozulya G.P., Kustyshev A.V., Ovchinnikov V.P. and oth. *Oslozhneniya i avarii pri ekspluatatsii skvazhin* [Complications and accidents during the operation of wells]. Tyumen: GNU, 2012, 372 p.
3. Nasyrov A.M., Dautov R.F. *Problemy otkazovov glubinnonasosnogo oborudovaniya ot zasoreniya i puti ikh resheniya* [Problems of failures of the deep pump equipment from clogging and ways to solve them]. Oil field business, 2008, issue 8, pp. 35–37.
4. Salimgareev T.F., Nasyrov A.M. *Povyshenie nadezhnosti raboty UETsN* [Improving the reliability of the ESP]. Republican Scientific and Technical Conference. Ufa: BashNIPIneft, 1996, 43 p.
5. Nasyrov A.M., Iordanskiy O.Yu., Parfenov B.V. *Ekspluatatsiya glubinnonasosnogo oborudovaniya v naklonno napravlennykh i iskrivlennykh skvazhinakh. Ekspress-informatsiya* [Operation of deep pumping equipment in deviated and deviated wells. Express information]. Moscow: VNIIOENG, 1990, issue 3, pp. 1–6.
6. Kaplan L.S., Razgonyaev N.F., Semenov A.V. *Ekspluatatsiya oslozhnennykh skvazhin tsentrobezhnyimi elektronasosami* [Operation of complicated wells by centrifugal electric pumps]. Moscow: Nedra, 1994, 190 p.
7. Vakhitov M.V. *O vybore intervala ustanovki UETsN v naklonno napravlennykh i iskrivlennykh skvazhinakh* [On the selection of the ESP installation interval in directional and deviated wells]. Oil field business, 1983, issue 3, pp. 24–26.
8. Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. *Effektivnost' udaleniya gaza iz skvazhiny* [Gas removal efficiency from a well]. Georesursy, 2018, issue 20 (4), ch.1, pp. 359–364.