

УДК 622-1/-9

МРНТИ

ЭКСПРЕСС-ДИАГНОСТИКА ОБРЫВА-ОТВОРОТА ШТАНГ НА СКВАЖИНАХ, ОБОРУДОВАННЫХ ШТАНГОВЫМИ ГЛУБИННЫМИ НАСОСАМИ

А.С. Галеев¹, С.Л. Сабанов¹, Р.Н. Сулейманов², О.В. Филимонов²,
Т.А. Утемисов², Ж.К. Жантурин³

¹ ФГБОУ ВО Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск, Россия

² ФГБОУ ВО Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

³ НАО «Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева», г. Атырау, Казахстан

Разработка месторождений, находящихся на поздней или завершающей стадии эксплуатации, осуществляется в основном с применением скважинных штанговых насосных установок. Наиболее характерными отказами для данных установок являются обрывы-отвороты штанг и неисправности клапанов насоса. Способы ликвидации этих аварий значительно различаются – обрыв или отворот штанг предполагает подъем скважинного оборудования, а «залипание» запорного органа клапанного узла насоса устраняется «реанимацией» скважинного оборудования (промывки водой, горячей нефтью или растворителем). Ошибка в распознавании неисправности приводит к неверному планированию работ по восстановлению работоспособности внутрискважинного оборудования и, как следствие, к экономическим потерям.

Причину неисправностей внутрискважинного оборудования скважинных штанговых насосных установок, как правило, определяют путем анализа динамограмм. Однако во многих случаях динамограммы не позволяют отличить нижний отворот штанг от неисправности клапанов штангового насоса. В представленной работе рассматривается способ оперативного определения обрыва или отворота штанг в скважине, заключающийся в создании электрической цепи «колонна штанг – колонна насосно-компрессорных труб» и наблюдение за ее целостностью. Для определения вида неисправности блок синхронизации по электромагнитному каналу измеряет сопротивление системы на диэлектрической вставке. При обрыве или отвороте штанг электрическое сопротивление цепи «насосно-компрессорная труба – насос – колонна штанг» будет гораздо выше (более 2 Ом), чем при отсутствии данного отказа (0...2 Ом).

Ключевые слова: штанговый глубинный скважинный насос, нижний обрыв и отворот колонны штанг, диагностирование

Введение

В настоящее время значительная часть нефтедобывающего фонда скважин эксплуатируется скважинными штанговыми насосными установками (далее – УСШН). Установки данного типа условно можно разделить на 2 части: наземный привод и внутрискважинная компоновка.

Контроль технического состояния наземной части не вызывает объективных трудностей, в то же время контроль исправности спущенного в скважину оборудования, как правило, осуществляют по косвенным признакам. Вышеуказанная ситуация вызвана невозможностью визуального контроля, труднодоступностью внутрискважинного оборудования и слож-

ными условиями работы, в частности, циклическим нагружением колонны штанг. При этом значительная доля аварийных отказов вызвана обрывом или отворотом штанг (далее – ООШ) [1–5].

Постановка задачи

Контроль технического состояния внутрискважинной компоновки, как правило, осуществляют путем анализа динамограмм (далее – ДГ).

Динамометрирование позволяет определить большинство видов аварийных отказов: сравнивая полученную динамограмму с эталонной, определяют отклонения в работе УСШН.

Но, несмотря на известные преимущества данного способа, имеются и определенные недостатки, т.к. оценка технического состояния проводится по косвенным параметрам. Одним из существенных недостатков является практическая сложность определения нижнего ООШ, который графически совпадает с неисправностью клапанов штанговых глубинных насосов (далее – ШГН).

Ошибка в распознавании неисправности приводит к неверному планированию работ по восстановлению работоспособности внутрискважинного оборудования. В связи с этим возникают лишние затраты, связанные с «реанимацией» скважинного оборудования (промывки водой, горячей нефтью, растворителем).

Предлагаемое решение

Для обнаружения нижнего ООШ предлагается следующее [6–8] (рис. 1): на устье скважины с помощью источника стабилизированного тока, подключенного одним контактом (зажимом) к наземной части металлической колонны штанг, а другим контактом (зажимом) к приемному электроду на устье, в качестве которого используется колонна насосно-компрессорных труб (далее – НКТ), в скважину подаются постоянный стабилизированный по величине ток $I_{\text{стаб}}$, который создает разность потенциалов $U_{\text{разд}}$ на концах омического сопротивления, разделяющий металлическую электрическую цепь и имеющий конечное известное сопротивление $R_{\text{разд}}$:

$$U_{\text{разд}} = R_{\text{разд}} \cdot I_{\text{разд}} \quad (1)$$

При этом напряжение на устье $U_{\text{устье}}$ (на источнике стабилизированного тока) равно:

$$U_{\text{устье}} = \frac{R_{\text{разд}} \cdot R_{\text{пласт.жид.}}}{(R_{\text{разд}} \cdot R_{\text{пласт.жид.}}) + R_{\text{кол}}} \cdot I_{\text{разд}} \quad (2)$$

где $R_{\text{кол}}$ – сопротивление колонны штанг, насоса и насосно-компрессорных труб, $R_{\text{пласт.жид.}}$ – сопротивление столба пластовой жидкости в кольцевом пространстве между колонной НКТ и колонной штанг (3):

$$R_{\text{пласт.жид.}} = \frac{\rho_{\text{пласт.жид.}} \ln \left(\frac{D_{\text{внутр.}}}{D_{\text{внеш.}}} \right)}{2\pi H} \quad (3)$$

где $R_{\text{пласт.жид.}}$ – удельное сопротивление добываемого флюида (нефть + вода),

$D_{\text{внутр.}}$ и $d_{\text{внеш.}}$ – соответственно, диаметры внутренний НКТ и наружный колонны штанг, H – длина колонны штанг от устья до погружного насоса.

Причем при отсутствии нижнего ООШ сопротивление всей цепи равно (4):

$$U_{\text{устье}} / I_{\text{стаб}} \approx R_{\text{разд}} \quad (4)$$

т.к. $R_{\text{кол}}$ мало: $R_{\text{кол}} \ll R_{\text{разд}}$ (колонны НКТ и штанг – металлические и имеют большие сечения, – больше 150 мм²), а $R_{\text{пласт.жид.}}$ велико: $R_{\text{пласт.жид.}} \ll R_{\text{разд}}$ (удельное сопротивление водо-нефтяных смесей близко к проводимости нефти и составляет величину, большую 10^{-10} (Ом·м).

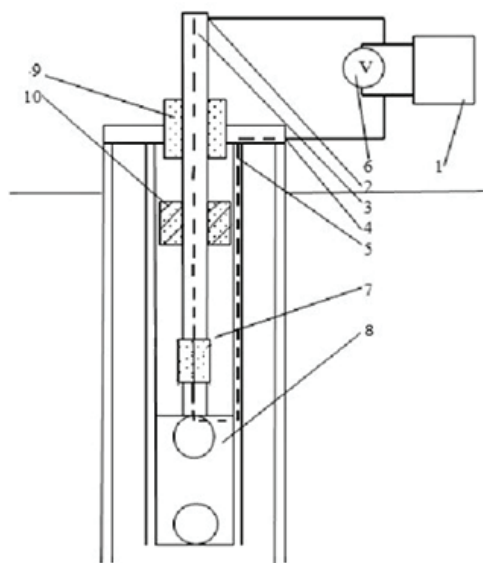


Рисунок 1. Устройство обнаружения нижнего ООШ

1 – источник стабилизированного тока, 2 – контакт к наземной части колонны, 3 – колонна металлических штанг, 4 – приемный электрод, 5 – колонна НКТ, 6 – блок регистрации изменения напряжения, 7 – делитель известного электрического сопротивления, 8 – глубинный насос, 9 – сальник из диэлектрического материала, 10 – скребко-центриратор из диэлектрика; пунктирной линией показана создаваемая электрическая цепь [8]

Результаты экспериментов

Целью проведения испытаний по моделированию протекания тока по каналу «НКТ – штанга» являлось обоснование возможности его применения на скважинах, оборудованных штанговыми глубинными насосными установками.

Стенд состоит из 4 моделей коаксиального проводника – аналог канала связи «НКТ – колонна штанг», представляющих собой металлические трубки определенного диаметра и длины.

Внутри каждой трубки (модели) находится коаксиально установленная ме-

таллическая (медь) проволока определенного диаметра, отцентрированная при помощи диэлектрических изолирующих втулок-центраторов (рис. 2). Каждая трубка имеет резиновую пробку с отверстием, через который пропущена проволока и соединена с зажимом для подачи сигнала.



Рисунок 2. Схема испытательного стенда

1 – контакты для подключения генератора сигналов, 2 – проволока; 3 – труба, 4 – среда, заполняющая трубу, 5 – диэлектрическая пробка, 6 – контакты подключения источника питания [7]

Регистрация импульсов производилась при помощи двухканального осциллографа GW Instek gds-71042:

- канал А – контроль сигнала на входе в трубку,
- канал В – контроль сигнала на выходе из трубки.

С целью оценки волнового сопротивления коаксиального «кабеля», заполненного воздухом, первая серия испытаний проводилась без заполнения кольцевого пространства жидкостью. Для удобства рассмотрения частоты импульсов объединялись в диапазоны (1...5) кГц и (6...10) кГц.

Таблица 1. Результаты эксперимента

Диапазоны частот на входе, кГц	Амплитуда сигнала на выходе, В, для диаметра трубы, мм, исследуемого образца			
	1	2	3	4
	6,2	10,3	14,2	16,6
С заполнением воздухом				
от 1 до 5	8,8	8,8	8,8	8,8
от 6 до 10	8,8	8,8	8,8	8,8
С заполнением дистиллированной водой				
от 1 до 5	6,8	6,2	6,4	6,4
от 1 до 5	6,4	6,2	6,4	6,8
С заполнением пресной водой				
от 1 до 5	2,4	1,2	1,0	0,8
от 1 до 5	2,2	1,0	0,85	0,7

Получено, что на этих частотах волновое сопротивление не сказывается на прохождении сигнала, а воздух является идеальным диэлектриком.

Во второй части опыта трубы в испытательном стенде были заполнены дистиллированной водой.

Проводимость дистиллята оказалась существенно выше; соответственно, выходной сигнал оказывается на ~20% меньше, причем независимо от номера модели. Кроме того, сигналы разной частоты пре-

терпевают одинаковое гашение (в пределах погрешности измерений, около 5%).

В третьей части опыта трубы в испытательном стенде были заполнены пресной водой.

Для пресной воды комплексное сопротивление (омическое + емкостное) оказывается существенным, и происходит значительное ослабление сигнала (от 3,5 раз для модели № 1 до 11 раз для модели № 4), причем независимо от частоты

сигнала. В то же время видно, что полоса 6...10 кГц затухает сильнее.

Эксперименты показали возможность применения протекания тока по каналу «НКТ – штанга» для контроля целостности электрической цепи и соответственно колонны штанг.

Обсуждение результатов

При возникновении нижнего ООШ электрическое сопротивление цепи «НКТ – насос – разделитель – колонна штанг» будет резко возрастать, т.к. при этом (5):

$$R_{\text{кол.}} \rightarrow \infty \quad (5)$$

что вызовет синхронное возрастание для поддержания Iстаб, а значит (6):

$$U_{\text{устье}} / I_{\text{стаб}} = R_{\text{разд}} \quad (6)$$

Последнее (6) послужит критерием обнаружения нижнего ООШ.

Случайные замыкания колонны штанг при изгибах (в частности, при ходе вниз) и, соответственно, падение сопротивления практически до нуля (7),

$$R_{\text{кол.}} \rightarrow 0 \quad (7)$$

которое не влияет на надежность определения нижнего ООШ при данном способе, т.к. блок синхронизации, входящий в устье блок, настроен на регистрацию возрастания сопротивления цепи много больше $R_{\text{разд}}$.

Апробация

Практические испытания были осуществлены на 3 скв. – 68А, 4051, 2823 – Ельниковского нефтяного месторождения с предварительной причиной отказа «обрыв штанг».

Испытание 1. Скв. 68А Ельниковского месторождения. При обходе оператор обнаружил отсутствие подачи жидкости по скважине. После производства гидродинамических исследований (по динамограмме на рис. 3 нагрузки составляли около 3 т) было принято решение произвести внеплановую промыв динамограмме наблюдались также нерабочие клапаны (нагрузки после промывки горячей нефтью составляли около 2,5 т). Оперативно было принято решение о постановке бригады капитального ремонта скважин (далее – КРС).

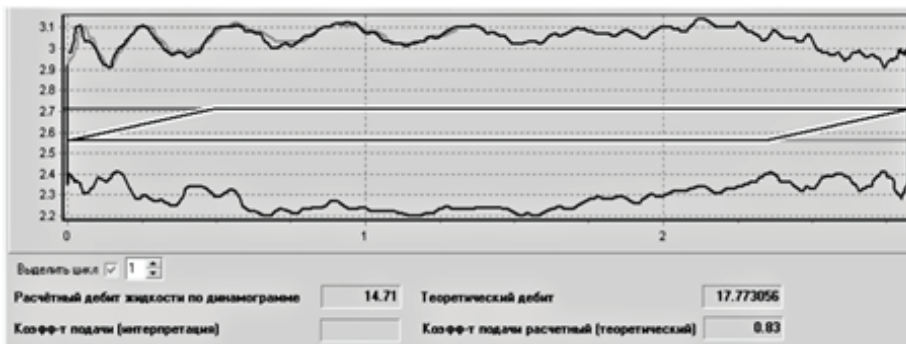


Рисунок 3. Динамограмма скв. 68А

Перед подъемом насосных штанг произвели замер сопротивления цепи «колонна штанг – насос – колонна НКТ» (рис. 4). Для этого один из контактов зафиксировали на колонне насосных штанг, другой контакт присоединили к противовыбросовому оборудованию. Сопротивление изоляции составило 3,79 МОм, что говорит нам о возможном обрыве штанг.

При подъеме насоса обнаружился обрыв между 95-й и 96-й насосными штангами по муфте. Причиной обрыва послужила

высокая интенсивность набора кривизны ствола скважины в данном участке. После производства подъемных работ, спустили насос прежнего типоразмера (НН-57), а в интервал высокого набора кривизны были внедрены насосные штанги с центраторами. Экономических затрат, связанных с проведением горячей обработки, а также излишнего простоя скважины, можно было избежать в случае своевременного обнаружения нижнего обрыва штанг, что по ДГ определить невозможно.



Рисунок 4. Замер изоляции цепи НКТ-насос-колонна штанг на скв. 68А

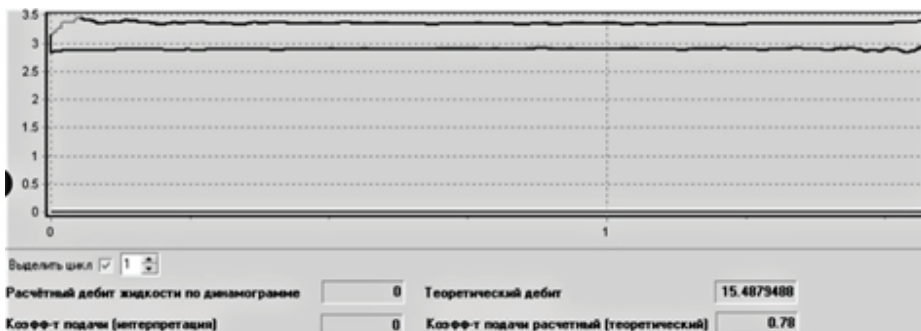


Рисунок 4. Динамограмма по скв. 4051

При замере изоляции системы «НКТ – насос – колонна штанг» сопротивление изоляции составило 0 Ом, что свидетельствует об отсутствии обрыва штанг. Подъем внутрискважинной компоновки подтвердил отсутствие обрыва.

Испытание 3. Скв. 2823. Скважина остановлена в связи с отсутствием подачи жидкости в сентябре 2018 г. По динамограмме на данной скважине наблюдались признаки нерабочих клапанов насоса. Произвели промывку скважины горячей водой в объеме 30 м³. После промывки подача на устье не появилась, было принято решение о постановке бригады ТКРС на данную скважину.

При замере сопротивления изоляции значение было близко к 0 Ом, что говорит об отсутствии обрыва штанг. После подъема ГНО обнаружился облом плунжера на расстоянии 50 см от нагнетательного клапана.

Выводы и заключение

ООШ на сегодняшний день является одной из основных проблем эксплуатации штанговых насосов. Причины данного отказа оборудования могут быть разные: истирание колонны штанг о колонну НКТ в связи с кривизной ствола скважины, слиш-

Испытание 2. Скв. 4051. Данную скважину в феврале 2019 г. остановили из-за отсутствия подачи жидкости. По динамограмме (рис. 5) видно, что на скважине не работают оба клапана. В мае 2018 г. в скважине проводились ГРП, наработка составляла 212 сут. После промывки скважины работоспособности насоса не наблюдалось, поэтому принято решение о постановке бригады ТКРС.

ком большие динамические нагрузки на колонну штанг по разным причинам – от отложений асфальтосмолопарафиновых отложений до приклиниваний плунжера в цилиндре насоса. Все отказы оборудования по причине обрыва штанг связаны с увеличением удельной нагрузки на единицу площади сечения насосной штанги.

Все «проблемы» скважинного оборудования ШГН можно с легкостью распознать через динамометрирование. Однако по динамограмме качественно сложно определить нижний ООШ, который практически не отличается от неработающих клапанных узлов ШГН. Ошибка в распознавании неисправности приводит к ошибкам в планировании работ по восстановлению работоспособности внутрискважинного оборудования. В связи с этим возникают лишние затраты, связанные с «реанимацией» скважинного оборудования (промывки водой, горячей нефтью, растворителем).

Для определения ООШ по электромагнитному каналу блок синхронизации измеряет сопротивление системы на электрической вставке: при обнаружении ООШ электрическое сопротивление цепи «НКТ – насос – колонна штанг» будет гораздо выше, чем при отсутствии данного отказа.

Недостаток данного способа заключается в том, что колонна насосных штанг может соприкоснуться с колонной НКТ в интервалах набора кривизны ствола скважины, что приводит к замыканию электрической цепи «НКТ – насос – колонна штанг» до диэлектрического разделителя. Последнее существенно снижает надежность канала связи. Решением данной проблемы может быть использо-

вание насосных штанг с пластиковыми скребками.

Проведение данного мероприятия по диагностированию ООШ позволят исключить затраты на ненужные мероприятия по «реанимации» скважины и снизить время простоя ГНО без работы, благодаря своевременной постановке бригады ТКРС на скважину при данном отказе оборудования.

Список использованной литературы

1. Султанов Б.З., Шагалеев Р.К. Поломка штанг погружных насосных установок ОАО «Татнефть». – Нефтегазовое дело, 2009, т. 7, № 2, с. 68–70. // Sultanov B.Z., Shagaleev R.K. Polomka shtang pogruzhnyh nasosnyh ustanovok ОАО «Tatneft'» [Breakage of rods of submersible pumping units of TATNEFT OJSC]. – Neftgazovoe delo [Oil and gas business], 2009, v. 7, No. 2, pp. 68–70.
2. Кочеков М.А., Ситдииков М.Р., Ишемгузин И.Е. Анализ обрывов в НГДУ «Чекмагушнефть». – Сб. тр. Всеросс. научно-техн. конф. «Инновационное нефтегазовое оборудование: проблемы и решения», Уфа, УГНТУ, 2010, с. 151–154. // Kochekov M.A., Sitdikov M.R., Ishemguzhin I.E. Analiz obryvov v NGDU «Chekmagushneft'» [Analysis of breakdowns in NGDU "Chekmagushneft"]. – Sb. tr. Vseross. nauchno-tehn. konf. «Innovacionnoe neftegazovoe oborudovanie: problemy i reshenija» [Compilation of Proceedings of the All-Russian Scientific and Technical Conference "Innovative Oil and Gas Equipment: Problems and Solutions"], Ufa, UGNTU, 2010, pp. 151–154.
3. Халимов Ф.Г., Зубаиров С.Г., Загорский В.К., Салихов И.А., Курамшин А.А. Анализ причин и профилактика верхушек насосных штанг и труб. – Нефтегазовое дело, 2011, № 6, с. 457–464. // Halimov F.G., Zubairov S.G., Zagorskij V.K., Salihov I.A., Kuramshin A.A. Analiz prichin i profilaktika verhushek nasosnyh shtang i trub [Cause analysis and preventive measures for sucker rod and pipe tops]. – Neftgazovoe delo [Oil and gas business], 2011, No. 6, pp. 457–464.
4. Полигин В.В., Лекомцев А.В. Динамика износа штанговых насосов при эксплуатации скважины. – Нефтяная промышленность, 2011, № 9, с. 22–28. // Poligin V.V., Lekomcev A.V. Dinamika iznosa shtangovyh nasosov pri ekspluatatsii skvazhiny [Dynamics of rod pump wear during well operation]. – Neftjanaja promyshlennost' [Oil industry], 2011, No. 9, pp. 22–28.
5. Ибрагимов Р.Р. Предотвращение разворотов колонны штанг путем применения противоткрытой гибкой муфты и нанесения анаэробного герметика в ООО «Башнефть-Добыча». – Нефтегазовое дело, 2019, т. 17, № 1, с. 50–55. // Ibragimov R.R. Predotvrashhenie razvorotov kolonny shtang putem primeneniya protivootkrytoi gibkoi mufty i naneseniya anaerobnogo germetika v ООО «Bashneft'-Dobycha» [Prevention of rod string turns by using an anti-open flexible coupling and applying an anaerobic sealant at Bashneft-Dobycha LLC]. – Neftgazovoe delo [Oil and gas business], 2019, v. 17, No. 1, pp. 50–55.
6. Галеев А.С., Григорьев В.М., Арсланов Р.И., Ермилов П.П. О возможности использования беспроводного гальванического канала связи в скважинах, оборудованных штанговыми насосами. – Современные фундаментальные и прикладные исследования. Международное научное издание, 2012. № 4 (7), с. 44–48. // Galeev A.S., Grigor'ev V.M., Arslanov R.I., Ermilov P.P. O vozmozhnosti ispol'zovaniya besprovodnogo gal'vanicheskogo kanala svyazi v skvazhinah, oborudovannyh shtangovymi nasosami [On the possibility of using a wireless galvanic communication channel in wells equipped with rod pumps]. – Sovremennye fundamental'nye i prikladnye issledovaniya. Mezhdunarodnoe nauchnoe izdanie [Modern fundamental and applied research. International scientific publication], 2012. No. 4 (7), pp. 44–48.
7. Галеев А.С., Сулейманов Р.Н., Арсланов Р.И., Бикбулатова Г.И., Болтнева Ю.А. Устройство для передачи информации по электромагнитному каналу связи при эксплуатации скважины. – Патент. 2696954 RU, Бюлл. 2019, №22. с. 4. // Galeev A.S., Suleimanov R.N., Arslanov R.I., Bikbulatova G.I., Boltneva Ju.A. Ustroistvo dlya peredachi informacii

po elektromagnitnomu kanalu svyazi pri ekspluatatsii skvazhiny [A device for transmitting information via an electromagnetic communication channel during well operation]. – Patent. 2696954 RU, Bull. 2019, No.22. p. 4.

8. Галеев А.С., Сулейманов Р.Н., Филимонов О.В., Шайхразиев С.Р. Способ и устройство определения нижнего обрыва/отворота штанг на скважинах, оборудованных УШГН. – Патент РФ 2753327, Бюлл. 2019, № 30. // Galeev A.S., Suleimanov R.N., Filimonov O.V., Shaihrasiev S.R. Sposob i ustroystvo opredeleniya nizhnego obryva/otvorota shtang na skvazhinah, oborudovannyh UShGN [Method and device for determining the lower break / back off of rods in wells equipped with SRPU]. – Patent of RF 2753327, Bull. 2019, No.30.

ҚАРНАҚТЫҚ ТЕРЕҢДІК СОРАПТАРЫМЕН ЖАБДЫҚТАЛҒАН ҰҢҒЫМАЛАРДАҒЫ ҚАРНАҚТАРДЫҢ ҮЗІЛУ-БҰРЫЛУЫНЫҢ ЭКСПРЕСС-ДИАГНОСТИКАСЫ

**А.С. Галеев¹, С.Л. Сабанов¹,
Р.Н. Сулейманов², О.В. Филимонов², Т.А. Утемисов², Ж.К. Жантурин³**

¹ Альметьевск мемлекеттік мұнай институты ЖБ ФМБББМ, Альметьевск қ-сы, Ресей

² Уфалық мемлекеттік мұнай техникалық университеті ЖБ ФМБББМ, Уфа қ-сы, Ресей

³ «С. Өтебаев атындағы Атырау мұнай және газ университеті» КеАҚ, Атырау қ-сы, Қазақстан

Пайдаланудың кеш немесе соңғы сатысындағы кен орындарын игеру негізінен ұңғымалық қарнақтық сорап қондырғыларын қолдану арқылы жүзеге асырылады. Бұл қондырғылардың ең төн ақаулары – қарнақтардың бұзылуы және сорап клапандарының ақаулары. Бұл апаттарды жою тәсілдері айтарлықтай өзгереді – қарнақтардың үзілуі немесе бұралуы ұңғымалық жабдықтың көтерілуін болжайды, ал сораптың клапан торабының бекіту органының «жабысуы» ұңғымалық жабдықтың «реанимациясымен» жойылады (сумен, ыстық мұнаймен немесе еріткішпен шаю). Ақаулықты танудағы қателік ұңғыма ішіндегі жабдықтың жұмысын қалпына келтіру жұмыстарын дұрыс жоспарлауға және нәтижесінде экономикалық шығындарға әкеледі.

Ұңғымалық қарнақтық сорап қондырғыларының ұңғыма ішіндегі жабдықтарының ақауларының себебін, әдетте, динамограммаларды талдау арқылы анықтайды. Алайда, көптеген жағдайларда динамограммалар қарнақтардың төменгі бұрылуын қарнақтық сорап клапандарының ақауларынан ажыратуға мүмкіндік бермейді. Ұсынылған жұмыста ұңғымадағы қарнақтардың үзілуін немесе бұрылуын жедел анықтау әдісі қарастырылады, ол «қарнақтардың бағанасы – сорап-компрессор құбырлардың бағанасы» электр тізбегін құрудан және оның тұтастығын бақылаудан тұрады. Ақаулықтың түрін анықтау үшін электромагниттік арнадағы синхрондау блогы ди-электрлік кірістірудегі жүйенің кедергісін өлшейді. Қарнақтар үзілуі немесе бұралуы кезінде «сорап-компрессор құбыры – сорап – қарнақтар бағанасы» тізбегінің электр кедергісі осы істен шығу (0...2 Ом) болмағанға қарағанда әлдеқайда жоғары (2 Ом-нан астам) болады.

Негізгі сөздер: қарнақтық тереңдік ұңғымалық сорап, қарнақтар бағанының төменгі үзілуі және бұрылу, тексеру.

EXPRESS-DIAGNOSTICS OF RODS' PARTING-TWIST OFF AT WELLS EQUIPPED WITH SUCKER ROD PUMP

**A.S. Galeev¹, S.L. Sabanov¹,
R.N. Suleymanov², O.V. Filimonov², T.A. Utemisov², Zh.K. Zhanturin³**

¹ ALMETYEVSK STATE PETROLEUM INSTITUTE, Almet'yevsk, Russia

² UFA STATE PETROLEUM TECHNICAL UNIVERSITY, Ufa, Russia

³ NAO "Atyrau University of Oil and Gas named after S. Utebayev", Atyrau, Kazakhstan

The development of fields that are at a late or final stage of operation is carried out mainly with the use of downhole sucker rod pumps. The most characteristic failures for these installations are rods' parting-twist off and malfunctions of pump valves. The methods

of eliminating these accidents vary significantly – the parting or twist off of the rods involves lifting of the downhole equipment, and the "sticking" of the shut-off valve assembly of the pump is eliminated by "resuscitation" of the downhole equipment (flushing with water, hot oil or solvent). An error in fault identification leads to incorrect planning of work to restore the operability of the downhole equipment and, as a result, to economic losses.

The cause of malfunctions of the downhole equipment of downhole rod pumping units, as a rule, is determined by analyzing dynamograms. However, in many cases dynamograms do not allow to distinguish the lower twist off of the rods from the malfunction of the valves of the rod pump. In the presented work, a method for the operational determination of the parting or twist off of rods in the well is considered, which consists in creating an electrical circuit "rod string – tubing string" and monitoring its integrity. To determine the type of malfunction, the synchronization unit measures the resistance of the system on the dielectric insert via the electromagnetic channel. In case of parting or twist off of the rods, the electrical resistance of the "tubing-pump-rod string" circuit will be much higher (more than 2 ohms) than in the absence of this failure (0...2 ohms).

Keywords: downhole sucker rod pumps, lower parting and twist off of the rod string, diagnostics.

Информация об авторах

***Галеев Ахметсалим Сабирович** – доктор техн. наук, профессор, ssgaleev@mail.ru.

Сабанов Сергей Леонидович – канд. техн. наук, доцент sab-sl@mail.ru.

ФГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт», г. Альметьевск, Россия

Сулейманов Р.Н. – канд. техн. наук, доцент, rsulem@mail.ru.

Филимонов О.В. – канд. техн. наук, доцент, oleg1543@mail.ru.

Утемисов Т.А. – канд. техн. наук, доцент, lvd@mail.ru.

ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Уфа, Россия

Жантурин Ж.К. – канд. техн. наук, доцент, aing-zhomart@mail.ru.

НАО «Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева», г. Атырау, Казахстан

**Автор, ответственный за переписку*