

## НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

## МЕТОД ОЦЕНКИ ОСТАТОЧНОЙ ПРОЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ СКВАЖИНЫ

А.С. Волков

Научный руководитель профессор Р.А. Гасанов

Азербайджанская государственная нефтяная академия, г. Баку, Азербайджан

Одной из причин потери герметичности обсадных колонн является их износ при трении с бурильными и насосно-компрессорными трубами, породоразрушающими и фрезерными инструментами. Научный и практический интерес представляет изучение снижения или потери несущей способности эксплуатационной колонны за счет её износа в процессе эксплуатации скважины.

Это позволит изучить методологию оценки износа труб эксплуатационных колонн, разработать рекомендации по выбору материалов, состава и свойств среды, смазочных добавок, а также совершенствованию конструкции инструментов и режима их отработки. В основе методологии лабораторных исследований изнашивания лежат следующие основные принципы:

1. Схема взаимодействия пары трения отражает реальные условия.
2. Взаимодействие пары трения происходит в реальной среде, состав и свойства которой контролируются и могут быть изменены в желаемом направлении.
3. Материал пары трения по составу и свойствам соответствует реальным условиям.
4. При проведении лабораторных экспериментальных исследований моделируется и контролируется энергетика взаимодействия пары трения, соответствующая реальным условиям.

К основным параметрам, характеризующим энергетику взаимодействия пары трения, относятся удельная контактная нагрузка  $P_{уд}$  (Н/см<sup>2</sup>); скорость относительного перемещения  $V^2$  (м/с); удельная мощность, реализуемая при взаимодействии  $N_y$  (Вт/см<sup>2</sup>); скорость обтекания пары трения потоком промывочной жидкости  $V_0$  (м/с); коэффициент трения  $K_{тр}$ ; сила трения  $F_{тр}$  (Н); удельная энергоёмкость износа материала пары трения  $A_{уд}$  (Нкм/г); работа трения  $A_{тр}$  (Нкм).

Удельная нагрузка при радиусе желоба износа колонны, равном радиусу инструмента (замка), рассчитывается из выражения

$$P_{уд} = P/S_{конт}, \quad (1)$$

где  $P$  – прижимающее усилие,  $S_{конт}$  – площадь контакта инструмента (замка) с колонной.

Если радиус желоба больше радиуса инструмента (замка), то удельная нагрузка рассчитывается по известным формулам Герца.

Удельная мощность, реализуемая при взаимодействии, может быть определена из выражения

$$N_y = P_{уд} * V_n \quad (2)$$

Из приведенного выражения следует, что уровень энергетической загрузки при экспериментальных исследованиях  $N_y$ , можно менять за счет изменения  $P_{уд}$  при каком-то фиксированном значении  $V_n$  или наоборот, а также путем изменения того и другого параметров одновременно. Исследования показали, что наиболее целесообразно менять уровень энергозагрузки путем реализации реальных соотношений скорости относительного перемещения и удельной нагрузки.

В соответствии с вышеизложенным для реализации схемы взаимодействия пары трения и энергетических параметров взаимодействия для проведения лабораторных исследований выбираются экспериментальные установки.

Удельная энергоёмкость изнашивания материала колонны будет равна

$$A_{уд} = A''_{тр} / \alpha, H * км/г \quad (3)$$

где  $A''$  – работа сил трения за один час изнашивания,  $\alpha$  – скорость износа материала колонны, г/ч,

$$A'' = F_{тр} * S, \quad (4)$$

где  $F_{тр}$  – сила трения, Н;  $S$  – путь трения за один час;  $S = 3,6 V_n$ , км/ч.

По результатам исследований строится графическая зависимость между износом стенки колонны  $C$  (глубина желоба) и необходимой для этого работой сил трения  $C = f(A_{тр})$ .

Для построения графиков каждому заданному значению износа стенки колонны  $C$  подсчитывается соответствующее значение необходимой для этого работы трения по формуле

$$A_{тр} = \sum A_{удi} \Delta M_i \quad (5)$$

где  $\Delta M_i$  – масса изношенного материала колонны в соответствующем интервале износа  $C_i$ .

$$\Delta M_i = \Delta V_i * \rho \quad (6)$$

где  $\Delta V_i$  – объем изношенного материала колонны в соответствующем интервале износа  $C_i$ ,  $\rho$  – плотность материала колонны;  $A_{удi}$  – удельная энергоёмкость изнашивания колонны в соответствующем интервале износа  $C_i$ .

Из изложенного следует, что для оценки величины износа стенки колонны  $C$ , а затем и ее остаточной прочности, в каком-либо интервале можно использовать как известный комплекс геофизических инструментальных методов, так и прогнозный (расчетный) метод, рассмотренный выше.

Первая группа методов точнее, однако, требует вызова спецпартий, остановки скважины, является дорогой и применяется редко.

Для реализации расчетного метода необходимо для рассматриваемого интервала рассчитать фактическую работу трения породоразрушающих, фрезерных и других инструментов, а также труб и замков за время жизни скважины, и по полученной экспериментальной зависимости  $C = f(A_{тр})$  оценить износ стенки колонны.

Установлено, что наиболее характерным является износ колонн с образованием желобообразных выработок на внутренней стенке. Эти выработки снижают несущую способность эксплуатационных колонн и могут проявить себя

либо образованием сквозного отверстия в колонне в процессе работы, либо разрывом колонны в интервале выработки при ее очередной опрессовке.

Информация о состоянии колонны позволяет оценить напряженное состояние и принять своевременные меры по проведению профилактического ремонта и режиму ее эксплуатации. Ниже рассмотрена задача по анализу напряженного состояния колонны при ее износе с образованием желобообразной выработки.

Для оценки остаточной прочности обсадной колонны, подверженной желобообразному изнашиванию, выполнено сравнение напряжений в области желоба  $\sigma_k$  и целой части стенки трубы, примыкающей к желобу,  $\sigma_l$ .

Приняты следующие допущения:

– под действием внутреннего давления стенка трубы получает малые деформации;  
– желоб имеет такую ширину, что расстояние между продольными сечениями трубы с толщинами стенок  $t$  и  $t_k$  относительно малое;

– в продольном сечении стенок желоба нет изгибающих моментов;  
– в области желоба и на его границах нет концентрации напряжений.

Тогда в продольном сечении желоба единичной длины напряжения

$$\sigma_k = N/t_k, \quad (7)$$

равны, а в целой части стенки трубы, примыкающей к желобу, напряжения будут

$$\sigma_l = N(1/t + b(t/2 - t_k/2)t^2). \quad (8)$$

Отношение

$$\sigma_l/\sigma_k = 4 t_k/t - 3(t_k/t)^2 \quad (9)$$

при  $\sigma_l/\sigma_k = 1$  и  $t_k/t = k$  соответствует квадратному уравнению

$$3k^2 - 4k + 1 = 0. \quad (10)$$

Решение (10) дает такие значения, при которых напряжения в желобе и целой части стенки трубы одинаковые, т. е.  $k_1 = 1$  и  $k_2 = 0,335$ . При  $k < 0,335$  опасным является продольное сечение желоба, а при  $0,335 < k < 1$  наибольшие напряжения будут в сечении, примыкающем к желобу.

Таким образом, определяя остаточную прочность обсадной колонны, подверженной желобообразному изнашиванию, необходимо вычислить  $\sigma_k$  от действия внутреннего давления и, если  $0,335 < k < 1$ , найти опасное напряжение  $\sigma_l$  (9). Например, при  $k = 0,6$ ;  $\sigma_l = 1,35 \sigma_k$

Экспериментальные зависимости  $C = f(A_{тр})$  строятся для соответствующих материалов пар трения, режима трения, состояния поверхностей трения.

Рассмотренный метод может быть реализован для оценки износа и остаточной прочности труб колонн, и, в конечном счете, позволит оценить состояние обсадной колонны и выбрать необходимый режим ее эксплуатации.

Помимо этого изучение остаточного ресурса эксплуатационной колонны может быть заложена в основу моделирования режимов восстановления уже смятых её частей и разработки соответствующего инструментария для реализации этих режимов. Также возможность и результаты оценки степени изношенности труб эксплуатационной колонны по использованы в процессах списания с баланса и необходимости утилизации этих стволов.

## **ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ УСТАНОВКИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУР**

**А.А. Дуденко, М.Г. Сваровская**

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

*Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Актуальной проблемой для всех российских и зарубежных компаний в настоящее время является проблема интенсификации добычи нефти путем внедрения новейших методов воздействия на пласт и применения современных технологий. Но вместе с положительным экономическим эффектом от увеличения объемов добываемого углеводородного сырья во много раз усложнились условия эксплуатации механизированного фонда, а именно установок электроцентробежных насосов (УЭЦН). На сегодняшний день глубина подвески на месторождениях ОАО "Томскнефть" ВНК увеличилась и в среднем достигает 2100 м, в отдельных случаях имеет место заглубление до 2500 – 2600 м. С увеличением глубины подвески увеличивается температура пластового флюида и на нефтяных месторождениях ОАО "Томскнефть ВНК" колеблется в интервале от 50 до 105 °С.

Данная работа посвящена определению уязвимых мест в работе УЭЦН с учетом рабочих температур, принятию мер по снижению отказов и аварийных ситуаций, а также анализу современных конструкций, как на отечественном рынке, так и на зарубежном.

В связи с использованием высокопроизводительных насосов и интенсивным отбором жидкости происходит снижение её динамического уровня. В существующих условиях эксплуатации установка несет на себе весьма существенную нагрузку. Распределение отказов по причинам остановок УЭЦН представлено на рис. 1.

Из диаграммы видно, что отказы по причине снижения электрического сопротивления изоляции системы "ПЭД – кабель" занимают основную долю отказов. Необходимо непосредственно определить узел, на который приходится наибольшая доля отказов. В системе "ПЭД – кабель" при снижении электрического сопротивления изоляции основная доля отказов (76 %) приходится непосредственно на кабельную линию.



Рис. 1. Распределение отказов по причинам остановок УЭЦН

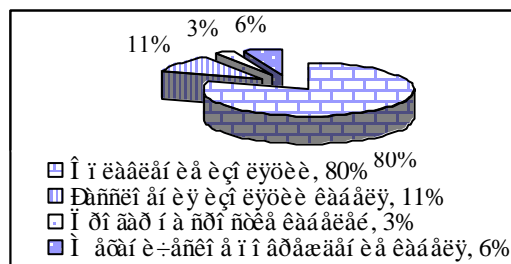


Рис. 2. Распределение причин отказов кабельных линий

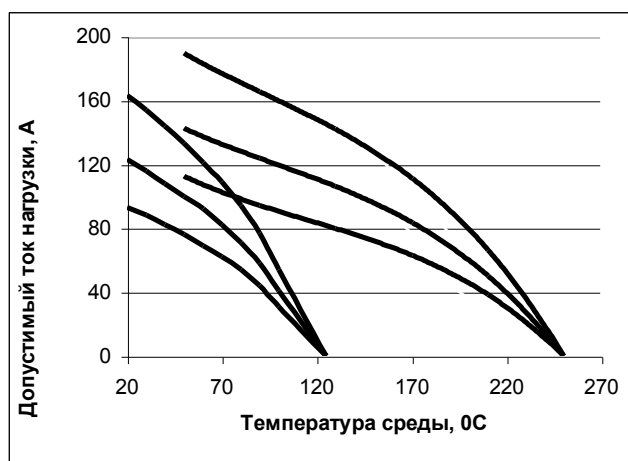
Примерно равные доли (13 % и 11 %) приходятся соответственно на погружной электродвигатель и случаи совместного отказа двигателя и кабеля. Рис. 2 дает примерное качественное (причины) и количественное (доля в общем в отказе кабельной линии) представления о выходе из строя кабельной линии.

Данные показатели свидетельствуют от том, что в условиях нефтяного промысла ОАО "Томскнефть ВНК" жидкость, поступающая в скважины из пластов с глубины залегания 2300–2600 м и имеющая температуру от 40 до 97 °С (реже выше) на приеме насоса, спущенного на глубину 2100–2200 м, не может в достаточной степени обеспечить охлаждение двигателя и насоса по сравнению с установкой, спущенной на глубину 1700–1900 м. По результатам использования термодатчиков установлено, что перегрев ПЭД составляет от 20 до 60 °С. При эксплуатации скважин с низким коэффициентом продуктивности и наличием механических примесей, кроме того, при наличии свободного газа в жидкости, поступающей на прием насоса, часто возникают газовые пробки, приводящие к нарушению теплообменного процесса, что приводит к дополнительному нагреву жидкости от насоса. Так температура в зоне расположения насоса (удлинителя) и на некотором расстоянии от него может достигать от 60 до 160 °С.

Предельная температура, при которой начинается деформация изоляции кабеля, как правило, составляет 90 °С для обычного и 120 °С для теплостойкого кабеля отечественного производства. Поэтому в большинстве случаев на скважинах ОАО "Томскнефть" ВНК, оснащенных кабелями марок КПБК, КПБП и КПОБП с полиэтиленовой изоляцией и предельной температурой 90 °С, происходит оплавление изоляции нижней части кабельной линии на участках длиной до нескольких десятков метров, сопровождаемые электрическим пробоем. Для предотвращения этого, некоторые нефтяные компании приняли решение комплектовать установки в проблемных скважинах теплостойким кабельным удлинителем (25–50 м), а в особо тяжелых условиях – вставкой из теплостойкого кабеля длиной до 500 м.

Отечественные компании "Борец" (г. Москва) и "Битек" (г. Екатеринбург), начали производство кабельных удлинителей, рассчитанных на температуру до 230 °С. Кабель, используемый для кабельного удлинителя, имеет изоляцию из этиленпропилендиенового каучука (EPDM) и свинцовую оболочку вокруг каждой жилы. Стоит отметить, что фирма "Борец" является эксклюзивным представителем фирмы "ZTS" (Словакия) на российском рынке и изготавливает удлинители по технологии фирмы "REDA".

До недавнего времени в отечественном научно-техническом секторе не существовало подобных аналогов кабеля. В ОАО "Подольсккабель" в последнее время значительное внимание уделялось разработке термостойкого кабеля для нефтяных скважин. Результатом исследований стали разработки КИРмАБП–240 и КИРмСБП–240. В условиях интенсификации добычи нефти при заглублении установок и применении высокопроизводительных и высоконапорных насосов требуются двигатели повышенной мощности с большими рабочими токами, зачастую превышающими длительно допустимые токовые нагрузки для кабелей с полиэтиленовой и полипропиленовой изоляцией при температуре скважинной жидкости, что приводит к дополнительному разогреву изоляции и её электрическому пробое. С учетом реальной ситуации на промысле, обозначенные кабели имеют термостойкую комбинированную изоляцию, выполненную из маслостойкой резины, которая отличается гибкостью и высокой термостойкостью и не имеет усадки по длине по сравнению с пластмассовой изоляцией. Оболочка с закрепляющим слоем обеспечивает защиту изоляции от радиального проникновения агрессивной скважинной жидкости и газа, предохраняет изоляцию жил от изменения формы и физико-химических свойств, вызванных загазованностью, высокой температурой и давлением. Диапазон рабочих температур кабеля – 40 °С до +240 °С, глубина спуска – свыше 2500 м. По согласованию с заказчиком броня кабеля может быть изготовлена из стальной ленты с мельхиоровым покрытием, что позволяет эксплуатировать кабель в скважинах с повышенной агрессивностью среды (H<sub>2</sub>S и CO<sub>2</sub>) и продлевает его срок службы (24 месяца согласно гарантии). Зависимость длительно допустимого тока нагрузки кабеля от температуры среды представлена на рис. 3, откуда видно насколько технически усовершенствованы современные разработки отечественных специалистов по сравнению с прошлым периодом.



**Рис. 3. Зависимость длительно допустимого тока нагрузки кабеля от температуры среды (первая серия кривых – кабели типа КПпБП–120, КПпБкП–120, вторая серия кривых – кабели типа КИРМАБП–240; снизу вверх 3х10, 3х16 и 3х25 соответственно)**

Общая тенденция российского рынка на производство кабелей, предназначенных для работы в обычных условиях, объясняется спросом потребителей – нефтяных компаний, эксплуатирующих большинство скважин на глубине до 2000 м. В условиях интенсификации добычи нефти на месторождениях ОАО "Томскнефть" ВНК, отбор которой ведется с глубин 2200–2500 м, необходимо учитывать суммарную составляющую осложняющих факторов, приводящих к значительным сокращениям сроков служб кабелей. Используемые в настоящее время кабельные линии не отвечают требованиям и не предназначены для длительной бесперебойной работы в условиях высоких температур. Добиться этого можно за счет планового приобретения новых разработок кабелей с целью комплектации им нижней части существующих кабельных линий, где наблюдаются наиболее тяжелые условия.

## **ЭКСКАВАТОРЫ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ НА ГРУНТАХ С НИЗКОЙ НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТЬЮ**

**А.В. Жилин**

Научный руководитель доцент В.Г. Крец  
*Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Для рытья траншей на заболоченных и обводненных участках трассы применяются машины, специально оборудованные для работы в этих условиях. Их можно разделить на две основные группы. К первой группе относятся машины, располагающиеся при работе вне заболоченного участка (или внутри его, но поставленные на специальный настил из бревен, понтон и т.п.) и оснащенные рабочим органом, вынесенным в зону этого участка. Эту группу представляют канатно-скреперные установки различной конструкции. Ко второй группе относятся машины, оказывающие на грунт малое удельное давление и вследствие этого свободно перемещающиеся в процессе работы по заболоченному участку. Эту группу представляют экскаваторы с сильно развитой опорной поверхностью.

Болота по несущей способности классифицируются на три типа. Первый тип – болота, целиком заполненные торфом, допускающие работу и неоднократное передвижение болотной техники с давлением 0,02 – 0,03 МПа или работу обычной техники с помощью щитов, сланей или дорог, обеспечивающих снижение давления на поверхность залежи до 0,02 МПа. Второй тип – болота, целиком заполненные торфом, допускающие работу и передвижение строительной техники только, по щитам, сланям и временным дорогам, обеспечивающим снижение давления на поверхность залежи до 0,01 МПа. Третий тип – болота, заполненные растекающимся торфом и водой с плавающей торфяной коркой, допускающие работу только специальной техники на понтонах или обычной техники с плавучих средств.

Разработка траншей на заболоченной местности часто производится при помощи одноковшовых экскаваторов, под гусеницы которых подкладывают бревенчатые щиты, последовательно перекладываемые в процессе копания. Щиты являются, таким образом, дополнением к ходовой части землеройных машин, увеличивая их опорную поверхность и снижая тем самым удельное давление на грунт. Однако применение щитов сильно усложняет производство работ и снижает производительность экскаваторов. Для увеличения производительности и маневренности землеройных машин, работающих на грунтах с низкой несущей способностью, необходимо значительно увеличить опорную поверхность их собственной ходовой части, отказавшись от применения дополнительных громоздких приспособлений в виде щитов. Выполнение этой задачи осложнено тем, что экскаваторы должны перемещаться не только по ровной, но и пересеченной местности как с мягким, так и с твердым поверхностным слоем.

Первым опытом в этой области было создание экскаватора на понтонно–гусеничном ходу модели ЭПГ–1. При этом поворотная часть и рабочее оборудование было целиком заимствовано у серийно выпускающегося экскаватора Э–302, а его пневмоколесный ход заменен специально спроектированным понтонно–гусеничным, состоящим из ходовой рамы и двух гусеничных тележек. Каждая гусеничная тележка имела пять полых катков понтонов, придававших экскаватору плавучесть.

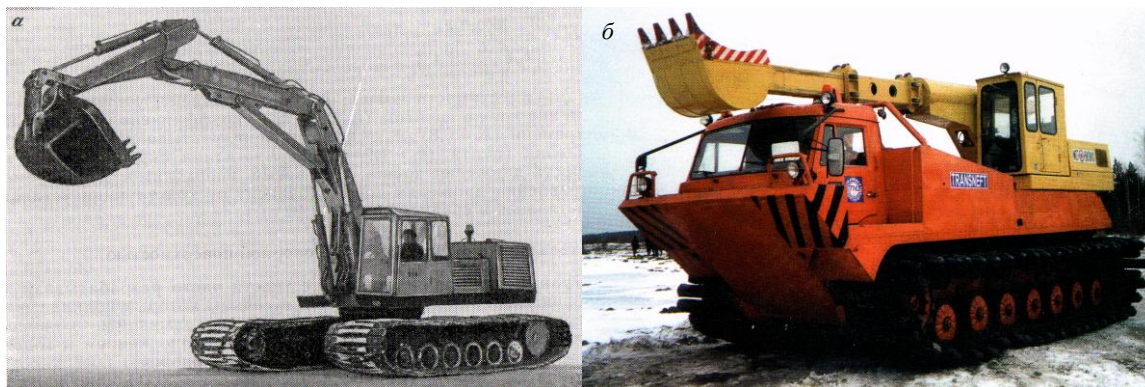
Катки–понтоны охватывались специальной широкой и легкой гусеницей (ширина 1,5 м), обеспечивающей экскаватору малое удельное давление на грунт (0,1 кгс/см<sup>2</sup> при весе экскаватора 19 т). Гусеница выполнена из четырех рядов пластинчатых втулочно–роликовых цепей, на которые опирались бандажки катков. При движении по воде нижние

ветви гусениц выполняли роль гребных лопаток, благодаря чему экскаватор перемещался вплавь со скоростью до 2,2 км/ч. Скорость передвижения машины по суше составляла 0,7–3,1 км/ч.

Вследствие сильно развитой опорной поверхности и при наличии полых катков–понтонных экскаватор ЭПГ–1 был способен передвигаться по любым болотам и даже открытым водоемам, обладал хорошей устойчивостью и мог работать в сильно заболоченной местности и даже на плаву (в расчленившем состоянии), т. е. в условиях, в которых любой другой экскаватор (даже с применением щитов) неработоспособен.

Однако недостаточная прочность гусениц и катков–понтонных в сочетании с жесткой подвеской, широкой и длинной ходовой частью не позволяла перегонять экскаватор своим ходом по твердому грунту и пересеченной местности, требовала разборку экскаватора при транспортировке его другими средствами, не обеспечивала открытие широких траншей и разработку перемычек.

В силу этих обстоятельств экскаватор ЭПГ–1 не получил широкого распространения на строительстве магистральных трубопроводов. Нужен был другой, имеющий все преимущества экскаватора ЭПГ–1, но лишенный большинства его недостатков.



**Рис. Экскаваторы с сильно развитой опорной поверхностью:**  
**а – экскаватор с резинометаллической гусеницей МТП–71 (ЭО–4221), б – современный**  
**плавающий экскаватор ТТМ–6901Э**

Был создан экскаватор ЭО–3223 одноковшовый гидравлический полноповоротный на гусеничном ходу являющийся универсальной машиной, которая может использоваться как для работы на слабых грунтах и болотистой местности, так и в промышленном, гражданском, сельском и транспортном строительстве, благодаря сменным тракам шириной от 600 до 960 мм с использованием сменных рабочих органов (8 видов). Рабочее оборудование циклического действия состоит из стрелы длиной 4,5 м, рукоятей длиной 1,8 – 4,5 м и ковшей экскавационных или очистных емкостью 0,4; 0,5; 0,63; 0,8 м<sup>3</sup> разной ширины. Комбинируя стрелу с различными рукоятями и ковшами, можно получить различные глубины, радиусы резания и производительность экскаватора.

Для работы на участках с малой несущей способностью изготавливались одноковшовые экскаваторы МТП–71, МТП–72, имеющие поворотную часть от экскаватора ЭО–4121 и специальный гусеничный ход с широкими гусеницами (рис., а). Экскаватор торфяной одноковшовый универсальный с гидравлическим приводом на уширенно–удлиненном гусеничном ходу предназначен для выполнения земляных работ в грунтах I – III категорий со слабой несущей способностью.

В условиях болот он может использоваться при рытье и ремонте валовых и картовых канав, магистральных каналов, при рытье котлованов и траншей, при погрузочно–разгрузочных работах, а также при аналогичных работах в мелиорации и сельском хозяйстве. На поворотной платформе смонтированы силовая установка, механизм поворота, стрела с гидроцилиндрами, гидросистема, электрооборудование, кабина и механизмы управления.

Экскаватор комплектуется рабочим оборудованием – обратной лопатой с профильными ковшами емкостью 0,65 – 1,25 м<sup>3</sup>. Опорной базой экскаватора является уширенно–удлиненный гусеничный ход с цепочным зацеплением, он же служит для передвижения экскаватора. На гусеничном ходу через опорно–поворотное устройство смонтирована поворотная платформа, вращение которой осуществляется механизмом поворота.

О надежности узлов и механизмов, а также об удачной конструкции экскаватора в целом говорят до сих пор работающие машины этой модели.

В настоящее время по заказу ОАО «АК «Транснефть» ЗАО «Транспорт» выпускает мобильный многофункциональный плавающий гусеничный экскаватор ТТМ–6901Э (рис., б), который предназначен для производства земляных работ на магистральных нефтепроводах. Эксплуатируется в сложных природно–климатических условиях, включая снежную целину и болота всех категорий, а также на дорогах с твердым покрытием без их разрушения. Наличие экскаваторной установки ЗТМ–220 с полноповоротным ковшом на конце телескопической стрелы обеспечивает возможность выемки грунта из–под трубы.

Хорошая проходимость и маневренность машины обеспечиваются за счет низкого среднего давления на грунт, достаточно высокой мощностью, большим дорожным просветом, использованием при повороте принципа складывания звеньев в плане без изменения тягового усилия и скорости. Система принудительного складывания звеньев в вертикальной плоскости расширяет возможности машины при преодолении различных препятствий. Предусмотрена блокировка межсекционного и межосевых дифференциалов, а для обеспечения переезда через траншеи – блокировка силовых гидроцилиндров.

По дорогам с твердым покрытием расстояния до 100 км целесообразно преодолевать своим ходом в общем транспортном потоке. Резиновые пневмоэлементы гусениц не повреждают покрытие дороги.

**Технические характеристики экскаваторов МТП–71 и ТТМ–6901Э**

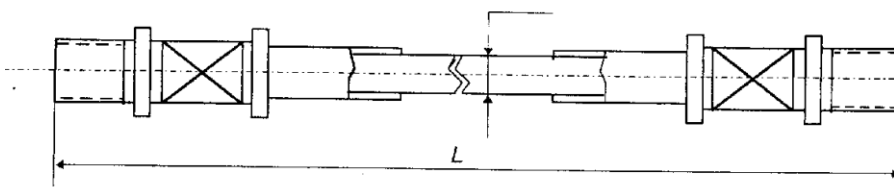
Экскаватор	МТП–71	ТТМ–6901Э
Давление на грунт, кг/см <sup>2</sup>	0,22	0,2
Максимальный радиус копания, м	8,85	8,5
Максимальная глубина копания, м	5,35	3,5
Емкость ковша, м <sup>3</sup>	0,65 – 1,25	0,8
Рабочий цикл, с	21	нет данных
Мощность дизеля, л с	135	300
Масса, т	23	24

**КОНСТРУКЦИИ НАСОСНЫХ ШТАНГ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ**  
**Нгуен Хоай Чунг, Лыонг Тхи Кам Зянг, Хоанг, Чиеу Тхю Чам**  
 Научный руководитель доцент В.Г. Крец  
**Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

Несмотря на то, что установки штанговых скважинных насосов (УШСН) являются устаревшими схемами насосной добычи, они достаточно освоены, надёжны и просты. Хотя объём применения установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) с каждым годом увеличивается, еще длительное время установки штанговых скважин насосов будут использоваться на предприятиях, занимающихся добычей нефти. Вследствие этого постоянно ведутся работы и исследования по совершенствованию и повышению надёжности элементов этой схемы насосов.

Насосные штанги – это важная часть в УШСН, служат соединительным звеном между наземным

для



**Рис. Схема обычной насосной штанги круглого сечения**

индивидуальным приводом и скважинным насосом и предназначены для передачи возвратно-поступательного движения плунжеру насоса; используются для добычи нефти в

некоррозионных и коррозионных условиях эксплуатации.

В настоящее время находят применение установки винтовых насосов для добычи нефти с приводом на поверхности (УНВП–600/20 г. Уфа, Гриффин и др). В этих установках насосные штанги осуществляют передачу вращательного движения с поверхности – в скважину ротору винтового насоса.

Насосные штанги применяются в виде колонн, составленных из отдельных штанг, которые соединены посредством муфт (рис.).

Анализ конструкций насосных штанг различных разработчиков показывает, что они выполняют различные функции, имеют различные технические характеристики, материал, форму, способ монтажа. Ниже приведена составленная нами классификация насосных штанг для добычи нефти (табл.).

**Таблица**

**Классификация насосных штанг для добычи нефти**

Признак	Виды	Примеры
Функция	Возвратно-поступательное движение плунжера	ШН19; ШН22; ШН25 ШНСBS (VM125) ШН “Трайко”(D61) Стеклопластиковые “Кород” трубчатые
	Вращение ротора	ШН19 ШН22
	Возвратно-поступательное движение плунжера и канал для электрического кабеля	ШНСBS(VM125) ШН”Трайко”(D61) Трубчатые
Материал	Сталь	ОАО “Мотовилихинские заводы”
	Стеклопластик	ОАО “Очерский машиностроительный завод”, Укрнефть; завод “Компласт”
Форма	Традиционная (круглая)	ШН стеклопластиковые и др
	Полуэллипс	Гибкие непрерывные “Кород” (компания Хайланд)
	Трубчатые	Проспекты выставки КНР, 2000 г

Способ монтажа	Муфты	МШ16; МШ19; МШ22; МШ25 и др.
	Непрерывный на барабане	Гибкие непрерывные “Кород” (компания Хайланд)

#### **Достоинства стеклопластиковых штанг.**

1. Уменьшение в 3 раза массы штанги, что снижает эксплуатационные расходы на 40–60 %, в том числе на электроэнергию на 25–30 %.
2. Увеличение циклического ресурса штанги на 5–6 раз. Более стойка к коррозионному воздействию нефти и попутной воде с содержащимися в них солями и кислотами.
3. Увеличение отложений смолопарафинов и солей, что увеличивает период межремонтной эксплуатации.
4. Увеличение длины хода плунжера насоса за счет более высокой упругости стеклопластиковой штанги, что повышает производительность насоса до 40 %.

#### **Достоинства “Кород”.**

1. Непрерывное исполнение штанги в форме полуэллипса.
2. “Кород” уменьшает нагрузку на единицу площади, потому что непрерывная штанга весит меньше, чем традиционные насосные штанги (на 8–10 %).
3. “Кород” устраняют проблему изношенных соединений. Отсутствие соединений также означает большую эластичность или большую тягу насоса при меньшей затрате энергии.
4. Кольцевой зазор вокруг штанги также увеличивается, по сравнению со штангой, снабженной обтекаемыми соединениями, что снижает давление жидкости в насосе и, следовательно, приводит к увеличению добычи на один цикл работы насоса и снижению вероятности поломок.

Применение трубчатых штанг в схемах УШСН имеет небольшое применение. Несмотря на определенные достоинства стеклопластиковых штанг и штанг “Кород” они не универсальны. Поэтому обычные насосные штанги в настоящее время также широко распространены, ведется их совершенствование по направлениям улучшения прочностных характеристик стали, применению различных направляющих и др.

Надёжность работы установок электроцентробежных насосов для добычи нефти в значительной мере зависит от «электрической» её составляющей, и, в частности, от кабеля электропитания, и других факторов. Наиболее распространённые конструкции крепления электрокабеля, который идет параллельно насосно-компрессорным трубам рассмотрены ниже.

*Конструкция 1.* Пояса крепления представляют собой стальную пряжку с закрепленной на ней стальной полосой, длина которой зависит от диаметра насосно-компрессорных труб и колеблется от 300 до 460 миллиметров.

*Конструкция 2.* Устройства защиты и крепления (АОЗТ «Нефтемаш», г. Тула), представляют собой стальную скобу V-образной формы, которая крепится к насосно-компрессорным трубам при помощи двух «клямс», расположенных на концах скобы.

*Конструкция 3.* Протектор шарнирный предназначен для крепления на муфтовых соединениях насосно-компрессорных труб диаметром 73 миллиметра и защиты от повреждений кабеля электропитания погружных насосов при проведении спуско-подъемных операций. От предыдущей конструкции принципиально отличается лишь креплением протектора к насосно-компрессорным трубам. Крепление здесь осуществляется охватом насосно-компрессорных труб шарнирными створками, закрепленных на корпусе протектора и фиксирующихся двумя болтами.

*Конструкция 4.* Протектор шарнирный с пружинным креплением отличается от предыдущей конструкции тем, что он выполнен из слабопружинной стали, и створки крепятся на насосно-компрессорных трубах посредством пружинного замка.

*Конструкция 5.* Крепежный пояс («клямса») импортного производства, представляет собой стальную ленту из слабопружинной стали, стяжка и фиксация которой осуществляется при помощи специального «клямсователя». Это устройство является одноразовым.

*Конструкция 6.* Протектор клиновой с упругодеформируемой технологической планкой «Альфа-ЭЛЕКТРО», г. Томск). Состоит из корпуса с одинаковыми по конструкции клиновыми замками.

## **ПРИМЕНЕНИЕ СТЕКЛОПЛАСТИКОВЫХ ТРУБ В СИСТЕМАХ ПРОМЫСЛОВОГО СБОРА ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН Д.В. Мациборко**

Научный руководитель профессор В.А. Мордвинов  
*Пермский государственный технический университет, г. Пермь, Россия*

Большая часть промысловых нефтегазопроводов на месторождениях выполнены из стальных труб. На поздних стадиях разработки высокий уровень обводненности продукции скважин ведет к ускорению процесса коррозии и, как следствие, к высокой аварийности трубопроводов. В то же время себестоимость добываемой нефти на этих стадиях увеличивается, поэтому возможности своевременного проведения профилактических работ по замене труб оказываются весьма ограниченными, имеющиеся финансовые средства позволяют лишь выполнять работы по ликвидации аварий.

Анализ борьбы с коррозией промысловых трубопроводов в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» показал, что особенно остро проблема стоит на месторождениях, где обводненность 70-80 % и в продукции скважин присутствует сероводород (например, ЦДНГ-4). Удельные затраты на эксплуатацию 1 км трубопроводов составляют 70,5 тысяч рублей, 3,4 тысячи рублей идет на электрохимзащиту, 12 тысяч рублей - на диагностику трубопроводов, суммарные затраты составляют 86,1 тысяч руб. При этом для выкидных нефтепроводов и части нефтегазовых коллекторов защита от коррозии не осуществляется.

Мероприятия по защите оборудования и трубопроводов носят вынужденный характер, без их проведения наблюдается ускоренный выход оборудования и трубопроводов из строя. Показательным примером является выход трубопроводов сточной воды на УПСВ «Троельга», УППН «Кыласово», ЦППС «Ярино», где скорости коррозии составляли несколько миллиметров в год.



Эффективным решением проблемы может быть применение в системах промышленного сбора стеклопластиковых труб. Стеклопластиковые комбинированные трубы имеют оригинальную конструкцию и состоят из двух основных слоев: внутреннего из полиэтилена высокой плотности и наружного из стеклопластика. Такая конструкция трубы позволяет сочетать в себе герметичность, коррозионную и эрозийную стойкость полиэтиленовой герметизирующей оболочки и высокую прочность, которую обеспечивает силовая стеклопластиковая оболочка. Для соединения труб в трубопроводы и подсоединения к трубопроводной арматуре разработаны конструкции разъемных и неразъемных соединений.

В пермском регионе производство стеклопластиковых труб организовано на предприятии ЗАО «НПП Композит-нефть», образованном в 1994 году. Предприятие самостоятельно спроектировало и изготовило оборудование для производства стеклопластиковых комбинированных труб и монтажа трубопроводов. В настоящее время производственная база ЗАО «НПП Композит-нефть» позволяет изготавливать стеклопластиковые комбинированные трубы и осуществлять строительные-монтажные работы объемом до 180 км/год труб диаметром –75 мм или до 150 км/год труб диаметром –130 мм, а также на вновь смонтированной линии выпускать 95 км/год труб диаметром – 200 мм, или до 50 км/год труб диаметром 300 мм.

Технология изготовления стеклопластиковых труб обеспечивает высокую производительность и качество продукции, а также низкую себестоимость. В основу разработанного технологического процесса изготовления бипластмассовых труб положен метод «мокрой» намотки. Трубы стеклопластиковые комбинированные (ТСК) изготавливают намоткой в несколько слоев под различными углами к образующей лентой из 20-30 жгутов стеклоровинга, пропитанного эпоксидным связующим. Намотка производится на полиэтиленовую оболочку, одетую на стальную оправку. При отверждении в печи с инфракрасными излучателями связующего образуется монолитный материал – стеклопластик.

В стеклопластиковых трубах используются преимущественно эпоксидные связующие. Стеклопластики на основе эпоксидных связующих отличаются высокими пределами прочности и монолитности. Для труб используется отечественная эпоксидная смола ЭД-20.

Оболочка из полиэтилена низкого давления (ПЭНД) марки 273-79 применяется для герметизации внутренней поверхности труб ТСК. ПЭНД является стойким к воздействию продуктов, транспортируемых промышленными трубопроводами нефтегазовых месторождений. Модуль упругости ПЭНД в 20-30 раз меньше, чем у стеклопластика, поэтому нагрузки на трубу воспринимает стеклопластик, а ПЭНД обеспечивает герметичность и защиту от химического и эрозийного воздействия транспортируемого продукта.

Работа ЗАО «НПП Композит-нефть» заключается не только в изготовлении новых труб, но и в комплексном подходе к решению задач защиты трубопроводов от коррозии, включающем в себя строительство трубопроводов на объектах заказчика и сервисное обслуживание трубопроводов в процессе эксплуатации. Первые опытные участки из стеклопластиковых труб были смонтированы и переданы в эксплуатацию еще в 1994 году на Павловском месторождении ОАО «ЛУКОЙЛ-Пермнефть» и Гремихинском месторождении ОАО «Удмуртнефть». На сегодняшний день изготовлено и введено в эксплуатацию несколько сот километров трубопроводов из стеклопластиковых труб для выкидных линий и нефтесбора в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», ОАО «Удмуртнефть», ОАО «Ставропольнефтегаз», ТПП «Когалымнефтегаз».

Стоимость строительства трубопроводов из стеклопластиковых комбинированных труб ориентировочно равна стоимости стальных труб с антикоррозийной защитой (электрохимзащита, ингибиторная защита, наружная изоляция и т.д.), но срок службы увеличивается до 10 раз, что значительно снижает дисконтированные затраты по эксплуатации трубопровода. Значительная экономия складывается за счет уменьшения:

- затрат на ликвидацию утечек из трубопроводов;
- затрат на ликвидацию последствий разлива нефти и пластовых вод (откачка жидкости, снятие замасленного грунта, завоз плодородного грунта, рекультивация, возмещение убытков землепользователям);
- недобора нефти вследствие остановки скважин на время ликвидации аварии;
- затрат на переработку жидких и твердых нефтеотходов, образующихся при разливах нефти;
- возмещения экологического ущерба за нанесенный вред природной среде;
- недоамортизации основных фондов.

Для оценки эксплуатационных характеристик трубопроводов, выполненных из ТСК, в 2004 г проведена ревизия нефтесборного коллектора «Куст 558 – узел 19» Мало-Балыкского месторождения ОАО «Юганскнефтегаз». Данный нефтесборный коллектор построен ЗАО «НПП Композит-нефть» и введен в эксплуатацию 3.04.1999 г. Протяженность – 250 м, глубина заложения -1,2 м. Тип грунта на протяжении 120 м – глина и песок, на остальных 130 м – болото. Рабочее давление – 0,9 МПа, амплитуда пульсации рабочего давления – 0,05 МПа. Температура окружающей среды (грунта) – около 5°C, минимальная температура наружного воздуха за период эксплуатации – минус 50°C. Период эксплуатации с 3.04.1999г по 15.01.2002г характеризуется следующими показателями: объем перекачиваемой жидкости – 335 м<sup>3</sup>/сут, объем перекачиваемой нефти – 29 т/сут, процент воды – 90, плотность нефти – 876 кг/м<sup>3</sup>, плотность воды – 1010 кг/м<sup>3</sup>, газовый фактор – 28 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. В период с 16.01.2002 г по 14.08.2004 г объем перекачиваемой жидкости составил 231 м<sup>3</sup>/сут, нефти - 28 т/сут, процент воды – 86. Содержание серы в нефти 1,1-1,3 %, содержание парафина – 3,1- 3,06 %. Режим работы нефтесборного коллектора – постоянный. За время эксплуатации плановых и ремонтных остановок, а также удаления АСПО не производилось. Результат внешнего осмотра образцов извлеченных труб показал, что на силовой стеклопластиковой оболочке отсутствуют следы разрушения (трещины, нарушения целостности стеклопластика). Отложений АСПО на внутренней поверхности герметизирующей полиэтиленовой оболочки нет. Результаты проведения испытаний на прочность и герметичность показали, что признаков негерметичности нет. Давление разрушения образцов, вырезанных из трубы ТСК 75-6000-4(40), после пяти лет эксплуатации составило 30,0-33,0 МПа, то есть, коэффициент запаса прочности составил 7,5-8,25.

Анализ работы трубопроводов из ТСК на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» по состоянию на 1 января 2005 г показал, что средняя вероятность отказа трубопроводов из ТСК в период с 1996 по 2004 годы составляет 0,014 на 1 км в год (табл. 1). Официальные статистические данные по стальным трубопроводам в нефтяной отрасли указывают среднюю цифру 0,074 отказов на 1 км трубопроводов в год. Из табл. 2 следует, что основной причиной отказов



трубопроводов из ТСК является нарушение условий их эксплуатации. Значительная доля отказов связана с конструкторско-технологическими недоработками, которые вызваны трудностью изготовления отводов с запасом прочности выше запаса прочности трубы и воздействием на отводы дополнительных изгибающих нагрузок в процессе эксплуатации. В настоящее время изготовление отводов осуществляется по новой схеме, обеспечивающей повышенный запас прочности изделий.

Таблица 1

**Отказы трубопроводов из ТСК**

Годы	Общая протяженность трубопроводов на конец года, км	Отказы	
		всего	в расчете на 1 км трубопроводов
1996	4,487	0	0
1997	43,338	0	0
1998	97,761	1	0,01
1999	163,114	0	0
2000	248,128	3	0,012
2001	369,593	9	0,024
2002	453,531	10	0,022
2003	519,269	17	0,033
2004	543,139	12	0,022

Таблица 2

**Причины отказов трубопроводов из ТСК**

Причины отказов	Отказы		
	всего	%	в расчете на 1 км трубопроводов
Нарушение условий эксплуатации (гидроудар, перегрев п/э оболочки, механическое повреждение)	30	47	0,055
Отложения АСПО	7	11	0,013
Несоответствие норм при изготовлении ТСК, строительстве трубопровода, конструкторско-технологические недоработки	17	26	0,031
Подвижка грунтов, недоработки проектной документации	10	16	0,018
Коррозия	0	0	0

Рисунки 1 и 2 со всей очевидностью показывают эффективность применения стеклопластиковых труб ТСК в системах промышленного сбора продукции скважин.

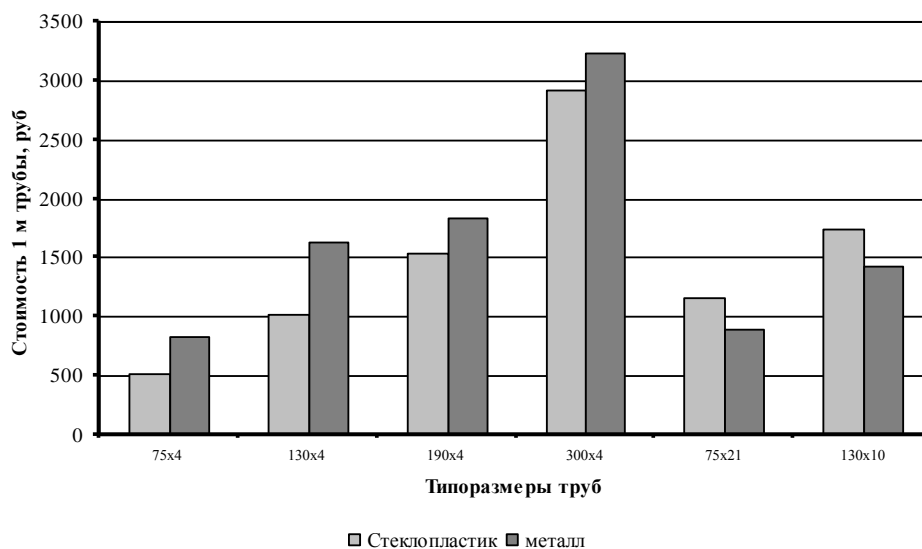


Рис. 1. Сравнительная стоимость труб

### Удельные затраты на транспорт нефтяной эмульсии

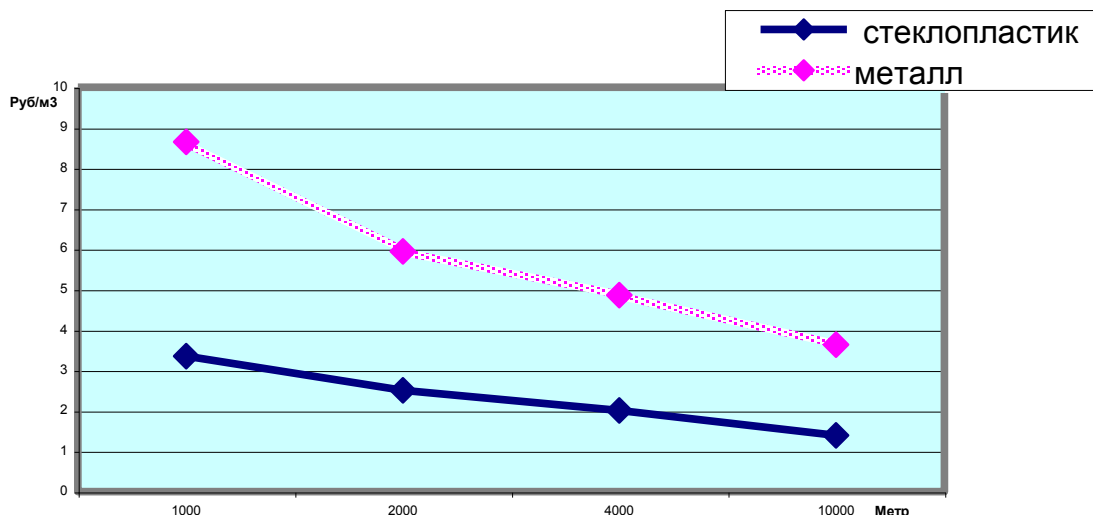


Рис. 2. Удельные затраты на транспорт нефтяной эмульсии

## ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СТРУЙНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ РЕМОНТЕ СКВАЖИН

И.А. Пахлян, С.Н. Салухов

Научный руководитель профессор В.П. Родионов

Армавирский механико–технологический институт (филиал Кубанского государственного технологического университета), г. Армавир, Россия

Основным направлением для достижения высокой эффективности разработки нефтяных и газовых месторождений с соблюдением темпов выработки запасов, соответствующих потенциалу объекта, обеспечения текущих уровней добычи и полноты извлечения углеводородов является поддержание бесперебойной работы добывающих и нагнетательных скважин. Большинство месторождений находятся на поздней стадии разработки, поэтому количество скважин, подлежащих ремонту, возрастает в связи с их старением. Работы, направленные на повышения результативности и качества подземных ремонтов, набирают новые темпы, так как добычу нефти и газа необходимо удерживать на заданном уровне как можно дольше.

Подземные ремонты, связанные с восстановлением скважинных колонн наиболее трудоёмкие, так как связаны с многочисленными спускоподъёмными операциями, требуют значительного скопления людей и специальной техники. Поэтому технологии направленные на повышение производительности таких подземного ремонта не теряют актуальности.

Рассматриваются следующие виды работ:

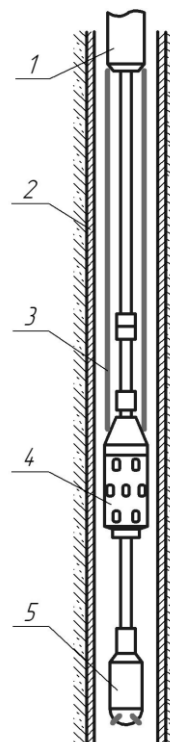
- работы по устранению не герметичности обсадных колонн;
- удаление осадков сложного состава со стенок скважинных (обсадных, эксплуатационных, насосно–компрессорных);
- обработка перфорационных каналов.

Для устранения не герметичности обсадных колонн в отечественной практике наиболее перспективной, экономичной и простой является установка тонкостенных продольно–гофрированных стальных труб (пластырей) [1].

Суть данного способа заключается в том, что пластырь, изготавливаемый из тонкостенной трубы методом продольного протягивания через деформирующие ролики, покрывают герметизирующим составом и спускают в расчетный интервал скважины, после чего расширяют дорнирующим устройством, до сопряжения с обсадной колонной.

Технология ремонта обсадных колонн пластырями, кроме основных работ, включает большое число подготовительных операций:

- установка цементного моста для отсечения продуктивного пласта;
- шаблонирование в целях проверки проходимости инструмента;



ВИДОВ

КОЛОН

Рис. Схема установки пластыря в скважине:

- 1 – упор; 2 – обсадная колонна;
- 3 – пластырь; 4 – дорн;
- 5 – гидродинамический распределитель ВСЖ

- определение местоположения дефекта колонны (не герметичности);
- подготовка (очистка) внутренней поверхности колонны в интервале дефекта;
- уточнение места дефекта;
- определение характера, формы и размера дефекта и более точного его местоположения;
- определение (измерение) внутреннего периметра (диаметра) обсадной колонны в интервале дефекта.

Выполнение всех операций в полном объёме зачастую не требуется, всё определяется технологическими и геологическими условиями работы скважины, а главное технического состояния обсадных труб.

Большинство операций являются традиционными для всех ранее применявшихся методов ремонта скважин. Новыми и наиболее ответственными являются работы по очистке внутренней поверхности обсадной колонны, потому как от этого, даже при тщательном выполнении остальных операций, зависит насколько качественно и надёжно проведена герметизация, что и будет установлено в дальнейшем опрессовкой.

Для обеспечения качественной установки пластыря используются следующие способы очистки внутренних поверхностей обсадных колонн от глинистой и цементной корки, парафина, солейотложений, заусенцев, ржавчины и других видов отложений: гидроструйный; пескоструйный; химический; механический.

Наиболее распространённой является механическая очистка обсадных колонн при помощи щёток, ершей, скребков различных конструкций. Таким способом приходится многократно проходить интервал, подлежащий ремонту, но даже после этого возможны не герметичности при установке пластыря из-за некачественной очистки.

Для осуществления высококачественной очистки поверхности предлагается использовать струйные аппараты, позволяющие посредством специально разработанной конструкции сопловых насадок, генерировать высоконапорные струи жидкости (ВСЖ). Сегодня, на основании проведённых исследований [2], можно говорить о возможности замены ВСЖ кавитирующими струями, что позволит более качественно и быстро проводить очистку внутренних поверхностей скважинных колонн при выполнении ряда технологических мероприятий.

В настоящее время одним из перспективных направлений является использование кавитации, искусственно создаваемой при истечении жидкостей из специальных устройств – кавитаторов. Успешное практическое применение в различных нефтегазодобывающих регионах, высокая технико-экономическая эффективность и значительный потенциал при относительной простоте реализации ставят кавитационную технологию в разряд высокоэффективных.

Нами предложено использовать в известной компоновке по установке пластырей и металлических мостов [4] гидродинамический распределитель, генерирующий ВСЖ (рис.). Такая компоновка позволяет сократить время на спуско-подъёмные операции, на очистку поверхности колонны, а также повысить качество подготовки поверхности непосредственно перед установкой пластыря. Технологически операция выглядит так: по обычной технологии происходит спуск указанной компоновки в скважину, при приближении к расчётному интервалу поднимается давление промывки до 20–30 МПа, тем самым в работу включается гидродинамический распределитель, скорость спуска снижают до расчётной величины.

Скорость спуска гидродинамического распределителя в скважину,  $V$ , м/мин, можно ориентировочно определить по формуле [3]:

$$V = n \cdot S \cdot N \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4,$$

где  $n$  – частота вращения гидродинамического распределителя, об/мин;

$S$  – ширина зоны очистки одним генератором кавитации, м;

$N$  – количество генераторов ВСЖ, установленных на гидродинамическом распределителе;

$k_1$  – эмпирический коэффициент, учитывающий уменьшение ширины зоны очистки при увеличении противодавления;

$k_2$  – коэффициент, учитывающий неравномерность толщины и прочности отложений с изменением глубины;

$k_3$  – коэффициент, учитывающий уменьшение глубины зоны очистки с увеличением частоты вращения гидродинамического распределителя;

$k_4 = z^{-1}$  – коэффициент, учитывающий степень очистки, здесь  $z$  – количество повторных проходов.

Опытным путём установлено, что оптимальная скорость спуска лежит в диапазоне 0,2–1 м/мин, в зависимости от состояния скважинных колонн.

После обработки поверхности колонны ВСЖ гидродинамический распределитель выводят из работы путём сбрасывания шарика, который садится на седло, в специально предназначенной для этого втулке. Последующее повышение давления приводит в действие дорнирующий элемент, которым пластырь устанавливают на место.

Существует несколько конструкций гидродинамических распределителей ВСЖ, но в основном выделяют два типа.

Конструкции первого типа разработаны на основе обычных промывочных головок, имеют цельный корпус, в котором расположены под различными углами генераторы ВСЖ или кавитаторы, различных конструкций.

Во второй тип входят конструкции, состоящие из корпуса и головки, в которой располагаются генераторы ВСЖ, причём конструкция такого распределителя предусматривает вращение головки относительно корпуса. Такие конструкции наиболее практичны, т.к. эффект вращающихся струй позволяет охватывать большую площадь внутренней поверхности колонн, не требует дополнительного вращения подвески труб. Однако в подавляющем большинстве эффект вращения таких конструкций основан на реактивном моменте, создаваемом струёй при выходе из соплового насадка. Таким образом, струи ложатся на очищаемую поверхность, а должны активно воздействовать на неё. Преодоление этого существенного недостатка ставит серьёзные задачи, поэтому необходимы новые подходы к разработке ротационных гидродинамических распределителей ВСЖ. Это касается как более глубокого исследования самих струйных потоков, проведения экспериментов по генерированию кавитирующих струй, разработки новых схем уплотнительных узлов, и самое главное создание работоспособных конструкций, в которых вращение струй принудительно создаётся проходящей через корпус жидкостью, т.е. создаётся эффект набегания струи на поверхность, а не наоборот. Сегодня нами активно прорабатываются принципиально новые конструктивные схемы гидродинамических распределителей, в основу которых положена реализация кавитирующих струйных потоков, а также регулируемая частота и направление вращения.

Использование таких устройств найдёт применение при различных работах, направленных на удаление осадков различного состава с поверхности скважинных колонн.

## Литература

1. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технология капитального и подземного ремонта нефтяных и газовых скважин: учеб. для вузов. – Краснодар.: Советская Кубань, 2002. – 584 с.
2. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челюнец Д.К. Интенсификация добычи нефти. – М.: Наука, 2000. – 414 с.
3. Омельянюк М.В. Разработка технологии гидродинамической кавитационной очистки труб от отложений при ремонте скважин. дис. к. т. н.: – Краснодар, 2004. – 274 с.
4. Рябоконь С.А., Шахов Е.Н., Никитченко В.Г. Технология установки тонкостенных металлических мостов, для перекрытия стволов скважин и нарушений обсадных колонн в условиях низких пластовых давлений. // Сборник научных трудов НПО «Бурение», выпуск 8: – Краснодар 2002. – 321 с.

## ПРОБЛЕМЫ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПРИМЕНЕНИЯ СТРУЙНЫХ АППАРАТОВ ПРИ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКЕ ПЛАСТА

И.А. Пахлян, С.Н. Салухов

Научный руководитель профессор В.П. Родионов

Армавирский механико–технологический институт (филиал

Кубанского государственного технологического университета), г. Армавир, Россия

Струйные аппараты находят широкое применение в нефтегазовой отрасли: при поиске и разведке, в технологии бурения скважин и для добычи нефти. В практике освоение широко используется обработка пристволенной зоны кислотой [3], закачиваемой в пласт через насосно–компрессорные трубы с пакером для защиты верхней части обсадной колонны от высоких давлений. По истечении срока выдерживания кислотного раствора на реагирование с породой из скважины извлекают НКТ и пакер, повторно спускают НКТ и созданием депрессии осуществляют вызов притока из пласта. Создание управляемых депрессий с помощью струйного аппарата позволяет решить проблему быстрого и надежного выноса прореагированной кислоты и продуктов реакции из пласта.

На рис. 1, а представлена схема первого этапа кислотной обработки пласта, когда осуществляется испытание на герметичность или имеется необходимость закачки в пласт кислоты, производства гидроразрыва или других операций. Запорный клапан перекрывает выход жидкости из внутренней полости НКТ в затрубное пространство, выдерживая расчетное давление свыше 50 МПа. На рис. 1, б представлена схема второго этапа, т.е. схема создания депрессии на пласт. После опрессовки пакера в пласт рабочей жидкости основной канал устройства перекрывается с помощью бросового клапана. Созданием рабочего давления порядка 5 МПа в межтрубном пространстве разрушается запорный клапан в выкидной линии струйного насоса. Сигналом об открытии этого клапана может служить повышение давления в насосно–компрессорных трубах. Затем прокачиванием рабочей жидкости расходом и при давлении, необходимом для работы струйного насоса, осуществляется создание пониженного давления в подпакерной зоне, что создает условия для поступления в скважину пластового флюида, а затем способствует его подъему межтрубному пространству вместе с прокачиваемой рабочей жидкостью.

Однако недостатком известной технологии является высокая вероятность работы струйного аппарата в кавитационном режиме обусловленного ухудшением его гидродинамических характеристик [1] и повышением износа составляющих конструктивных элементов струйного аппарата, как камеры смешения и диффузор.

Мы предлагаем расширить возможность применения струйных насосов за счет использования материалов при их изготовлении стойких к кавитационно–эрозионному воздействию.

Для установления механизма эрозионных разрушений использованы образцы из листовых сталей, применяемых при изготовлении струйных аппаратов для кислотной обработке пласта [2]: ст 12X18H9T (с содержанием серы  $S = 0,02\%$ ), 18X2H4MA (с содержанием серы  $S = 0,025\%$ ); 03N18K9M5T ( $S = 0,010\%$ ); AC40XГНМ ( $S = 0,035\%$ ); АЦ30ХМ ( $S = 0,060\%$ )

Испытания на кавитационно–эрозионную стойкость материалов выполняли в лаборатории «Гидродинамика струйных истечений» Армавирского механико–технологического института на установке, в которой применена методика получения развитой кавитации в высоконапорной затопленной струе.

Установка представляла собой плунжерный гидронасос высокого давления, из которого вода под давлением  $P_{вх}$  поступала в камеру. Истечение струи в камере происходило через сменные сопла, основными параметрами которых являлись:  $d_0$  – проходное отверстие;  $\alpha_1$  – угол входа;  $\alpha_2$  – угол выхода. Под соплом устанавливались образцы.

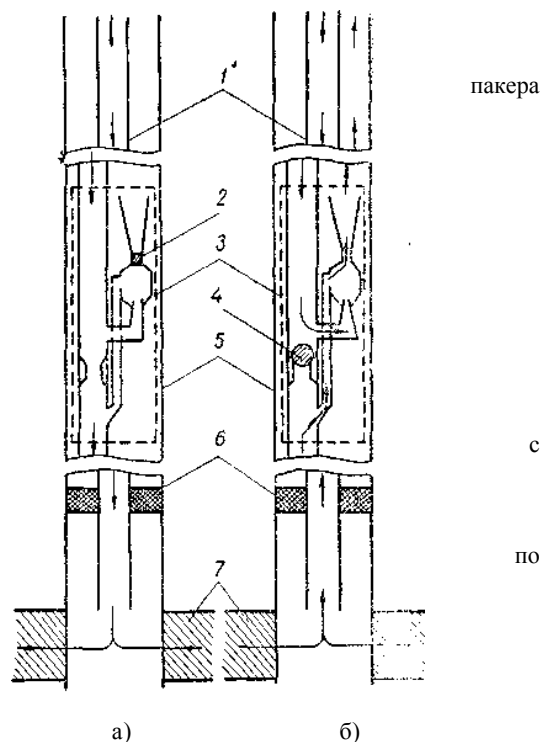


Рис. 1. Схема работы насоса при создании депрессии на пласт:  
1 – насосно–компрессорные трубы;  
2 – запорный клапан; 3 – схема устройства; 4 – бросовой клапан;  
5 – эксплуатационная колонна;  
6 – пакер; 7 – пласт

пакера

с

по

таких

были

Расстояние  $l_0$  от нижней части сопла до образца устанавливались в зависимости от размера  $d_0$  и типа сопла. Режимы испытаний были выбраны в следующем диапазоне: давление струи на срезе сопла  $P_{вх} = 10\text{--}20$  МПа, давление в камере  $P = 0,3\text{--}0,5$  МПа расстояние от среза сопла до образца  $l = 20\text{--}150$  мм, время испытаний  $\tau = 2, 4, 6, 8, 10$  мин.

Перед испытанием все образцы взвешивались на аналитических весах ВЛМ-200 с  $\Delta G, г$  точностью до 0,0002 г.

После испытаний образцы промывались струей воды, высушивались путем обдувания горячим воздухом при температуре 100–120 °С, выдерживались до установления температуры образца, равной температуре помещения, осматривались на микроскопе МБС-2 при увеличении до 20 единиц и взвешивались. На основании результатов выполненных измерений строили кинетические кривые изнашивания. По потерям массы образцов  $\Delta G$  и графическим зависимостям  $\Delta G(\tau)$  определяли кавитационно-эрозионную стойкость испытуемых марок конструкционных сталей.

Результаты испытаний позволили установить следующее (рис. 2):  
– профили эрозионных разрушений стальных образцов имеют язвенный характер, шероховатый. У стали АЦ30ХМ шероховатость выраженная, а у стали 03Н18К9М5Т – менее выраженная с отдельными гладкими участками. В некоторых зонах имеются подповерхностные пустоты;  
– в зонах эрозионных разрушений стальных образцов имеются объемные фрагменты, которые в значительной степени отделены трещинами основной массы образцов. Эти фрагменты имеют различные изменения и в основном определяют шероховатость профилей.

Испытания показали, что наилучшей эрозионной стойкостью сталей обладают сталь 03Н18К9М5Т и 12Х18Н9Т, им несколько уступает сталь 18Х2Н4МА, стойкость которой ниже, чем стали 12Х18Н9Т.

Самая низкая эрозионная стойкость оказалась у стали АЦ30ХМ. Легирующий элемент – сера снижает эрозионную стойкость материала. Чем выше процент содержания серы в стали, тем меньше кавитационно-эрозионная стойкость материала.

Представленный способ комплексный испытаний можно применять при выборе сталей для элементов струйных насосов, а так же при сопоставительной оценке коррозионно-эрозионной стойкости вновь разрабатываемых марок сталей в сравнении с износостойкостью применяемых конструкционных материалов.

Применение стойких к кавитационно-эрозионному воздействию сталей при изготовлении струйных насосов позволяет расширить область их применения при кислотной обработке пласта.

#### Литература

1. Паневник А.В. Влияние конструкции скважинной эжекционной системы на кавитационную характеристику струйного насоса // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 3. – С. 84 – 85
2. Родионов В.П., Пахляя И.А. Струйные системы в нефтегазовой отрасли: Учебное пособие/ ГОУ ВПО «Кубан. Гос. технол. ун-т» АМТИ – Армавир, 2005.
3. Яремийчук Р.С., Качмар Ю.Д. Вскрытие продуктивных горизонтов и освоение скважин. – Львов.: «Высшая школа», 1992 г.

### НАГРЕВАТЕЛЬНЫЕ КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ – ЭФФЕКТИВНОЕ РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОСЛОЖНЁННЫХ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

В.В. Поплыгин<sup>2</sup>

Научные руководители: заведующий лабораторией Э.Ю. Вдовин<sup>1</sup>,  
профессор В.А. Мордвинов<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ООО «ПермНИПИнефть», г. Пермь, Россия

<sup>2</sup>Пермский государственный технический университет, г. Пермь, Россия

Периоды поздних стадий разработки нефтяных месторождений сопровождаются различными, нередко значительными осложнениями при эксплуатации добывающих скважин. К таким осложнениям относятся:

- образование асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО) на поверхностях насосно-компрессионных труб (НКТ), труб эксплуатационных колонн и внутрискважинного оборудования (погружные насосы, насосные штанги и др.);
- образование в скважинах высоковязких водонефтяных эмульсий;
- образование отложений минеральных солей;
- образование газовых кристаллогидратов;
- сероводородная коррозия металла и др.

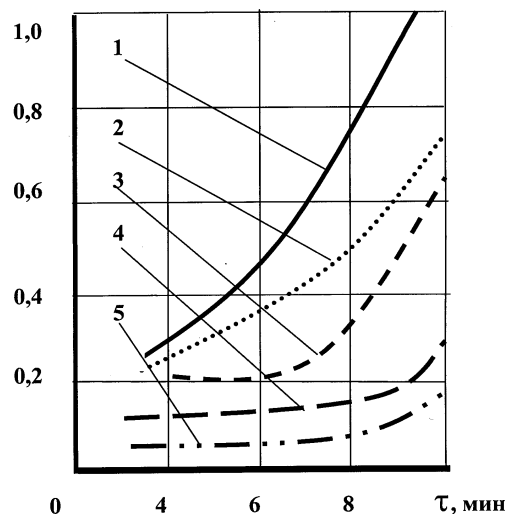


Рис. 2. Общие потери веса образцов после кавитационного воздействия:  
1 – АЦ30ХМ, 2 – АС40ХГНМ; 3 – 18Х2Н4МА;  
4 – 12Х18Н9Т; 5 – 03Н18К9М5Т

Образование отложений асфальтеносмолопарафиновых веществ на поверхностях скважинного оборудования – наиболее распространенный вид осложнений при эксплуатации скважин. Факторами, определяющими этот процесс, являются высокое содержание в пластовой нефти коллоидных частиц асфальтенов, растворенных смол и твердых углеводородов – парафинов, температура и давление.

Последствиями данного вида осложнений является:

- преждевременный выход из строя внутрискважинного оборудования;
- уменьшение межремонтного и межочистного периодов работы скважин;
- потери нефти, связанные с простоями скважин;
- ухудшение технико-экономических показателей работы скважин.

Предупреждение осложнений, удаление различных отложений, разрушение нефтяных эмульсий требуют значительных материальных и трудовых затрат.

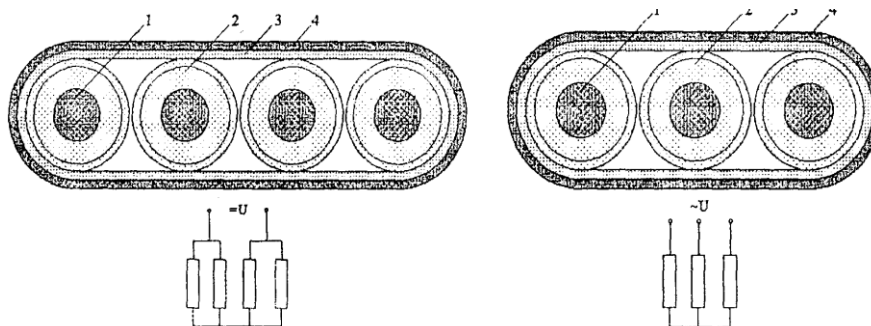
В ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» осложненный фонд скважин составляет 85 %, в том числе АСПО – 58,9 %. За последние три года на мероприятия по предупреждению образования АСПО и их удаление при эксплуатации скважин расходуется ежегодно около 60 млн. рублей. За этот период на 637 скважинах применены различные технологии с целью предупреждения образования АСПО, включая:

- устьевые и глубинные дозаторы реагента – ингибитора АСПО;
- магнитные аппараты;
- контейнеры с ингибиторами комплексного действия;
- полиамидные скребки на насосных штангах;
- механические скребки;
- нагревательные кабельные линии (НКЛ).

При прочих равных условиях снижение температуры жидкости при подъеме в скважине оказывает наибольшее влияние на образование АСПО. Интенсивная кристаллизация твердых парафинов на смолоасфальтеновом слое начинается при снижении температуры насыщения нефти парафином (температура кристаллизации парафина). Тонкий слой из асфальтенов и смол образуется на металлических поверхностях при более высоких температурах из-за насыщения раствора, то есть нефти, этими веществами, в том числе в связи с разгазированием при переходе части растворенного газа в свободную газовую фазу.

Тепловое воздействие на поток скважинной продукции, при котором температура жидкости остается выше температуры кристаллизации парафина по всей глубине скважины, является кардинальным решением вопроса предупреждения образования АСПО. Такое воздействие можно осуществить с помощью линейных нагревателей, разработка и применение которых в добыче нефти ведется с 80-х годов прошлого столетия. В настоящее время линейные электрические нагреватели применяют в виде греющих кабелей или в виде нагревательных кабельных линий (НКЛ). Кабели или НКЛ могут размещаться внутри НКТ (для фонтанных скважин, скважин с установками электроцентробежных насосов и др.) или снаружи НКТ (скважины с установками штанговых насосов) [2].

На рис. 1 показаны 2 конструкции греющих кабелей, прокладываемых по наружной поверхности НКТ. Трехжильные кабели применяют при нагреве переменным, четырехжильные – постоянным током [1].



**Рис. 1. Поперечное сечение и схема подключения 3-х и 4-х жильных кабелей:**  
**1 – токопроводящая жила; 2 – двухслойная изоляция из полимерного материала с обмоткой; 3 – подушка под броню;**  
**4 – броня из стальной оцинкованной профилированной ленты**

Питание кабелей осуществляется с поверхности с помощью регулируемых источников напряжения.

Работа линейного нагревателя основана на способности проводника выделять тепловую энергию при прохождении по нему электрического тока.

Под действием электрического тока, проходящего по жилам НКЛ, кабель начинает нагреваться. С увеличением разности температур кабеля и окружающей его среды тепловой поток в эту среду возрастает до тех пор пока не установятся равновесные условия, при которых работа электрического тока полностью превращается в теплоту, выделяющуюся по длине НКЛ. Если кабель состоит из двух частей – питающей (медной) и нагревательной (стальной), то выделяющееся удельное, то есть на единицу длины кабеля, количество теплоты будет больше для нагревательной части во столько раз, во сколько удельное электрическое сопротивление стали превышает этот показатель для меди (закон Джоуля-Ленца). Данное соотношение равно 7, следовательно, нагревательная часть выделяет в семь раз большее количество теплоты.

**Таблица 1**

**Результаты теплового расчета**

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ	РАСЧЕТНЫЕ ДАННЫЕ	
	До применения НКЛ	После применения НКЛ
МЕСТОРОЖДЕНИЕ	Баклановское	
ПЛАСТ (ЗАЛЕЖЬ)	Верей	
КУСТ, СКВАЖИНА	1051	
Дебит, м <sup>3</sup> /сут	21,6	21,6
Обводнённость, %	85	85
Н дин, м	946	946
Эксплуатационный горизонт (забой), м		1450
T воздуха, °C	-30	-30
T насыщения парафином (T заданная), °C	20	
НАГРЕВАТЕЛИ	нет	Наружный 0-1210 м W=19,338 кВт
РЕЗУЛЬТАТЫ	Расчетная температура жидкости на устье скважины 16,2 °C	Расчетная температура жидкости на устье скважины 22,8 °C
Комментарий	Вероятность начала образования АСПО в интервале 0-1210 м в зимний период	Теоретически обеспечено предотвращение отложений АСПВ по стволу скважины

**Таблица 2**  
**Результаты применения линейных нагревателей при эксплуатации осложненных добывающих скважин в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»**

№ п/п	Месторождение	Скважина	Горизонт	Qж, м3/сут	Тип ГКЛ	Длина кабеля, м	Дата начала внедрения	Глубина спуска насоса, м	Обработки после внедр. НКЛ	ТРС после внедрения НКЛ
1	Чернушинское	386	Тл2, Бб	9,7	КНЛП 3*8	1265	19.03.2004	1176	0	0
2	Павловское	111	Тл-Бб+С1t	16	КНЛП 3*8	1070	03.06.2004	1140	0	0
3	Павловское	209	Тл-Бб	10,9	КНЛП 3*8	800	15.10.2004	1098	0	0
4	Чикулаевское	336	Тл-Бб	9,3	КНЛП 3*8	1348	26.08.2005	1195	0	0
5	Судановское	506	Тл-Бб	24,7	КНЛП 3*9	1125	11.09.2005	1100	0	0
6	Кряжевское	393	Тл-Бб	45,9	АСЛН-1	1217	21.11.2005	1197	0	0

При внутреннем (в НКТ) расположении греющего кабеля его тепловой КПД выше, так как уменьшаются потери теплоты в окружающую скважинную среду через затрубное пространство.

Режим работы греющего кабеля может быть постоянным (непрерывным) или периодическим, с отключениями через определенные промежутки времени.

При нагреве скважинной жидкости эффект от работы греющего кабеля достигается также и за счет уменьшения её вязкости, особенно пристенного (у НКТ) слоя, что обеспечивает снижение гидравлических потерь при подъеме жидкости и снижение нагрузок на станок-качалку и колонну насосных штанг.

Выполненными в ООО «ПермНИПИнефть» исследованиями установлено, что после нагрева нефти, содержащей твердые парафиновые углеводороды, последующая кристаллизация парафина происходит при более низких температурах, что обеспечивает благоприятные условия для работы нефтепроводов системы промыслового сбора.

В 2005 году в ООО «ПермНИПИнефть» разработан автоматизированный саморегулирующийся линейный нагреватель (АСЛН), включающий нагревательную и электронную части. Электронный микропроцессорный блок обеспечивает измерение температуры кабеля и жидкости в скважине и поддержание её в заданном режиме путем управления работой нагревательной части. Применение АСЛН позволяет расходовать электроэнергию при работе линейного нагревателя наиболее экономно, что значительно расширяет область применения НКЛ.

В табл. 1 показаны результаты теплового расчета температуры добываемой жидкости по стволу скважины №1051 Баклановского месторождения без применения линейного нагревателя и с ним.

Расчеты были получены с помощью программного комплекса «TRUBA v.3», разработанного совместными усилиями кафедры теплотехники ПГУ и сотрудниками ООО «ПермНИПИнефть».

В табл. 2. показаны результаты применения линейных нагревателей при эксплуатации осложненных добывающих скважин в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», которые говорят о высокой эффективности применения НКЛ.



В целом результаты применения нагревательных кабельных линий показывают, что межремонтный период работы увеличивается в 5...10 раз, межремонтный период – в 2...4 раза. Уменьшаются потери в добыче нефти, связанные с простоями скважин, обеспечивается повышение технико-экономических показателей работы скважин [2].

Линейные нагреватели, помимо скважин с образованиями АСПО, могут применяться для скважин, осложненных гидратообразованием, образованием высоковязких эмульсий и др.

#### Литература

1. Ковригин Л.А., Макиенко Г.П., Акмалов И.М., Пешин С.М. Нагревательные кабели и борьба с отложениями парафина при добыче нефти // Нефтегазовое машиностроение. – 2003. - № 11.
2. Сборник тезисов докладов «Научно-практическая конференция «Новые методы и технологии проектирования разработки и обустройства месторождений». – Пермь, 2005 г.

## МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ПРИ ОСВОЕНИИ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

**М.Ю. Чухарев**

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

*Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Ежегодно отмечается возрастание мировых потребностей в энергии, в первую очередь в моторном топливе и химическом сырье. Нефть и газ обеспечивают до 70 % всей энергии. И уже через 10 – 20 лет половину необходимой энергии будут давать месторождения расположенные на морских акваториях. В связи с недостатком углеводородных ресурсов на суше, возникает необходимость решения проблем освоения морских нефтегазовых месторождений. За последние 5 лет ОАО «Газпром» выявил ряд новых газоконденсатных, нефтегазовых и нефтяных месторождений на Арктическом шельфе РФ. Сложность проведения всех работ, связанных с освоением месторождений и транспорта углеводородных ресурсов, обусловлена тем, что возникает необходимость разработки специфических подводных и надводных средств, технологий и сооружений. В настоящее время созданы и разрабатываются такие технические средства [1, 2]. Дальнейшее проведение исследований в данной области, является актуальным и перспективным направлением. Различные предприятия вкладывают огромные средства на исследовательские работы и освоение морских месторождений. Целью данной работы ставится выявление основных тенденций в создании технических средств необходимых для освоения морских территорий.

В последние годы количество осваиваемых подводных месторождений быстро растет. Это связано со значительно меньшими эксплуатационными затратами и возможностью управлять добычей с берега, без строительства и установки специальных морских добычных платформ, несмотря на высокую стоимость самих систем подводного обустройства. Морские нефтегазовые промыслы (МНП) – это технологические комплексы, предназначенные для добычи и сбора нефти, газа и конденсата из морских месторождений углеводородов, а также подготовки продукции к дальнейшей транспортировке. Необходимо размещение основного (в том числе устьев скважин) и вспомогательного оборудования на морских нефтегазопромысловых гидротехнических сооружениях (искусственных островах, дамбах, эстакадах, стационарных платформах) или на специализированных плавучих установках.

Морские трубопроводы, как правило, уникальные объекты, сооружение которых ставит перед создателями целый ряд новых проблем, связанных с обустройством и эксплуатацией. В настоящее время существующие методы прокладки морских трубопроводов делятся на два типа, зависящих от местонахождения месторождений:

1. Это метод осушения прибрежной зоны, при условии, что месторождение находится на небольшой глубине в прибрежной зоне.

2. Метод непосредственной прокладки трубопровода на глубине, при отсутствии другой альтернативы.

Специфика этих методов заключается в сложности машин и оборудования, применяемых при освоении месторождений. Современные подводные добычные комплексы, находящиеся на глубинах более 1 км, могут осваиваться только с применением безводолазных технологий. Поэтому при обустройстве таких месторождений используются необитаемые подводные аппараты (НПА). Это машины, способные работать на глубинах более 1 км без присутствия людей. С точки зрения материальных затрат НПА более экономичны, чем подводные аппараты, предназначенные для погружения с водолазами, т.к. не требуется обеспечение полной безопасности людей и других факторов, необходимых для работы человека. Такие аппараты способны заменить водолазов при проведении работ требующих особой точности и расчета. Проведение работ с применением НПА имеют ряд преимуществ по сравнению с использованием водолазов:

- в отличие от водолазных работ применение НПА не требует полного обеспечения безопасности человека, т.к. аппаратом управляет оператор, находящийся в безопасных для жизни условиях;
- для обслуживания НПА не требуется большое количество персонала;
- подготовка к работе занимает 20 – 40 мин;
- возможность работать практически при любых погодных условиях;
- малые затраты энергии, при длительных работах;
- небольшие габариты (что позволяет легко перемещать НПА);
- объективность сбора данных (т.к. всем сбором данных управляет высококвалифицированный специалист, а не водолаз).

По особенностям управления и способу энергообеспечения НПА можно разделить на две группы: привязные аппараты (ПНПА) и автономные аппараты (АНПА). В свою очередь, в зависимости от предназначения, привязные необитаемые подводные аппараты подразделяются на шесть типов:

- осмотровые, используемые для осмотра и анализа подводных конструкций и трубопроводов;
- рабочие, используемые для диагностики, проведения ремонтных работ и т.п.;
- грузовые, предназначенные для монтажных и демонтажных работ;
- поисковые, предназначенные для поисковых работ;

- аппараты водолазной поддержки: обеспечивают работы водолаза, с размещением силовых блоков, набора инструментов и т.п.

АНПА пока имеют несколько меньшую область применения:

- геолого–разведочные работы с различными топографическими и акустическими исследованиями;
- инспекция подводных коммуникаций и сооружений;
- обслуживание подводных трубопроводов и кабелей и контроль экологического состояния водной среды;
- работа в арктических условиях, в том числе подледные изыскания.

В условиях перехода от работ водолазов к машинным работам, первые автономные обитаемые подводные аппараты, по сравнению с привязными аппаратами, не получили такого широкого распространения, в связи с рядом причин:

- гораздо более высокая стоимость, по сравнению с ПНПА;
- недостаточная автономность;
- недостаточная надежность.

Однако, в последние годы ситуация резко изменилась. Даже не смотря на то, что АНПА имеют меньший спектр использования, это в основном поисковые и инспекционные работы, их количество и применение в других различных направлениях неуклонно растет. Эксперты полагают, что за десять лет автономные аппараты станут абсолютным лидером на рынке поисково–обследовательских работ [3, 4].

**Таблица**

**Область применения технических средств, при строительстве и эксплуатации газонефтепроводов**

Глубина моря, м	Используемое оборудование
до 25–30 м	Земснаряды, машины для бурения скважин, МНП. (платформа голландской фирмы «I.N.C.Holland», используется до 25 м)
до 60 – 80 м	Подводные машины для земляных работ, МНП (до 80 м). (подводный бульдозер компании «Komatsu» используется до глубины 60 м., земснаряд фирмы «Sub Sea oil Services» – S.S.O.S. под названием S – 23)
до 1000 м	Привязные и автономные обитаемые и обитаемые подводные аппараты, грейферные устройства. автономные земснаряды с погружным гидро– или электроприводом рабочих устройств и движителей.
более 1000м	Привязные и автономные обитаемые аппараты, траншекопатели, автономные земснаряды (разработан подводный траншекопатель, предназначенный для работ на глубине до 4800).

Морские трубопроводы, прокладываемые по морскому дну, более сильно подвержены коррозии и воздействию подводных течений, по сравнению с трубопроводами, заглубленными в грунт. Отсюда становится очевидным, что для более длительного срока эксплуатации трубопроводы необходимо заглублять в грунт. Существуют два основных метода заглубления трубопроводов:

1) Метод, когда морской трубопровод укладывают в заранее разработанную траншею, а затем засыпают.

2) Способ, при котором трубопровод укладывают на дно, а специально оборудованное судно проходит вдоль этой трассы, размывая и отсасывая из–под него грунт при помощи мощных струйных насосов.

Недостаток первого метода заключается в том, что земснаряды не могут работать на глубине свыше 60 м.

Второй метод требует больших материальных затрат, из–за использования дорогостоящего оборудования с узкой областью применения. В последнее время стал широко использоваться взрывной метод, позволяющий образовывать траншеи длиной 1000 – 2000 м и глубиной до 2 м. Окончательная обработка траншеи осуществляется грейферным снарядом [5].

Еще одна из сложностей разработки морских месторождений заключается в том, что с увеличением глубины моря уменьшается область применения аппаратов. Составленная нами зависимость некоторого подводного оборудования от глубины моря [1, 5, 6] представлена в табл.

**Литература**

1. Косарчук Г.П., Сагитова Д.З., Титова Т.Н. Опыт разработки газовых и газоконденсатных месторождений с нефтяными залежами и оторочками // Газовая промышленность. – Москва, 2005. – № 3. – С. 27 – 30.
2. Вовк В.С., Райкевич А.И. Перспективы разведки новых месторождений углеводородного сырья на российском шельфе в период 2030 г. // Газовая промышленность. – Москва, 2005. – № 2. – С. 17 – 18.
3. Вовк В.С., Басарыгин М.Ю., Рабкин В.М. и др. Современные технологии и направления освоения морских месторождений с использованием подводных добычных комплексов // Газовая промышленность. – Москва, 2005. – № 2. – С. 31 – 32.
4. Димитров В.И., Шестаков И.Л. Применение обитаемых подводных аппаратов при освоении морских месторождений // Газовая промышленность. – Москва, 2005. – № 2 – С. 33 – 36.
5. Нефтегазовое строительство / Под общей ред. проф. И.И. Мазура и проф. В.Д. Шапиро. Изд – во ОМЕГА–Л, 2005. – 774 с.
6. Крец В.Г., Лене Г.В. Основы нефтегазодобычи: учебное пособие. 2–е изд., перераб. и доп. – Томск: Изд–во ТПУ, 2005. – 229 с.