

УДК 621.36

**ЛОКАЛЬНЫЕ ЗОНЫ ЭЛЕКТРООБОГРЕВА.  
ПРОБЛЕМА ЗАМЕРЗАНИЯ ОБРАТНЫХ КЛАПАНОВ  
УСТЬЕВОЙ АРМАТУРЫ**

Смирнов В.В.

*Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень*

*ОАО «НТЦ «Энергосбережение», г. Тюмень*

*e-mail: smirnovvladimir@mail.ru*

***Аннотация.** В статье рассмотрена проблема остановки малодебитных нефтяных эксплуатационных скважин по причине замерзания обратного клапана устьевого оборудования. Рассмотрены варианты решения проблемы. Сформулированы недостатки существующих систем электрообогрева устьевого оборудования скважин. Предложено решение проблемы методом энергоэффективного электрообогрева. Представлены результаты проведения лабораторных испытаний нагревателя локальных зон фонтанной арматуры.*

***Ключевые слова:** электрообогрев, локальные зоны, нефтяная эксплуатационная скважина, обратный клапан, нагреватель*

Объекты нефтяной и газовой промышленности в зимний период подвергаются воздействию низких температур воздуха, ветра, осадков, что часто приводит к замерзанию и нарушению технологического процесса. Для обеспечения нормальной работы оборудования, участвующего в технологическом процессе, применяется обогрев трубопроводов. В настоящее время на технологических нефтегазовых площадках для обогрева сетей трубопроводов в основном используют электрообогрев, на магистральных транспортных трубопроводах для нагрева высоковязких нефтепродуктов применяют локальный очаговый нагрев с помощью специализированных печей, использующих в качестве топлива нефть, нефтепродукты, природный газ.

Кроме обогрева протяженных трубопроводов или габаритных объектов, например резервуаров, часто целесообразно с позиций энергосбережения и энергоэффективности обогревать отдельные элементы оборудования, так называемые локальные зоны.

Локальные зоны – детали объектов: трубопроводов, емкостей, резервуаров специальных установок, имеющие повышенные показатели тепловых потерь в окружающую среду при воздействии низких температур по сравнению с основным телом объекта; элементы, требующие поддержания более высокой температуры по сравнению с основным телом объекта для сохранения работоспособности; часть продукта, требующая повышенной температуры для технологического процесса. К ним относятся участки трубопровода, устройства запорной арматуры,

уровнемеры, клапаны, приборы контроля, устанавливаемые непосредственно на трубопроводах и резервуарах, и др.

К устройствам локального обогрева можно отнести нагреватель поплавок-ный НП12 [1], предназначенный для разогрева вязких нефтепродуктов в раздаточных резервуарах распределительных нефтебаз. Принцип его работы состоит в разогреве той части продукта, которая подлежит отпуску. Также к устройствам обогрева локальных зон можно отнести обогреватели уровнемеров в комплекте с термочехлом [2], применяемые для поддержания температуры уровнемера и некоторых других устройств автоматики.

Благодаря обогреву локальных зон в некоторых системах можно достичь значительной экономии энергоресурсов и капиталовложений. Примером реализации данного принципа является электрообогрев обратного клапана устьевого арматуры нефтяных эксплуатационных скважин при помощи нагревателей ТС-Ф-362.53.509.

Применение электрообогрева скважин до внедрения устройств ТС-Ф-362.53.509 осуществлялось аналогично стандартному путевому обогреву. Вся надземная устьевая арматура обматывалась нагревательным кабелем и закрывалась теплоизоляционным материалом. В результате обеспечивался необходимый тепловой режим технологического процесса. Недостатками такого метода по сравнению с устройством электрообогрева локальных зон являются:

1. Неэффективный расход электрической энергии на обогрев элементов обвязки устьевого арматуры, где обогрев практически не нужен. Затраты электроэнергии в случае обогрева всей обвязки устьевого арматуры превышают затраты на обогрев рассматриваемой локальной зоны в 3-7 раз в зависимости от формы и размеров устьевого арматуры и проектного решения.

2. Постоянные дополнительные капиталовложения: смонтированные кабель и теплоизоляционный материал при ревизии устьевого арматуры повреждается и для восстановления требуется повторная его установка.

3. Монтаж стандартного метода требует участия работников электротехнических служб – для монтажа греющего кабеля, и работников теплотехнических служб – для монтажа теплоизоляции. В зависимости от размеров устьевого арматуры потребуется одна и более рабочих смен для монтажа греющей части системы и теплоизоляции. Монтаж нагревателя ТС-Ф-362.53.509 составляет порядка 5-10 минут одним работником электротехнической службы.

Примечание: в обоих случаях не рассматривается время монтажа системы электропитания.

Прибор был разработан специально для решения проблемы замерзания патрубков обратного клапана фонтанной арматуры и обратного клапана устьевого арматуры нефтяных эксплуатационных скважин.

В рабочем пространстве клапана и патрубка затрубной линии постоянно находится газовая смесь, в которой возможно содержание водяных паров. При низких температурах происходит образование наледи, газогидратных отложений, препятствующих работе клапана и постепенно перекрывающих сечение патрубка затрубной линии. В случае остановки клапана, как правило, весь патрубок заполняется льдом или газогидратом.

Обратные клапаны имеют различные конструкции. Известны клапаны, устанавливаемые на участке патрубка затрубной линии и на соединении затрубной линии и выкидной линии. Распространенными на данный момент клапанами являются незамерзающие клапаны, один из типов которых представлен на рис. 1. Замерзание клапана предотвращается благодаря тому, что рабочее тело размещается непосредственно в потоке добываемой нефтяной смеси, имеющей положительную температуру

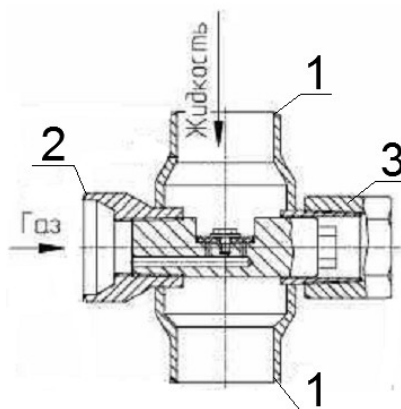


Рис.1. Клапан обратный устьевой незамерзающий 210АФ.17.000:

- 1 – места стыковки клапана с выкидной линией;  
2 – место стыковки клапана с затрубной линией; 3 – съемная личинка клапана

Однако с их помощью не всегда удастся решить проблему по следующим причинам:

1. Малодебитные скважины работают в периодическом режиме, в результате в период остановки подачи прекращается омывание нефтяной смесью тела клапана, при этом сброс газа в выкидную линию через него продолжается.

2. Газовая смесь, выходящая через затрубное пространство и далее через патрубок и обратный клапан в выкидную линию, содержит водяные пары, которые могут конденсироваться на стенках патрубка и образовывать наледь, что в результате может привести к перекрытию сечения патрубка даже при работающем обратном клапане.

Вариантом решения проблемы без использования подогрева является применение конструкции с регулируемым электроприводом [3], с целью обеспечения постоянной добычи и постоянного омывания тела клапана, однако это не решит

проблему замерзания патрубка затрубной линии. Более того, если установка устройства регулирования (например, частотное регулирование) не несет других плюсов для добычи на конкретной скважине, то его использование нецелесообразно в связи с большими капиталовложениями. Другим вариантом решения проблемы является установка в подземном оборудовании перепускного клапана. Применение данного устройства также не гарантирует достижение долгосрочного положительного решения проблемы. Существуют факты несрабатывания таких клапанов [3, 4], также выход из строя клапана приведет к необходимости ремонта подземного оборудования. Однако использование таких клапанов с целью достижения дополнительных положительных эффектов в составе с другим оборудованием является актуальным [5].

Вариант решения проблемы при помощи обогрева надземного обратного клапана был реализован компанией ОАО «НТЦ «Энергосбережение» в рамках работы по договору с ОАО «Сургутнефтегаз». Результатом работы стало внедрение переносного устройства электрообогрева обратного клапана и патрубка затрубной линии ТС-Ф-362.53.509 [6].

При разработке нагревателя были выдвинуты требования электробезопасности, устойчивости к воздействию компонентов нефтяной смеси и химических реагентов, используемых при работах со скважиной, таких например, как раствор NaCl, вандалоустойчивость, энергоэффективность.

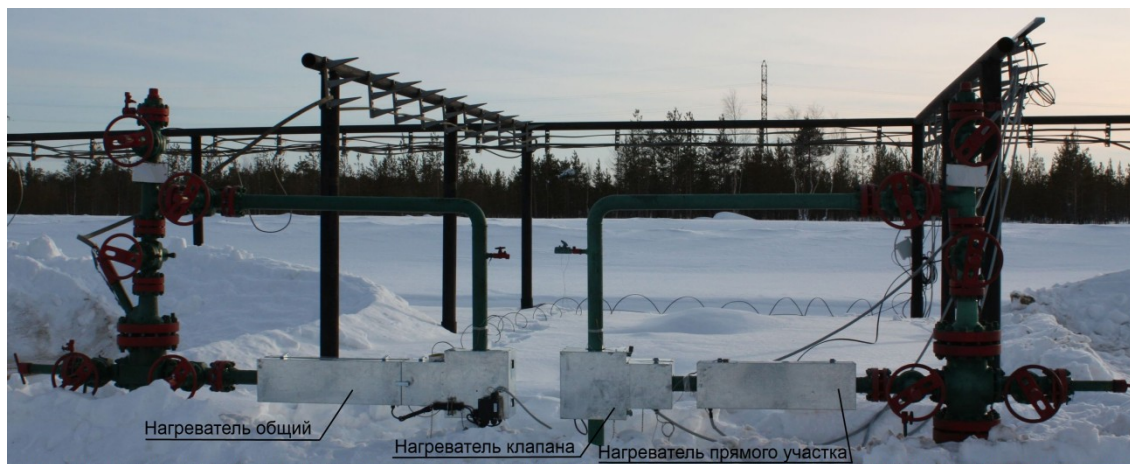


Рис.2. Нагреватели локальных зон, установленные на нефтяных эксплуатационных скважинах при полевых испытаниях

На данный момент производится три типа нагревателя (см. рис.2): нагреватель прямого участка, нагреватель клапана, нагреватель общий. По своей сути нагреватель клапана является основным и устанавливается непосредственно на обратный клапан устьевого арматуры, также закрывает патрубок затрубной линии длиной 400 мм. В случае если патрубок выполнен длиной более 1,3 м совместно с нагревателем клапана устанавливается нагреватель прямого участка длиной 0,9 м.

Нагреватель общий представляет собой электрически соединенные между собой нагреватель клапана и прямого участка, при этом оба модуля перемещаются и устанавливаются отдельно для обеспечения удобства монтажа. Нагревательный элемент выполнен при помощи саморегулирующегося нагревательного кабеля, мощность которого изменяется в зависимости от температуры окружающей среды, что вместе со слоем теплоизоляции обеспечивает высокую энергоэффективность применения устройства. Устройство может быть неоднократно смонтировано/демонтировано, может быть перенесено на другую скважину после окончания эксплуатации данной скважины.

Ключевым отличием расчета мощности данного нагревателя от стандартного путевого обогрева, целью которого является компенсация тепловых потерь через теплоизоляцию трубопроводов и тем самым защита его от замерзания, является необходимость учета дополнительных потерь, происходящих путем теплопроводности по металлу трубопровода объекта, выходящего за пределы обогреваемой зоны закрытой корпусом нагревателя. Эти потери составляют основную долю мощности электронагревателя.

Так положительные результаты экспериментальных исследований [7] были получены при мощности нагревательного элемента 148 Вт, из которых, в соответствии с расчетом через теплоизоляцию корпуса теряется 42,35 Вт, таким образом, на три ответвления трубопровода, выходящие за пределы нагревателя, тратится  $Q = 148 - 42,35 = 105,65$  Вт, что составляет 0,72 от всей мощности нагревателя.

Для подтверждения работоспособности устройства были проведены экспериментальные лабораторные и полевые испытания. Наиболее интересными являются лабораторные испытания на случайно выбранных нагревателях из первой произведенной партии. Испытания проведены 19-20 сентября 2011 г., в климатермобарокамере КТВВ-8000 удалось добиться температуры минус 60 °С, которая является редкостью даже в северных регионах России.

Экспериментальная установка [8] (см. рис.3) представляет собой модель участка обратного клапана – тройниковое соединение труб диаметром 89 мм длиной 1,2 м и 2 м, сваренных между собой. Нагреватели локальных зон – нагреватель клапана ТС-Ф-362.53.509-Т и нагреватель прямого участка ТС-Ф-362.53.509-Л устанавливаются на участки соответствующие их функциональному назначению на удалении друг от друга. В закрываемой устройствами области размещаются датчики температуры на равном расстоянии друг от друга в местах, где прилегание к ним нагревательного элемента невозможно (кроме двух датчиков расположенных непосредственно в области клапана).

Измерение в обогреваемой области производилось с использованием датчиков температурных кодовых типа АВМЮ.405226.001 производства ООО «Горизонт», точность измерения 0,5 °С, погрешность измерений  $\pm 0,5$  °С. Изменение температуры записывалось на ПК при помощи специализированной программы с

временным промежутком в 2 секунды. Выбранные датчики обеспечивают возможность измерения температур в диапазоне от минус 40 °С до плюс 125 °С.

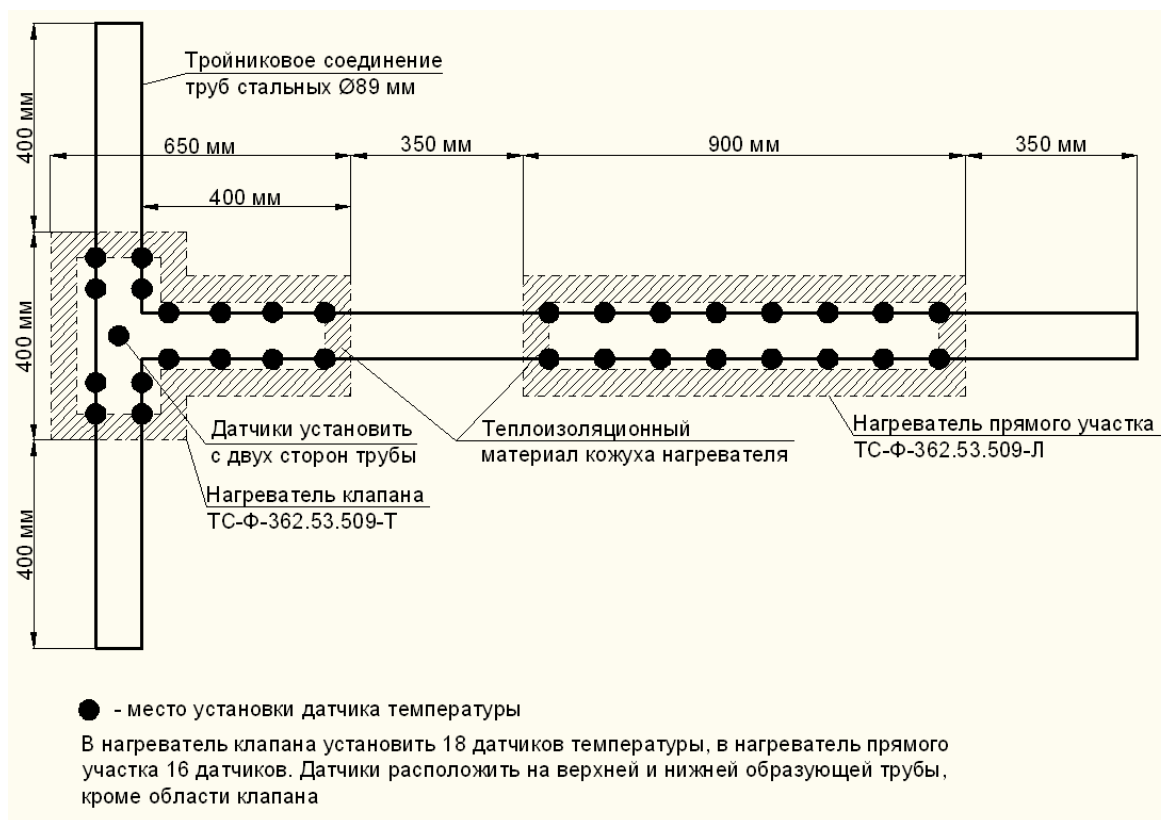


Рис. 3. Схема экспериментальной установки

Температура в климатермобарокамере КТВВ-8000 измерялась встроенным термометром с погрешностью измерений  $\pm 0,5$  °С.

Эксперимент проводился следующим образом. Испытательная установка помещается в климатермобарокамеру КТВВ-8000. Камера закрывается и включается, достигается температура в камере минус 60 °С, после чего установка находится в таком состоянии 8 часов для достижения установившихся минимальных температур во всех элементах экспериментальной установки. Включаются нагреватели локальных зон и выдерживаются во включенном состоянии до установления постоянных температур на всех датчиках измерения температуры.

Полученные данные со всех датчиков за исключением прилегающих к нагревательному элементу суммируются и вычисляется средняя температура в области, закрываемой нагревателем. Понятие «средняя температура» в данном случае условное и означает среднее распределение температуры, получаемое за счет равномерного распределения датчиков.

Результаты эксперимента представлены на рис. 4, 5.

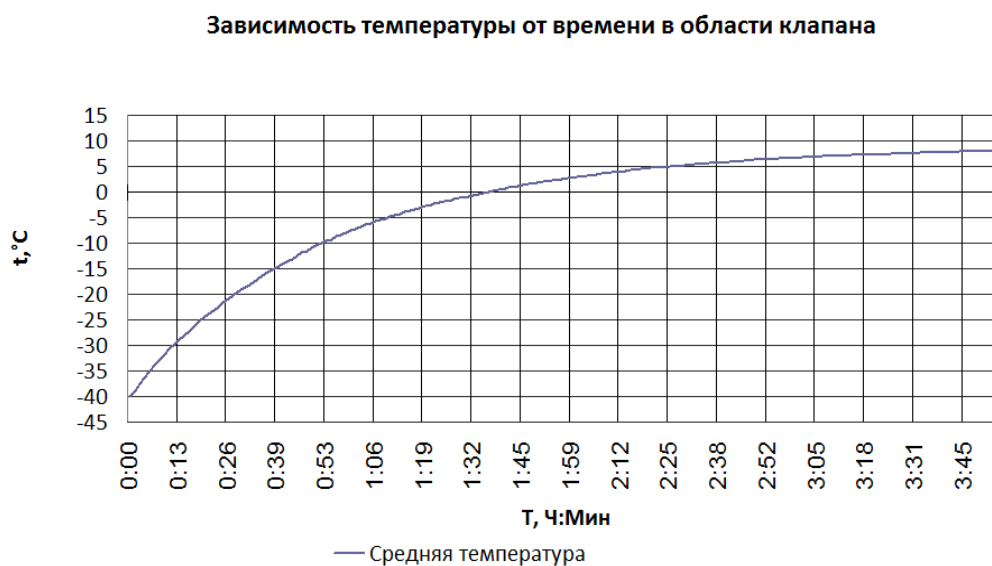


Рис. 4. Зависимость средней температуры от времени в области клапана

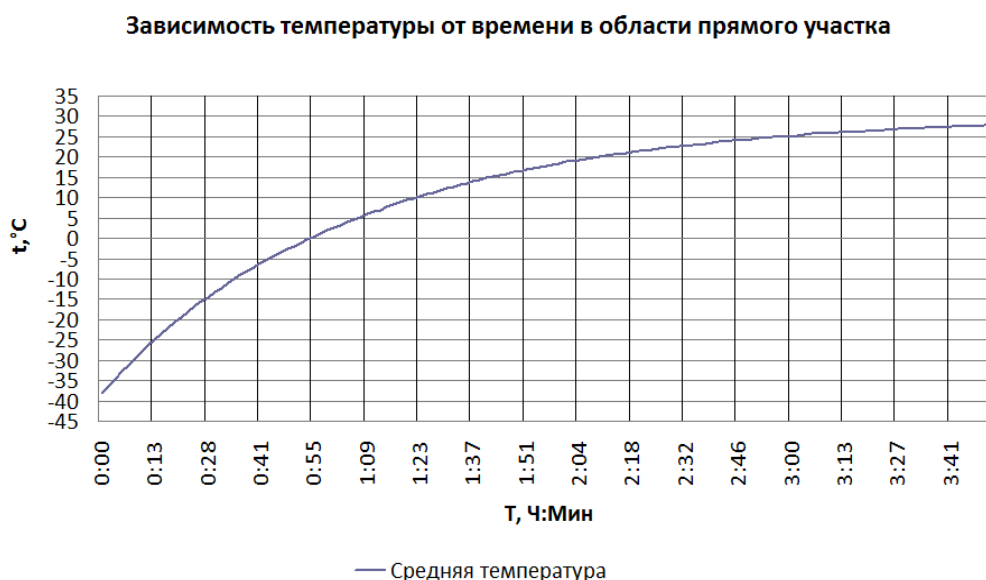


Рис. 5. Зависимость средней температуры от времени в области клапана.

Нагреватель предназначен для компенсации тепловых потерь, а в данных испытаниях была поставлена задача разогрева оборудования, кроме того по условиям эксплуатации нагреватели располагаются вплотную, а при испытаниях они были разнесены на расстояние, которое обеспечивает настолько низкое тепловое влияние на соседний нагреватель, что практически не может сказаться на его работе. Таким образом, при испытаниях были превышены требования к нагревателю, которые предъявляются в технических условиях [9] на его изготовление.

По данным НГДУ «Комсомольскнефть» ОАО «Сургутнефтегаз» [10] за период эксплуатации зимы 2011-2012 года замерзаний клапана и патрубка затрубной линии при использовании устройств ТС-Ф-362.53.509 не зафиксировано.

### Литература

1. Фонарев З.И. Электроподогрев трубопроводов, резервуаров и технологического оборудования в нефтяной промышленности. Л.: Недра, 1984. 148 с.
2. Обогреватель, нагреватель уровнемеров и нефтепроводов ОУр-1, 2, 3. / Официальный сайт компании НПО «РИЗУР». URL: [http://www.rizur.ru/cat\\_our.htm](http://www.rizur.ru/cat_our.htm) (дата обращения 1.06.2012).
3. По материалам доклада ведущего инженера отдела по поддержанию пластового давления ОАО «Сургутнефтегаз» Самарина С.Ю. на научно-техническом совете ОАО «Сургутнефтегаз» 2011 г. Не опубликовано.
4. Атнабаев З.М. Совершенствование эксплуатации скважин установками электроцентробежных насосов с эжектором на месторождениях Западной Сибири. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. Уфа, 2007. 25 с.
5. Миннулин Б.М. Повышение производительности насосных установок на малодебитном фонде скважин // Инженерная практика. 2010. № 7. С. 28 - 36.
6. Патент РФ на полезную модель №113902. Обогреватель фонтанной арматуры. Заявл. 20.07.2011. Опубл. 27.02.2012.
7. Смирнов В.В, Миронов А.Г., Ельмендеев А.П. Акт проведения лабораторных испытаний устройств электрообогрева фонтанной арматуры. Екатеринбург, 2011. 2 с.
8. Смирнов В.В., Костоломов Е.М., Гришечко А.Е. Программа и методика лабораторных испытаний нагревателей локальных зон фонтанной арматуры «ТС-Ф-362.53.509» 36253509.2011.001.ПМ. Тюмень, 2011. 7 с.
9. Нагреватели локальных зон фонтанной арматуры. Технические условия. 2010. 24 с.
10. Материалы докладов III научно-практической конференции «Пути повышения энергоэффективности в нефтедобыче». Сургут. 2012.



## **LOCAL AREA ELECTRICAL HEATING. CHECK VALVES OF CHRISTMAS TREE FREEZING PROBLEM**

Smirnov V.V.

*Tyumen State Oil and Gas University, Tyumen, Russia  
OAO "Scientific-industrial center "Energoberezhnie", Tyumen, Russia  
e-mail: smirnovvladimir@mail.ru*

***Abstract.** The paper considers the problem of stopping oil wells with low production due to freeze check valve of wellhead equipment. Considered solutions to the problem. Formulated the shortcomings of existing systems of electrical heating for christmas tree. Proposed solution to the problem by energy saving electrical heating. The paper presents results of laboratory tests of heater for christmas tree local zones.*

***Keywords:** electrical heating, local area, oil production well, check valve, heater*

### **References**

1. Fonarev Z.I. Elektropodogrev truboprovodov, rezervuarov i tekhnologicheskogo oborudovaniya v neftyanoi promyshlennosti. (Heated pipelines, storage tanks and process equipment in the oil industry). Leningrad, Nedra, 1984. 148 p.
2. Heater, the heater and oil gauges OUR-1,2,3. / The official website of the NPO "RIZUR". [http://www.rizur.ru/cat\\_our.htm](http://www.rizur.ru/cat_our.htm) (Last accessed 01/06/2012)
3. According to the materials of the report of the leading engineer of department to maintain reservoir pressure of OAO "Surgutneftegas" Samarin S.J. on scientific and technical council of OAO "Surgutneftegas" 2011. Not published.
4. Atnabaev Z.M. Sovershenstvovanie ekspluatatsii skvazhin ustanovkami elektrosentrobezhnykh nasosov s ezhektorom na mestorozhdeniyakh Zapadnoi Sibiri (Improving submersible electrical centrifugal pumping with ejectors at Western Siberia oil fields). PhD thesis abstract. Ufa, 2007. 25 p.
5. Minnulin B.M. Povyshenie proizvoditel'nosti nasosnykh ustanovok na malo-debitnom fonde skvazhin (Increased productivity of pumping units on marginal wells stock), *Inzhenernaya praktika*, 2010, Issue 7, pp. 28 - 36.
6. Utility model patent № 113902 of Russian Federation, Christmas tree heater. Appl. 20.07.2011. Publ. 27.02.2012.
7. Smirnov V.V., Mironov A.G., El'mendeev A.P. Akt provedeniya laboratornykh ispytaniy ustroystv elektroobogreva fontannoi armatury. Ekaterinburg (The act of carrying out laboratory testing devices for electrical heating of christmas tree). Ekaterinburg, 2011. 2 p.
8. Smirnov V.V., Kostolomov E.M., Grischechko A.E. Programma i metodika laboratornykh ispytaniy nagrevatelei lokal'nykh zon fontannoi armatury (Program and methods of laboratory tests of local areas heaters for christmas tree) "TS-F-362.53.509" 36253509.2011.001.PM. Tyumen, 2011. 7 p.

9. Nagrevateli lokal'nykh zon fontannoi armatury. Tekhnicheskie usloviya (Heaters for local zones of christmas tree. Specifications). 2010. 24 p.

10. Proceedings of the III Scientific-practical conference "Puti povysheniya energoeffektivnosti v neftedobyche" ("Ways of improving energy efficiency in the oil industry"). Surgut. 2012.