


СОГЛАСОВАНО

Начальник службы

АСУ ТП и М

ОАО «Татнефть»

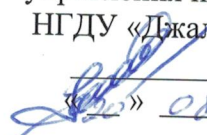
 Ю.А. Тряпочкин

«16» 08 2018г.

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер-
первый заместитель начальника
управления по производству

НГДУ «Джалильнефть»

 Р. А. Ахметшин

«06» 08 2018г.

СОГЛАСОВАНО

Заместитель главного инженера по ИТ -

начальник технического отдела

ОАО «Татнефть»

 Ю.М.Самойлов

«06» 08 2018г.

СОГЛАСОВАНО

Директор

ООО «НИЦ МИ»

 О.П. Жданов

«06» 08 2018г.

ОТЧЕТ

ПО использованию микроволнового поточного влагомера «МПВ700» на ДНС НГДУ «Джалильнефть» ПАО «Татнефть», оснащённых объёмными средствами измерений расхода (косвенный метод динамических измерений).

п. Джалиль 2018 г

СОДЕРЖАНИЕ

Предпосылка к проведению ОПИ.....	2
Технология применения влагомера МПВ700 на ДНС-6.....	2
Подготовительные работы.....	4
Условия эксплуатации влагомера на ДНС-6.....	5
Проведение опытных работ.....	6
Выводы.....	9
Рекомендации.....	10

Предпосылки к проведению ОПИ.

На основании запроса НГДУ «Джалильнефть» в ООО «НИЦМИ» по опытному испытанию микроволнового поточного влагомера МПВ700 в НГДУ «Джалильнефть» был инициирован проект опытно-промышленных испытаний (далее ОПИ) данного прибора в составе узла учета нефти на ДНС-6 (далее ДНС). Для проведения ОПИ компанией ООО НИЦМИ был предоставлен микроволновый поточный влагомер МПВ700 и выделен специалист для проведения монтажных и наладочных работ. Двенадцатого апреля 2018 года микроволновый поточный влагомер МПВ700 с заводским номером 1293 и вторичным устройством УМФ700.26 с заводским номером 192 был доставлен в НГДУ «Джалильнефть» для проведения ОПИ в составе ДНС-6 ЦДНГ-5.

Технология применения микроволнового поточного влагомера МПВ700 на ДНС-6.

ДНС-6 ЦДНГ-5 представляет собой первую ступень подготовки нефти в части первичной сепарации газа его утилизации и перекачки сепарированной жидкости в Чишминский товарный парк для дальнейшей подготовки. В состав ДНС-6 входят 2 параллельные сепарационные емкости, в которых происходит разделение газа и жидкости; газовой линии, в которой производится утилизация отделенного газа, и внешнего насосного агрегата для перекачки жидкости в Чишминский товарный парк. Поскольку для микроволнового влагомера МПВ700 не регламентируются такие параметры как величина расхода и давления принято решение об установке датчика влагомера МПВ700-03 на узел учета жидкости, расположенный после внешнего насосного агрегата. В виду отсутствия специальных требований для конструкции замерной камеры, последняя была

изготовлена и смонтирована силами УПО и специалистами НГДУ «Джалильнефть» как показано на рис.1



Рис.1

Измерительный модуль УМФ700.26 на период проведения ОПИ установлен в шкафу КИП и А в операторной ДНС-6. (рис. 2). УМФ700.26 обеспечивает мгновенное измерение содержания воды в измерительной камере, а также вычисляет значение скользящего среднего с заданный временной интервал. (выбран интервал 10 мин.). Результаты измерения, время и дата последнего замера высвечиваются на жидкокристаллическом дисплее УМФ700.26, а также появляется надпись «газ» при заполнении измерительной камеры газом, или наличия там

газовых пробок. Одновременно УМФ700.26 передает результаты измерения через 3G-модем и оператора сотовой связи на сервер ООО «НИЦМИ», реализованный на web-портале ООО «НИЦМИ».



Рис.2

Подготовительные работы.

Для монтажа предоставленного влагомера силами УПО НГДУ «Джалильнефть» изготовлена измерительная камера по чертежам ООО «НИЦМИ». Монтаж датчика влагомера МПВ700-03 на замерной площадке ДНС-6 был выполнен специалистами НГДУ «Джалильнефть»

Проведена тестовая проверка функционирования прибора в период с 18 по 19 апреля 2018 года. Временная диаграмма работы влагомера за 19 апреля приведена на рис.3.

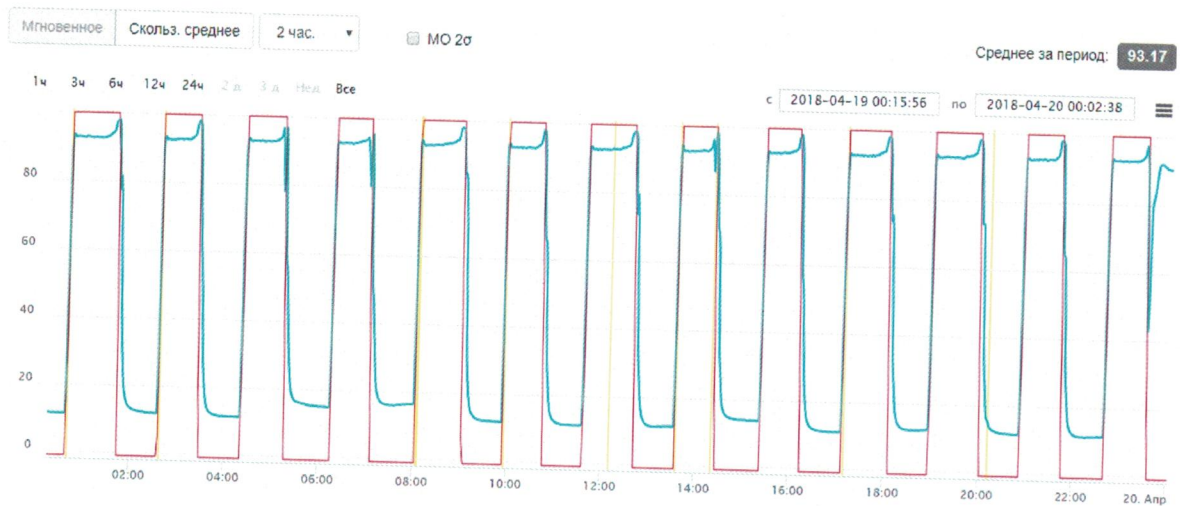


Рис.3

Голубым цветом отмечен временной тренд мгновенных значений содержания воды в жидкости, измеряемых влагомером МПВ700. Вертикальные желтые полосы показывают моменты срабатывания индикатора газа. Коричневым цветом отображается работа насосного агрегата (далее НА) на выходе ДНС-6. Величина 100% означает работу НА, а величина 0% - отключение НА. В правом верхнем углу отображается среднее значение обводненности показываемое влагомером МПВ700 за 19 апреля 2018 г. Осреднение проводилось только на момент работы НА. Результаты показывают периодические изменения значений обводненности, возникающих вследствие циклического включение-отключение НА в течение анализируемого периода. На период проведения тестовой проверки работы влагомера МПВ700 продемонстрировал хорошую повторяемость результатов измерения содержания воды от одного цикла к другому.

Условия эксплуатации влагомера на ДНС-6.

Газожидкостная смесь с ГЗУ поступает на вход ДНС-6 и далее на подключенные параллельно сепарационные емкости. Отделенный газ с сепарационных емкостей поступает в газовую линию для дальнейшей утилизации. Оставшаяся жидкость после первой ступени отделения газа откачивается на Чишминский товарный парк при помощи внешних насосных агрегатов. Откачка

производится циклически. При достижении уровня жидкости в сепарационных емкостях 2,0 метра происходит автоматическое включение насосного агрегата в работу. Отключение насосного агрегата осуществляется автоматически при снижении уровня сепарационных емкостях ниже 1,0 метра. Влагомер МПВ700 осуществляет непрерывный замер содержания воды как при включенном насосном агрегате, так и при выключенном, однако, к оценке средней величины содержания воды принимаются только измеренные значения при включенном насосном агрегате. Также исключаются замеренные значения как недостоверны при срабатывании индикатора газа.

Проведение опытных работ в период с 19.04-30.04.2018г.

Подача жидкости в период с 19.04. по 23.04.2018г. на ДНС-6 осуществлялось в штатном стабильном режиме при средней величине откачки жидкости $1000\text{м}^3/\text{сут}$. Временная диаграмма работы ДНС-6 представлена на рис.4

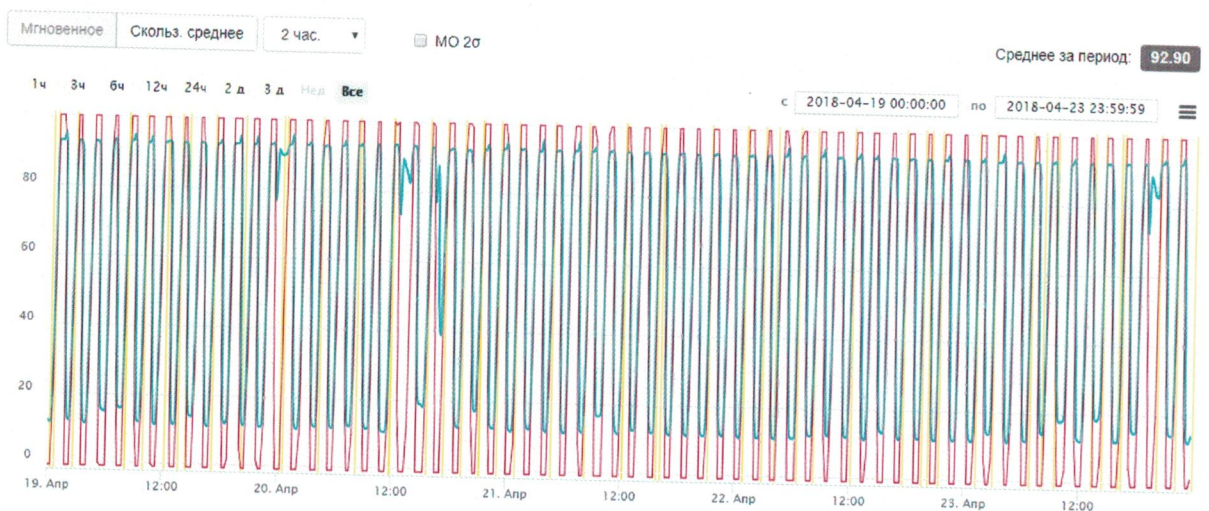


Рис.4

Анализ диаграммы показывает равномерную работу НА за представленный интервал времени. При отключенном состоянии НА наблюдается существенное снижение обводненности до величины 15-16% ввиду того что происходит остановка движения жидкости по трубопроводу и дальнейшее перераспределение воды и нефти внутри всей трубопроводной линии соединяющее выход НА и входа Чишминского товарного парка расположенного на расстоянии 6 км от ДНС-6.

В момент включения или отключения НА на ДНС-6 наблюдаются резкие колебания влагосодержания и срабатывания индикатора газа, представленные на диаграмме рис.5



Рис.5

Указанные выше процессы объясняются физическими факторами возникающими в ходе переходного процесса в момент включения и отключения НА. Таким образом, влагомер МПВ700 точно отображает особенности этого переходного процесса при движении жидкости в трубопроводе при включении-отключении НА.

В период с 23 по 28 апреля на ДНС-6 проводились ремонтные работы на технологической линии. Циклический характер откачки жидкости был нарушен. Временная диаграмма работы ДНС-6 и влагомера МПВ700 представлена на диаграмме рис.6



Рис.6

В результате, за период с 15 апреля 2018 по 30 апреля 2018 года среднесуточное изменение содержание воды по данным влагомера МПВ700 колебалось

от 90,73% до 94,77%. Одновременно, средне-суточное изменение содержание воды по данным массового расходомера Optimass 730 колебалось от 89,14% до 94,12%. Среднее расхождение в показаниях содержание воды влагомера МПВ700 и Optimass 730 составило 0,73%.

Проведение опытных работ в период с 01.05-15.05.2018г.

Подача жидкости в период с 01.05. по 15.05.2018г. на ДНС-6 осуществлялось в режиме при колеблющемся среднем значении откачке жидкости от 634 м³/сут. до 1032 м³/сут. Режим неравномерной откачки жидкости начался с 12 часов 3 мая 2018г. Временная диаграмма работы ДНС-6 представлена на рис.7



Рис.7

Одновременно перераспределение воды и нефти при остановки НА существенно изменилась, что говорит о более низком качестве подготовленности эмульсии к отстою на ДНС-6.

За период с 01 мая по 15 мая 2018 года средне-суточное изменение содержание воды колебалось от 92,28% до 94,08%. Одновременно средне-суточное изменение содержание воды по данным массового расходомера Optimass 730 колебалось от 91,75% до 93,80%. Среднее расхождение в показаниях содержание воды влагомера МПВ700 и Optimass 730 составило 1,08%.

Проведение опытных работ в период с 15.05-29.05.2018г.

Подача жидкости в период с 15.05. по 29.05.2018г. на ДНС-6 осуществлялось также в нестабильном режиме при колеблющемся среднем значении откачке жидкости от 758 м³/сут. до 1030 м³/сут. Режим неравномерной откачки жидкости проходил в течение всего периода проведения данного периода ОНР. Временная диаграмма работы ДНС-6 представлена на рис.8

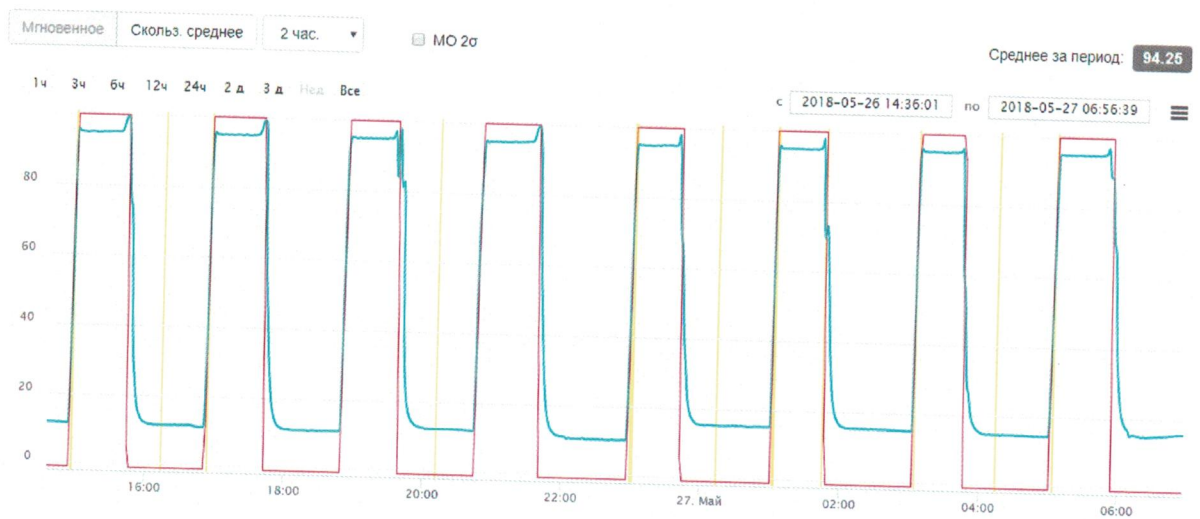


Рис.8

С 26.05 по 28.05.2018г наблюдалось частое срабатывание индикатора газа на влагомере МПВ700.

За период с 15 мая по 29 мая 2018 года средне-суточное изменение содержание воды колебалось от 93,15% до 94,54%. Одновременно средне-суточное изменение содержание воды по данным массового расходомера Optimass 730 колебалось от 90,63% до 95,36%. Среднее расхождение в показаниях содержание воды влагомера МПВ700 и Optimass 730 составило 1,37%. Большой диапазон изменение колебаний Optimass 730 обуславливается наличием повышенного газа в жидкости выявленного индикатором влагомера МПВ700. В целом разброс показаний в измерениях содержание воды у влагомера МПВ700 оказался ниже – 1,29% чем показания массового расходомера Optimass 730 – 4.73%. Таким образом, влагомером МПВ700 показал более устойчивую работу при повышенном газовом содержание чем массового расходомера Optimass 730, который в этих условиях начинает занижать влагосодержание.

ВЫВОДЫ

1. Влагомер МПВ700 во время проведения ОПИ показал простоту в монтаже. В условиях кустарно изготовленной измерительной камеры показал надежность и устойчивость в работе.
2. Индикатор повышенного содержания выделившегося газа на влагомере МПВ700 позволяет исключить недостоверные результаты измерения,

- выявить нарушение технологического процесса отделения газа на ДНС-6 и снизить риски возникновения аварийной ситуации при работе НА.
3. Микроволновый влагомер МПВ700 осуществляет измерения содержания воды как в движущемся, так и в стоящем потоке. Анализ динамики изменения влагосодержания в процессе перераспределения нефти и воды в стоящем потоке трубопровода позволяет судить о степени подготовленности эмульсии к отстою в добытой жидкости.
 4. Разброс в показаниях в измерениях содержание воды у массового расходомера при повышенном количестве свободного газа у Optimass 730 составил 4,73% в то время как у влагомера МПВ700, он оказался существенно ниже – 1,29%.
 5. Микроволновый влагомер МПВ700 показал стабильные и устойчивые результаты измерения за весь период проведения испытания. Средний разброс в показаниях содержания воды не превысил 2% за исключением периода проведения ремонтных работ на ДНС-6.
 6. Среднее расхождение с результатами показаний массового расходомера Optimass 730 за весь период испытания составил 1,06%., что соответствует условиям требованиям пункту 10.5 программы и методики проведения испытаний.
 7. Опытно-промышленная испытания влагомера МПВ700 в соответствии с требованиями установленными программой проведения испытаний признаны успешными.

РЕКОМЕНДАЦИИ.

Рекомендовано внедрение влагомеров МПВ700 на всей технологической цепочке подготовке нефти в частности: на ДНС, УПСВ, УПН, на узлах учета и качества водо-нефтяной смеси, а также, в комплекте с существующими объемными и массовыми расходомерами типа: СМФ, Optimass, Promass, СКЖ, ТОР, РИНГ, НОРД, МИГ и т.п., для измерения объема и массы прокаченной нефти.

Внедрение влагомеров МПВ700 позволит достичь следующих результатов:

1. Получение мгновенной и достоверной информации о ходе технологического процесса на всех ступенях подготовки нефти.
2. Определение объема и массы прокаченной нефти между ступенями подготовки.

3. Наличие индикатора повышенного содержания выделившегося газа на влагомере МПВ700 позволит исключить недостоверные результаты измерения, выявить нарушение технологического процесса отделения газа на установках подготовки и снизить риски возникновения аварийных ситуаций.
4. Способность микроволнового влагомера МПВ700 измерять содержания воды как в движущемся, так и в стоящем потоке, позволит наблюдать процесс разделения нефти и воды внутри трубопроводной линии, что даст возможность судить о степени подготовленности эмульсии к отстою в прокачиваемой жидкости.
5. Исключение влияния человеческого фактора при проведении отбора проб на этапе анализа хода технологического процесса.