

ОТЧЕТ

По проведению опытно-промышленных испытаний (ОПИ) микроволнового поточного влагомера МПВ700 на ГЗУ-38А НГДУ «Альметьевнефть» ПАО «Татнефть»

Альметьевск 2018 год

СОДЕРЖАНИЕ

Предпосылка к проведению ОПИ.....	2
Технология применения влагомера МПВ700 на АГЗУ «Спутник».....	2
Подготовительные работы.....	4
Условия эксплуатации влагомера на АГЗУ «Спутник».....	5
Проведение опытных работ.....	6
Выводы.....	11

Предпосылки к проведению ОПИ.

На основании запроса НГДУ «Альметьевнефть» в ООО «НИЦМИ» по опытному испытанию микроволнового поточного влагомера МПВ700 в НГДУ «Альметьевнефть» был инициирован проект опытно-промышленных испытаний (далее ОПИ) данного прибора в составе автоматизированной замерной установки типа «Спутник» (далее ГЗУ). Для проведения ОПИ компанией ООО «НИЦМИ» был предоставлен микроволновый поточный влагомер МПВ700 и выделен специалист для проведения монтажных и наладочных работ. 15.12.2017 г. микроволновый поточный влагомер МПВ700 (№1173) и вторичным устройством УМФ700.26 (№145) был доставлен в НГДУ «Альметьевнефть» для проведения ОПИ в составе ГЗУ-38А ЦДНГ-5.

Технология применения микроволнового поточного влагомера МПВ700 на ГЗУ38А.

ГЗУ-38А в своем составе имеет измерительный блок, состоящий из сепарационной емкости, предназначенной для отделения добытой жидкости от попутного нефтяного газа, регулятора расхода жидкости, счетчик количества жидкости и газовую заслонку. Процесс измерения жидкости происходит циклически, и цикл измерения зависит от производительности скважины, подключенной к измерительному блоку через переключатель скважин многоходовой (ПСМ). В целях исключения влияния циклической работы измерительного блока на процесс измерения обводненности продукции скважины влагомер МПВ700 устанавливается на входной линии измерительного блока между ПСМ и сепарационной емкостью. Для исключения рисков налипания парафина и других смолистых продуктов на внутренние стенки измерительной камеры и чувствительном элементе в условиях низких температур в зимнее время специалистами ООО «НИЦМИ» было произведено утепление измерительной камеры, а также установлен ленточный подогреватель для поддержания

температуры в измерительной камере выше температуры кристаллизации парафина. (см. фото 1).



Фото 1

На период проведения ОПИ рядом с будкой ГЗУ-38А был установлен утепленный шкаф в который был смонтирован вторичный блок УМФ700.26 и регулятор температуры. (фото 2). УМФ700.26 обеспечивает мгновенное измерение содержания воды в измерительной камере, а также вычисляет значение скользящего среднего значения 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 в систему сбора телеметрических данных НГДУ «Альметьевнефть» по протоколу MODBUS RTU, а также через 3G-модем и оператора сотовой связи на сервер ООО «НИЦМИ», реализованный на web-портале ООО «НИЦМИ». Аналогично в утепленном шкафу был смонтирован регулятор температуры для поддержания температуры в измерительной камере 25-30 °С.



Фото 2

Подготовительные работы.

Для монтажа предоставленного влагомера в ГЗУ силами ЦПО и РНО НГДУ «Альметьевнефть» изготовлена измерительная камера по чертежам ООО «НИЦМИ».

Проведена тестовая проверка функционирования прибора в период с 3 по 10 февраля 2018 года. Временная диаграмма работы влагомера за указанный период приведена на рис.3.

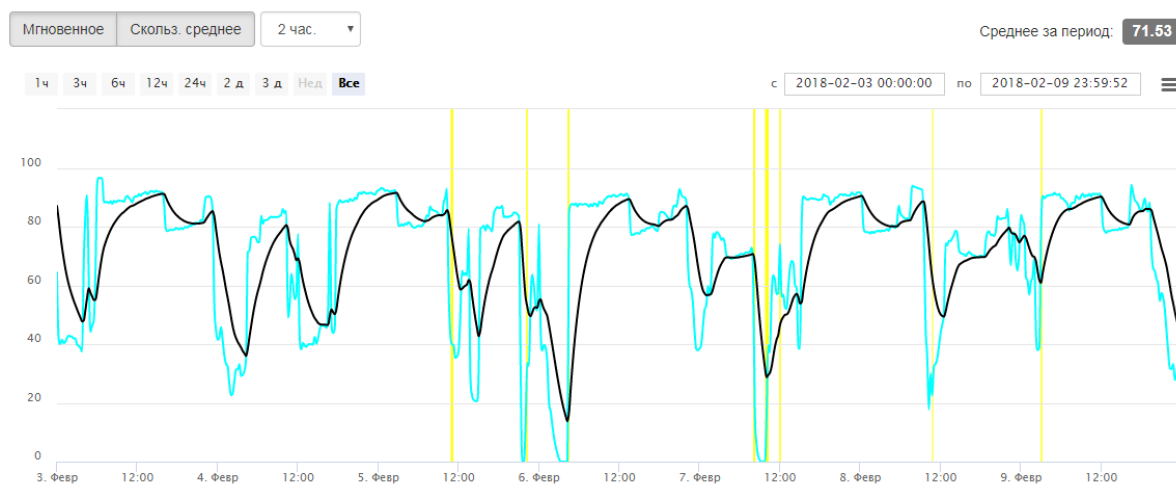


Рис.3

Голубым цветом отмечен временной тренд мгновенных значений, а черным цветом результаты скользящего среднего. Желтые полосы показывают моменты срабатывания индикатора газа. Результаты показывают периодические изменения значений обводненности, возникающих вследствие циклического переключения ПСМ в течение анализируемого периода. МПВ700 продемонстрировал хорошую повторяемость результатов измерения содержания воды от одного цикла к другому.

Условия эксплуатации влагомера на АГЗУ «Спутник».

Анализ измерений содержания воды в продукции скважин и ручной отбор проб показал, что нефтегазовая смесь, поступающая со скважин на ГЗУ-38А в силу специфики работы насосов и трубопроводной сети сбора имеет различную структуру потока. Потoki жидкости, поступающие на ГЗУ-38А можно классифицировать следующим образом:

- Скважины, дающие продукцию с неявно выраженным содержанием свободного газа и условно стабильным соотношением газ/нефть.
- Скважины, дающие продукцию с явно выраженным содержанием свободного газа, который в отдельные времена может образовывать газовые пробки.
- Скважины, дающие продукцию в виде пульсирующего потока жидкости, когда скорость движения жидкости не равномерна, вплоть до кратковременных остановок.
- Скважины, продукция которых за короткий период может значительно менять соотношение нефть-вода.

Разнообразие скважин, подключаемых к ГЗУ-38А, и отсутствие обратного клапана в линии, соединяющей сепаратор и ПСМ, может приводить к длительному и существенному перемешиванию жидкостей в линии в момент переключения ПСМ. Данный фактор может привести к затянутому переходному процессу особенно в условиях последовательного подключения скважин с разной величиной дебета. Учитывая указанное выше, в процессе проведения ОПИ принято решение о длительном

(в течение 24 часов) подключении каждой скважины к ГЗУ-38А и ручным отбором проб щелевым пробоотборником, установленным в непосредственной близости с замерной камерой влагомера, в количестве не менее 1 пробы за период подключения ГЗУ38А работы.

Проведение опытных работ

11 февраля 2018 года

В ручном режиме управления ПСМ в 12 час. 00 мин. все скважины были отключены от ГЗУ-38А. Данное испытание было предназначено для проверки устойчивого срабатывания индикатора газа на влагомере. Результаты испытания приведены на временной диаграмме рис.4.



Рис.4

Анализ диаграммы показывает, что после отключения скважин от ГЗУ-38А в 10 час. 00 мин. И опорожнении замерной установки произошло срабатывание индикатора «газ», которое устойчиво сохранялось до момента следующего переключения ПСМ и заполнения замерной камеры жидкостью. Таким образом, влагомер продемонстрировал устойчивую работу по индикации газа в замерной камере.

12 февраля 2018 года.

В 10 часов 00 минут к ГЗУ-38А была подключена скважина № 1211. Данная скважина имеет дебет 0,78 м³ в сутки. Указанная скважина относится к категории скважин с программным управлением работы насоса и соответственно существенными колебаниями соотношения нефть вода. Результаты испытаний скважины №1121 приведены на рис.5



Рис.5

Переходный процесс составил 4 часа. В течение первых 2 часов замерная камера оставалась пустой. Начиная с 12 час. 00 мин. камера начала заполняться жидкостью и переходный процесс был завершен в 14 час. 00 мин. Колебания содержания воды за весь период испытаний оказались значительными минимальное значение содержания воды по показаниям влагомера составило 36,8% максимальное 93,2%, среднее значение составило 65%. Ручная проба после анализа ХАЛ дала содержание воды 66,7% отклонение составило 1,7%.

13 февраля 2018 года.

В 10 часов 00 минут к ГЗУ-38А была подключена скважина № 9541. Данная скважина имеет дебет 66 м³ в сутки. Указанная скважина относится к категории скважин с неявно выраженным содержанием газа и условно стабильным соотношением нефть-вода. Результаты испытаний скважины №1121 приведены на рис.6

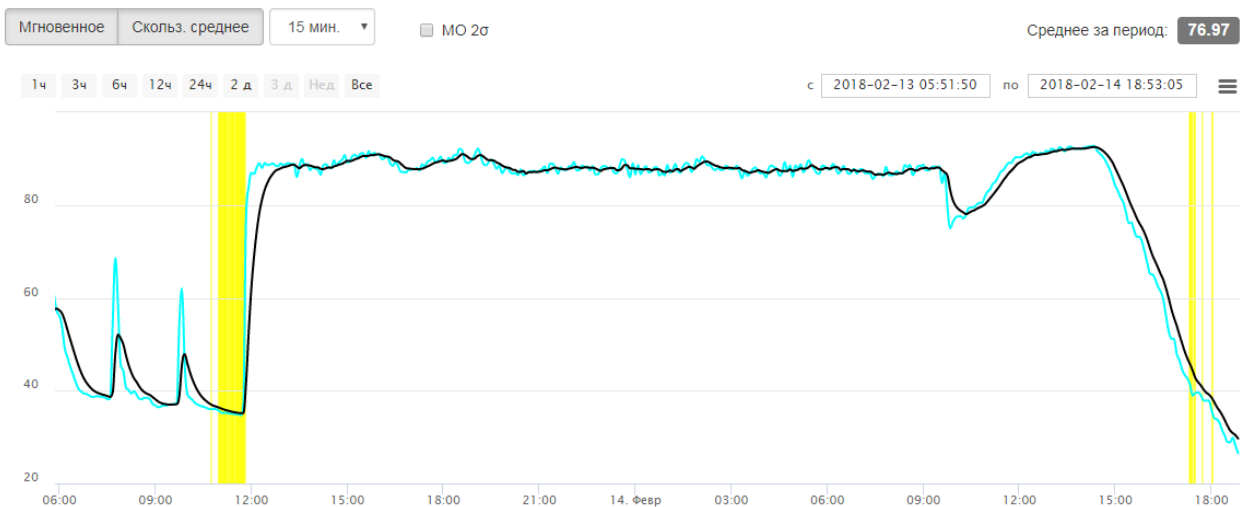


Рис.6

В момент переключения ПСМ наблюдалось в течение 1 часа срабатывание индикатора газа. После поступления жидкости в замерную камеру переходный процесс был быстро завершен. Колебания содержания воды по данным влагомера МПВ700 за весь период испытаний оказались не значительными. Минимальное значение содержания воды по показаниям влагомера составило 81,3% максимальное 94,1%, среднее значение составило 87,7%. Ручная проба после анализа ХАЛ дала содержание воды 81,8%. Отклонение составило 5,9%.

14 февраля 2018 года.

В 10 часов 00 минут к ГЗУ-38А была подключена скважина № 20125. Данная скважина имеет дебет 9,2 м³ в сутки. Указанная скважина относится к категории скважин с неявно выраженным содержанием газа и условно стабильным соотношением нефть-вода. Результаты испытаний скважины №20125 приведены на рис.7

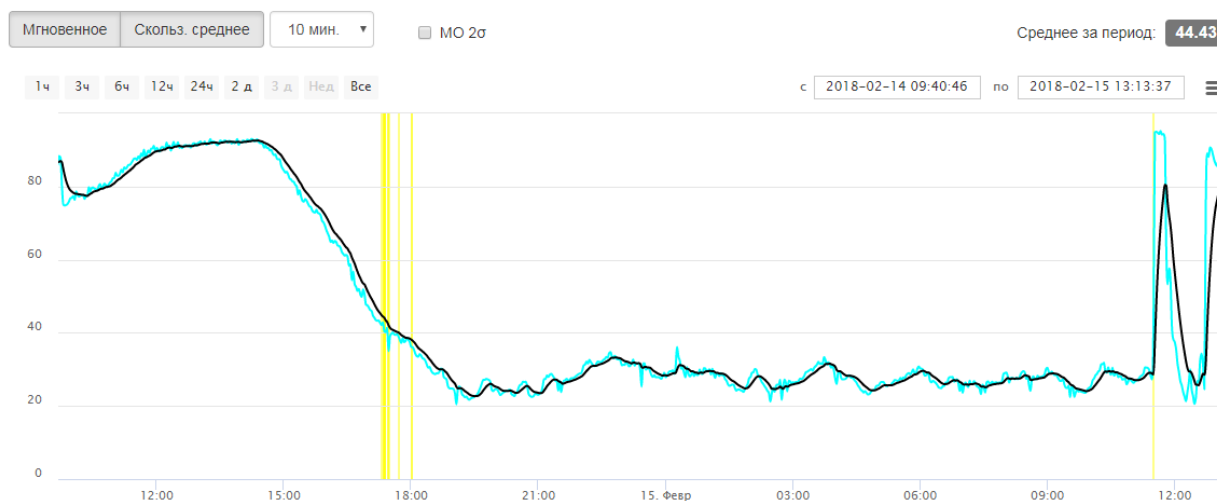


Рис.7

В момент подключения скважины наблюдалось наличие обратного перетока жидкости и газа, когда давление сепарационной емкости оказалось выше давления в общем коллекторе с последующим перемешиванием жидкостей с обеих скважин. В результате переходный процесс составил 8 часов, при этом в замерной камере периодически возникали газовые пробки, что приводило к срабатыванию индикатора газа. Колебания содержания воды по данным влагомера МПВ700 за весь период испытаний оказались не значительными. Минимальное значение содержания воды по показаниям влагомера составило 20,4% максимальное 34,4%, среднее значение составило 27,4%. Среднее значение ручных проб после анализа ХАЛ дала содержание воды 22,3%. Отклонение составило 5,1%.

15 февраля 2018 года.

В 11 часов 00 минут к ГЗУ-38А была подключена скважина № 20475. Данная скважина имеет дебет 72, м³ в сутки. Указанная скважина относится к категории скважин

с неявно выраженным содержанием газа и условно стабильным соотношением нефть-вода. Результаты испытаний скважины №20475 приведены на рис.8



Рис.8

В момент переключения ПСМ наблюдалось в течение 1,5 часов резкие колебания в содержании воды, газ отсутствовал. Колебания содержания воды по данным влагомера МПВ700 за весь период испытаний оказались не значительными. Минимальное значение содержания воды по показаниям влагомера составило 81,1% максимальное 97,8%, среднее значение составило 88,45%. Ручные проба после анализа ХАЛ дали содержание воды в среднем 97,25%. Отклонение составило 7,2%.

16 февраля 2018 года.

В 10 часов 00 минут к ГЗУ38А была подключена скважина № 20472. Данная скважина имеет дебет 9,4 м³ в сутки. Указанная скважина относится к категории скважин с неявно выраженным содержанием газа и условно стабильным соотношением нефть-вода. Результаты испытаний скважины №20472 приведены на рис.9



Рис.9

В момент переключения ПСМ переходный процесс практически отсутствовал, наблюдались разовые срабатывания индикатора газа. Колебания содержания воды по данным влагомера МПВ700 за весь период испытаний оказались не значительными. Минимальное значение содержания воды по показаниям влагомера составило 67,5% максимальное 80,4%, среднее значение составило 73,95%. Ручные пробы после анализа ХАЛ дали содержание воды в среднем 73,85%. Отклонение составило 0,1%.

17 февраля 2018 года.

В 10 часов 00 минут к ГЗУ-38А была подключена скважина № 20476. Данная скважина имеет дебет 17,4 м³ в сутки. Указанная скважина относится к категории скважин с неявно выраженным содержанием газа и условно стабильным соотношением нефть-вода. Результаты испытаний скважины №20475 приведены на рис.10



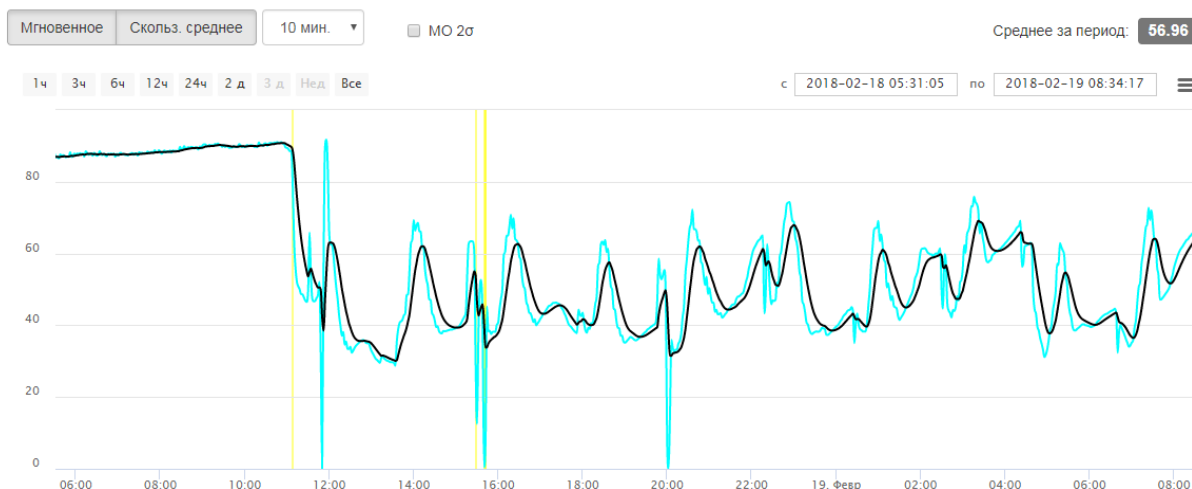
Рис.10

В момент переключения ПСМ наблюдалось в течение 3 часов резкие колебания в содержании воды, газ отсутствовал. Колебания содержания воды по данным влагомера МПВ700 за весь период испытаний оказались не значительными. Минимальное значение содержания воды по показаниям влагомера составило 82,8% максимальное 96,9%, среднее значение составило 89,85%. Ручные пробы после анализа ХАЛ дали содержание воды в среднем 91,7%. Отклонение составило 1,85%.

19 февраля 2018 года.

В 10 часов 00 минут к ГЗУ-38А была подключена скважина № 32018. Данная скважина имеет дебет 16,67 м³ в сутки. Указанная скважина относится к категории скважин с программным управлением работы насоса и соответственно существенными колебаниями соотношения нефть вода, с пульсирующим потоком жидкости, когда

скорость движения жидкости не равномерна, вплоть до кратковременных остановок. Результаты испытаний скважины №32018 приведены на рис.11



Переходный процесс составил 2 часа. В ходе работы скважины наблюдались неоднократные остановки потока жидкости периодически с полным опорожнением замерной камеры и срабатыванием индикатора «газ». Колебания содержания воды за весь период испытаний оказались значительными, минимальное значение содержания воды по показаниям влагомера составило 28,7% максимальное 75,8%, среднее значение составило 52,25%. Ручные пробы после анализа ХАЛ дали среднее содержание воды 50,0%. Отклонение составило 2,25%.

ВЫВОДЫ

1. С целью корректной работы влагомера необходимо провести ряд подготовительных мероприятий:
 - изготовить измерительную камеру;
 - подобрать ГЗУ с 1ой скважине на каждый Ус;
 - утеплить измерительную камеру влагомера с целью исключения влияния АСПО в зимнее время года;
 - для исключения обратных перетоков жидкости и газа в моменты переключения ПСМ, когда давление сепарационной емкости может оказаться выше давления в общем коллекторе на входе в влагомер рекомендуется установить обратный клапан.
2. Влагомер МПВ700 во время проведения ОПИ показал безотказность в работе, устойчив к механическим воздействиям при монтаже и демонтажных работах, имеет простое решение по монтажу в составе АГЗУ «Спутник».
3. Повторных калибровочных работ влагомера не проводилось. Во влагомере была сохранена калибровочная таблица первичной калибровки, полученная на рабочем эталоне 1-го класса массового расхода газожидкостных смесей в ГМС «Нефтемаш» г. Тюмень. Тем не менее, влагомер подтвердил устойчивость метрологических характеристик, разные составы пластовой воды

существенного влияния на метрологические характеристики влагомера не оказали.

- 4.** Влагомер позволяет сигнализировать наличие газа в измерительной камере, а также свободного газа при пробковом режиме потока продукции скважины, что позволяет проводить отбраковку измеренных значений.
- 5.** Статистический метод обработки результатов измерений позволяет ослабить влияние свободного газа на результаты измерения до незначительных величин.
- 6.** Результаты определения содержания воды в продукции скважин приведены в таблице приложение 2. Средняя сходимость с результатами ручных проб с последующим анализом ХАЛ составляет 3,6%.
- 7.** Подключение влагомера МПВ700 к АГЗУ «Спутник» позволит повысить оперативность выявления изменений в обводненности продукции скважин, качество контроля и управления за действующим фондом скважин.

Лист согласования к документу № 19761/ВнСл(020) от 15.04.2018

Инициатор согласования: Мифтахов И.Ч. Главный метролог Технического отдела АУП

Согласование инициировано: 10.04.2018 15:31

Лист согласования		Тип согласования: смешанное		
№	ФИО, должность	Передано на визу	Срок согласования	Результат согласования
Тип согласования: параллельное				
1	Хайреев Р.А., Начальник Технического отдела	11.04.2018 - 19:17		Согласовано 12.04.2018 08:37:16
2	Вильданов М.М., Заместитель начальника ЦДНГ-5	11.04.2018 - 19:17		Согласовано 12.04.2018 07:13:09
3	Ильясов С.И., Заместитель начальника ООД ГТЦ	11.04.2018 - 19:17		Перенаправлено 12.04.2018 07:30:47
Перенаправление(последовательное) При отклонении прошу указать конкретные замечания				
	Гарипова З.М., Ведущий геолог ООД ГТЦ	12.04.2018 - 07:30		Согласовано 12.04.2018 14:12:36
3.1	Ильясов С.И., Заместитель начальника ООД ГТЦ	12.04.2018 - 14:12		Согласовано 13.04.2018 11:01:30
4	Швыденко М.В., Заместитель главного геолога - начальник ТОРН и ГМ ГТЦ	11.04.2018 - 19:17		Перенаправлено 11.04.2018 21:57:50
Перенаправление(параллельное) Данный документ был перенаправлен Вам в процессе согласования документа № согл-520110615-2 (НГДУ "Альметьевнефть" ПАО "Татнефть").				
	Юнусов Ирек Мияссарович, Зам.начальника ТОРН и ГМ	11.04.2018 - 21:58		Согласовано 13.04.2018 11:20:31
4.1	Швыденко М.В., Заместитель главного геолога - начальник ТОРН и ГМ ГТЦ	13.04.2018 - 11:20		Согласовано 14.04.2018 15:47:37

5	Ибрагимов Р.Н., И.Ф. начальник ТОДНГ, Начальник цеха по добыче нефти и газа № 5	11.04.2018 - 19:17		Согласовано 13.04.2018 14:17:04
Тип согласования: последовательное				
6	Тряпочкин Ю.А., Начальник службы автоматизированных систем управления технологическими процессами и метрологии Управления производственного сопровождения процессов нефтедобычи ПАО "Татнефть"	14.04.2018 - 15:50		Согласовано 14.04.2018 21:53:42
7	Матвеев Д.В., И.Ф. главного инженера, Начальник ТОДНГ ГТЦ	14.04.2018 - 21:54		Подписано 15.04.2018 20:43:08