



РГУ нефти и газа
(НИУ)
им. И. М. Губкина



Цифровизация данных о работе добывающих скважин: полнота и точность информации

Андреева Н.Н., Назарова Л.Н., РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
Бахтий С.Н., Ефимов А.А., Лищук А.Н., Рысев К.Н., **Группа ГМС**

Международная научно-практическая конференция
«Цифровая трансформация в нефтегазовой отрасли»
Москва, 18 ноября 2022

ГОСТ Р 58367-2019

«Национальный
стандарт Российской
Федерации.
Обустройство
месторождений нефти
на суше»

Системы измерения количества и параметров нефти и попутного нефтяного газа (системы измерений) - техническое устройство, представляющее собою совокупность функционально объединенных СИ, предназначенных для измерения количественных значений параметров нефти, систем обработки информации и технологического оборудования. Системы измерений предназначены для автоматизированного измерения, определения, отображения (индикации), сбора, регистрации и архивирования результатов измерений

”

ПНСТ 360-2019

Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества добываемых из недр нефти и попутного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования

Измеряемый параметр	Допустимая относительная погрешность
массы скважинной жидкости (при вязкости нефти в пластовых условиях не более 200 мПа*с)	не более $\pm 2,5 \%$
массы скважинной жидкости (при вязкости нефти в пластовых условиях 200 мПа*с и более)	не более $\pm 10,0 \%$
объема свободного попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси (при ст. у.)	не более $\pm 5,0 \%$
массы скважинной жидкости за вычетом массы воды и попутного нефтяного газа при содержании воды в скважинной жидкости (в объемных долях):	
от 0 % до 70 %	не более $\pm 6,0 \%$
свыше 70 % до 95 %	не более $\pm 15 \%$
свыше 95 %	не нормируется

Последовательность движения данных о промысловых измерениях



Блоки ИУ в реальном времени передают свои данные на сервер

Данные сохраняются в историях замеров

Контроль параметров замера в реальном времени

Имеем цифровую модель месторождения (всего объекта разработки, части объекта разработки, лицензионного участка)

Полученные результаты отправляются персоналу для своевременного принятия оперативных решений

Подготовка аналитических данных для учета в документах стратегического развития (принятие решений о корректировках проектной документации)

Учет условий разработки при выборе технологии измерений

Параметр	Тренды изменения параметра	Условия разработки
Газовый фактор, м ³ /т	ГФ = const	Эффективная система ИПД
	ГФ 	$R_{пл} < R_{нас}$; газонефтяное/нефтегазовое месторождение (прорывной газ); применение газовых МУН
Вязкость нефти, мПа·с	$\mu_n = const$	первые стадии разработки, $R_{пл} > R_{нас}$
	μ_n 	Поздняя стадия разработки; остаточная нефтенасыщенность; $R_{пл} < R_{нас}$
	μ_n 	применение газовых и тепловых МУН
Плотность нефти, кг/м ³	$\rho_n = const$	первые стадии разработки, $R_{пл} > R_{нас}$
	ρ_n 	Поздняя стадия разработки; остаточная нефтенасыщенность; $R_{пл} < R_{нас}$
	ρ_n 	применение газовых и тепловых МУН
Плотность нефтяного газа, кг/м ³	$\rho_g = const$	первые стадии разработки, $R_{пл} > R_{нас}$
	ρ_g 	Поздняя стадия разработки при условии $R_{пл} < R_{нас}$
Обводненность продукции, %	W 	В течение всего времени разработки

1. Себестоимость добычи: все экономические расходы соотносятся с добычей флюидов за определенные периоды времени.

2. Энергетическая эффективность: показатель удельных расходов всех видов энергетических ресурсов на добычу одной тонны нефти.

Параметры, влияющие на расчеты технологических процессов сбора и подготовки продукции:

- Газовый фактор;
- Вязкость нефти;
- Обводненность продукции;

Предложение: раз в 5-7 лет необходимо уточнять требования к ИУ при корректировках проекта, либо выполнении реинжиниринга промышленной инфраструктуры.



Контроль процесса разработки при помощи входящих данных



При создании проекта разработки расчёты технологических показателей проводятся на базе имитационной гидродинамической модели, разработанной, в том числе, по данным ИУ.

Актуальность и применимость цифровой модели обеспечивается за счёт использования данных, получаемых в режиме реального времени.

Основными технологическими параметрами, подлежащими контролю, являются:

Количество добываемой нефти;

Количество добываемой воды;

Количество добываемого растворённого и свободного газа;

Объём закачанного рабочего агента;

Действующий фонд добывающих и нагнетательных скважин.

Данные с ИУ необходимы для гидравлических расчётов системы сбора;

Данные о сепарированных газе и воде используются при моделировании процесса подготовки данных ресурсов для дальнейшего использования на промысле или их утилизации;

Данные о количестве водонефтяной эмульсии применяются для моделирования процесса подготовки нефти.

Выявленные в ходе эксплуатации проблемы

Применение конструкционных материалов низкого качества

Единственная модификация измерительной емкости, принцип накопления давления и выдавливания порции измеряемой жидкости газом

Отсутствие технологической возможности установки влагомеров

Локальный пульт управления, требующий участия оператора в снятии показателей измерений

Влияние на точность измерений и работоспособность ИУ

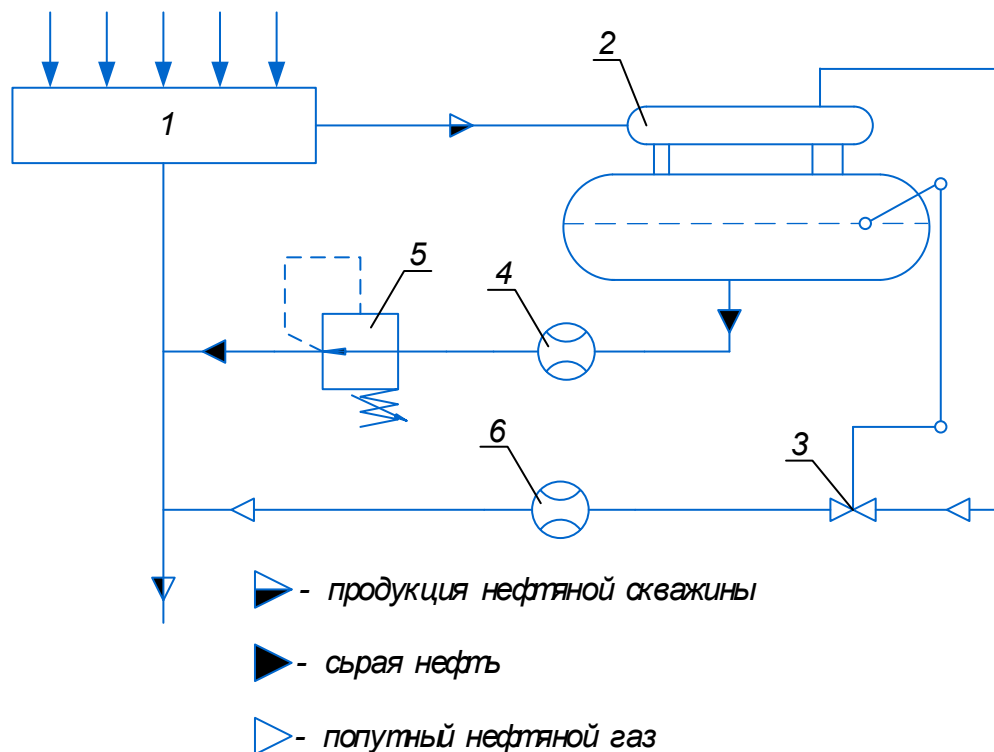
Заклинивание переключающей арматуры, ускоренный износ трущихся частей, утечки продукции, не полный замер

Вспенивание продукции, заброс нефти в газовую линию, неполная сепарация нефти – формирование погрешности до 100%, выявленное в ходе контрольных измерений путем отбора и анализа проб жидкости

Невозможно выполнить требования нормативного документа по замерам обводненности

Отсутствие оперативности и регулярности измерений, нет передачи данных на верхний уровень АСУ ТП

Конец 1960-х АГЗУ «Спутник»:



На верхний уровень контроля в автоматическом режиме передаются:

- код (номер) скважины;
- интегральные значения показаний объемных счетчиков нефти и газа;
- текущее время измерений.

Основные составляющие АГЗУ «Спутник»:

- 1 – переключатель скважин многоходовой (ПСМ)
- 2 – двухъярусный сепаратор (С)
- 3 – регулирующая газовая заслонка (ЗГ)
- 4 – объемный счетчик нефти (СН)
- 5 – регулятор давления (РД)
- 6 – объемный счетчик газа (СГ).

Рисунок. Типовая технологическая схема АГЗУ «Спутник»

ПСМ

предназначены для выполнения механической функции переключения скважин на работу в измерительной линии по командам АСУ ТП.

Требования

герметичность соединения, плавность хода при переключении

Недостатки

Длительное время переключения между скважинами.
Необходимость наличия отдельной гидростанции.
Утечки, нарушение герметичности.
Невозможность проведения ремонта устройства без демонтажа.

Модернизация ПСМ

замена гидропривода на электропривод;
повышению износостойкости;
модернизация конструкции;

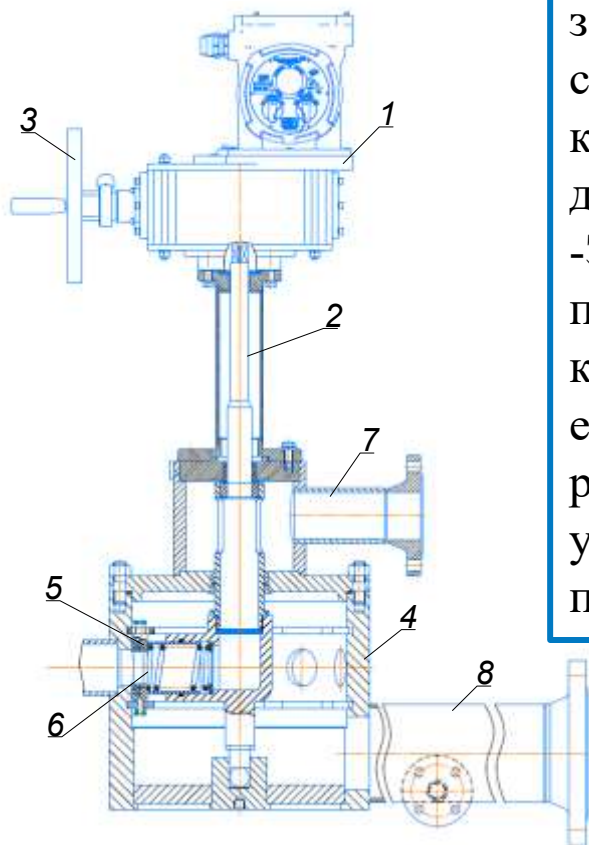


Рисунок. ПСМ с электроприводом

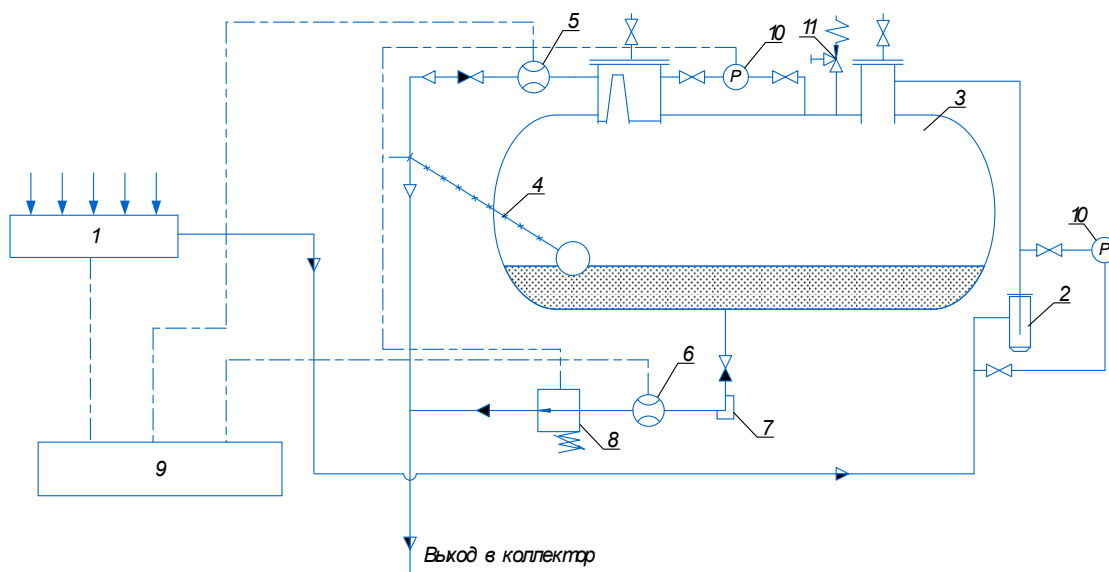
- Электропривод установлен на поворотный вал ПСМ, закрепленный на опоре, зафиксированной на крышке ПСМ с помощью стоек → Снижение использования в конструкции ПСМ большого числа быстроизнашиваемых деталей против гидропривода.
- Электропривод выполнен с возможностью вращения поворотного вала ПСМ, а также с конструктивным люфтом, который обеспечивается зазором между зубьями шестерен его редуктора → Гарантированное позиционирование роликов каретки в пазы корпуса и поджатие уплотнительного кольца каретки к отверстию входного патрубка.

- 1 – электропривод ПСМ
- 2 – приводной вал
- 3 – маховик для ручного позиционирования
- 4 – корпус
- 5 – каретка
- 6 – пружина
- 7 – патрубок «на замер»
- 8 – сливной патрубок в коллектор

Гидростатические и сепарационные установки на базе кориолисовых расходомеров

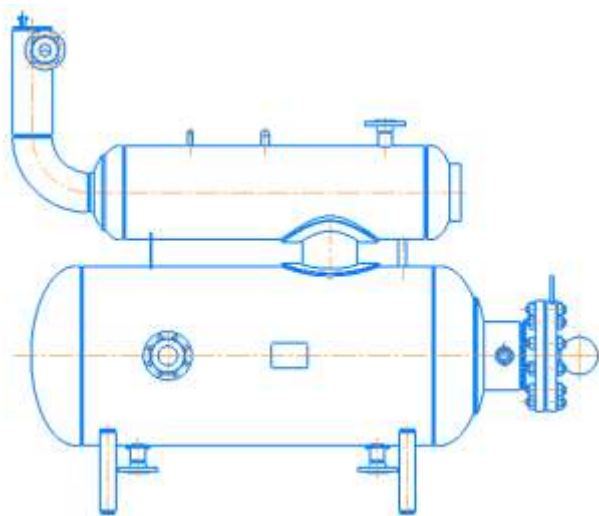
С целью улучшения технологий измерения в схему были включены дополнительные элементы:

Элементы	Измеряемые параметры
• объемный расходомер-счетчик жидкости • влагомер	• объем смеси $V_{см}$; • среднее значение коэффициента обводненности W ;
• массовый (кориолисовый) расходомер-счетчик	• массовое количество смеси $M_{см}$; • осредненная плотность смеси $\rho_{см}$ на определенном интервале времени;
• массовый (кориолисовый) расходомер-счетчик • широкодиапазонный влагомер	• массовое количество смеси $M_{см}$; • осредненная плотность смеси $\rho_{см}$; • коэффициент обводненности смеси W;



- 1 – переключатель скважин многоходовой (ПСМ);
- 2 – фильтр жидкостный (ФЖ);
- 3 – емкость сепарационная (ЕС);
- 4 – регулирующая газовая заслонка (ЗГ);
- 5 – расходомер газа (РГ);
- 6 – расходомер жидкости (РЖ);
- 7 – влагомер (W);
- 8 – регулятор расхода (РР);
- 9 – блок управления (БУ);
- 10 – датчики перепада давления (ДД);
- 11 – клапан предохранительный (КП).

Принципиальная схема автоматизированной измерительной установки типа «Мера-ММ»

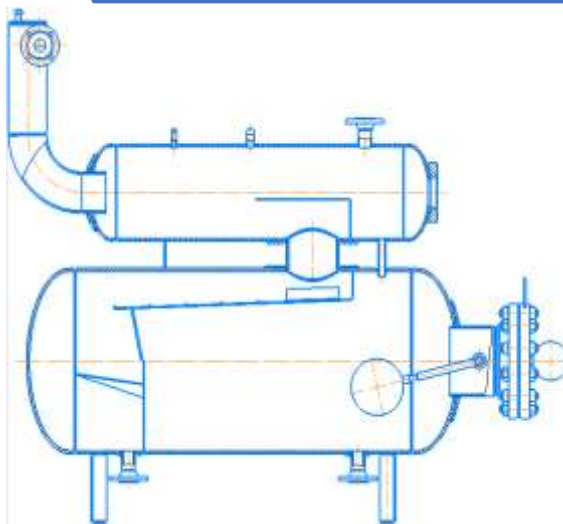


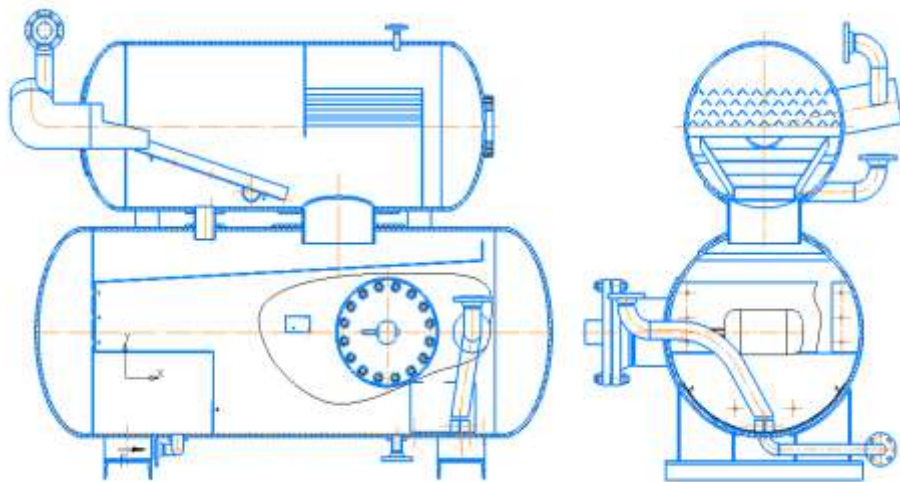
Сепаратор АГЗУ «Спутник»
производительностью
400 м³/сутки

Сепаратор имеет минимальные требования к качеству сепарации;

В газовой линии отсутствуют устройства для очистки газа;

Применен гидроциклон упрощённой конструкции без отдельного выхода газа.





Сепаратор «Спутник»
производительностью 1500 м³/сутки
Объем 3,4 м³
счётчик TOP 1-80

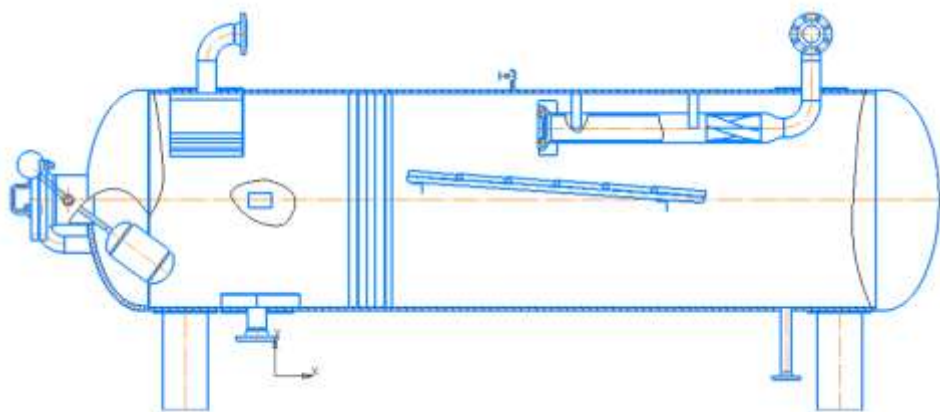
Сепаратор имеет минимальные требования к качеству сепарации;

В газовой линии применен каплеотбойник для грубой очистки газа;

Применен гидроциклон «упрощённой» конструкции без отдельного выхода газа;

В жидкостной линии имеются лоток и успокоительная перегородка;

ИУ применяется для скважин с газовым фактором не более 100 м³/т;



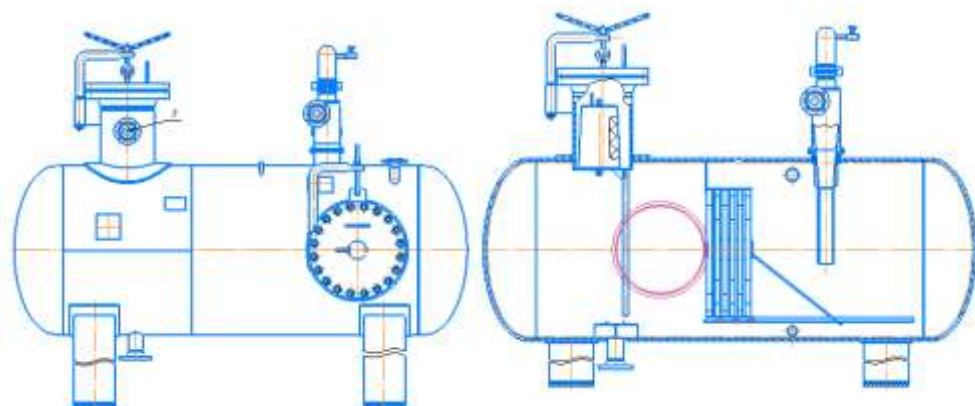
Сепаратор «Спутник»
производительностью 1500 м³/сутки

Объем 5,0 м³

Оснащен гидроциклоном
«упрощённой» конструкции
без отдельного выхода газа;

Осевой завихритель
предназначен для
дополнительного отделения
жидкости от газа;

Сепаратор спроектирован для
среды с газосодержанием
более 200 м³/т.



Сепаратор «Мера-ММ»
производительностью 400 м³/сутки

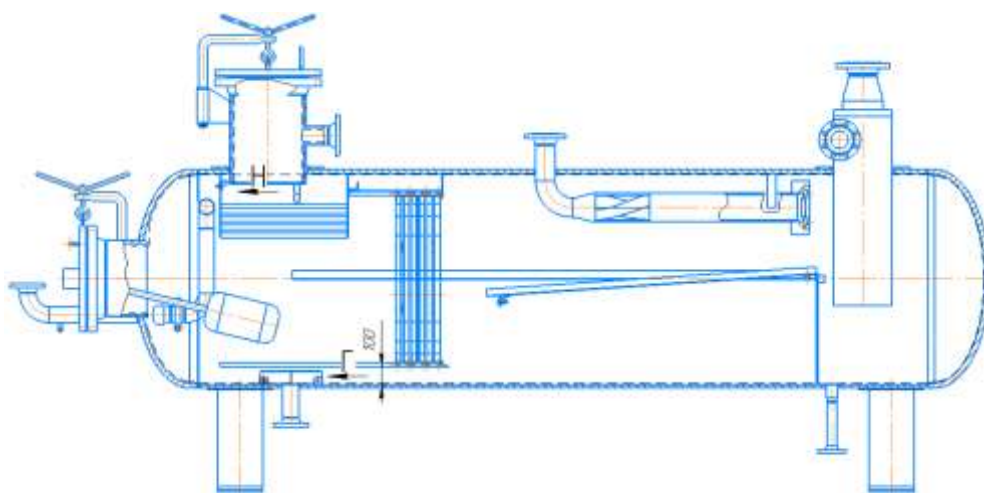
Объем 2,0 м³

Гидроциклон для
предварительного отделения газа;

В газовой части имеются
каплеотбойник и сетчатый
фильтр;

Для жидкостной части
разработаны успокоительная
перегородка и каплеотбойник,
состоящий из нескольких сеток,
установленных в рамки;

ИУ предназначена для работы на
скважинах среднего дебита с
газосодержанием до 200 м³/т.



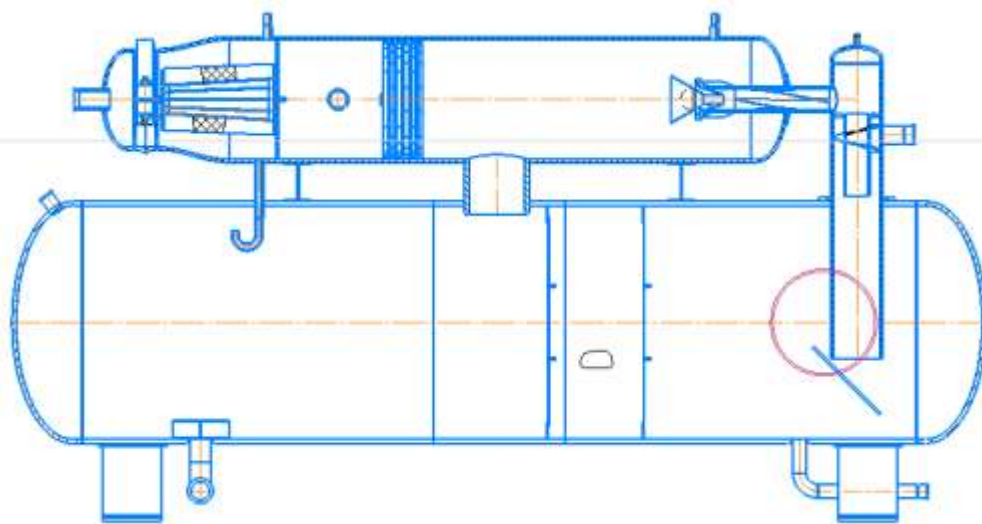
Сепаратор «Мера-ММ»
производительностью 1500 м³/сутки

Объем 5,0 м³

Газ из гидроциклона
дополнительно проходит через
осевой завихритель;

В газовой части применены
каплеотбойник и сетчатый
фильтр, в жидкостной части —
успокоительная перегородка и
каплеотбойник;

ИУ предназначена для работы со
средой с высоким
газосодержанием до 200 м³/т., для
месторождений легких
маловязких нефтей.



Сепаратор «Мера-ММ»
производительностью 1500 м³/сутки

Объем 3,7 м³

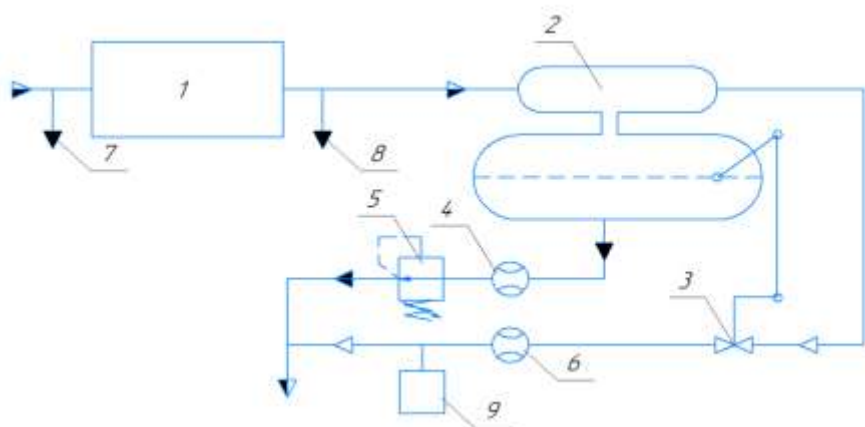
Гидроциклон для предварительного отделения газа;

В газовой части применен осевой завихритель, каплеотбойник и сетчатый фильтр;

В жидкостной части – перегородка с кольцами Палля;

ИУ предназначена для работы на высокодебитных скважинах с низким газосодержанием до 100 м³/т., на нефтях средней плотности и вязкости.

Измерительные установки для ТРИЗ



- 1 – блок фильтров
- 2 – двухъярусный сепаратор
- 3 – регулирующая газовая заслонка
- 4 – расходомер жидкости
- 5 – регулятор расхода
- 6 – расходомер газа
- 7 – отбор пробы до блока фильтров
- 8 – отбор пробы после блока фильтров
- 9 – газовый хроматограф.

Обеспечение требуемого диапазона измерений для каждой подключенной на измерение нефтяной скважины;

Прямые измерения среднего массового расхода и массы сырой сепарированной нефти (далее – жидкости);

Прямые измерения приведенных к стандартным условиям среднего объемного расхода и объема выделившегося в результате сепарации свободного нефтяного газа;

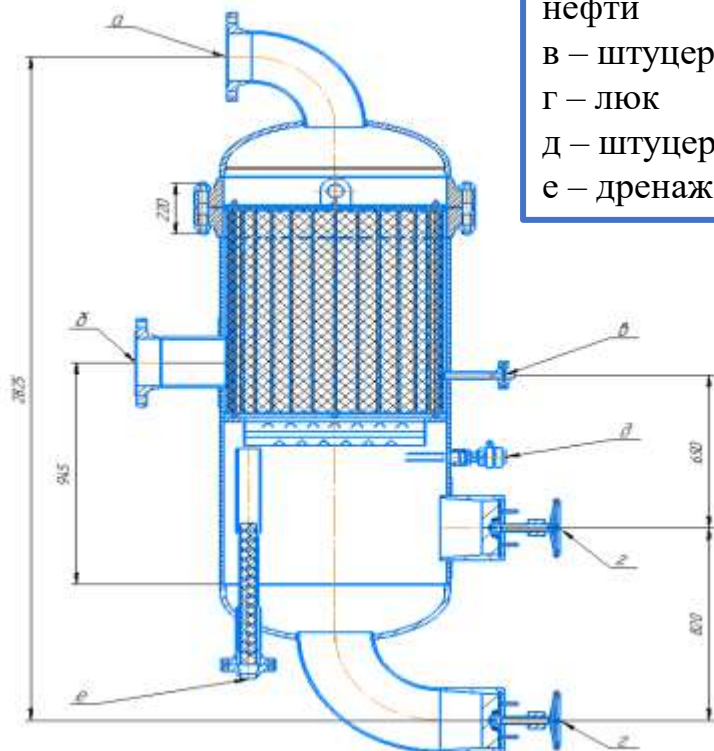
Прямые или косвенные измерения объемной или массовой доли воды в сырой нефти;

Вычисление среднего массового расхода и массы сырой нефти без учета воды;

Возможность контроля выноса проппанта на всем цикле эксплуатации скважины.

Фильтр пропанта

а – вход исходной нефти
б – выход очищенной нефти
в – штуцер для пропарки
г – люк
д – штуцер для уровнемера
е – дренаж воды



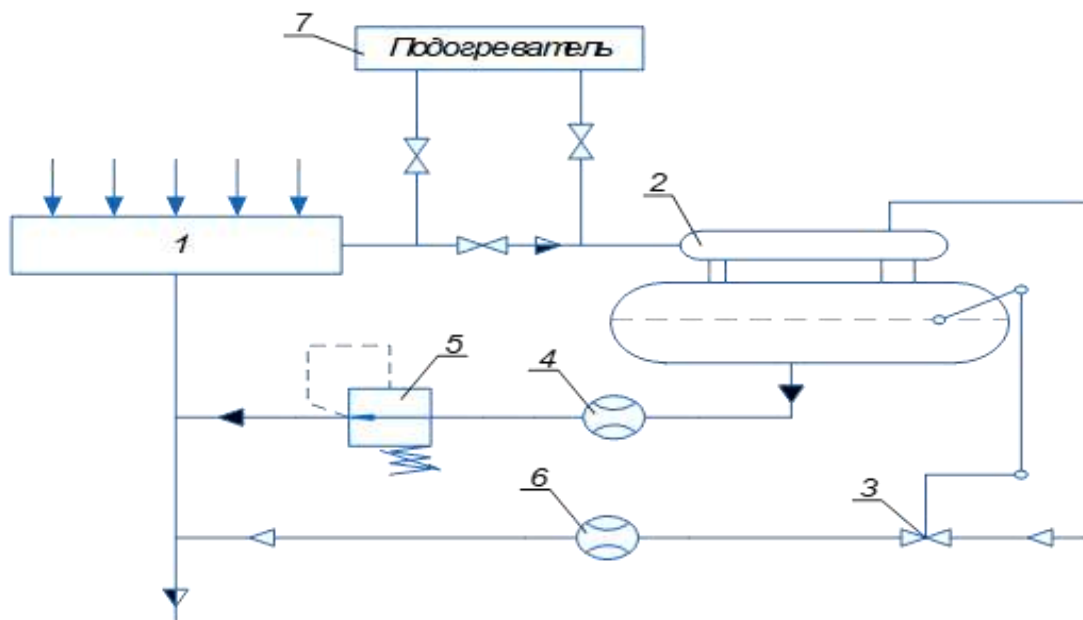
Щелевой фильтрующий элемент, слабо подверженный засорению;

Возможность лёгкой очистки через люк с быстросъёмной крышкой;

Наличие сигнализатора заполненности отстойной части;

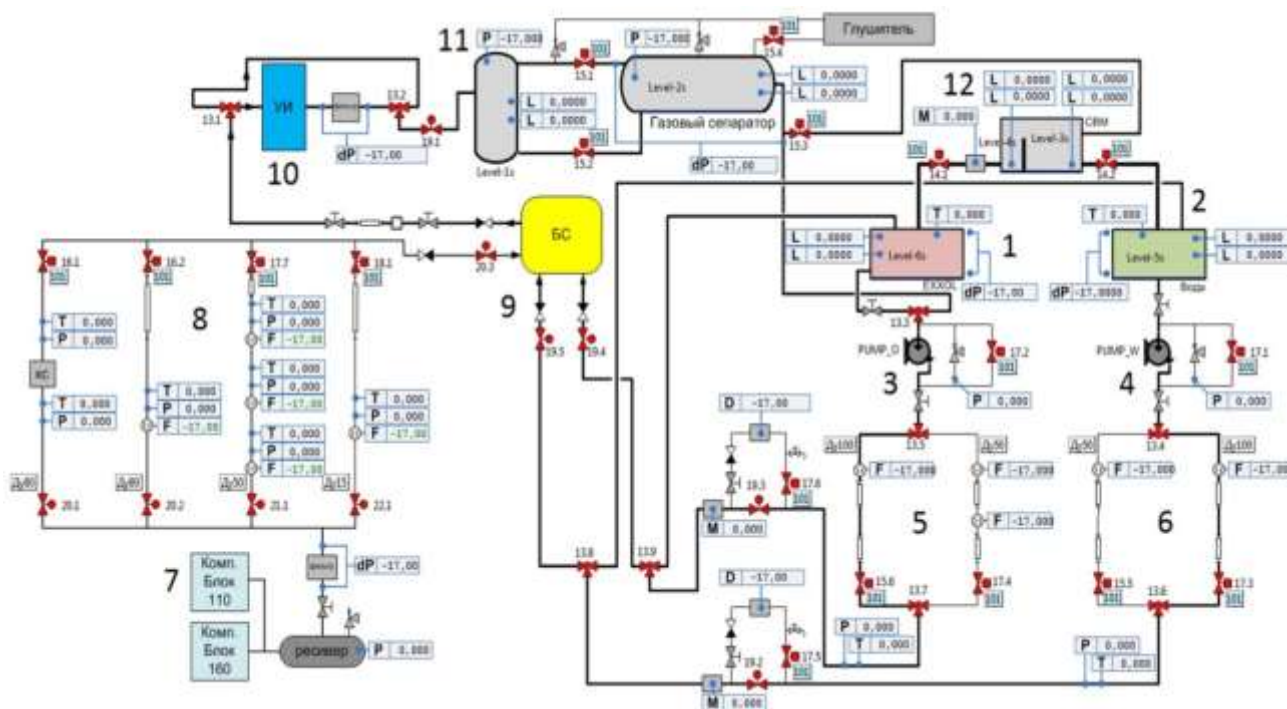
Возможность по периодичности опорожнения фильтра судить о постепенном снижении количества пропанта в продукции скважин и косвенно оценивать эффективность операции ГРП.

Измерительные установки для высоковязких нефтей



- 1 – блок фильтров
- 2 – двухъярусный сепаратор
- 3 – регулирующая газовая заслонка
- 4 – расходомер жидкости
- 5 – регулятор расхода
- 6 – расходомер газа
- 7 – подогреватель

Измерительная установка со встроенным подогревателем продукции для измерений дебитов скважин, эксплуатирующих месторождения высоковязкой нефти, либо содержащие парафины, выпадающие при рабочих температурах измерений.



Научно-испытательный стенд массового расхода газожидкостных смесей (ООО «ГМС Нефтемаш»)



Программное обеспечение (ПО) является инструментом представления результатов измерений в АСУ ТП недропользователя.

Разработчик математического аппарата и методики измерений - ВНИИР (филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»).

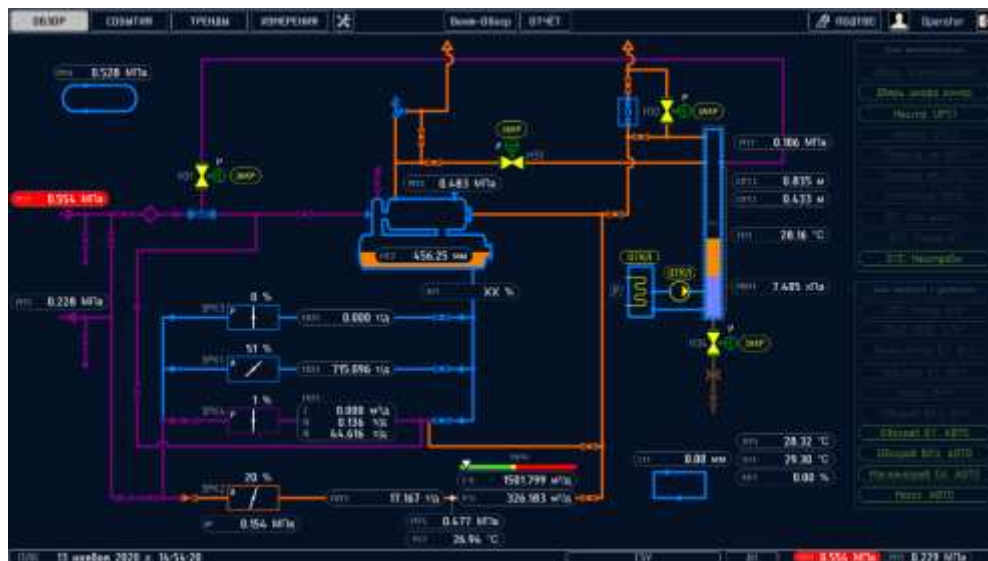
ПО по предоставленной методике выполнения измерений с приведенными математическими формулами разрабатывается силами специалистов АО «ГМС Нефтемаш» для контроллеров DirectLOGIC, SCADAPack, Siemens, B&R, Овен (применяются в зависимости от предпочтений заказчика).

ПО последовательно развивается в зависимости от появления требований нормативной документации (в том числе ГОСТ 8.615, ПНСТ 360), требований заказчиков по представлению/визуализации данных на мониторе, по передаче данных в систему телемеханики.

Разработка ПО согласно утвержденным методикам измерений

ПО обеспечивает следующие функции:

- управление технологическим процессом измерений в соответствии с выбранным методом измерений;
- ввод исходных данных по скважинным флюидам;
- преобразование результатов измерений в производные величины (при необходимости);
- отображение результатов измерений;
- архивирование результатов измерений;
- передачу результатов измерений в систему диспетчеризации (верхнего уровня).



Разработка ПО согласно утвержденным методикам измерений

Обязательные требования для ПО:

- Идентификационное наименование ПО;
- Номер версии ПО;
- Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода);
- Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО.

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «А» согласно МИ 3286-2010.

Проверка ПО выполняется в ходе испытаний в целях утверждения типа СИ в присутствии представителя ВНИИР (г. Казань).

Создано унифицированное ПО для каждого контроллера, в котором реализован выбор конфигурации каждой установки в зависимости от фактически применённых СИ, системы управления технологическим процессом, имеющейся у заказчика системы телемеханики/верхнего уровня.

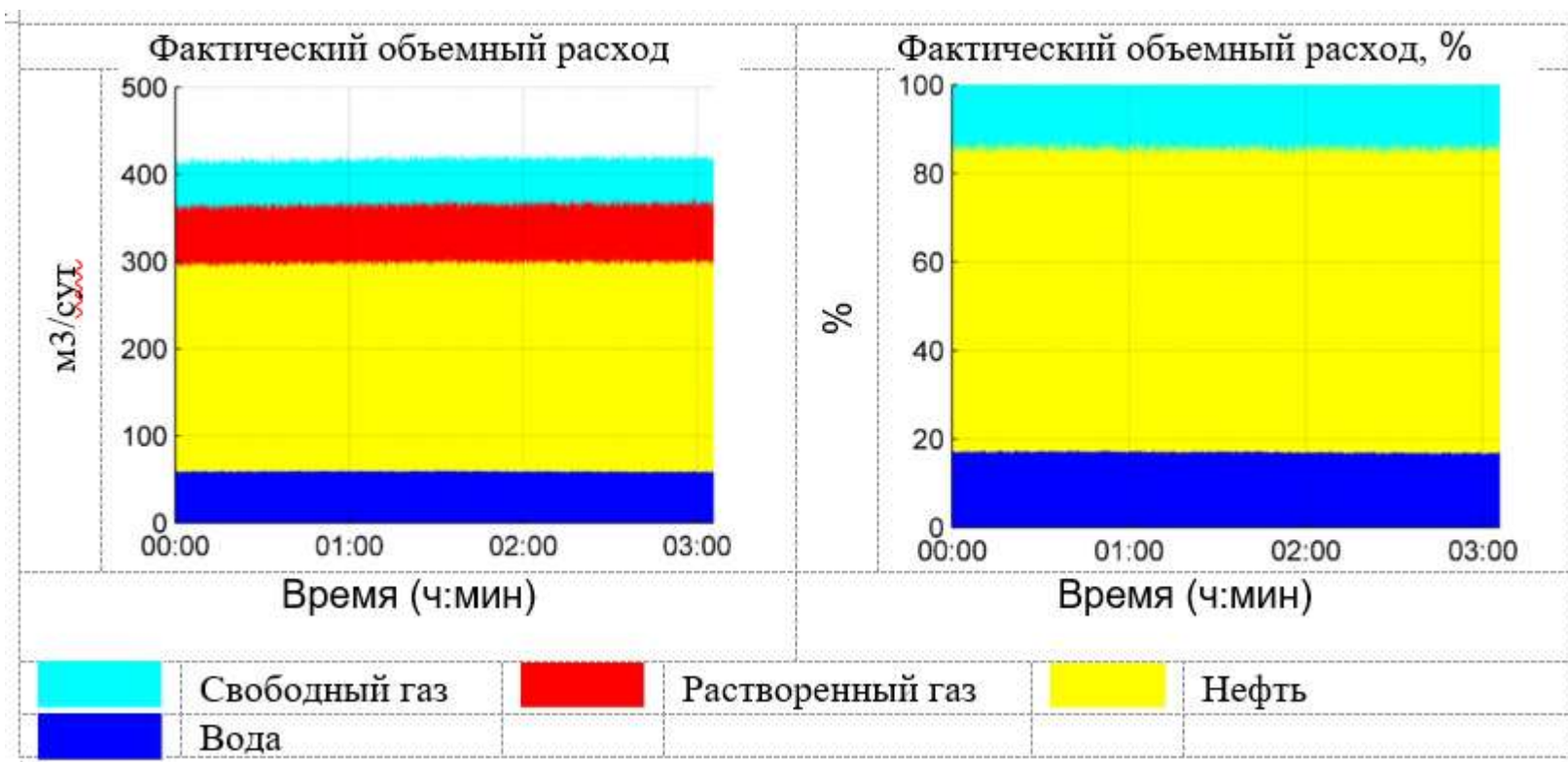
В ПО предусмотрены карты обмена СИ и систем телемеханики, существующих у заказчиков.

Методы управления технологическим процессом измерений, требующиеся дополнительные параметры или результаты вычислений (помимо предусмотренных ГОСТ 8.615 и ПНСТ 360), указываются заказчиками.

Подтверждение работоспособности ПО в ходе промысловых испытаний ИУ

ИУ «Мера-МР.NOG» разработки АО «ГМС Нефтемаш» на базе МФР NetOil&Gas

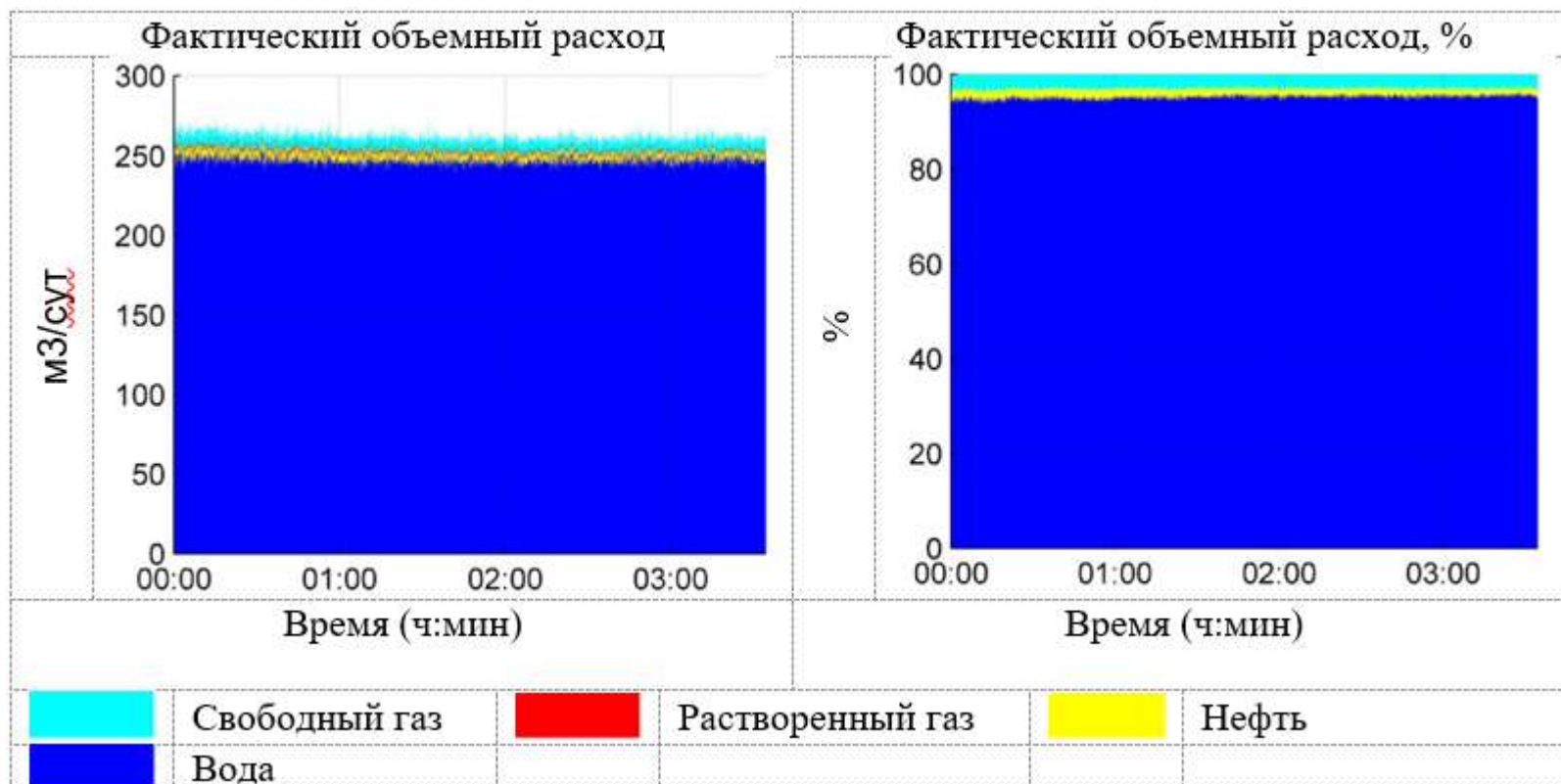
А) Стабильная работа скважины в условиях низкой обводненности продукции:



Подтверждение работоспособности ПО в ходе промышленных испытаний ИУ

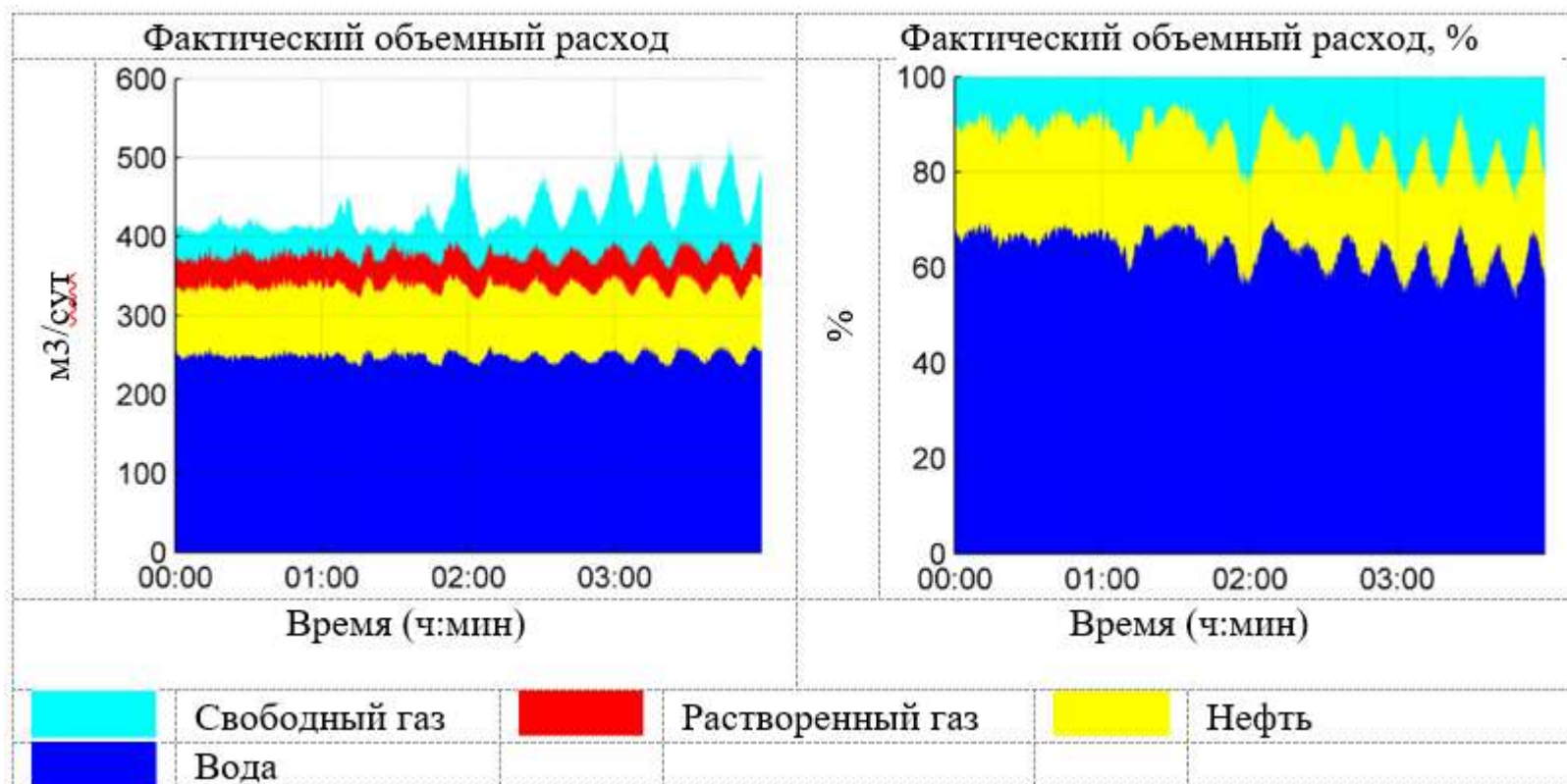
ИУ «Мера-MP.NOГ» разработки АО «ГМС Нефтемаш» на базе МФР NetOil&Gas

Б) Стабильная работа скважины в условиях высокой обводненности продукции:



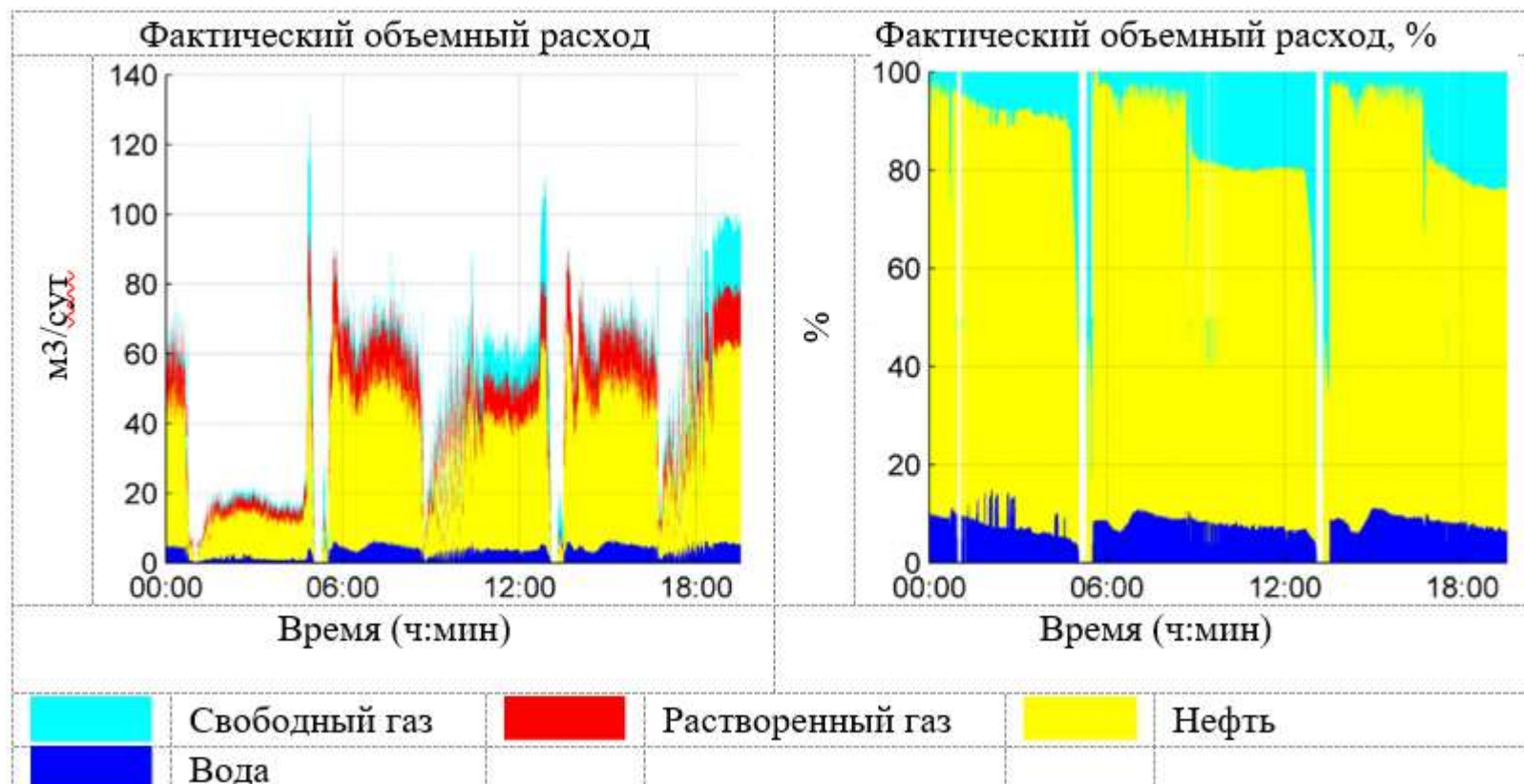
ИУ «Мера-MP.NOg» разработки АО «ГМС Нефтемаш» на базе МФР NetOil&Gas

В) Изменение режима работы за счет регулирования давления на штуцере:



ИУ «Мера-MP.NOГ» разработки АО «ГМС Нефтемаш на базе МФР NetOil&Gas

Г) Изменение давления на приеме насоса при диапазоне изменения 1,5 и 0,5 МПа :





Промысловые измерения и качество принимаемых решений

Точность существующих
ИУ $\pm 20\%$

АГЗУ

$Q_{\text{ж}} = 18 \text{ т/сут}$

$Q_{\text{ж}} = 14 - 22 \text{ т/сут}$

$Q_{\text{н}} = 8 - 12,6 \text{ т/сут}$

Точность ИУ
«Мера-МР.NOG»
 $\pm 2,5\%$

$W = 68\%$



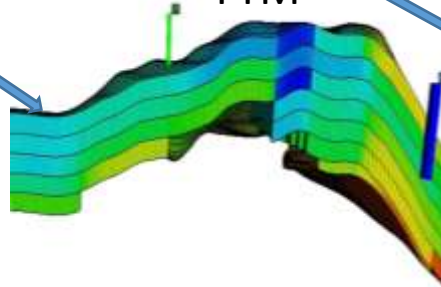
ГФ, м³/т	ГФ, м³/т	W, % (68%)
47	47	65
47	47	63
...	54	56
...	48	78
47	94	79

Время получения
информации и ГТМ

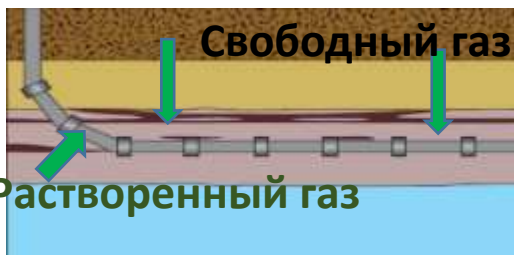
$Q_{\text{ж}} = 18,5 - 17,6 \text{ т/сут}$

$Q_{\text{н}} = 10 - 9,7 \text{ т/сут}$

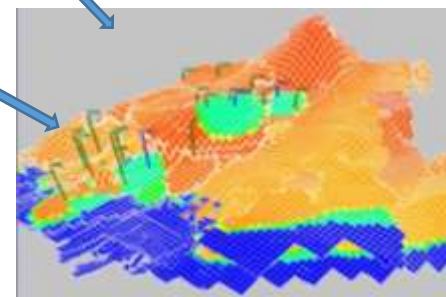
ГТМ



ГФ?



Парковый
коэффициент?





Роль промысловых измерений добычи флюидов в организации и цифровизации нефтегазодобывающего производства



Выводы:

- Доказана необходимость выбора типов ИУ, отвечающих требованиям стандартов измерений, учитывающих свойства пластовых систем на стадии проектирования обустройства месторождений для повышения точности измерений.
- Промысловые измерения являются базовым элементом для планирования геолого-технических мероприятий с использованием постоянно действующих информационных моделей.
- Инструментом связи измерений, выполняемых на конкретной ИУ, с последующим движением результатов измерений в службах недропользователя является унифицированное ПО, дорабатываемое по требованиям заказчика, учитывающее свойства пластовых систем.
- Предлагается доработка норм технологического проектирования обустройства нефтяных месторождений, позволяющих учитывать свойства пластовых флюидов и динамику их изменений по стадиям разработки для уверенного выбора ИУ.