



Разработка и результаты внедрения инновационных технологий измерения трехфазной продукции многопластовых залежей нефти

**И. Ш. Мингулов¹, И. С. Жлудов^{2*}, А. Р. Мавзютов¹, А. В. Майер³,
Е. М. Калинин⁴, А. С. Тотанов¹**

¹Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Российская Федерация

²Межрегиональный инновационный колледж Альянс, Тюмень, Российская Федерация

³Межрегиональный профессионально-технический институт, Тюмень, Российская Федерация

⁴ООО «НефтеКонтрольСервис», Уфа, Российская Федерация

*polyk_89@mail.ru.

Аннотация. Разработка и эксплуатация многопластовых залежей нефти связана с проявлением осложнений в добыче продукции скважин. К наиболее характерным из них относятся осложнения по причине высоких значений вязкости, газосодержания, обводненности, содержанием парафиновых углеводородов, неорганических солей, агрессивных компонентов водных сред и т.д., приводящие к повышению нагрузок на оборудование скважин, снижению подачи насосных установок и межремонтного периода работы. Добыча нефти на многопластовых залежах связана с созданием сложных конструкций подземного оборудования скважин для независимого отбора продукции обоих пластов и их измерения. Для проведения измерений продукции нефтяных скважин в этих условиях необходимы разработка и внедрение инновационных средств, прошедших государственную аттестацию с малой погрешностью измерения параметров продукции в достаточно широких пределах их изменения. Согласно приказу Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 20.09.2019 № 639 «Об утверждении Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» контроль за разработкой нефтегазовых месторождений и выработкой их запасов связаны с проведением соответствующих промысловых исследований и измерений. Из них наибольший объем направлен на измерение массового дебита сырой нефти, обводненности скважинной жидкости, плотности нефти и попутно-добываемой воды, объемного содержания свободного и растворенного газа в нефти с последующим расчетом текущего газового фактора нефти, а также содержания мехпримесей в жидкости, а также содержания твердых взвешенных частиц (ТВЧ) в жидкости. Целью разработки приведенных ниже описаний новых средств и методов измерений продукции скважин является обеспечение недропользователей инновационным инструментом, отвечающим требованиям импортозамещения, надежности и ресурса работы, невысокой стоимости, а также оперативностью и непродолжительным временем проведения измерений на скважинах. Они призваны проводить измерения 3-х фазной продукции нефтяных скважин с высокими значениями вязкости и газосодержания.

Ключевые слова: вискозиметр нефти промысловый, газосодержание и обводненность продукции пласта, импортозамещение, текущий газовый фактор нефти

Для цитирования: Мингулов И. Ш., Жлудов И. С., Мавзютов А. Р., Майер А. В., Калинин Е. М., Тотанов А. С. Разработка и результаты внедрения инновационных технологий измерения трехфазной продукции многопластовых залежей нефти. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.* 2026;30(3):65–81. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-3-65-81>
EDN: ZQKTEW

Development and results of implementing innovative technologies for measuring three-phase production of multifluid oil deposits

**Ildar Sh. Mingulov¹, Ivan S. Zhudov^{2*}, Askar R. Mavzyutov¹,
Andrey V. Mayer³, Evgeny M. Kalinin⁴, Alexander S. Totanov¹**

¹ Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation

² Interregional Innovative College Alliance, Tyumen, Russian Federation

³ Interregional Vocational and Technical Institute, Tyumen, Russian Federation

⁴ LLC NefteKontrolServis, Ufa, Russian Federation

*polyk_89@mail.ru.

Abstract. The development and operation of multilayer oil deposits are often accompanied by complications in the production of well products. The most characteristic of these include complications caused by high viscosity, gas content, waterlogging, paraffinic hydrocarbons, inorganic salts, aggressive components of water media, etc., leading to increased loads on well equipment, reduced pumping supply and maintenance period. Crude oil production from multilayer deposits involves the creation of complex underground well equipment designs for independent production and measurement from each layer. To accurately measure oil well production under these conditions, it is necessary to develop and implement innovative tools that have passed state certification and have low measurement error for product parameters within a wide range of variation. Control over the development of oil and gas fields and the depletion of their reserves, in accordance with the "Rules for Preparing Projects for the Development of Hydrocarbon Fields, approved by Order No. 639 of the Ministry of Natural Resources and Environment of the Russian Federation dated September 20, 2019," involves conducting relevant field studies and measurements. The largest volume of them is aimed at measuring the mass flow rate of crude oil, the water content of the well fluid, the density of oil and associated water, the volume content of free and dissolved gas in oil, followed by calculation of the current gas factor of oil, as well as the content of mechanical impurities in the liquid (TVP – solid suspended particles). The aim of developing the descriptions of new means and methods of measuring well products below is to provide subsoil users with an innovative tool that meets the requirements of import substitution, reliability and service life, low cost, as well as the speed and short time of measurements on wells. They are designed to measure 3-phase products of oil wells with high viscosity and gas content.

Keywords: field viscosimeter for oil, gas content and water cut of reservoir products, import substitution, current gas factor of oil

For citation: Mingulov I. Sh., Zhiludov I. S., Mavzyutov A. R., Mayer A. V., Kalinin E. M., Totanov A. S. Development and results of implementing innovative technologies for measuring three-phase production of multifluid oil deposits. *Oil and Gas Studies*. 2026;30(3):65–81. (In Russ.) <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-3-65-81>

Введение

Передвижные комплексы исследования и освоения нефтегазовых скважин предназначены для автоматизированного измерения дебита продукции добывающих нефтяных и газовых скважин, сепарации жидкости, нефти, углеводородов, газового конденсата. Известные в РФ передвижные установки для измерения скважинной продукции сведены в таблицу 1.

Таблица 1. Диапазоны и погрешности измерений установок

Table 1. Range and measurement errors of the installations

Технические характеристики	«АСМА»	«Спутник ГМН 40-8-500»	«ОЗНА Импульс 40-N-300»	«ОЗНА-Квант»	«ОЗНА-Массомер»
Диапазон измерения дебита скважин: – по жидкости, т/сут.	от 0,1 до 400	до 500	до 300	от 0,4 до 200	1÷500
– по газу, м ³ /сут.	300 000	300 000	до 30 000	до 15 000	100÷100 000

Основная проблема применения этих установок состоит в сложности обеспечения слива продукции скважины из измерительной емкости перед следующим циклом налива. Это необходимо для повторного измерения массы сырой нефти при расчете устойчивого среднего значения массы пяти значений измерений.

При малом содержании свободного газа в нефти при поступлении продукции в измерительную емкость обеспечение слива измеренной продукции затруднено из-за дефицита давления газа в верхней части емкости. В ряде случаев применяется принудительный отбор продукции дополнительным поверхностным насосом установки, что существенно осложняет измерение.

Поэтому основной задачей разработки новой конструкции и способа измерения количества свободного газа является повышение давления газа в газовой шапке емкости в цикле налива продукции.

Следующая не менее важная задача новых разработок состоит в измерении влагосодержания поступающей в измерительную емкость продукции. Данные геологической службы промысла по обводненности продукции на данный момент, как правило, уже не отвечают точности получаемых данных из-за быстрых изменений объемов закачки пластовой воды на объектах разработки залежи. Потребовалась разработка переносного влагомера нефти, позволяющего измерять влагосодержание нефти непосредственно после отбора пробы и сепарации из нее газа.

Разработка вискозиметра нефти при измерении массового дебита сырой нефти и объемного содержания газа носит опционный характер. Прибор в составе передвижной установки может применяться при повышенных значениях вязкости продукции для выработки предложений по корректировке технологического режима работы скважины.

Решению этих проблем во многом способствуют разработанные авторами статьи инновационные средства, позволяющие измерять массовый дебит сырой нефти скважин и объемный расход попутного нефтяного газа, для определения газового фактора нефти, вязкость обводненной продукции непосредственно на устье скважины при давлении и температуре в точке отбора пробы, а также содержание пластовой воды в добываемой продукции.

Необходимо добавить, что в настоящее время образовался острый дефицит в малогабаритных передвижных установках по измерению трехфазной продукции нефтяных скважин. Это касается и вновь вводимых в разработку месторождений нефти, и восстановления из бездействия фонда скважин на старых истощенных залежах, а также месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти.

1. Установка для измерения массы сырой нефти и объемного содержания свободного газа с определением текущего газового фактора нефти

Передвижная установка, разработанная и аттестованная в ООО «УК "Шешмаойл"», позволяет выполнять измерения массы сырой

нефти и объемного содержания газа трехфазной продукции скважин с высокими значениями обводненности нефти и ее вязкости, а также малом содержанием газа в пластовой нефти на истощенных месторождениях.

Блок измерения продукции скважин «БИПС 1-4,0-40» (БИПС) предназначен для измерений массового дебита сырой нефти и объема свободного и растворенного газа в нефти (Регистрационный код методики измерений по Федеральному реестру: ФР. 1. 29. 2020. 38093).

БИПС включает: измерительную емкость с датчиками давления, температуры, гидростатический уровнемер, электромагнитный клапан, контроллер с системой сбора и обработки информации. БИПС укомплектован прибором УОСГ-1РГ для измерения остаточного количества растворенного газа в нефти при давлениях в манифольде скважины [1–3].

Новизна БИПС-1 состоит в создании дополнительного перепада давления в газовой линии установки в цикле налива продукции в измерительную емкость, обеспечивающего принудительный слив продукции из емкости в последующем цикле. Абсолютная величина перепада давления на дросселе составляет 0,05 МПа. Установка БИПС (рис. 1) с положительными результатами прошла опытно-промысловые испытания на месторождениях Республики Татарстан. В таблице 2 приведены ее основные технические характеристики.



Рис. 1. Установка БИПС – 1
Fig.1. BIPS installation – 1 system

Таблица 2. Технические характеристики
Table 2. Technical specifications of the BIPS installation – 1 system

Наименование параметра	Значение
Количество подключаемых скважин	1
Рабочее давление, МПа	< 4
Диапазон измерений массы сырой нефти, т/сут.	100
Температура рабочей среды, °С	+ 5 ... + 90
Вязкость жидкости, не более, Па.с	6,0
Содержание парафина, объемная доля, %, не более	7
Содержание сероводорода, объемное, %, не более	2
Климатическое исполнение установки, УХЛ категория размещения – 1 согласно ГОСТ 15150-69	- 35 ... + 40°С
Плотность нефти, кг/м ³	700...900
Плотность пластовой воды, кг/м ³	1 000...1 200
Газовый фактор нефти, нм ³ /т	50
Содержание пластовой воды в сырой нефти, объемная доля, %	0...98
Габаритные размеры и масса	
Длина, мм	1 600
Ширина, мм	1 000
Высота, мм	2 100
Масса, кг	900
Параметр источника питания	
Род тока	Переменный
Напряжение, В	220
Частота, Гц	50 ± 1
Допустимое отклонение напряжения на вводе, %	-15 ... +10

Максимальное время, затрачиваемое на проведение измерений после соединения с манифольдной линией скважины, составило около 30 мин. В дальнейшем предполагается увеличение диапазонов измерения дебитов жидкости до 250 т/сут. при газовом факторе до 100 нм³/т. Небольшие габариты установки и грузоподъемность шасси (до 2,5 т) создают преимущества такой установки. В качестве иллюстрации в таблице 3 приведены результаты ОПИ по измерению продукции ряда скважин, проведенные на промыслах после заводских испытаний, а в таблице 4 — данные геологической службы промысла.

Видно, что в период опытно-промысловых испытаний по дебиту нефти Q_n и обводненности скважин данные параметры различаются незначительно.

Таблица 3. Опытные данные по измерению продукции скважин установкой БИПС-1
Table 3. Summary of experimental well production data obtained with the BIPS -1 installation

№ п/п	№ скв.	Q _п , т/сут.	Q _в , т/сут.	Обводненность, дол.ед.	Q _ж , т/сут.
1	3220	2,51	1,29	0,34	3,80
2	3223	2,30	0,44	0,16	2,74
3	3250	2,10	1,24	0,37	3,34
4	3279	8,77	3,59	0,29	12,36
5	3282	6,14	0,76	0,11	6,90

Таблица 4. Данные измерения продукции скважин в геологической службе промысла
Table 4. Well production measurement data in the field geological service

№ п/п	№ скв.	Q _п , т/сут.	Обводненность, дол. ед.
1	3220	2,64	0,28
2	3223	2,21	0,14
3	3250	2,06	0,35
4	3279	7,46	0,25
5	3282	5,01	0,12

2. Установка нового поколения для измерения продукции скважин в передвижном варианте исполнения

Разработана принципиально новая импортозамещающая установка, предназначенная для измерения трехфазной продукции скважин на истощенных залежах нефти РФ с малым газосодержанием продукции, а также месторождениях нефти повышенной вязкости. Установка имеет передвижной вариант исполнения и предназначена для измерения массового дебита нефти и расчета газового фактора в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009.

Для обеспечения измерения поступающей продукции скважин в этих условиях создана установка с новым принципом измерения продукции скважин, не зависящим от количества свободного газа в жидкости (рис. 2).

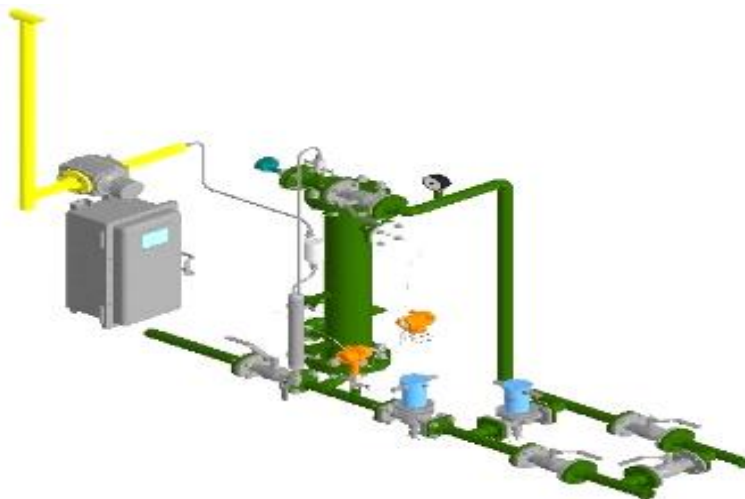


Рис. 2. Установка нового поколения для измерения 3-х фазной продукции
Fig. 2. New generation installation for measuring 3-phase product

В измерительной емкости размещен подвижный (падающий) поршень с запорным клапаном. В цикле налива продукции в измерительную емкость канал в центральной части поршня перекрывает клапан, и поршень движется вверх под напором поступающей продукции в емкость снизу. В этом рабочем цикле установки таймер измеряет время заполнения емкости продукцией, а датчик перепада давления — гидростатическое давление в емкости.

Движение поршня вниз является холостым.

Движение поршня вверх сопровождается совместным движением в подпоршневой зоне водогазонефтяной смеси, что позволяет измерять практически три фазы продукции пласта по гидростатическому давлению столба жидкости в цилиндре в верхней ее точке, плотностям нефти и воды в стандартных условиях, заложенных в программу расчетов и обводненности жидкости. Следовательно, оставшаяся часть подпоршневой зоны будет занимать газ под давлением на манифольдной линии.

На рисунке 3 приведена фотография установки на заводской площадке изготовления.



Рис. 3. Установка нового поколения для измерения 3-х фазной продукции на заводской площадке изготовления

Fig. 3. New generation three-phase flow measurement installation at the manufacturing facility

Проведены предварительные испытания установки на объектах добычи нефти ООО «УК "Шешмаойл"», которые показали независимость проведения измерения дебита сырой нефти от содержания свободного газа в циклах слива продукции скважины.

3. Вискозиметр нефти промысловый

Для развития нефтяной отрасли Российской Федерации в настоящее время характерен ввод в промышленную разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами (ТриЗ), доля которых уже составляет около 70 % основного объема добычи нефти. Наибольшую часть ТриЗ составляют высоковязкие нефти и природные битумы. Добыча нефти на месторождениях ТриЗ к 2035 году при благоприятных сценариях развития отрасли может достичь 80 млн т [4–6].

Основные проблемы добычи нефти такой категории связаны с повышенной вязкостью добываемой продукции, влияющей на фильтрацию нефти в продуктивном пласте, надежность работы скважинных насосов, эффективность эксплуатации систем сбора и подготовки товарной нефти. Высокая вязкость добываемой продукции является причиной роста нагрузок на оборудование скважин, давления в трубопроводах и емкостном оборудовании и затрат электроэнергии, материалов и химреагентов на разрушение образуемых в скважинах стойких эмульсий в пунктах предварительного сброса воды и подготовки товарной нефти. В этой связи проектирование объектов скважинной добычи и внутрипромыслового транспорта высоковязкой нефти производится на основе данных о вязкости добываемой продукции.

Непосредственное применение значений вязкости добываемой продукции находят в расчетах нагрузок от вязкого трения в подземном оборудовании скважин с приводом насосов от колонны штанг. В системах сбора нефти вязкость закладывается в расчеты гидравлических сопротивлений в напорных трубопроводах. Значение вязкости нефти используется в расчетах скорости разделения фаз в различных газосепараторах.

Основным местом отбора пробы продукции пласта, как правило, является манифольдная линия на устье скважины. Однако проблема отбора трехфазной продукции скважин и замер ее вязкости на сегодняшний день остается во многом не решенной как в методическом, так и в инструментальном планах. Во-первых, неустойчивый характер течения жидкостей в смеси со свободной газовой фазой и образованием частично расслоенной структуры в манифольдной линии скважины во многом препятствует отбору представительной пробы продукции для измерения ее вязкости. Во-вторых, проведение измерений вязкости на сертифицированном оборудовании предполагается в лабораторных условиях, что приводит к частичному расслоению жидкости при доставке пробы в лабораторию, изменению дисперсной структуры эмульсии и ее вязкости. По истечении длительного периода между отбором

пробы и измерением ее вязкости происходит дальнейшая адсорбция природных эмульгаторов нефти на межфазной поверхности, дальнейшая дегазация нефти и «старение» эмульсии в процессе хранения ее пробы.

Для измерения вязкости обводненной нефти в промысловых условиях непосредственно на устье нефтяных скважин или технологических жидкостей, применяемых в добыче или бурении скважин, разработан и аттестован вискозиметр нефти промысловый ВНП 1-4,0-90 (свидетельство об аттестации РФ №1.31.2019.32427 в государственной системе обеспечения единства измерений). Аттестация прибора проведена компанией ООО «УК "Шешмаойл"».

Метод измерения вязкости основан на замере времени качения шарика в калиброванной трубке прибора. В период заполнения полости прибора жидкостью под давлением производят одновременно отвод свободного газа в атмосферу [7–9].

Измерения могут производиться при различных углах наклона корпуса прибора к горизонтали в зависимости от вязкости жидкости.

В таблице 5 приведены некоторые результаты измерения вязкости продукции скважин, а в таблице 6 — измеряемые диапазоны параметров нефти.

Таблица 5. Контрольная карта измерений на скважинах месторождения Заречное
Table 5. Standard measurement control card used at Zarechnoye field production wells

№ п/п	№ скв.	Температура замера, °С	Угол наклона трубки, град	Среднее время качения шарика, с	Постоянная вискозиметра, К	Фактическое значение вяз-ти, мПа*с	Привед. значение вяз-ти к t = 20 °С, мПа*с
1	78	11	30	21,7	0,283	42,4	24
1.1	78	11	60	12,2	0,51	42,823	24
1.2	78	11	90	8,96	0,7	43,214	24,1
2	116	7	90	30,4	0,7	146,8	58
3	115	5	45	97,1	0,411	275	67
4	2150	7	90	97,3	0,7	469,3	93
5	112	4	90	340,2	0,7	1640,7	181
6	111	3	90	129,9	0,7	626,6	95
7	121	3	90	136,0	0,7	655,93	98
8	2143	8	90	13,0	0,7	62,7	35
9	127	5	90	27,5	0,7	132,6	42
10	118	5	90	30,4	0,7	146,62	46

Измерение вязкости неустойчивых к расслоению эмульсий при обводненности в диапазоне более 55–60 % обводненности может привести к расслоению части эмульсии в приборе. Поэтому в таких случаях перед наливом жидкости в прибор производилось ее интенсивное встряхивание.

При недостижении устойчивости измерение вязкости эмульсии признавалось некорректным. На рисунке 4 представлена фотография прибора при измерении вязкости продукции на скважине.

Таблица 6. Диапазоны параметров нефти, измеряемых вискозиметром
Table 6. Range of oil viscosity parameters measured using a viscometer

Динамическая вязкость в рабочем диапазоне температур, мПа·с	от 10 до 6 000
Массовая доля воды, %	от 1 до 98
Плотность нефти в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³	от 870 до 920
Допустимое содержание свободного газа в приборе после отбора пробы и стравливания основного объема, %	от 0 до 5
1. Условия отбора пробы:	
Рабочий диапазон температуры нефти, °С	от +5 до +60
Рабочий диапазон давления, МПа	от 0,1 до 4,0
2. Параметры окружающей среды:	
Температура окружающего воздуха, °С	от –25 до +45
Атмосферное давление, кПа, не более	101,3 ± 4
Относительная влажность воздуха, %, не более	80



Рис. 4. Фотография прибора для измерения вязкости продукции на скважине
Fig. 4. Photograph of a device for measuring product viscosity at a well

Промысловый вискозиметр нефти на основе принципа Гепплера имеет небольшие габариты и вес, малое время проведения измерения (около 10–15 мин.), широкий интервал измерения вязкости жидкости, зависящий от диаметров цилиндра прибора и шарика качения и угла наклона трубки. Максимальная вязкость жидкости, измеренная прибором, составила более 6,0 Па.с. Другие типы вискозиметров, к примеру ротационные, предполагают проведение измерений в лабораторных условиях.

Сведения о вязкости извлекаемой продукции позволяют вводить коррективы в выбор глубиннонасосного оборудования и технологического режима его работы с учетом сил вязкого трения в подземном оборудовании скважин.

4. Влагомер нефти промысловый

Важнейшим параметром контроля за разработкой нефтяных месторождений в условиях закачки воды в продуктивные горизонты для поддержания пластового давления является обводненность пластовой жидкости. Измерение обводненности добываемой продукции позволяет судить о нефтенасыщенности отдельных зон пласта, характере продвижения фронта закачиваемой воды и других важнейших показателях выработки залежи нефти.

В этой связи регламент исполнения проектной документации по разработке месторождения включает регулярное измерение обводненности продукции каждой нефтяной скважины путем бутылочного отбора проб жидкости, которые традиционно отбираются с устьевого пробоотборника и доставляются в химико-аналитическую лабораторию промысла.

Однако в настоящее время существует острая проблема в разработке и массовом производстве переносного прибора для измерения обводненности продукции пласта непосредственно на скважинах. Прибор должен быть аттестован как средство измерения и перевозиться промысловым автотранспортом. Применяемые в промысловых лабораториях приборы Дина — Старка не позволяют оперативно производить измерения обводненности из-за большой продолжительности (не менее 3-х часов), трудоемкости и сложности единичного замера способом выпаривания жидкости.

Продолжительный период измерений недопустим, к примеру, при освоении скважин после бурения или ремонта, когда необходимо производить замеры обводненности ежечасно.

Разработан импортозамещающий переносной промысловый плотностномер — влагомер, перевозимый в автомобиле оператора, которым измеряется содержание воды в пробе, отобранной на устье скважины. Прибор обладает меньшей погрешностью измерений, а также низкой стоимостью в сравнении с другими средствами измерения влагосодержания нефти [10–12]. В настоящее время прибор проходит государственную аттестацию как средство измерения.

Основными требованиями к измерению являются обеспечение представительности отбора обводненной жидкости из линии, ее дегазация при

атмосферном давлении и продолжительность замеров на каждой скважине не более 15–20 мин. Данные измерения сразу заносятся оператором в оперативную память компьютера или передаются на диспетчерский пункт.

Влагомер нефти представляет собой компактный прибор малых габаритов и веса (не более 1,5 кг). Обслуживание прибора производится операторами промысла без специального курса обучения и не требует какой-либо подготовки. К прибору приложены технический паспорт и руководство по эксплуатации с методикой измерения обводненности нефти. После ввода исходных параметров в программу расчета и заливки измерительного цилиндра прибора, отобранной из манифольдной линии пробы дегазированной нефти, на дисплее контроллера будет высвечиваться обводненность продукции пласта.

Технические требования на изготовление прибора

1. Влагомер должен обеспечить измерения:
 - датчика уровня жидкости в цилиндрическом сосуда прибора с погрешностью 1,0 %;
 - гидростатического давления с погрешностью не более 0,35 %.
2. Исполнение установки должно быть рассчитано на обеспечение работы в следующих климатических условиях: температура окружающего воздуха внутри лаборатории +19 до +21 °С; при выходе температуры измерения за пределы указанного диапазона в программу вводятся поправки погрешности датчика уровня, указанные в аттестационных документах.
3. Прибор изготавливается в соответствии с требованиями Ростехнадзора, а также с учетом стандартов ASME и API.
4. Рабочее давление на входном штуцере P_p , МПа, не более...0,1
5. Условный диаметр цилиндрического сосуда D_y , мм, не более.....50
6. Высота цилиндрического сосуда, мм, не более.....400
7. Масса прибора, кг, не более.....1,5
8. Характеристика рабочей среды (нефть, пластовая вода) с содержанием:
 - парафина, % масс., не более7
 - серы, % по масс., не более 7
 - ТВЧ, мг/л, не более..... 600
 - сероводорода, % об., не более.....2,5

В ООО «УК "Шешмаойл"» были проведены опытно-промышленные испытания влагомера, представленного на рисунке 5. С помощью прибора измерялось содержание воды в отобранной продукции скважин №№ 262, 263 и 202 и сопоставлялось с данными геологической службы промысла.

Результаты измерений

По данным химико-аналитической лаборатории промысла, плотность пластовой воды по скважинам составила: скв. 262 — 1 187 кг/м³; скв. 263 — 1 170 кг/м³ и скв. 202 — 1 177 кг/м³.

Плотность нефти на скважинах составила: скв. 262 — 907,7 кг/м³; скв. 263 — 913,8 кг/м³ и на скв. 202 — 917,0 кг/м³.

На скважине 262 отбор пробы нефти производили через целевой пробоотборник, а на скважинах 263 и 202 — из пробоотборников «труба в трубе».

Показания обводненности продукции скважин на дисплее составили:

- скв. 262 — 21,4 %;
- скв. 263 — 24,7 %;
- скв. 202 — 5,3 %.

Данные геологической службы промысла по этим скважинам показали следующие значения обводненности: скв. 262 — 20,7 %; скв. 263 — 28,0 %; скв. 202 — 25,8 %.

Измерения обводненности продукции скважин прибором ВНП-1 показали удовлетворительную сходимость на 2-х скважинах. На скв. 202 произошел сбой программы по техническим причинам.



Рис. 5. Фото промышленного влагомера

Fig. 5. Photograph of the commercial oil moisture content meter

Все описанные средства измерений при соответствующей комплектации могут в комплексе составить передвижную малогабаритную установку для измерения 3-х фазной продукции скважин на промыслах при соответствующей аккредитации.

В перспективе в состав передвижной установки могут войти иные инновационные средства измерения физико-химических свойств добываемой продукции, к примеру, температура кристаллизации парафина в колонне НКТ или коррозионная активность попутно-добываемой воды, которые позволят определить наиболее эффективные методы борьбы с такими осложнениями. Например, разработан комплекс электронного устройства УЗПНУк-2-73М, обеспечивающего создание защитных оксидных пленок на поверхности оборудования УЭЦН.

Можно заключить, что создание полноценной передвижной установки для измерения трехфазной продукции скважины еще не завершено. Требуется реконструкция установки для расширения диапазона измерения массы сырой нефти, поступившей в манифольдную линию скважины. Предполагается увеличить диапазон измерения этой массы до 300–400 т/сут. увеличением полезного объема измерительной емкости до необходимой величины.

Выводы

1. Обоснована необходимость разработки и внедрения малогабаритной передвижной установки измерения 3-х фазной продукции на базе набора сертифицированных и аттестованных средств измерения параметров работы оборудования и их анализа.
2. К числу первостепенных средств контроля работы скважинного оборудования и выявления осложнений отнесены средства измерения массового дебита сырой нефти, а также влагосодержания обводненности продукции аттестованным средством, а также вязкости жидкости.
3. Показано, что дальнейшее совершенствование передвижной установки для измерения трехфазной продукции является расширение диапазона измерения массового дебита сырой до значений порядка 300–400 т/сут.

Вклад авторов

Авторы сделали эквивалентный вклад в подготовку публикации.

Authors' contributions

All authors contributed equally to the preparation of the manuscript.

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Conflict of interests. The authors declare no conflicts of interest.

Список источников

1. Давыдова О. В., Валеев М. Д., Мингулов Ш. Г. Разработка технологии измерения полного газового фактора нефти. *Нефтепромысловое дело*. 2017; (5):49–52.
2. Гуторов Ю. А., Давыдова О. В. К вопросу о возможности создания устройства для оперативного отбора глубинных проб нефти и экспрессоценки их газового фактора. *Нефтяная провинция*. 2019;(1-17):215–226. <http://doi.org/10.25689/NP.2019.1.215-226>
3. Габдрахманов Н. Х., Давыдова О. В., Кордик К. Е. Технологии определения газового фактора нефти на скважинах передвижными установками. *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*. 2010; 4(82):63–68.
4. Гиззатуллина А. А., Мингулов И. Ш., Фазуллин Р. И. Классификация неньютоновских жидкостей. В сб.: *Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 23 апреля 2021 года*. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. С. 113–118.
5. Мингулов И. Ш., Литвинов И. И., Миннулин А. Г. Измерение вязкости жидкости при проявлении ее неньютоновских свойств. В сб.: *Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле – 2021 международной научно-практической конференции молодых ученых и студентов – 2021, 16–17 апреля 2021 года*. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. С. 347–356.
6. Мингулов И. Ш., Валеев М. Д., Мингулов Ш. Г., Мухаметшин В. В., Кулешова Л. С., Сафиуллина А. Р. Методика измерения вязкости жидкости прибором Гепплера при проявлении ее неньютоновских свойств. *Нефтегазовое дело*. 2021;19(6):46–55. <http://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-6-46-55>
7. Мухаметшин В. В., Мингулов И. Ш., Велиев Э. Ф., Кулешова Л. С., Исаев А. А. Методика измерения и расчета вязкости продукции нефтяной скважины в промысловых условиях. *Нефтегазовое дело*. 2021;19(6):61–69. <http://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-6-61-69>
8. Мингулов И. Ш., Исаев А. А. Измерение и расчет вязкости нефти в промысловых условиях. В сб.: *Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле – 2021 международной научно-практической конференции молодых ученых и студентов – 2021, 16–17 апреля 2021 года*. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. С. 356–364.
9. Mukhametshin V. V., Mingulov I. Sh., Kuleshova L. S. Oil well viscosity measurement and calculation algorithm. *Journal of Physics: Conference Series (International Conference on IT in Business and Industry (ITBI 2021))*. 2021;2032(1):012048. <http://doi.org/10.1088/1742-6596/2032/1/012048>
10. Тарасов М. Ю., Магомедшерифов Н. И. *Сброс пластовой воды и подготовка нефти на промыслах*. Санкт-Петербург: Недра, 2014. 295 с.
11. Чудин В. И., Самойлов В. В. О вариантах решения проблемы измерения дебита жидкости на устье скважин в ОАО «Татнефть». *Нефть Татарстана*. 2001;(3):23–28. URL: <https://nponts.ru/wp-content/uploads/2019/11/04e20a0e23ce772dab8368a0071d8342.pdf?ysclid=mq7nrl12zk137052651>
12. Фаттахутдинов А. Ш., Слепян М. А., Ханов Н. И., Золотухин Е. А., Немиров М. С. *Автоматизированный учет нефти и нефтепродуктов при добыче, транспорте и переработке*. Москва: Недра-Бизнес-центр; 2002. 417 с.

References

1. Valeev M. D., Davydova O. V., Mingulov Sh. G. Development of a technology of measuring the total gas factor of oil. *Oilfield engineering*. 2017;(5):49–52. (In Russ.).
2. Gutorov U. A., Davydova O. V. On development of equipment for time-efficient crude oil sampling and rapid gas-oil ratio measurement. *Neftyanaya Provintsiya*. 2019;(1-17):215–226. (In Russ.). <http://doi.org/10.25689/NP.2019.1.215-226>
3. Gabdrakhmanov N. Kh., Davydova O. V., Kordik K. Ye. Gas oil factor at wells determined by mobile unit technologies. *The problems of gathering, treatment and transportation of oil and oil products*. 2010; 4(82):63–68. (In Russ.).
4. Gizzatullina A. A., Mingulov I. Sh., Fazyllin R. I. Classification of non-newtonian fluids. In: *Materials of the 48th All-Russian Scientific and Technical Conference of Young Scientists, Postgraduate Students, and Students with International Participation, Otkyabrsky, April 23, 2021*. Ufa: UGNTU Publishing House, 2021. P. 113–118. (In Russ.).
5. Mingulov I. Sh., Litvinov I. I., Minnullin A. G. Measurement of liquid viscosity in the manifestation of its non-newtonian properties. In: *Innovations and Development Prospects in the Oil and Gas Industry – 2021 International Scientific and Practical Conference of Young Scientists and Students*. 2021, April 16–17. Ufa: UGNTU Publishing House, 2021, P. 347–356. (In Russ.).
6. Mingulov I. Sh., Valeev M. D., Mingulov Sh. G., Mukhametshin V. V., Kuleshova L. S., Safiullina A. R. Method of measuring the liquid viscosity by a h  ppler device when its non-newtonian properties are manifested. *Petroleum engineering*. 2021;19(6):46–55. (In Russ.). <http://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-6-46-55>
7. Mukhametshin V. V., Mingulov I. Sh., Veliyev E. F., Kuleshova L. S., Isaev A. A. Methods for oil well products viscosity measuring and calculating in situ. *Petroleum engineering*. 2021;19(6):61–69. (In Russ.). <http://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-6-61-69>.
8. Mingulov I. Sh., Isaev A. A. Measurement and calculation of oil viscosity in field conditions. In: *Innovations and Development Prospects in the Oil and Gas Industry – 2021 International Scientific and Practical Conference of Young Scientists and Students*. 2021, April 16–17. Ufa: UGNTU Publishing House, 2021, P. 356–364.
9. Mukhametshin V. V., Mingulov I. Sh., Kuleshova L. S. Oil well viscosity measurement and calculation algorithm. *Journal of Physics: Conference Series (International Conference on IT in Business and Industry (ITBI 2021))*. 2021;2032(1):012048. <http://doi.org/10.1088/1742-6596/2032/1/012048>
10. Tarasov M. Yu., Magomedsherifov N. I. *Reservoir Water Discharge and Oil Processing at Oil Fields*. Saint Petersburg: Nedra, 2014. 295 p. (In Russ.).
11. Chudin V. I., Samoilov V. V. On the options for solving the problem of measuring the liquid flow rate at the wellhead in OAO “TATNEFT”. *Tatarstan Oil*. 2001;(3):23–28. (In Russ.). URL: <https://npoints.ru/wp-content/uploads/2019/11/04e20a0e23ce772dab8368a0071d8342.pdf?ysclid=mq7nrl12zk137052651>
12. Fattakhutdinov A. Sh., Slepian M. A., Khanov N. I., Zolotukhin E. A., Nemirov M. S. *Automated Accounting of Oil and Petroleum Products in Production, Transportation, and Refining*. Moscow: Nedra-Business Center; 2002. (In Russ.).

Информация об авторах / Information about the authors

Мингулов Ильдар Шамильевич, кандидат технических наук, старший преподаватель, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, task3@mail.ru

Жлудов Иван Сергеевич, преподаватель, Межрегиональный инновационный колледж Альянс, г. Тюмень, polyk_89@mail.ru

Мавзютов Аскар Рифкатович, аспирант, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, askar1975@ya.ru

Майер Андрей Владимирович, кандидат технических наук, проректор по учебно-производственной работе Межрегиональный профессионально-технический институт, г. Тюмень, mayer-14@mail.ru

Калинин Евгений Михайлович, заместитель директора ООО «НефтеКонтрольСервис», г. Уфа, kalininEM86@yandex.ru

Тотанов Александр Сергеевич, аспирант, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия, 063samng@mail.com

Ildar Sh. Mingulov, Candidate of Engineering Sciences, Senior Lecturer, Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, task3@mail.ru

Ivan S. Zhudov, Lecturer, Alliance Interregional Innovation College, Tyumen, polyk_89@mail.ru

Askar R. Mavzyutov, Postgraduate Student, Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, askar1975@ya.ru

Andrey V. Mayer, Candidate of Engineering Sciences, Vice-Rector for Educational and Production Work, Interregional Vocational and Technical Institute, Tyumen, mayer-14@mail.ru

Evgeny M. Kalinin, Deputy Director of NefteKontrolsService LLC, Ufa, kalininEM86@yandex.ru

Alexander S. Totanov, Postgraduate Student, Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, 063samng@mail.com

Поступила в редакцию / Received 04.03.2026

Поступила после рецензирования / Revised 13.04.2026

Принята к публикации / Accepted 20.04.2026