

УДК 622.276. 5:53.08

## ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ОЦЕНКЕ ОБВОДНЕННОСТИ ПРОДУКЦИИ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

Денисламов Ильдар Зафирович<sup>1</sup>,  
denislamoviz@mail.ru

Гималтдинов Ильяс Кадинович<sup>1</sup>,  
iljas\_g@mail.ru

Денисламова Алия Ильдаровна<sup>1</sup>,  
denislamova2014alia@mail.ru

Максутов Зиннат Анверович<sup>1</sup>,  
zinnatmaksutov011197@gmail.com

<sup>1</sup> Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
Россия, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

**Актуальность** исследования определена необходимостью стандартизации способов и методик по определению обводненности продукции нефтедобывающих скважин.

**Цель:** оценить причины и условия возникновения систематической погрешности при определении состава скважинной продукции, минимизировать ошибки в измерениях обводненности путем создания новых технологий.

**Объектом** исследования являются нефтедобывающие скважины и процессы, протекающие при движении пластовой продукции от забоя скважины до штатного пробоотборника на выкидной линии устьевого арматуры.

**Методы** исследования основаны на отборе устьевых проб продукции скважин до и после гомогенизации жидкости в выкидной линии скважины. По технологии отбора объемных скважинных проб жидкости оценивалась толщина слоя нефти над водной фазой с помощью разработанного устройства, в котором фиксированный объем нефти переводится в делительную воронку путем снижения давления и добавления в нефть органического растворителя.

Установлено, что в высокообводненных скважинах наблюдается гравитационное разделение скважинной жидкости на прослой с различным содержанием нефти и воды. Следствием этого становится поступление в пробоотборную тару жидкости, не соответствующей составу скважинной продукции. Рассмотрены возможные решения существующей проблемы пробоотбора: скважинный поток необходимо гомогенизировать перед штатным пробоотборником или отбирать объемные пробы в течение длительного периода времени. Относительная погрешность измерения доли нефти и воды в объемных пробах с помощью разработанного устройства не превышает 0,1 % для высокообводненных скважин. Рассмотрен альтернативный способ оценки обводненности скважинной продукции, основанный на применении двух датчиков давления в колонне лифтовых труб над электроцентробежным насосом, соответствующий требованиям репрезентативности оцениваемых дискретных проб скважинной жидкости.

### Ключевые слова:

Обводненность, скважина, проба жидкости, турбулизатор, датчик давления, электроцентробежный насос, насосно-компрессорная труба.

### Введение

Важнейший показатель эксплуатации скважины и продуктивного нефтяного пласта – обводненность скважинной продукции – является характеристикой и скважины, и пласта одновременно. Обводненность пластовой продукции и содержание нефти и воды в отбираемых пробах на устье скважины могут отличаться друг от друга по многим причинам. Вопросам повышения представительности отбираемых на устье нефтедобывающих скважин посвящены исследования отечественных и зарубежных ученых [1–6]. На сегодня существуют десятки технологий и способов определения компонентного состава добываемой скважинной продукции, которые можно сгруппировать в следующие направления:

- отбор дискретных устьевых проб скважинной жидкости в тару объемом 0,5–1,0 л с последующим определением процентного содержания нефти и воды в лабораторных условиях; пробы отбираются операторами по добыче нефти с

необходимой периодичностью со штатного пробоотборника, установленного на выкидных линиях скважин;

- отбор скважинной продукции со всего сечения выкидной линии в емкость с постоянной площадью по вертикали объемом 1–3 м<sup>3</sup> или в устройство по автоматической оценке состава жидкости [7–12]; отметим, что объемные пробы, по сути, являются техническим наследием замерных сепарационных установок, существовавших в системе нефтесбора в 50–60 гг. прошлого столетия на промыслах страны;
- оценка одной или нескольких физических характеристик транспортируемого газожидкостного состава в колонне насосно-компрессорных труб или в выкидной линии скважины с помощью нескольких датчиков или комплекса измерительных устройств; данное направление является наиболее наукоемким и состоит из нескольких разделов, отличающихся, к приме-

ру, по положению измерительных устройств (стационарное или мобильное), с предварительной сепарацией попутного нефтяного газа или без этой процедуры [1, 13–18].

Для детализации рассматриваемого вопроса оценки по составу скважинной продукции пространство от перфорационных отверстий обсадной колонны скважины до точки пробоотбора на поверхности земли разделено на четыре зоны:

1. *Пространство от пласта до приемных отверстий глубинного насоса.* Пластовая продукция движется в этой зоне в виде водонефтяной эмульсии при малой обводненности или в виде глобул нефти в потоке воды при значительной обводненности пластовой продукции. Во второй ситуации глобулы нефти могут иметь более высокую скорость движения относительно скорости подъема водной фазы, но в обоих случаях на прием насоса будет поступать газожидкостной состав (ГЖС), соответствующий пластовой продукции по содержанию нефти и воды. Можно предположить и пульсирующий режим работы этой зоны, но отбираемые пробы на устье скважины этого не подтверждают.
2. *Зона от насоса до устья скважины* характеризуется несколькими процессами. Во-первых, после насоса ГЖС становится гомогенизированным и находится под высоким давлением. По мере подъема по колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) давление снижается и структура лифтируемой продукции меняется – выделяется попутный нефтяной газ. В статье [19] подробно рассмотрены процессы, происходящие внутри колонны НКТ. Несмотря на многообразие и сложность этих процессов, допустимо полагать, что компонентный состав ГЖС на устье скважины в колонне НКТ соответствует составу до или после глубинного насоса, иначе наблюдался бы по устьевым пробам пульсирующий состав скважинной продукции.
3. *Межтрубное пространство скважины* – зона между обсадной колонной и лифтовыми трубами, как правило, заполнено нефтью с небольшим содержанием воды [20, 21]. В нижнюю часть кольцевого пространства периодически поступает продукция из первой зоны. Это происходит при превышении притока пластовой жидкости в ствол скважины над производительностью глубинного насоса и при открытии перепускного клапана, находящегося в составе устьевой арматуры скважины. В свою очередь и межтрубное пространство (МП) скважины является дополнительным источником жидкости и газа во вторую зону – в колонну НКТ. Такое происходит при превышении производительности насоса над притоком в скважину пластовой продукции [20], а также при интенсивной сепарации попутного нефтяного газа из нефти в МП и повышении давления газа.
4. *Выкидная линия устьевой арматуры скважины* имеет горизонтальный участок длиной

2–2,5 м. На выкидной линии при высокой обводненности скважинной продукции происходит гравитационное разделение скважинной продукции на прослой с различным содержанием нефти, газа и воды даже при высоких дебитах скважин [22, 23]. Пробоотборная точка на устьевой арматуре скважин многих нефтяных компаний расположена на горизонтальной части, поэтому отбираемая в тару периодическая проба может не соответствовать составу жидкости в колонне НКТ.

#### **Совершенствование технологий по отбору дискретных проб с устьевой арматуры скважин**

Устьевая арматура нефтедобывающих скважин является наиболее доступной для изучения происходящих процессов. По данным исследования 24 скважин, оборудованных электроцентробежными насосами, с помощью пробоотборника с подвижным зондом [24] было установлено наличие гравитационного разделения на 17 скважинах [22]. Для исключения систематической погрешности при отборе периодических проб предложено монтировать в выкидную линию скважин перед точкой пробоотбора турбулизатор скважинной продукции [25]. Опыт применения турбулизаторов на 75 скважинах НГДУ «Чекмагушнефть» ОАО АНК «Башнефть» приведен в статье [23]. Благодаря применению смешивающего устройства средняя обводненность по выборке скважин была снижена на 2,7 % – с 97,7 до 95,0 %. Применение турбулизаторов при наличии подозрения на существование расслоения потока жидкости в выкидной линии скважины соответствует требованию п. 2.13.1.4 ГОСТ 2517 [26], который гласит, что пробоотборное устройство в трубопроводе должно устанавливаться после насоса или перемешивающего устройства.

Периодические пробы отбираются по нормативным требованиям с частотой не менее 4–5 раз за месяц, но в реальности на многих нефтяных компаниях устьевые пробы отбирают до 10 раз в месяц. Несмотря на повышенную частоту отбора проб, существует вероятность несоответствия отборной пробы составу пластовой продукции, так как на момент отбора пробы не анализируется работа системы «пласт–скважина–насос», не оценивается наличие равенства производительностей глубинного насоса и продуктивного пласта. В том случае, когда происходит поступление жидкости из межтрубного пространства (третьей зоны) в колонну НКТ (вторая зона), всегда не известен характер этой жидкости. В начальный период поступления это будет эмульсия с повышенным содержанием воды, затем будет поступать нефть с минимальным содержанием воды. Из-за плотностной разницы в нижней части МП находится преимущественно водная фаза, а выше – нефть.

С тем чтобы отбираемые устьевые пробы максимально соответствовали пластовой продукции, несмотря на возможное дополнительное поступле-

ние в насос жидкости из третьей зоны, на нефтедобывающих скважинах успешно испытаны пробоотборники серии ПОРТ [27]. Пробоотборник данной конструкции, так же как и штатный пробоотборник, устанавливается на выкидной линии устьевого арматуры скважины, но в отличие от последнего, имеет два преимущества:

- отбор пробы осуществляется с полного поперечного сечения потока продукции скважины;
- процесс накопления дискретных проб в контейнер происходит в течение длительного времени, поэтому объединенная проба является интегральной величиной и характеризует скважинную продукцию большого объема.

Пробоотборники серии ПОРТ так и не появились повсеместно на промыслах нефтяных компаний страны из-за относительно высокой стоимости изделия и необходимости их периодического обслуживания. Среднестатистический штатный пробоотборник стоит примерно 500 р., служит в агрессивной среде не более года и не подлежит ремонту и техническому обслуживанию. Пробоотборник используется как расходный материал, и это выгодно компаниям, ведь пробоотборник серии ПОРТ стоит в сто раз дороже и требует к себе значительного внимания в эксплуатации.

В работе [1] в подробной форме рассмотрен отечественный и зарубежный опыт оценки доли нефти и воды в скважинной и трубопроводной жидкости, основанный на измерении таких физических характеристик флюидов, как электропроводимость, диэлектрическая проницаемость и светопроницаемость. Согласно изобретению [13] скважинная продукция сепарируется от попутного нефтяного газа в емкостном оборудовании и в горизонтальной трубопроводной линии подвергается инфракрасному излучению. Генератор излучения и измерительный датчик находятся в непосредственной близости практически на осевой линии трубопровода, и это предопределяет необходимость существования однородного состояния измеряемой среды. Аналогичный способ измерения обводненности высокопроизводительных скважин приведен в статье [14].

Последние 7–10 лет нефтяные компании России активно комплектуют автоматические групповые замерные установки расходомерами жидкости и отдельных фаз, основанные на действии кориолисовых сил на поток среды в U-образной трубке с собственными колебаниями. В описании массомера с данным принципом действия фирмы Элметро (Каталог продукции фирмы 2018 г., стр. 7) указано, что устройство рассчитано на двухфазный состав, поэтому устройство, так же как и механический расходомер типа TOP-1M, устанавливают после сепарации газа из нефти. В работах [15, 16] приведен опыт использования массомеров данного типа на нефтедобывающих скважинах, причем в статье [15] отмечено вредное влияние попутного нефтяного газа на измерения расхода нефти и во-

ды. Исследованиями авторов статьи установлено, что при снижении давления в измерительном контуре ниже давления насыщения нефти газом массомер начинает измерять обводненность жидкости с погрешностью в сторону занижения доли воды в среде.

#### Оценка обводненности пластовой продукции, отобранной в объемные пробы

Другим решением снижения погрешности определения обводненности пластовой продукции является технология отбора объемных проб, когда скважинная жидкость с определенным устьевым давлением, соответствующим текущей эксплуатации скважины, переводится в емкость объемом 1–3 м<sup>3</sup> с постоянным по вертикали сечением [7, 8, 28]. Схема скважины с УЭЦН с необходимым поверхностным оборудованием для реализации измерения обводненности добываемой нефти объемным методом приведена на рис. 1.

Технология измерения обводненности скважинной жидкости заключается в следующем.

1. К скважине с УЭЦН и обратным клапаном – 2 устанавливают вертикальную емкость – 9 с постоянным сечением по высоте. Работу глубинного насоса останавливают.
2. Задвижку – 10 закрывают, а вентиль – 4 открывают с тем, чтобы понизить давление в колонне НКТ до атмосферного значения и выпустить весь дегазированный из нефти попутный газ.
3. Известно, что основной объем попутного нефтяного газа находится после глубинного насоса в растворенном состоянии в нефти, поэтому благодаря малой доле нефти в скважинной продукции происходит быстрое всплытие основной массы нефти в верхнюю часть колонны НКТ и последующая после этого усадка нефти из-за выпуска попутного нефтяного газа из нефти. Этот процесс контролируют с помощью уровнемера с акустическим принципом действия типа Микон-101 или Судос.
4. После стабилизации статического уровня  $H_{\text{стат}}$  определяют объем жидкости –  $V_{\text{ж}}$ , находящейся в колонне НКТ, запускают в работу глубинный насос – 3, и жидкость из колонны лифтовых труб – 1 переводят для дальнейшего гравитационного разделения в емкость – 9. Прохождение необходимого объема  $V_{\text{ж}}$  в емкость определяют по расходомеру – 11.
5. Весь период перевода жидкости из колонны лифтовых труб в емкость – 9 давление в выкидной линии между задвижкой – 10 и штуцером – 7 поддерживают таким, каким оно было при штатной работе глубинного насоса скважины. Этот процесс осуществляется с помощью плавного приоткрытия или прикрытия штуцера – 7.
6. Содержание нефти в отобранной жидкости определяется как отношение толщины слоя нефти над водой к общей высоте жидкости в емкости.

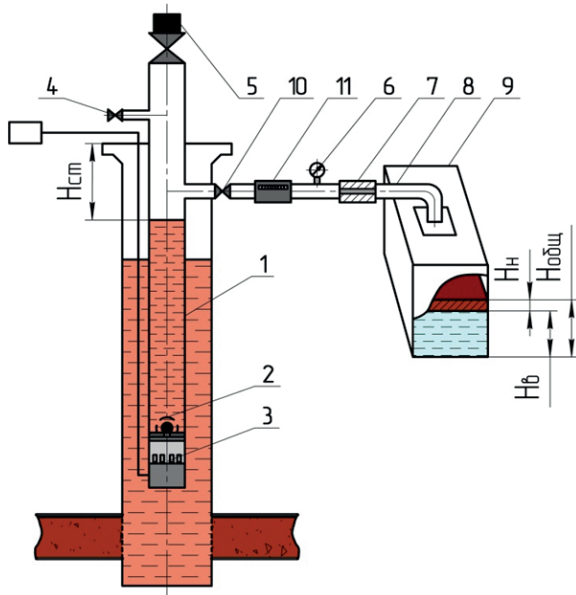


Рис. 1. Отбор объемной пробы скважинной жидкости: 1 – колонна лифтовых труб; 2 – обратный клапан; 3 – электроцентробежный насос; 4 – вентиль для стравливания газа; 5 – уровнемер типа Микон-101 или Судос; 6 – манометр; 7 – регулируемый штуцер; 8 – патрубков для слива жидкости в емкость; 9 – емкость для сбора скважинной продукции; 10 – задвижка на выкидной линии скважины; 11 – расходомер (счетчик жидкости)

Fig. 1. Selection of a borehole fluid bulk sample: 1 is the column of elevator pipes; 2 is the check valve; 3 is the electric centrifugal pump; 4 is the valve for bleeding gas; 5 is the Mycon-101 or Sudos type level gauge; 6 is the manometer; 7 is the adjustable fitting; 8 is the branch pipe for draining a liquid into a container; 9 is the vessel for collecting well products; 10 is the valve on the flowline of the well; 11 is the flow meter (liquid meter)

Благодаря штуцерованию и работе скважины в штатном режиме эксплуатации минимизируется погрешность при определении обводненности скважинной нефти. При отсутствии штуцера на устье скважины давление на выходе электроцентробежного насоса будет меньшим на величину устьевого давления, чем при штатной эксплуатации системы «пласт–насос». Это приводит к росту производительности глубинного ЭЦН на определенную величину, что в свою очередь может создать к опережающему движению капель нефти относительно общего потока и увеличению доли нефти в жидкости, находящейся в колонне лифтовых труб. В итоге без имитации работы скважины штатного режима может произойти завышение доли нефти в скважинной продукции.

Для определения толщины слоя нефти над водной частью объемной пробы разработано техническое устройство [29], принцип действия которого заключается в отсечении слоя нефти, разбавлении нефти органическим растворителем и переводе смеси в делительную воронку с помощью создания вакуума во всей герметичной системе. Общий вид устройства приведен на рис. 2. Устройство используют следующим образом.

1. Определенный участок слоя нефти над водой выделяют от общей массы с помощью отсекателя – цилиндрической формы.
2. Отсекатель – Зиммет автономную плавучесть, поэтому предварительно в отсеченный слой нефти добавляют растворитель известного объема для снижения вязкости нефти.
3. Отсекатель закрывают пробкой – 5, и с помощью насоса одностороннего действия – аспиратора АМ-5 создают в делительной воронке – 9 пониженное давление. Разбавленная нефть с определенной долей воды перетекает в делительную воронку – 9.
4. Через вентиль – 7 в отсекатель подают вторую фиксированную порцию растворителя для отмыва полости устройства от остаточной и адгезированной нефти.

Толщина слоя нефти над водой определяется по объему нефти в делительной воронке непосредственно на скважине после теплового воздействия на отобранный состав, состоящий из нефти, растворителя и попутной воды.

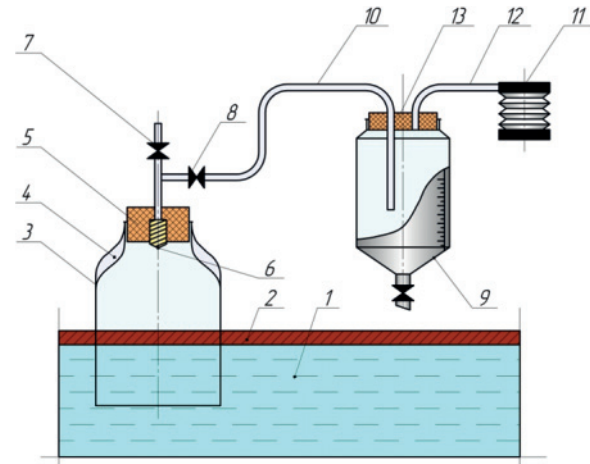


Рис. 2. Устройство для определения толщины слоя нефти над водой: 1 – водная часть объемной пробы; 2 – слой нефти над водой; 3 – отсекатель с конической головкой; 4 – поплавок лепестковой формы; 5 – резиновая пробка; 6 – завихритель; 7 – вентиль для подачи растворителя; 8 – вентиль для перевода жидкости из отсекателя в делительную воронку; 9 – делительная воронка (ДВ); 10 – гибкая и прозрачная трубка для перевода жидкости из отсекателя в делительную воронку; 11 – насос для создания вакуума (аспиратор АМ-5); 12 – соединительная газотводная трубка; 13 – резиновая пробка с двумя трубками

Fig. 2. Device for determining the thickness of the oil layer above water: 1 is the water part of bulk sample; 2 is the oil layer above water; 3 is the cutter with conical head; 4 is the float of petal shape; 5 is the rubber bung; 6 is the swirler; 7 is the valve for supplying solvent; 8 is the valve for transferring liquid from the cutter to the separating funnel; 9 is the separating funnel; 10 is the flexible and transparent tube for transferring liquid from the cutter to the separating funnel; 11 is the vacuum pump (aspirator AM-5); 12 is the connecting gas outflow tube; 13 is the rubber bung with two tubes

Для испытания устройства в лабораторных условиях использовали прозрачную цилиндриче-

скую емкость  $\varnothing 15,35$  см и отсекаТЕЛЬ  $\varnothing 8,3$  см. В трех опытах над водой в емкости создавали слой нефти толщиной 3,0; 6,0 и 9,0 мм. Результаты опытов приведены в таблице.

**Таблица.** Оценка толщины слоя нефти над водой с помощью вертикального отсекающего устройства

**Table.** Assessment of the thickness of the oil layer above water using a vertical liquid cutter

| Параметры опыта<br>(толщина слоя нефти/объем<br>нефти, см/см <sup>3</sup> )<br>Experiment parameters<br>(oil layer thickness/oil<br>volume, cm/cm <sup>3</sup> ) | Объем растворителя<br>Solvent volume | Объем смеси<br>Mixture volume | Объем нефти<br>в отсекающем<br>Oil volume<br>in the cutter | Толщина слоя нефти, см<br>Oil layer thickness, cm | Погрешность измерений<br>Measurement error, % |
|--|--------------------------------------|-------------------------------|--|---|---|
|  |                                      |                               |  |   |   |
| 0,3/55,5   | 25                                   | 41,0                          | 16,0   | 0,299   | 0,3   |
| 0,6/111,0  | 43                                   | 73,5                          | 30,5   | 0,569   | 5,0   |
| 1,0/185,0  | 70                                   | 120,0                         | 50,0   | 0,933   | 6,7   |

Лабораторные испытания показали приемлемую точность определения толщины слоя нефти над водой – погрешность измерений не превышает 7 %. При наборе скважинной продукции в емкость общей высотой в 1 м такой результат определения толщины слоя нефти над водой дает погрешность в измерении обводненности не более 0,1 %.

#### Технологии внутрискважинного измерения обводненности пластовой продукции

В изобретениях [30, 31] авторами предложено колоннунососно-компрессорных труб скважины с электроцентробежным насосом рассматривать как гигантский сосуд-пробоотборник, в котором пластовая продукция расслаивается на воду, нефть и газ. По способу [30] нефть и вода остаются в колонне НКТ, а попутный газ постепенно стравливается через пробоотборник в лубрикаторе на устье скважины. Технология по изобретению успешно опробована на нефтедобывающей скважине № 1387 Ново-Елховского месторождения ПАО «Татнефть». Скважина после остановки УЭЦН выдерживалась в течение суток, после чего уровень раздела нефти и воды был определен с помощью резистивиметра. Такой способ определения обводненности скважинной продукции имеет высокую степень достоверности, но требует значительного объема дополнительных исследований, например, необходимы спускоподъемные операции глубинных приборов. К тому же на сутки скважина выводится из эксплуатации, а это ведет к потерям в текущей добыче нефти.

По изобретению [31] межфазные уровни идентифицируются с помощью акустических датчиков, заблаговременно установленных в колонне НКТ выше электроцентробежного насоса. Основным недостатком обоих методов является необходимость остановки скважины и ожидания гравитационного перераспределения флюидов в колонне лифтовых труб.

Обводненность жидкости, находящейся в скважине, может определяться и без остановки потока лифтируемой продукции с помощью различных датчиков и устройств. В статье [32] приведено описание зонда на геофизическом кабеле с пакерующим устройством, в котором в верхней части расположены датчики измерения диэлектрической проводимости поднимающейся вверх жидкости. В нижней части зонда имеется возможность фиксации в неподвижном состоянии определенного объема газожидкостного состава, его гравитационного разделения и определения электрической проводимости водной фазы с последующим определением доли воды в скважинной продукции.

Приведенные выше технологии оценки обводненности скважинной продукции во внутрискважинной зоне можно отнести к третьей группе технологий. Развитие этого направления видится в применении датчиков давления для оценки гидростатического давления, создаваемого скважинной продукцией при подъеме в скважине. По изобретению [33] предложено чуть выше продуктивного пласта в обсадной колонне скважины на фиксированном расстоянии разместить два датчика давления с обратной связью со станцией управления скважины на поверхности земли. При соблюдении двух условий: пластовая продукция имеет эмульсионный характер, а давление в зоне датчиков превышает давление насыщения нефти газом, разность давлений между двумя датчиками можно записать в виде:

$$P_1 - P_2 = \rho_{ж} g (H_1 - H_2) + P_{тр}, \quad (1)$$

где  $P_1$  – давление в зоне нижнего датчика, Па;  $P_2$  – давление в зоне верхнего датчика, Па;  $H_1$  – глубина по вертикали нижнего датчика в м;  $H_2$  – глубина по вертикали верхнего датчика, м;  $\rho_{ж}$  – средняя плотность жидкости между двумя рассматриваемыми датчиками в кг/м<sup>3</sup>;  $P_{тр}$  – потеря давления на трение, Па.

Относительно большой диаметр обсадной колонны скважины и средние дебиты большинства нефтедобывающих скважин предопределяют ламинарный режим движения эмульсии по стволу скважины. Расчеты по формуле Дарси–Вейсбаха показывают, что для эмульсии с высоковязкой нефтью и большим содержанием воды потеря давления на трение  $P_{тр}$  соизмерима с величиной 0,001 МПа, и в расчетах обводненности эмульсии эту составляющую следует учитывать. Плотность двухфазной скважинной продукции при отсутствии свободного попутного нефтяного газа определяется по аддитивной формуле:

$$\rho_{ж} = \rho_{в} f_{в} + \rho_{н} (1 - f_{в}), \quad (2)$$

где  $\rho_{в}$  – плотность воды в кг/м<sup>3</sup> при среднем давлении  $P_{ср} = (P_1 + P_2)/2$ ;  $\rho_{н}$  – плотность пластовой нефти в кг/м<sup>3</sup> при среднем давлении  $P_{ср}$ ;  $f_{в}$  – обводненность скважиной продукции, выраженная в долях от единицы.

Используя формулы (1) и (2), искомая обводненность  $f_{в}$  выражается формулой:

$$f_b = \left( \frac{P_1 - P_2 - P_{тр}}{(H_1 - H_2)g} - \rho_n \right) \left( \frac{1}{\rho_b - \rho_n} \right). \quad (3)$$

По геолого-промысловым данным одного из месторождений северо-запада Башкортостана рассмотрены нефтедобывающие скважины с позиции применимости данной технологии для измерения обводненности пластовой продукции. Добычу нефти из месторождения осуществляют с помощью 90 скважин, из которых 35 оборудованы электроцентробежными насосами и термо-манометрическими системами (ТМС). По критериям: обводненность, давление в зоне датчиков и дебит скважины, только три из рассматриваемых скважин удовлетворяют условиям применимости датчиков давления в качестве инструментальных замеров обводненности во внутрискважинной зоне. Если перенести эту аналогию на месторождения других нефтедобывающих компаний, то объем внедрения предложенной технологии равен примерно 10 % от количества скважин, оборудованных подземной термо-манометрической системой.

В статье рассмотрены основные технологии оценки доли нефти и воды в составе скважиной продукции, показаны причины возможного несоответствия получаемых данных фактическому составу пластовой продукции. Обозначены область и масштабность применения технологий. Для оценки состава добываемой пластовой жидкости с максимальной достоверностью метод измерения, по мнению авторов, должен соответствовать следующим требованиям:

- измерения должны производиться в постоянном режиме времени с заданной частотой на протяжении всего времени эксплуатации скважины и пласта без непосредственного участия персонала предприятия;
- трубопроводный состав должен быть однородным в зоне оценки;
- движение флюидов в скважине должно быть двухфазным без газовой составляющей;
- метод должен быть применим для большинства скважин независимо от величины обводненности и давления насыщения нефти газом.

Этим требованиям удовлетворяет технология, основанная на использовании двух датчиков давления по аналогии с изобретением [33], с тем отличием, что датчики давления устанавливаются на расстоянии 9–10 м друг от друга в насосно-компрессорной трубе, расположенной над глубинным электроцентробежным насосом. Для размещения датчиков выбирают НКТ с максимально допустимым внутренним диаметром по техническим условиям эксплуатации скважины и глубинно-насосной установки. Дополнительно рядом с датчиками давления устанавливают и датчики температуры, так как известно, что после погружного электродвигателя и электроцентробежного насоса температура пластовой продукции значительно повы-

шается (на 15–25 °С). С помощью датчиков температуры необходимо корректировать значения плотности нефти и воды в расчетной формуле (3) по оценке обводненности скважинной жидкости.

Рабочие колеса электроцентробежного насоса вращаются с высокой частотой – до 2 тысяч оборотов в минуту и более, поэтому после сотен ступеней насоса пластовая продукция, независимо от содержания нефти и воды, превращается в гомогенный состав. Вторым обоснованием нового местоположения датчиков давления является то, что после насоса давление повышается до максимального значения в колонне лифтовых труб, и это давление превышает давление насыщения нефти газом. Вследствие этого в зоне датчиков будет существовать только двухфазная система из нефти и попутной воды.

Для максимального снижения потери давления на трение при движении водонефтяной эмульсии вверх в НКТ располагают датчики максимально возможного диаметра, например Ø114 мм.

Схема оборудования скважины для реализации предложенного способа приведена на рис. 3. Информация по датчикам давления и температуры передается на станцию управления и далее на компьютеры технического персонала предприятия.

Данные по обводненности флюидов между датчиками могут носить дискретный во времени характер и тогда их можно оценивать как обводненность скважинной продукции. Средневзвешенная по дебиту жидкости обводненность за длительный промежуток времени, например за сутки или более, может оцениваться уже как показатель продуктивного пласта. Возможные кратковременные поступления жидкости из межтрубного пространства (третья зона) в колонну НКТ (вторая зона) будут соответствовать уже работе продуктивного пласта благодаря существованию материального баланса движения флюидов в рассматриваемых точках сложной трубопроводной системы, такой как скважина.

Зарубежным аналогом описанной технологии является опыт нефтяной компании «Шлюмберже» с использованием датчиков давления на выкиде глубинного насоса и на устье скважины в зоне колонны НКТ [28]. Обводненность лифтируемой по колонне НКТ трехкомпонентной продукции определяется по показаниям датчиков давления и средней плотности каждой из компонент. На наш взгляд, определение средней плотности нефти, газа и попутной воды по стволу подъемных труб – это достаточно наукоемкая и сложная задача для скважинной добычи нефти. Сужение этой задачи сразу в двух направлениях – исключение газовой фазы в расчетах (приближение датчиков давления к глубинному насосу) и достижение гомогенности оцениваемого двухфазного состава путем максимального уменьшения расстояния между датчиками – повышает надежность измерительных процедур.

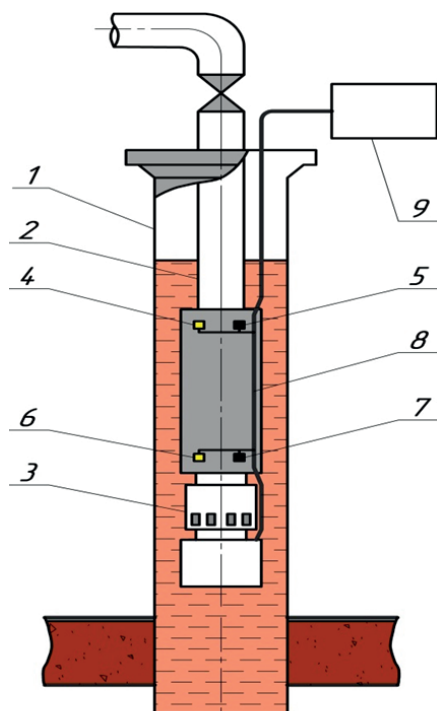


Рис. 3. Схема установки датчиков давления и температуры в скважине: 1 – обсадная колонна скважины; 2 – колонна НКТ; 3 – глубинная насосная установка (ЭЦН) с погружным электродвигателем (ПЭД); 4 – верхний датчик давления; 5 – верхний датчик температуры; 6 – нижний датчик давления; 7 – нижний датчик температуры; 8 – кабель электропитания датчиков и ПЭД, совмещающий функцию обратной связи со станцией управления скважины; 9 – станция управления скважиной

Fig. 3. Installation of pressure and temperature sensors in the well: 1 is the casing string; 2 is the tubing column; 3 is the depth pumping unit (ESP) with submersible motor (SEM); 4 is the upper pressure sensor; 5 is the upper temperature sensor; 6 is the lower pressure sensor; 7 is the lower temperature sensor; 8 is the sensor power supply cable and SEM, which combines the feedback function with the well control station; 9 is the well control station

### Выводы

1. Скважина рассматривается как сложная система, в которой устьевые пробы могут не соответствовать составу пластовой продукции по многим причинам, основными из которых являются: неоднородность газожидкостного потока в точке пробоотбора и влияние межтрубного пространства на состав жидкости, поступающей на прием глубинного насоса.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гончаров А.А., Полторацкий В.М., Слепян М.А. Методы определения обводненности сырой нефти: отечественный и зарубежный опыт // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2008. – № 4. – С. 54–57.
2. Osfouri Shahriar, Azin Reza. An Overview of Challenges and Errors in Sampling and Recombination of Gas Condensate Fluids // Journal of Oil, Gas and Petrochemical Technology. – 2016. – № 3. – P. 1–13.

2. Гомогенизация состава на выкидной линии высокообводненных скважин в точке пробоотбора приводит к снижению доли воды в отбираемых пробах в среднем по исследуемой выборке 75 скважин на 2–3 %.
3. Для объемных проб скважинной продукции разработано и испытано устройство по определению толщины слоя нефти над водой, действие которого основано на снижении вязкости нефти и переводе смеси нефти и растворителя в измерительную делительную воронку. Устройство пригодно и для оценки масштаба аварийно-излившейся нефти в зоне поверхностных водоемов.
4. Внутрискважинный способ оценки компонентного состава лифтируемой по колонне НКТ скважинной жидкости соответствует таким критериям, как репрезентативность, достоверность и технологичность в получении информации. Способ основан на применении двух датчиков давления сразу после электроцентробежного насоса и наличии предварительной информации по лабораторным измерениям плотности нефти и воды при различных термобарических условиях.

### Заключение

По обводненности скважинной продукции оценивают степень выработанности продуктивного нефтяного пласта, эффективность работ, проводимых в объеме пласта и в скважинной зоне. Рассматриваемый параметр является геологическим, технологическим и экономическим критерием оценки многих и основных процессов в нефтедобыче, поэтому в статье уделено пристальное внимание особенностям технологий оценки данной характеристики работы системы «пласт–скважина–насос». Опытно-промысловыми исследованиями выполнена количественная оценка степени гравитационного разделения скважинной продукции. Межтрубное пространство скважины рассматривается в работе как емкость с нефтью и остаточной пластовой водой, способная при несоответствии притока жидкости в скважину производительности глубинного насоса изменить величину истинной обводненности пластовой жидкости. Приведенные в статье технические решения должны повысить точность скважинных измерений состава не только скважинной продукции, но и нефтяного пласта.

3. Yongwei G., Zhiping L., Yugang L. Study on the Wellhead Sampling Method for SAGD of Heavy Oil // 4<sup>th</sup> International Conference on Engineering Technology and Application (ICETA 2017). – Romania, 2017. – P. 155–159.
4. Wellhead Samples of High-Temperature, Low-Permeability Petroleum Reservoirs Reveal the Microbial Communities in Wellbores / S. Zhiyong, Y. Zhi, Z. Fengmin, S. Gangzheng, Z. Weiyao // Energy Fuels. – 2017. – № 3. – P. 1–9.

5. Abdullah T., Mahmood A. Overview of water shutooperations in oil and gas wells; chemical and mechanical solutions // *Chemical Engineering*. – 2019. – № 3. – P. 51–60.
6. Движение газожидкостных смесей в трубопроводах / Г.Г. Корнилов, М.Н. Галлямов, В.Г. Карамышев, В.П. Канахин. – Уфа: Уфимский гос. авиац. техн. ун-т, 1999. – 412 с.
7. Галикеев И.А., Насыров В.А., Насыров А.М. Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях. – Ижевск: ПарацельсПринт, 2015. – 354 с.
8. Чудин В.И. Об отборе образцовой пробы из потока продукции скважины // *Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности*. – 2003. – № 12. – С. 11–16.
9. Васильевский В.Н., Петров А.И. Оператор по исследованию скважин. – М.: Недра, 1983. – 310 с.
10. Yue L., Weisbrod N., Yakirevich A. Comparative study of methods for delineating the wellhead protection area in an unconfined coastal aquifer // *Water*. – 2019. – № 11. – P. 1168–1185.
11. Plk D., Mattar L., Blasingame T.A. Production data analysis – future practices for analysis and interpretation // *Canadian international petroleum conference*. – Canada, 2007. – № 174. – P. 1–25.
12. The Design of Oil Well Production Engineering Analysis System / Panpan Zhao, Xiufang Wang, Ying Liu, Mengmeng Wu, Wufeng Yue // *The Open Mechanical Engineering Journal*. – 2015. – № 9. – P. 437–442.
13. Water detection and 3-phase fraction measurement systems: Patent USA7834312. 11/625427; Fil. 01.22.2007; Publ. 11.16.2010.
14. Henry M., Tombs M., Zhou F. Field Experience of Well Testing using Multiphase Coriolis Metering // *Flow Measurement and Instrumentation*. – 2016. – № 52. – P. 1–30.
15. Coriolis mass flow metering for three-phase flow: a case study / M. Henry, M. Tombs, M. Zamora, F. Zhou // *Flow Measurement and Instrumentation*. – 2013. – № 30. – P. 112–122.
16. Vasquez M., Beggs H.D. Correlations for Fluid Physical Property Prediction // *Journal of Petroleum Technology*. – 1980. – № 6. – P. 968–970.
17. Water cut monitoring means and method: Patent 5033289A USA. Fil. 01.18.1990; Publ. 07.23.1991.
18. Rapid pulse NMR cut meter: Patent 4785245A USA. Fil. 09.13.1986; Publ. 11.15.1988.
19. Волков М.Г. Методика расчета течения нефтегазовых смесей в стволе вертикальной скважины // *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*. – 2017. – № 3 (109). – С. 9–42.
20. Способ эксплуатации скважины, оборудованной установкой электроцентробежного насоса с частотно-регулируемым приводом: пат. РФ № 2421605. опубл. 20.06.2011. – Бюл. № 17.
21. Разработка нефтяных месторождений: в 4 т. Т. 2. Эксплуатация добывающих и нагнетательных скважин / под ред. Н.И. Хисамутдинова, Г.З. Ибрагимова. – М.: ВНИИОЭНГ, 1994. – 272 с.
22. Назмиев И.М., Денисламов И.З., Исламова Г.Ш. Гравитационное разделение жидкости на выкидных линиях добывающих скважин // *Проблемы освоения нефтяных месторождений Башкортостана*. – Уфа: Башниинефть, 1999. – С. 153–154.
23. Повышение точности замеров обводненности продукции нефтяных скважин / Ф.Д. Шайдуллин, И.М. Назмиев, И.З. Денисламов, А.Ф. Аминов // *Нефтепромысловое дело*. – 2005. – № 5. – С. 29–31.
24. Пробоотборное устройство для трубопровода: пат. РФ № 2295715. Опубл. 20.03.2007. – Бюл. № 8.
25. Устьевой турбулизатор скважинной продукции: пат. РФ на изобретение № 2483213. Опубл. 27.05.2013. – Бюл. № 15.
26. ГОСТ 2517–85 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 2011. – 25 с.
27. Исследование способа определения обводненности продукции скважины по пробе, отобранной с полного сечения потока / В.И. Чудин, В.В. Ануфриев, О.В. Жилаев, Р.А. Хакимов, Л.А. Шуваева, К.Н. Ионов – Бугульма: ООО НПО «НТЭС», 2003. – 32 с.
28. Camilleri L., Zhou W. Obtaining Real-Time Flow Rate, Water Cut, and Reservoir Diagnostics from ESP Gauge Data // *SPE Offshore Europe Oil and Gas Conference and Exhibition held in Aberdeen*. – Scotland, 2011. – P. 164–172.
29. Устройство для отбора пробы нефти с водной поверхности: пат. РФ № 2649438. Опубл. 03.04.2018. – Бюл. № 10.
30. Способ определения обводненности продукции нефтедобывающей скважины: пат. РФ № 2520251. Опубл. 20.06.2014. – Бюл. № 17.
31. Способ одновременно-раздельной эксплуатации нефтяной скважины, оборудованной электроцентробежным насосом: пат. РФ № 2533468. Опубл. 20.11.2014. – Бюл. № 32.
32. Conductance Sensor for Measurement of the Fluid Water Cut and Flow Rate in Production / W.X. Liu, J. Hu, F. Shan et al. // *Chemical Engineering Communication*. – 2009. – V. 197. – P. 232–238.
33. Способ оценки обводненности продукции нефтедобывающей скважины: пат. РФ № 2610941. Опубл. 17.02.2017. – Бюл. № 5.

Поступила 22.10.2018 г.

#### Информация об авторах

**Денисламов И.З.**, кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений Уфимского государственного нефтяного технического университета.

**Гималтдинов И.К.**, доктор физико-математических наук, профессор кафедры физики Уфимского государственного нефтяного технического университета, профессор Академии Наук Республики Башкортостан.

**Денисламова А.И.**, студент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений Уфимского государственного нефтяного технического университета.

**Максутов З.А.**, студент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений Уфимского государственного нефтяного технического университета.



UDC 622.276. 5:53.08

## TECHNICAL SOLUTIONS FOR ESTIMATING WATER-CUT OF OIL WELL PRODUCTS

Ildar Z. Denislamov<sup>1</sup>,  
denislamoviz@mail.ru

Ilyas K. Gimaltdinov<sup>1</sup>,  
iljas\_g@mail.ru

Aliya I. Denislamova<sup>1</sup>,  
denislamova2014alia@mail.ru

Zinnat A. Maksutov<sup>1</sup>,  
zinnatmaksutov011197@gmail.com

<sup>1</sup> Ufa State Petroleum Technological University,  
1, Kosmonavtov street, Ufa, 450062, Russia.

**The relevance** of the research is defined by the need for standardization of oil products water-cut determining methods and techniques. **The aim** of the research is to assess the causes and conditions for occurrence of a systematic error in well products composition determining, to minimize errors in water-cut measurements by creating new technologies.

**The objects** of the research are oil producing wells and the processes that occur during the movement of formation products from the bottom of the well to the standard sampler on the outflow line of the wellhead armature.

**The methods** are based on selection of wellhead samples of well products before and after fluid homogenization in the flow line of the well. By the volumetric fluid samples selection technology the oil layer thickness above water was estimated using the developed device in which a fixed oil volume is transferred to a separating funnel by pressure reducing and adding an organic solvent to the oil.

As the result of the research it was observed that in high-watered wells borehole fluid separates under the influence of gravity into layers with different contents of oil and water. Therefore the liquid, which flows into the sampling container, does not correspond to the composition of well products. The possible solutions of the existing sampling problem are considered in the article: the well flow must be homogenized before the standard sampler or the volumetric samples should be taken for a long period of time. The relative error in measuring the proportion of oil and water in volumetric samples using the developed device does not exceed 0,1 % for high-watered wells. The paper considers the alternative method for estimating the well products water-cut, based on using of two pressure sensors in a column of lift pipes above the electric centrifugal pump. The method meets the representativeness requirements of the estimated discrete borehole fluid samples.

### Key words:

Water-cut, well, fluid sample, turbulator, pressure sensor, electric centrifugal pump, tubing.

### REFERENCES

- Goncharov A.A., Poltoratskiy V.M., Slepyan M.A. Metody opredeleniya obvodnennosti syroy nefti: otechestvenny i zarubezhny opyt [Methods for determining the crude oil water cut: domestic and foreign experience]. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz v neftyanoy promyshlennosti*, 2008, no. 4, pp. 54–57.
- Osfouri Shahriar, Azin Reza. An Overview of Challenges and Errors in Sampling and Recombination of Gas Condensate Fluids. *Journal of Oil, Gas and Petrochemical Technology*, 2016, no. 3, pp. 1–13.
- Yongwei G., Zhiping L., Yugang L. Study on the Wellhead Sampling Method for SAGD of Heavy Oil. *4<sup>th</sup> International Conference on Engineering Technology and Application (ICETA 2017)*. Romania, 2017. pp. 155–159.
- Zhiyong S., Zhi Y., Fengmin Z., Gangzheng S., Weiyao Z. Wellhead Samples of High-Temperature, Low-Permeability Petroleum Reservoirs Reveal the Microbial Communities in Wellbores. *Energy Fuels*, 2017, no. 3, pp. 1–9.
- Abdullah T., Mahmood A. Overview of water shutooperations in oil and gas wells; chemical and mechanical solutions. *Chemical Engineering*, 2019, no. 3, pp. 51–60.
- Kornilov G.G., Gallyamov M.N., Karamyshev V.G., Kanashin V.P. *Dvizhenie gazozhidkostnykh smesey v truboprovodakh* [Gas-liquid mixtures movement in pipelines]. Ufa State Aviation Technical University Publ., 1999. 412 p.
- Galikeev I.A., Nasyrov V.A., Nasyrov A.M. *Ekspluatatsiia mestorozhdeniy nefti v oslozhnennykh usloviyakh* [Operation of oil fields in complicated conditions]. Izhevsk, Paracel Print Publ., 2015. 354 p.
- Chudin V.I. Ob otbore obratstvoy proby iz potoka produktsii skvazhiny [On selection of a model sample from well production stream]. *Automation, telemechanization and communication in the oil industry*, 2003, no. 12, pp. 11–16.
- Vasilevskiy V.N., Petrov A.I. *Operator po issledovaniyu skvazhin* [The wells exploration operator]. Moscow, Nedra Publ., 1983. 310 p.
- Yue L., Weisbrod N., Yakirevich A. Comparative study of methods for delineating the wellhead protection area in an unconfined coastal aquifer. *Water*, 2019, no. 11, pp. 1168–1185.
- Ilk D., Mattar L., Blasingame T.A. Production data analysis – future practices for analysis and interpretation. *Canadian international petroleum conference*. Canada, 2007. No. 174, pp. 1–25.
- Panpan Zhao, Xiufang Wang, Ying Liu, Mengmeng Wu, Wufeng Yue. The Design of Oil Well Production Engineering Analysis System. *The Open Mechanical Engineering Journal*, 2015, no. 9, pp. 437–442.
- Lievois J. *Water detection and 3-phase fraction measurement systems*. Patent USA7834312, 2010.
- Henry M., Tombs M., Zhou F. Field Experience of Well Testing using Multiphase Coriolis Metering. *Flow Measurement and Instrumentation*, 2016, no. 52, pp. 1–30.

15. Henry M., Tombs M., Zamora M., Zhou F. Coriolis mass flow metering for three-phase flow: A case study. *Flow Measurement and Instrumentation*, 2013, no. 30, pp. 112–122.
16. Vasquez M., Beggs H.D. Correlations for Fluid Physical Property Prediction. *Journal of Petroleum Technology*, 1980, no. 6, pp. 968–970.
17. Percy T. *Water cut monitoring means and method*. Cox. Patent 5033289A USA, 1991.
18. Lew H.S., Schlatter G.L. *Rapid pulse NMR cut meter*. Patent 4785245A USA, 1988.
19. Volkov M.G. Method for calculating the oil and gas mixtures flow in the trunk of a vertical well. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefii i nefteproduktov*, 2017, vol. 109, no. 3, pp. 9–42. In Rus.
20. Latypov A.R., Shayakberov V.F., Ismagilov R.R. *Sposob ekspluatatsii skvazhiny, oborudovannoy ustanovkoy elektrotsentrobezhnogo nasosa s chastotno-reguliruemym privodom* [A method of operating a well equipped with an electric centrifugal pump with a frequency-controlled drive]. Patent RF, no. 2421605, 2011.
21. Khisamutdinova N.I., Ibragimova G.Z. Ekspluatatsiya dobyvayushch i nagnetatelnykh skvazhin [Exploitation of production and injection wells]. *Razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy* [Oilfields development]. Moscow, VNIIOEHNG Publ., 1994. Vol. 2, 272 p.
22. Nazmiev I.M., Denislamov I.Z., Islanova G.Sh. Gravitatsionnoe razdelenie zhidkosti na vykidnykh liniyakh dobyvayushchikh skvazhin [Gravitational separation of liquid on flowlines of producing wells]. *Problemy osvoeniya neftyanykh mestorozhdeniy Bashkortostana* [Problems of development of oil fields in Bashkortostan]. Ufa, Bashnipineft Publ., 1999. pp. 153–154.
23. Shaydullin F.D., Nazmiev I.M., Denislamov I.Z., Aminov A.F. Povyshenie tochnosti zamerov obvodnennosti produktsii neftyanykh skvazhin [Improving the accuracy of water-cut measurements of oil wells]. *Neftepromyslovoe delo*, 2005, no. 5, pp. 29–31.
24. Denislamov I.Z., Rabartdinov Z.R., Aminov A.F. *Probootbornoe ustroystvo dlya truboprovoda* [Pipeline sampler]. Patent RF, no. 2295715, 2007.
25. Denislamov I.Z., Galimov A.M., Mustafin V.Yu., Enikeev R.M. *Ustevoy turbulizator skvazhinnoy produktsii* [Wellhead borehole turbulator]. Patent RF, no. 2483213, 2013.
26. *GOST 2517–85 Neft i nefteprodukty. Metody otbora prob* [State standard 2517–85. Oil and oil products. Sampling methods]. Moscow, Standartov Publ., 2011. 25 p.
27. Chudin V.I., Anufriev V.V., Zhilyaev O.V., Khakimov R.A., Shuvaeva L.A., Ionov K.N. *Issledovanie sposoba opredeleniya obvodnennosti produktsii skvazhiny po probe, otbrannoy s polnogo secheniya potoka* [Investigation of the method for determining the water cut of the well production using a sample taken from the total flow cross section]. Bugulma, Ltd Ngo NTEHS Publ., 2003. 32 p.
28. Camilleri L., Zhou W. Obtaining Real-Time Flow Rate, Water Cut, and Reservoir Diagnostics from ESP Gauge Data. *SPE Offshore Europe Oil and Gas Conference and Exhibition held in Aberdeen*. Scotland, 2011. pp. 164–172.
29. Denislamov I.Z., Denislamova G.I., Maksutov Z.A., Kamaltdinov A.R. *Ustroystvo dlya otbora probe nefii s vodnoy poverkhnosti* [Device for sampling oil from the water surface]. Patent RF, no. 2649438, 2018.
30. Khisamov R.S., Khalimov R.Kh., Khabibrakhmanov A.G., Chupikova I.Z., Aflytunov R.R., Mordagulov L.Z. *Sposob opredeleniya obvodnennosti produktsii nefte dobyvayushchey skvazhiny* [Method for determination the water cut of producing well oil products]. Patent RF, no. 2520251, 2014.
31. Korovin V.M., Adiev I.Ya., Safiullin I.R., Sadrutdinov R.R., Valeev M.D. *Sposob odnovenno-razdelnoy ekspluatatsii neftyanoy skvazhiny, oborudovannoy elektrotsentrobezhnym nasosom* [The method of simultaneous-separate operation of an oil well equipped with an electric centrifugal pump]. Patent RF, no. 2533468, 2014.
32. Liu W.X., Hu J., Shan F. Conductance Sensor for Measurement of the Fluid Water Cut and Flow Rate in Production. *Chemical Engineering Communication*, 2009, vol. 197, pp. 232–238.
33. Denislamov I.Z., Isaev I.Z., Ishbaev R.R. *Sposob otsenki obvodnennosti produktsii nefte dobyvayushchey skvazhiny* [A method for estimating the oil products water cut]. Patent RF, no. 2610941, 2017.

*Received: 22 October 2018.*

#### Information about the authors

**Ildar Z. Denislamov**, Cand. Sc., associate professor, Ufa State Petroleum Technological University.

**Ilyas K. Gimaltidinov**, Dr. Sc., professor, Ufa State Petroleum Technological University; professor, Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan.

**Aliya I. Denislamova**, student, Ufa State Petroleum Technological University.

**Zinnat A. Maksutov**, student, Ufa State Petroleum Technological University.