

DOI: 10.17122/ntj-oil-2018-6-9-19  
УДК 622.276

**И.З. Денисламов, К.А. Мингазева, А.И. Денисламова** (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация)

## ТЕХНОЛОГИИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗСОДЕРЖАНИЯ В СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ

**Ildar Z. Denislamov, Kamilla A. Mingazeva, Alia I. Denislamova**  
(Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation)

### TECHNOLOGIES FOR GAS CONTENT DETERMINATION IN WELL PRODUCTS

#### **Введение**

Сепарационные явления в эксплуатационной колонне и колонне насосно-компрессорных труб нефтедобывающих скважин играют важнейшую роль для эффективной эксплуатации глубинного насоса. В статье рассмотрена сепарация газа из нефти при снижении давления ниже давления насыщения нефти газом. В скважинных условиях выделение газа из нефти происходит дважды: ниже насоса и выше него, поэтому предложены разные способы оценки данного параметра.

Большинство глубинных насосов сегодня эксплуатируются с давлением на приеме насоса ниже давления насыщения нефти газом, поэтому в насос поступает жидкость с определенным содержанием газа в свободном виде. Добавление второго датчика давления в существующую конфигурацию термоманометрических систем на приеме насоса дает возможность определять перепад давления между датчиками, а значит, и оценивать процентное содержание компонентов газожидкостной системы. Выполненные в статье расчеты показывают, что комплектация скважин датчиками давления с точностью измерений до 0,001 атм значительно повышает информативность системы «пласт - скважина - насос» и дает возможность оперативно реагировать на происходящие изменения содержания свободного газа на приеме насоса.

#### **Background**

Separation phenomena in the production string and the tubing string of oil producing wells play an essential role for the efficient operation of a submersible pump. The article discusses the separation of gas from oil when the pressure drops below the saturation pressure of oil with gas. In downhole conditions, gas is released from oil twice: lower the pump and above it, therefore, different ways of estimating this parameter are proposed.

Most submersible pumps today are operated with a pressure at the pump intake below the oil's saturation pressure of gas, therefore a liquid with a certain content of gas in a free form enters the pump. Adding a second pressure sensor to the existing configuration of thermomanometric systems at the pump inlet allows to determine the pressure differential between the sensors, and therefore, to estimate the percentage of components of the gas-liquid system. The calculations performed in the article show that the completion of wells with pressure sensors with an accuracy of up to 0.001 atm significantly increases the information content of the «reservoir - well - pump» system and allows to quickly respond to changes in free gas content at the pump intake.

**Цели и задачи:**

- разработать способы определения давления насыщения нефти газом в скважинной зоне;
- разработать способ оценки содержания свободного газа в жидкости на приеме глубинного насоса во время эксплуатации глубинной насосной установки.

**Методы**

Компонентный состав скважинной продукции оценивается по разнице показания датчиков давления, расположенных на фиксированном расстоянии друг от друга.

Давление в зоне датчиков меняется двумя способами: путем регулирования производительности глубинного насоса и изменением уровня жидкости в межтрубном пространстве, а также перемещением датчиков по колонне насосно-компрессорных труб с помощью подъемника и геофизического кабеля.

**Результаты**

Предложены способы оценки давления насыщения нефти газом в зонах ниже глубинного насоса и выше - в колонне насосно-компрессорных труб.

Приведена технология оценки содержания свободного газа в продукции, поступающей на прием глубинного насоса.

**Aims and Objectives:**

- to develop methods for bubble-point pressure determination in the well zone;
- to develop a method for estimating the free gas content in a liquid at the submersible pump intake during operation of the deep pumping unit.

**Methods**

The component composition of the well production is estimated by the difference in the readings of pressure sensors located at a fixed distance from each other.

The pressure in the sensor zone varies in two ways: by adjusting the submersible pump performance and by changing the liquid level in the annular space, as well as by moving the sensors along the tubing string using a lift and a geophysical cable.

**Results**

Methods are proposed for estimating bubble-point pressure in the zones below the submersible pump and higher, in the oil-well tubing.

Technology for estimating the free gas content in the product received at submersible pump intake is presented.

---

**Ключевые слова:** скважина, колонна насосно-компрессорных труб, межтрубное пространство, попутный нефтяной газ, сепарация газа, давление, датчик

---

**Key words:** well, tubing string, tube space, associated petroleum gas, gas separation, pressure, sensor

---

Нефтедобывающая скважина конструктивно имеет в нижней части гидродинамическое сообщение с продуктивным пластом или с несколькими пластами, а в верхней части соединена с системой нефтесбора с помощью двух каналов. Основная масса пластовой продукции по колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) поступает на устье скважины и далее в автоматическую групповую замерную установку, и лишь малая часть пластовой продукции в виде отсепарированного попутного нефтяного газа (ПНГ) поступает в систему нефтесбора или в атмосферу

через перепускной клапан либо через угловой вентиль межтрубного пространства скважины. В обоих рассматриваемых каналах происходит снижение давления при движении углеводородов снизу вверх, вследствие чего в колонне НКТ и в межтрубном пространстве скважины происходит сепарация газа из нефти. Особенности движения трехфазного газожидкостного состава (ГЖС) в колонне НКТ рассмотрены в статье [1]. Следует отметить, что третья, газовая, фаза в колонне НКТ появляется только после снижения давления до давления насыщения нефти газом  $P_{нас}$  и

ниже. Выделение газа из нефти в лифтовых трубах ведет к значительному снижению плотности транспортируемого состава, но и к одновременному росту скорости движения всех компонентов или в зависимости от структуры ГЖС - газового компонента отдельно.

Особенности сепарации газа из нефти в условиях межтрубного пространства (МП) скважины рассмотрены в работах [2, 3], в частности в фундаментальном труде [2] авторы раскрывают механизм конвективного движения нефти с различным газосодержанием вверх и вниз. Такое разнонаправленное движение жидкости обеспечивает достаточно успешную доставку реагентов с устья скважины на прием глубинного насоса [3].

Выделение ПНГ из скважинной нефти происходит при снижении давления ниже  $P_{нас}$ , а сегодня на приеме глубинных насосов многие нефтяные компании поддерживают давление меньшее, чем эта величина.

Появление на приеме глубинного насоса свободного газа в определенной объемной доле ведет, как известно, к снижению производительности насоса вплоть до срыва подачи жидкости по колонне НКТ, поэтому периодическая оценка величины  $P_{нас}$  в разных точках продуктивного пласта в течение жизни месторождения является актуальной производственной задачей [4-12]. Традиционно такую оценку делают по представительной глубинной пробе нефти, доставленной в специализированную лабораторию. Давление насыщения нефти газом определяют по излому линейной зависимости давления от сжимаемого объема пластовой нефти, находящейся в устройстве типа УОСГ-100М [6].

Согласно патенту [7], искомый параметр определяют в скважинных условиях путем постепенного изменения давления на приеме электроцентробежного насоса. Изменение производительности насоса производится с помощью частотного преобразователя тока, питающего погружной электродвигатель установки. По зависимости «давление - плотность жидкости в межтрубном пространстве» и находят величину параметра  $P_{нас}$ .

Рассмотрим два способа по определению давления насыщения нефти газом во внутрискважинной зоне. В этих технологиях состояние скважинной жидкости оценивается по двум датчикам давления, которые располагают по вертикали на фиксированном расстоянии друг от друга.

В одном случае датчики давления устанавливают максимально близко к кровле продуктивного пласта, как это изображено на рисунке 1, с тем, чтобы давление в зоне датчиков было максимально большим и сравнимым с величиной давления насыщения нефти газом. По информационной линии 7 данные о давлении с датчиков 4 и 5 с требуемой частотой передаются на станцию управления 8.

Измерения величины параметра  $P_{нас}$  производится в два этапа.

На первом этапе путем снижения производительности насоса частотным преобразователем тока добиваются такого повышения давления в зоне датчиков, которое обеспечивает постоянную величину разницы давлений между датчиками (это возможно только при давлении выше, чем  $P_{нас}$ ).

На втором этапе повышают производительность насоса частотным преобразователем тока, и, как следствие, понижают давление в зоне датчиков до давления ниже, чем давление насыщения нефти газом.

По полученным опытным данным строят зависимость разницы давлений между датчиками  $\Delta P = P_1 - P_2$  от среднего их значения  $P_{cp} = (P_1 + P_2) / 2$ , где  $P_1$  - давление в зоне нижнего датчика,  $P_2$  - давление в зоне верхнего датчика.

Среднее давление  $P_{cp}$ , при котором начнется выделение пузырьков газа из нефти, снижение плотности нефти, и, как следствие, снижение параметра  $\Delta P$ , и является давлением насыщения нефти газом.

График зависимости  $\Delta P = P_1 - P_2$  от  $P_{cp}$  по гипотетической нефтедобывающей скважине приведен на рисунке 2.

Рассмотрим состояние пластовых флюидов между датчиками в зависимости от среднего давления между ними.

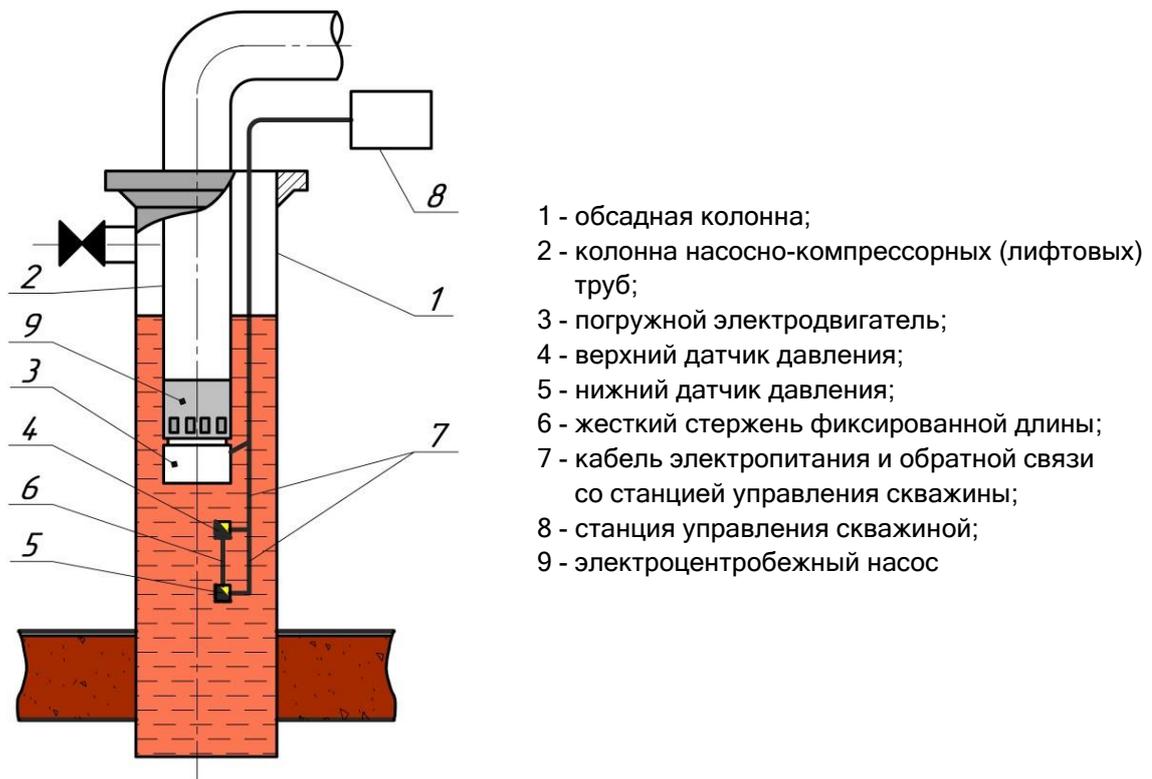


Рисунок 1. Расположение датчиков давления для оценки характеристик пластовой продукции

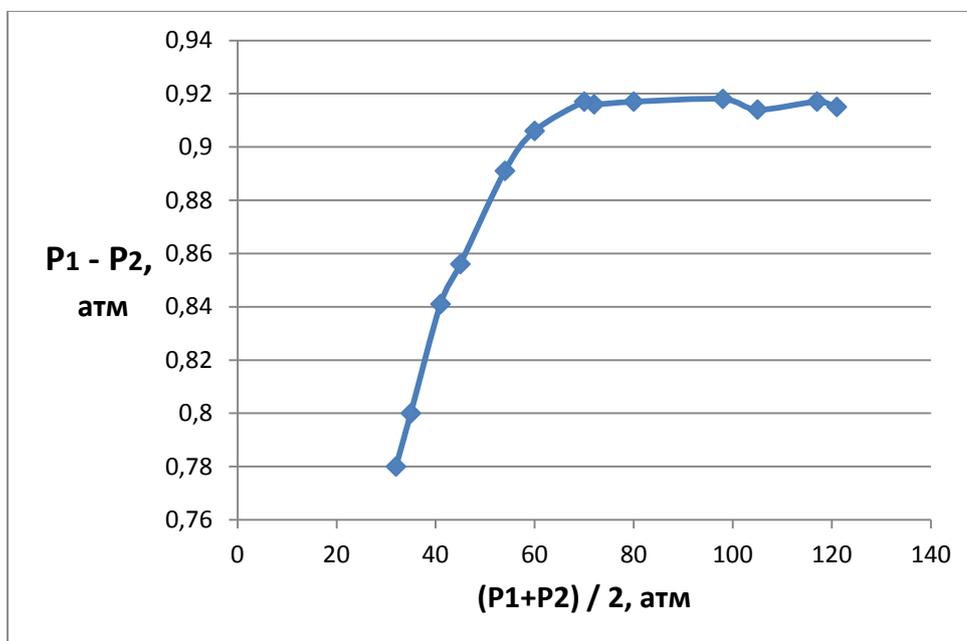


Рисунок 2. Зависимость градиента давления между датчиками от среднего давления между датчиками в зоне над продуктивным пластом

1. При обеспечении высокого давления в зоне двух датчиков выше определенной величины, например 70 атм, в нефти попутный газ находится в растворенном состоянии, поэтому между датчиками находится двухфазная жидкость с определенной средней плотностью в пределах 800-1000 кг/м<sup>3</sup>. Зависимость  $\Delta P$  от  $P_{cp}$  носит характер прямолинейного участка, параллельного горизонтальной оси  $P_{cp}$ . И нефть, и пластовая вода имеют малую величину коэффициента сжимаемости, поэтому повышение давления в рассматриваемой системе не приводит к чувствительному повышению плотности водонефтяной эмульсии, и, как следствие, разница давлений между датчиками остается неизменной величиной.

2. На втором этапе измерений повышают частоту тока погружного электрического двигателя (ПЭД), благодаря этому значительно растет производительность ЭЦН, в результате чего отбирается жидкость из межтрубного пространства, динамический уровень приближается к глубинному насосу и давление между датчиками  $P_{cp}$  снижается ниже  $P_{нас}$ . В зоне между датчиками из нефти выделяются пузырьки газа. Значительно снижается плотность трехфазной системы, так как плотность попутного нефтяного газа при давлении 60-70 атм равна 70-100 кг/м<sup>3</sup>, что в несколько раз (на порядок) меньше, чем плотность нефти и воды.

При дальнейшем снижении давления  $P_{cp}$  будет расти количество пузырьков газа, а также объем среднестатистического пузырька, поэтому разница давлений между датчиками  $\Delta P$  будет по параболе приближаться к горизонтальной оси графика на рисунке 2. Переход прямолинейной части зависимости в криволинейную и будет соответствовать давлению насыщения нефти газом.

По данным графика (рисунок 2) величина искомого параметра  $P_{нас}$  равна 70 атм.

Эти же датчики можно использовать и с другой целью - для оценки состава добываемой пластовой жидкости при условии, что давление в зоне измерений будет выше, чем давление насыщения нефти газом.

При выполнении этого условия между датчиками будет находиться двухкомпонентный состав, и разница в показаниях датчиков будет обусловлена массовым соотношением нефти и воды, а обводненность состава  $f_6$  определится из выражения [8]:

$$f_6 = \frac{\frac{P_1 - P_2}{(H_1 - H_2) \cdot g} - \rho_n}{\rho_6 - \rho_n}, \quad (1)$$

где  $P_1$  - давление в зоне первого (нижнего) датчика, атм;

$P_2$  - давление в зоне второго (верхнего) датчика, атм;

$H_1$  - глубина по вертикали первого датчика в призабойной зоне пласта, м;

$H_2$  - глубина по вертикали второго датчика, м;

$\rho_6$  - плотность воды при среднем давлении

$$P_{cp} = \frac{P_1 + P_2}{2}, \text{ кг/м}^3;$$

$\rho_n$  - плотность пластовой нефти при среднем давлении  $P_{cp}$ , кг/м<sup>3</sup>.

Понижать давление между рассматриваемыми датчиками для определения величины параметра  $P_{нас}$  можно и другим способом - путем передвижения датчиков по стволу скважины или колонне НКТ. На рисунке 3 приведены датчики давления на фиксированном расстоянии друг от друга, соединенные с геофизическим кабелем подъемника.

Для реализации способа выполняют следующие процедуры.

1. К геофизическому кабелю 4 присоединяют два глубинных малогабаритных манометра (датчики давления) с фиксацией расстояния между ними с помощью жесткого металлического стержня 7 определенной длины, например 10 м.

2. Работу глубинного насоса останавливают, и давление в колонне НКТ на устье скважины снижают до атмосферного значения.

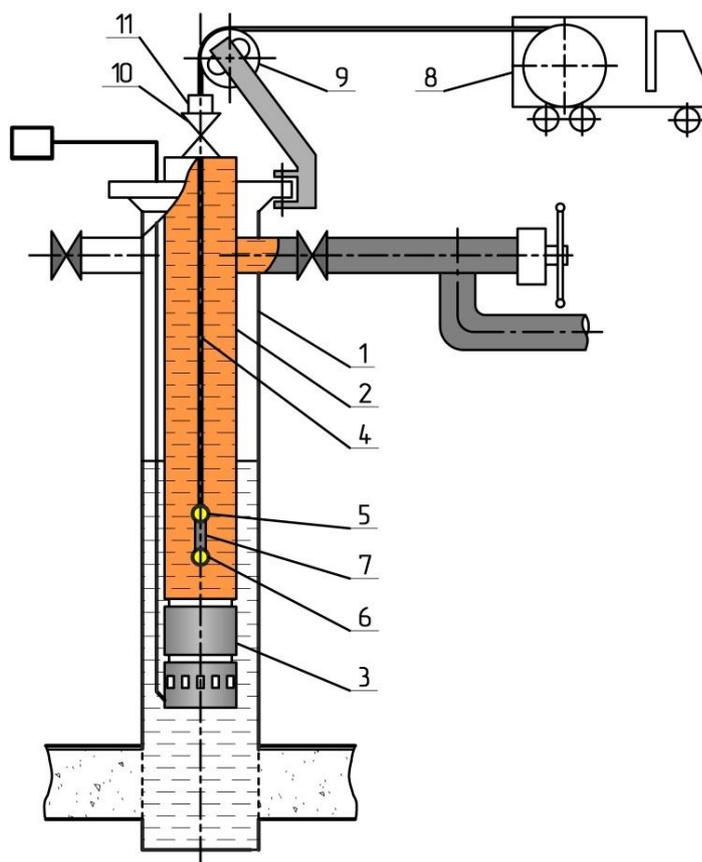
3. В колонну НКТ с помощью подъемника 8 на кабеле спускают до глубинного насоса два манометра (датчики давления): верхний - 5 и нижний - 6.

4. Сальниковое устройство 11 уплотняют, а глубинный насос 3 пускают в эксплуатацию. Через непродолжительное время (обычно 2-6 ч) система «пласт - скважина - насос» вступает в стабильное состояние: динамический уровень остается неизменным, а приток пластовой жидкости в скважину соответствует производительности глубинного насоса.

Такое состояние системы «пласт - скважина - насос» обеспечивает транспорти-

ровку всей пластовой жидкости по колонне НКТ.

5. О стабилизации рассматриваемой системы можно судить и по данным двух глубинных манометров, информация от которых передается на монитор компьютерной системы подъемника 8. После этого манометры поднимают до устья скважины с малой вертикальной скоростью и строят в режиме реального времени график зависимости разницы давлений между датчиками (манометрами)  $\Delta P = P_1 - P_2$  от среднего их значения  $P_{cp} = (P_1 + P_2) / 2$ , где  $P_1$  - давление в зоне нижнего датчика,  $P_2$  - давление в зоне верхнего датчика.



- 1 - обсадная колонна;
- 2 - колонна насосно-компрессорных (лифтовых) труб;
- 3 - центробежный насос с погружным электродвигателем;
- 4 - геофизический кабель с обратной информационной связью;
- 5 - верхний датчик давления;
- 6 - нижний датчик давления;
- 7 - жесткий стержень фиксированной длины;
- 8 - подъемник геофизического кабеля;
- 9 - устьевой ролик;
- 10 - задвижка с сальниковым устройством 11

Рисунок 3. Расположение датчиков давления на геофизическом кабеле в колонне НКТ действующей нефтедобывающей скважины

В подавляющем большинстве нефтедобывающих скважин, в которых глубинный насос расположен на значительной глубине, давление в колонне НКТ над насосом превышает давление насыщения нефти газом  $P_{нас}$ . При движении датчиков давления (манометров) вверх среднее давление между ними  $P_{ср}$  будет снижаться из-за снижения гидростатического давления и наличия потерь давления на трение по формуле Дарси-Вейсбаха.

Для количественного учета влияния потерь давления на трения при подъеме эмульсионной жидкости от нижнего датчика к верхнему проведены расчеты по формуле Дарси-Вейсбаха для следующих среднестатистических условий эксплуатации скважин: пластовый дебит в пределах 100 м<sup>3</sup>/сут, вязкость водонефтяной эмульсии - до 100 мПа·с, расстояние между датчиками - 10 м. Потери давления на трение между датчика находятся в пределах 0,005 атм (0,5 кПа), что в несколько раз меньше, чем то необходимое изменение давления  $\Delta P = 0,02$  атм, при котором по графику на рисунке 2 определяется величина параметра  $P_{нас}$ . Расчетами показано, что в рассматриваемых условиях потерями давления на трение можно пренебречь.

Давление на приеме насоса удобно оценивать по данным термоманометрических систем (ТМС) на скважинах с электроцентробежными насосами, но сегодня не все скважины такого типа ими снабжены. Поэтому традиционно давление на скважинах с плунжерными насосами и УЭЦН, не имеющими ТМС, искомое давление находят расчетным путем, складывая давление гидростатического столба жидкости в межтрубном пространстве с давлением газа над динамическим уровнем.

Такие оценки имеют погрешности, так как всегда не известна плотность жидкости (нефти) в межтрубном пространстве из-за сепарации газа из нефти и работы перепускного клапана на устье скважины в циклическом режиме. Еще более важно знать не давление на приеме насоса, а объемное содержание свободного газа в составе поступающих в насос флюидов.

Сегодня величина этого параметра не диагностируется в скважинных условиях, поэтому предлагается вновь использовать датчики давления для решения этой актуальной технической задачи.

Датчики давления на фиксированном расстоянии друг от друга располагают на этот раз под электродвигателем установки. Наличие свободного газа в движущемся вверх потоке жидкости между датчиками резко снижает плотность состава, поэтому разность давлений между датчиками выражается равенством:

$$P_2 - P_1 = \rho_{эм} \cdot g \cdot (H - h_2) + \rho_2 \cdot g \cdot h_2, \quad (2)$$

где  $P_2$  - давление в скважине по нижнему датчику, атм;

$P_1$  - давление в скважине по верхнему датчику, атм;

$\rho_{эм}$  - плотность водонефтяной эмульсии с растворенным или окклюдируемым газом при среднем давлении  $(P_1 + P_2) / 2$ , кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_2$  - плотность свободного газа при среднем давлении  $(P_1 + P_2) / 2$ , кг/м<sup>3</sup>;

$H$  - расстояние по вертикали между двумя датчиками давления, м;

$h_2$  - общая высота свободного газа между двумя датчиками давления, м;

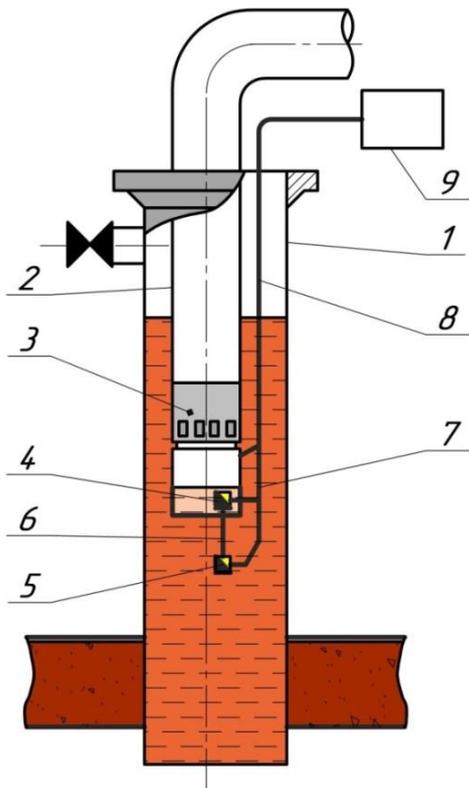
$g$  - ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>.

Из формулы (2) выразим отношение  $h_2$  к  $H$ , которое, по сути, и является содержанием свободного газа (ССГ) в дольном выражении:

$$ССГ = \frac{\rho_{эм} \cdot \frac{P_2 - P_1}{g \cdot H}}{\rho_{эм} - \rho_2}.$$

Параметры  $\rho_{эм}$  и  $\rho_2$  определяются по результатам ступенчатого разгазирования пластовой продукции после отбора глубинной пробы. Допустимо также применение расчетных методов определения этих параметров.

Схема расположения датчиков давления с целью мониторинга параметра ССГ на приеме насоса приведена на рисунке 4.



- 1 - обсадная колонна нефтедобывающей скважины;
- 2 - колонна НКТ;
- 3 - глубинная насосная установка с погружным электродвигателем;
- 4 - верхний датчик давления в составе термоманометрической системы;
- 5 - нижний датчик давления;
- 6 - жесткий стержень фиксированной длины;
- 7 - кабель электропитания датчиков и канала обратной связи;
- 8 - штатный кабель электропитания ПЭД, совмещающий функцию обратной связи со станцией управления;
- 9 - станция управления скважиной

**Рисунок 4.** Расположение датчиков давления для определения содержания свободного газа на приеме глубинного насоса

Приведем расчеты для гипотетической скважины, находящейся на одном из нефтяных месторождений северо-запада Республики Башкортостан. Скважинная продукция представляет собой высоковязкую эмульсию с массовой обводненностью 50 % и относительно малым газосодержанием пластовой нефти.

*Исходные данные по скважине:*

- глубина электроцентробежного насоса по вертикали - 1000 м;
- расстояние между двумя датчиками по вертикали  $H = 10$  м;
- давление насыщения нефти газом  $P_{нас} = 55$  атм (5,5 МПа);
- плотность пластовой нефти  $\rho_f = 900$  кг/м<sup>3</sup>;
- плотность пластовой воды  $\rho_w = 1200$  кг/м<sup>3</sup>;
- плотность газа при нормальных условиях  $\rho_g = 1,0$  кг/м<sup>3</sup>.

Исходные данные для расчетов двух ситуаций на скважине приведены в таблице 1.

**Таблица 1.** Исходные скважинные характеристики

Параметр	Скважинная ситуация	
	первая	вторая
1. Давление по верхнему датчику $P_1$ , атм	49,6	45,0
2. Давление по нижнему датчику $P_2$ , атм	50,5	45,7
3. Среднее давление по двум датчикам $P_{cp.}$ , атм	50,05	45,35
4. Плотность водонефтяной эмульсии при давлении $P_{cp.}$	1000	950
5. Плотность газа при $P_{cp.}$ , кг/м <sup>3</sup>	50,0	45,4

Первая ситуация:

$$CCG_1 = \frac{\rho_{эм} - \frac{P_2 - P_1}{g \cdot H}}{\rho_{эм} - \rho_2} = \frac{1000 - \frac{(50,5 - 49,6) \cdot 10^5}{9,8 \cdot 10}}{1000 - 50} = 0,086.$$

Содержание свободного газа равно 0,086 %, или 8,6 %. Это относительно небольшая величина, и если электроцентробежный насос выдает оптимальную производительность, то станция управления насосом оставляет эту скважинную ситуацию без изменений.

Вторая ситуация:

$$CCG_2 = \frac{\rho_{эм} - \frac{P_2 - P_1}{g \cdot H}}{\rho_{эм} - \rho_2} = \frac{950 - \frac{(45,7 - 45,0) \cdot 10^5}{9,8 \cdot 10}}{950 - 45,4} = 0,260.$$

Содержание свободного газа равно 0,26 %, или 26 %. Это выходит за рамки допустимого значения ССГ, поэтому контроллер станции управления должен, во-первых, проинформировать персонал предприятия о том, что скважина работает не в оптимальном режиме и, во-вторых, предпринять меры по снижению ССГ. Путем понижения частоты электрического тока, подаваемого на ПЭД глубинной установки, снижается и производительность электроцентробежного насоса. Это, в свою очередь, приведет к приближению динамического уровня к устью скважины, повышению давления в зоне насоса и сниже-

нию содержания свободного газа на приеме насоса до приемлемой величины - менее 20 %.

### Выводы

1. На датчики давления в составе термоманометрических систем в нефтедобывающих скважинах уже сегодня возложены обязанности по контролю работоспособности глубинного электроцентробежного насоса, а в ближайшем будущем с их помощью будут решаться и другие задачи эффективной эксплуатации системы «пласт - скважина - насос».

С помощью датчиков данного типа можно оценивать и компонентный состав добываемой пластовой продукции: содержание нефти, попутной воды и свободного газа в той или иной зоне скважины.

2. Предложено оценивать давление насыщения нефти газом во внутрискважинной зоне по двум датчикам давления, расположенным друг от друга на фиксированном расстоянии.

Повышение или понижение давления в зоне датчиков во время измерений производится двумя способами: изменением производительности глубинного насоса или перемещением датчиков в колонне насосно-компрессорных труб с помощью геофизического подъемника.

Проведена апробация расчетных формул по данным гипотетической скважины, характерной для многих нефтедобывающих регионов страны.

### Список литературы

1. Волков В.Г. Методика расчета течения нефтегазовых смесей в стволе вертикальной скважины // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2017. Вып. 3(109). С. 9-42.
2. Разработка нефтяных месторождений: в 4 т. / Под ред. Н.И. Хисамутдинова, Г.З. Ибрагимова. М.: ВНИОЭНГ, 1994. Т. 2: Эксплуатация добывающих и нагнетательных скважин. 272 с.
3. Денисламов И.З., Гафаров Ш.А., Засов П.А., Денисламова А.И. Исследование состава флюидов и процессов в межтрубном пространстве

### References

1. Volkov V.G. Metodika rascheta techeniya neftevodogazovykh smesei v stvole vertikal'noi skvazhiny [Oil-Water-Gas Flow Calculations in Vertical Wells]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2017, Issue 3 (109), pp. 9-42. [in Russian].
2. Khisamutdinov N.I., Ibragimov G.Z. *Razrabotka nefyanykh mestorozhdenii: v 4 t.* [Development of Oil Deposits: in 4 vol.]. Moscow, VNIIOENG Publ., 1994. T. 2: *Ekspluatatsiya dobyvayushchikh i nagnetatel'nykh skvazhin* [Vol. 2: Exploitation of Producing and Injection Wells]. 272 p. [in Russian].

нефтедобывающих скважин // Нефтепромысловое дело. 2018. № 4. С. 38-42.

4. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. М.: Недра, 1983. 510 с.

5. Зейгман Ю.В., Гумеров О.А. Эффективность эксплуатации установок электроцентробежных насосов в скважинах. Уфа: ООО «Монография», 2006. 88 с.

6. Персиянцев М.Н. Совершенствование процессов сепарации нефти от газа в промысловых условиях. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. 283 с.

7. Пат. 2521091 РФ, МПК Е 21 В 47/06. Способ определения давления насыщения нефти газом / С.Г. Вольпин, Д.А. Корнаева, А.В. Свалов, Ю.М. Штейнберг. 2013112595/03, Заявлено 21.03.2013; Оpubл. 27.06.2017. Бюл. 18.

8. Денисламов И.З., Гафаров Ш.А., Денисламова Г.И., Исаев И.З. Современные технические решения для интеллектуальной нефтедобывающей скважины // Нефтепромысловое дело. 2016. № 4. С. 33-37.

9. Кабилов М.М., Гафаров Ш.А. Скважинная добыча нефти. СПб.: ООО «Недра», 2010. 416 с.

10. Пат. 2610941 РФ, МПК Е 21 В 47/10. Способ оценки обводненности продукции нефтедобывающей скважины / И.З. Денисламов, И.З. Исаев, Р.Р. Ишбаев. 2015151849, Заявлено 02.12.2015; Оpubл. 17.02.2017. Бюл. 5.

11. Справочник по добыче нефти / К.Р. Уразаков, С.Е. Здольник, М.М. Нугуманов и др. СПб.: ООО «Недра», 2012. 672 с.

12. Сарачева Д.А. Совершенствование электроцентробежных насосных установок для скважин, осложненных высоким газовым фактором: дисс. ... канд. техн. наук. Уфа: УГНТУ, 2016. 124 с.

3. Denislamov I.Z., Gafarov Sh.A., Zasov P.A., Denislamova A.I. Issledovanie sostava flyuidov i protsessov v mezhrubnom prostranstve neftedobyvayushchikh skvazhin [Investigation of Fluids Composition and Processes in the Tubing-Casing Annulus of Oil Producing Wells]. *Neftepromyslovoe delo - Oilfield Engineering*, 2018, No. 4, pp. 38-42. [in Russian].

4. Shchurov V.I. *Tekhnologiya i tekhnika dobychi nefiti* [Technology and Equipment of Oil Production]. Moscow, Nedra Publ., 1983. 510 p. [in Russian].

5. Zeigman Yu.V., Gumerov O.A. *Effektivnost' ekspluatatsii ustanovok elektrotsentrobezhnykh nasosov v skvazhinakh* [Efficiency of Electrical Centrifugal Pumps Operation in Wells]. Ufa, Monografiya Publ., 2006. 88 p. [in Russian].

6. Persiyantsev M.N. *Sovershenstvovanie protsessov separatsii nefiti ot gaza v promyslovyykh usloviyakh* [Improving Oil from Gas Separation in Situ]. Moscow, ООО «Nedra-Biznessentr», 1999. 283 p. [in Russian].

7. Vol'pin S.G., Kornaeva D.A., Svalov A.V., Shteinberg Yu.M. *Sposob opredeleniya davleniya nasyshcheniya nefiti gazom* [Method of Determining the Oil Saturation Pressure of Gas]. Patent RF, No. 2521091, 2017. [in Russian].

8. Denislamov I.Z., Gafarov Sh.A., Denislamova G.I., Isaev I.Z. *Sovremennye tekhnicheskie resheniya dlya intellektual'noi neftedobyvayushchei skvazhiny* [Modern Technical Solutions for an Intelligent Oil Producing Well]. *Neftepromyslovoe delo - Oilfield Engineering*, 2016, No. 4, pp. 33-37. [in Russian].

9. Kabirov M.M., Gafarov Sh.A. *Skvazhinnaya dobycha nefiti* [Downhole Oil Production]. Saint-Petersburg, Nedra Publ., 2010. 416 p. [in Russian].

10. Denislamov I.Z., Isaev I.Z., Ishbaev R.R. *Sposob otsenki obvodnennosti produktsii neftedobyvayushchei skvazhiny* [Method of Assessing the Water Content of Oil Producing Wells]. Patent RF, No. 2610941, 2017. [in Russian].

11. Urazakov K.R., Zdol'nik S.E., Nugumanov M.M. e.a. *Spravochnik po dobyche nefiti* [Reference Book on Oil Production]. Saint-Petersburg, Nedra Publ., 2012. 672 p. [in Russian].

12. Saracheva D.A. *Sovershenstvovanie elektrotsentrobezhnykh nasosnykh ustanovok dlya skvazhin, oslozhnennykh vysokim gazovym faktorom: diss. kand. tekhn. nauk* [Improvement of Electric Centrifugal Pumping Equipments for Wells with High Gas Factor: Cand. Engin. Sci. Diss.]. Ufa, UGNTU Publ., 2016. 124 p. [in Russian].

#### Авторы

• Денисламов Ильдар Зафирович, канд. техн. наук  
Уфимский государственный нефтяной технический университет  
Доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений»  
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,  
ул. Космонавтов, 1  
e-mail: denislamoviz@mail.ru

#### The Authors

• Denislamov Ildar Z., Candidate of Engineering Sciences  
Ufa State Petroleum Technological University  
Assistant Professor of Oil and Gas Fields Design and Exploitation Department  
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,  
Russian Federation  
e-mail: denislamoviz@mail.ru

• Мингазева Камилла Артуровна  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
Студент кафедры «Транспорт и хранение нефти  
и газа»  
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,  
ул. Космонавтов, 1

• Mingazeva Kamilla A.  
Ufa State Petroleum Technological University  
Student of Oil and Gas Transportation and Storage  
Department  
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,  
Russian Federation

• Денисламова Алия Ильдаровна  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
Студент кафедры «Разработка и эксплуатация  
нефтяных и газонефтяных месторождений»  
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,  
ул. Космонавтов, 1

• Denislamova Alia I.  
Ufa State Petroleum Technological University  
Student of Oil and Gas Fields Design  
and Exploitation Department  
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,  
Russian Federation