

# ПЕРСПЕКТИВЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

И.З. ДЕНИСЛАМОВ, Г.И. ДЕНИСЛАМОВА, Уфимский государственный нефтяной технический университет;  
Р.М. ЕНИКЕЕВ, ООО «Башнефть-Добыча» НГДУ «Чекмагушнефть»

**Д**инамический и статический уровни в нефтедобывающих скважинах определяют с помощью эхолотирования межтрубного пространства, то есть о глубине уровня судят по времени прохождения звуковой волны [2]. Метод является основным в нефтедобывающей промышленности, но имеет несколько недостатков. Во-первых, при недостаточном давлении в скважине для измерения уровня необходимо выпускать в атмосферу межтрубный газ. Во-вторых, скорость прохождения звуковой волны и, как следствие, точность измерений зависят от компонентного состава нефтяного газа в межтрубном пространстве. Эта информация носит на промыслах усредненный, а не поскважинный характер, что предопределяет некоторую систематическую погрешность измерений.

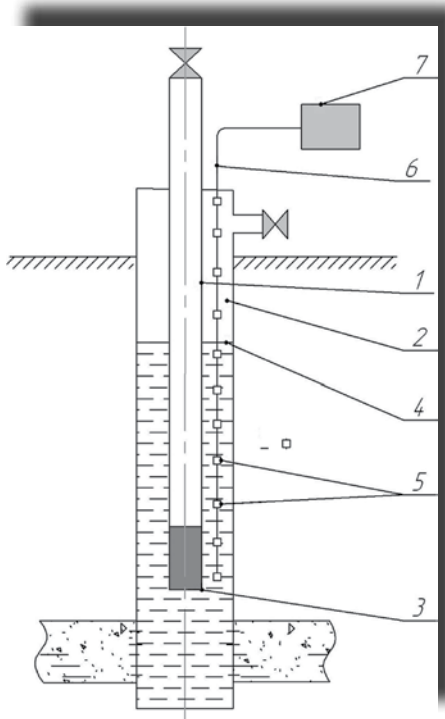
Прямые способы измерения положения уровня жидкости в скважине основаны на существенной разнице в свойствах попутного нефтяного газа, с одной стороны, и жидкостей: нефти и воды – с другой. Работа геофизических влагомеров и плотномеров основана на разнице плотности флюидов, их электрического сопротивления и диэлектрической проницаемости [3]. Примерно по такой же схеме работает уровнемер [4], в котором генератор акустического сигнала спускается на скребковой проволоке и фактически показывает момент своего вхождения под уровень жидкости. Приведенные способы определения уровня требуют разгерметизации межтрубного пространства или применения малогабаритного лубрикатора с присоединительной резьбой на М 40, который пока не выпускается в заводском исполнении.

Расположение измерительных устройств – датчиков различного назначения по стволу скважины на стационарной основе – является

информационной составляющей «умных» скважин. В статье [5] предлагается датчики давления и температуры расположить напротив продуктивного пласта для постоянного мониторинга количественных и качественных параметров работы каждого объекта в скважине. По изобретению [6] предложено аналогичные датчики расположить в любой зоне скважины для получения достоверной информации и принятия оперативных решений по скважине.

В настоящей статье предлагается с помощью таких датчиков определять в постоянном режиме важнейшую характеристику действующей скважины – динамический уровень жидкости в скважине.

В скважину от ее устья до глубинного насоса или его забоя размещают бронированный кабель, на котором установлены на равном расстоянии друг от друга по вертикальной составляющей скважины стационарные датчики давления. Информация от датчиков в постоянном режиме времени с заданной частотой передается на станцию управления (СУ) скважины. Контроллер (СУ) производит следующую обработку данных: находит уравнение зависимости давления от вертикальной глубины скважины по данным первых двух датчиков, последовательно добавляет в расчетную базу данных информацию по давлению по следующим ниже датчикам до тех пор, пока коэффициент корреляции линейной зависимости давления от глубины скважины не понизится. Информация от этого датчика, понизившего коэффициент корреляции, и находящихся ниже используется для расчета уравнения второй линейной зависимости, а именно: зависимости уже гидростатического давления от вертикальной глубины скважины. Уровень скважины определяется как точка пересечения двух полученных прямых линий,



- 1 – колонна лифтовых труб
- 2 – межтрубное пространство скважины
- 3 – глубинный насос
- 4 – динамический уровень (газожидкостной раздел)
- 5 – датчики давления
- 6 – бронированный кабель связи
- 7 – станция управления скважиной

**Рисунок 1 – Датчики давления для постоянного контроля динамического уровня скважины**

характеризующих зону попутного нефтяного газа и жидкостной части межтрубного пространства.

Схема расположения датчиков давления в межтрубном пространстве нефтедобывающей скважины приведена на рис. 1. Датчики 5 расположены на линии связи (кабеле) равномерно по вертикали, например, через каждые 100 м.

Рассмотрим реализацию способа на данных условной стандартной нефтедобывающей скважины с вертикальным стволом и насосом на глубине 1000 м. На кабеле связи расположены 11 датчиков давления, по которым на определенный момент времени контроллер получает следующую информацию по давлению в стволе скважины (табл. 1).

Контроллер станции управления интерпретирует данные приведенной таблицы по давлению и глубине следующим образом.

1. По данным первых двух точек (датчики на глубине 0 и 100 м) в поле координат «глубина – давление» методом наименьших квадратов проводится прямая линия, характеризующая базу данных наилучшим образом, и оценивается коэффициент корреляции R этой

**Таблица 1 – Распределение давления по стволу действующей скважины и интерпретация информации по коэффициенту корреляции**

Номер датчика	Расстояние от устья скважины до датчика по вертикали, м	Давление по датчику, МПа	База данных для математической интерпретации (число датчиков в газовой фазе)	Коэффициент корреляции зависимости по данным газовой фазы	База данных для второй зависимости (датчики в жидкой фазе)	Коэффициент корреляции зависимости в жидкой фазе
1	0	0,800	–	–	–	–
2	100	0,809	2	1,0000		–
3	200	0,819	3	0,9995		–
4	300	0,829	4	0,9997		–
5	400	0,839	5	0,9998		–
6	500	<b>1,119</b>	<b>6</b>	<b>0,7350</b>	–	–
7	600	1,815			2	1,0000
8	700	2,520			3	0,9999
9	800	3,212			4	0,9999
10	900	3,927			5	0,9999
11	1000	4,647			6	0,9999

прямолинейной зависимости. Логично, что по двум точкам искомый коэффициент равен 1,0.

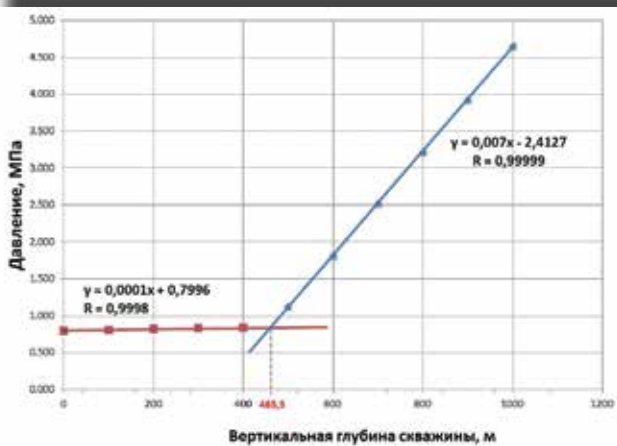
2. Добавление к этим двум точкам информации по третьему датчику незначительно снижает коэффициент R до 0,9995.
3. Присоединение к базе данных информации по нижележащим датчикам длится до тех пор, пока коэффициент корреляции не понизится, например, на 10% и более от своей первоначальной величины. По приведенной скважине параметр R снижается до величины 0,7350 (на 26,5% от ранней величины в 0,9998) после добавления в базу данных величины давления по шестому датчику на глубине 500 м. С этого момента контроллер образует новую информационную базу с такой же интерпретацией данных: расчет параметра R и уравнения прямой линии.
4. По данным первых пяти датчиков, то есть до датчика, снижающего коэффициент корреляции, образуется база данных:  
*Глубина Н, м: 100 200 300 400 500*  
*Давление Р, МПа: 0,800 0,809 0,819 0,829 0,839,*  
 по которой определяется уравнение прямолинейной зависимости давления от глубины. Эта зависимость характеризует газовую фазу скважины в межтрубном пространстве:

$$P_{\text{газ. ф.}} = 0,0001 \cdot H + 0,7996. \quad (1)$$

5. Аналогичное уравнение контроллер получает по данным датчиков, находящихся в жидкостной фазе межтрубного пространства скважины. Для этого формируется вторая база данных:
- Глубина  $H$ , м: 500 600 700 800 900 1000  
 Давление  $P$ , МПа: 1,119 1,815 2,520 3,212 3,927 4,647.
- Уравнение прямой для жидкостной фазы имеет вид:

$$P_{\text{жид. ф.}} = 0,007 \cdot H - 2,4127. \quad (2)$$

6. Две прямые линии пересекаются только в одной точке – на границе газовой и жидких фаз скважины (рис. 2). Для нахождения координат этой точки необходимо контроллеру приравнять правые части уравнений 1 и 2. Последующее решение этого равенства дает глубину газожидкостного раздела или уровня жидкости в скважине:
- $$N_{\text{дин}} = 465,5 \text{ м};$$
- $$0,0001 \cdot H + 0,7996 = 0,007 \cdot H - 2,4127.$$
- Откуда:  $H = N_{\text{дин}} = 465,5 \text{ м}.$



**Рисунок 2 – Определение уровня жидкости в скважине**

Приведенный пример показывает, с какой достаточной эффективностью решается важная информационная задача. Для этого достаточно расположить по длине скважины датчики давления и контролировать степень прямолинейности зависимости давления от вертикальной составляющей ствола скважины. В качестве критерия нами выбран коэффициент корреляции зависимости, который чутко реагирует на резкое повышение давления при

нахождении датчика давления в жидкостной фазе (ниже уровня жидкости).

### ВЫВОДЫ

1. Расположение нескольких датчиков давления и температуры по стволу скважины позволяет диагностировать положение уровня жидкости в скважине в постоянном режиме без привлечения персонала предприятий. Предложен способ интерпретации поступающей с датчиков давления информации. Слежение за коэффициентом корреляции прямолинейной зависимости расширяющейся базы данных дает объективную оценку положения газожидкостного раздела. В условиях скважины существует большая дифференциация флюидов по плотности, и эта информационная составляющая используется для определения положения газожидкостного раздела в межтрубном пространстве.

2. Понятие «интеллектуальная скважина» было введено в научно-технической литературе как перспектива развития скважинной добычи нефти и рациональной разработки месторождений нефти. Сегодня это понятие приобретает практические черты в виде погружной телеметрии на скважинах, оборудованных установками электроцентробежных насосов. В статье приведен практический пример развития внутрискважинной телеметрии.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Справочник нефтяника/Авт.-сост. Ю.В. Зейгман, Г. А. Шамаев. 2-е изд., доп. и перераб. - Уфа: Тау, 2005. – 272 с.
2. Васильевский В.Н., Петров А.И. Оператор по исследованию скважин. Учебник для рабочих. – М.: Недра, 1983. – 310 с.
3. Кузнецов Г.С., Леонтьев Е.И., Резванов Р.А. Геофизические методы контроля разработки нефтяных и газовых месторождений: Учеб. для вузов. – М.: Недра, 1991. – 223 с.
4. Патент РФ на полезную модель № 101495. Устройство для измерения уровня жидкости в скважине/И.З. Денисламов и др. (РФ). Опубл. 20.01.2011. Бюл. №2.
5. Карпов В.Б. Интеллектуальная скважина – будущее многопластовых месторождений/Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 2. – С. 38-40.
6. Осадчий В.М. [и др.]. Устройство для измерения внутрискважинных параметров//Патент России № 2249108 Р. Опубл. 27.03.2005.