

# ПЕРСПЕКТИВЫ ИНТЕЛЛЕКТУАЛИЗАЦИИ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

## PROSPECTS FOR INTELLECTUALIZATION OF OIL PRODUCING WELLS

И.З. ДЕНИСЛАМОВ, И.З. ИСАЕВ, Уфимский государственный нефтяной технический университет

I. DENISLAMOV, I. ISAEV, Ufa State Petroleum Technological University

Уровень автоматизации систем сбора и подготовки скважинной продукции, а также проектирования и контроля разработки нефтяных месторождений значительно вырос за последние десять лет. В скважинной добыче нефти интеллектуализация скважин происходит не столь интенсивно, и основным достижением за этот промежуток времени является успешное внедрение термоманометрической системы (ТМС) на скважинах, оборудованных установками электроцентробежных насосов (УЭЦН). Датчики давления и температуры в составе комплекса ТМС выполняют важные функции обеспечения работы УЭЦН в оптимальном режиме, а по показанию датчика давления можно косвенно судить о положении динамического уровня жидкости в скважине. Если вопросы безопасной эксплуатации погружного электродвигателя УЭЦН решены весьма успешно с помощью постоянного контроля пороговых величин температуры масла в корпусе двигателя, силы и частоты тока электропитания ПЭД, то динамический уровень жидкости в скважине определяется на нефтяных промыслах примерно так же, как и 20–30 лет назад. С помощью переносных приборов семейства «Микон» или «Судос» с устья скважины создается акустическая волна, по времени прохождения которой двойного пути до уровня и судят о глубине уровня жидкости [1]. Метод является основным в нефтедобывающей промышленности из-за того, что он недорог и прост в осуществлении. В каждый измерительный прибор закладывается скорость движения звука в газовой среде. Величина параметра зависит от состава и давления попутного нефтяного газа (ПНГ). Если рассматривать межтрубное пространство скважины как сепаратор нефти и газа, то расчеты состава ПНГ по методу Д.Л. Катца [2] показывают, что в зависимости от давления над жидкой фазой состав газа может значительно меняться. Изменяется состав попутного нефтяного газа и от скважины к скважине в пределах нефтяного месторождения, поэтому широко используемый метод оценки динамического уровня несет в себе определенную систематическую погрешность, которой можно избежать при эксплуатации интеллектуальной скважины.

Интерпретация данных ТМС по нефтедобывающим скважинам показывает, что плотность нефти с окклюдированным газом в зоне от насоса до уровня жидкости может быть в пределах 405–750 кг/м<sup>3</sup> [3, 4, 5]. Плотность ПНГ в межтрубном пространстве при высоких давлениях может достигать 40 кг/м<sup>3</sup>,

Automatic control level in production fluid gathering and processing systems as well as in oil field development design and management has risen significantly over the last decade. Intellectualization rate in oil well production is not so high; so far the main achievement is the introduction of thermomanometric system (TMS) to wells equipped with electrical submersible pump unit (ESP). Pressure and temperature transducers as part of TMS provide optimal ESP performance, pressure transducer data indirectly corresponds to dynamic head in well. Safe operation of ESP motor is accomplished by a constant control of limit values of oil temperature in motor housing, frequency and rate of supply current in electrical submersible motor.

Hydrodynamic head in well is determined by the same method as 20–30 years ago. Mobile tools «Mikon» and «Sudos» create an acoustic wave at the surface, the time of wave travel through double distance to fluid level corresponds to the depth of fluid level [1]. This method is the main in the oil production industry due to its low price and easy handling. Each gauge is set according to sound velocity in gas environment.

This value depends on composition and pressure of the associated petroleum gas (APG). Considering that well annulus is a separator of oil and gas, composition estimation according to the method of D. L. Kats shows that gas composition can vary considerably depending on pressure above the liquid phase. Associated petroleum gas composition also varies from well to well within the oilfield. That is why widely used method of hydrodynamic head evaluation has certain systematic error, which is avoidable when using smart well.

TMS data interpretation in oil producing wells shows that density of oil with occluded gas in the zone from pump to hydrodynamic head can vary within 405–750 kg/m<sup>3</sup> [3, 4, 5]. APG density in annulus can reach 40 kg/m<sup>3</sup> at high pressure. That is why at the worst case density difference between different fluids remains high. This fact was used for development of technology of measuring hydrodynamic head in well annulus. This technology is based on the installation of several stationary pressure transducers (not less than 4) in this zone [6]. Fluid level is determined as crossing point of 2 «pressure - vertical well depth» dependencies  $P = f(H_{\text{vert}})$  in gas and liquid phases in annulus correspondingly. These parameters are obtained in accordance with transducers data. As presented in paper [7], in smart well the key parameter in hydrodynamic head estimation is sliding correlation coefficient of

поэтому плотностная разница между этими разными флюидами остается в самой неблагоприятной ситуации высокой величиной. Этот факт использован для разработки технологии измерения уровня жидкости в межтрубном пространстве (МП), основанной на установке в этой зоне скважины на стационарной основе нескольких датчиков давления (не менее четырех) [6]. Уровень жидкости определяется как пересечение двух зависимостей давления от вертикальной глубины ствола скважины  $P = f(H_{\text{верт}})$ , полученных по данным датчиков, соответственно в газовой и жидкостной фазах МП. В статье [7] в качестве определяющего параметра при расчете динамического уровня в интеллектуальной скважине рассмотрена величина «скользящего» коэффициента корреляции зависимости  $P = f(H_{\text{верт}})$ , который рассчитывается по данным ближайших 3–4-х датчиков давления при применении множества датчиков.

Наличие нескольких датчиков давления в межтрубном пространстве скважины может усилить и систему защиты УЭЦН от попадания свободного газа или высокогазированной жидкости на прием рабочих колес электроцентробежного насоса. В настоящее время при снижении давления в зоне датчика ТМС ниже заданной величины  $P_{\text{мин}}$  станция управления скважины отключает электропитание погружного электродвигателя [8]. Между тем давление в газовой фазе межтрубного пространства может быть значительной величиной – до 4 МПа, и, если параметр  $P_{\text{мин}}$  установлен на меньшую величину, возможно поступление газа на рабочее колесо насоса и без его отключения. Для исключения такого инцидента в работе УЭЦН мы предлагаем параметр  $P_{\text{мин}}$  рассматривать как сумму двух составляющих:

$$P_{\text{мин}} = P_{\text{гидро}} + P_{\text{ГЖР}} \quad (1)$$

где  $P_{\text{гидро}}$  – давления столба жидкости над датчиком;  $P_{\text{ГЖР}}$  – давления газа над газожидкостным разделом (динамическим уровнем).

Величина давления  $P_{\text{ГЖР}}$  будет определяться в постоянном режиме времени станцией управления скважины так же, как и динамический уровень по зависимости  $P = f(H_{\text{верт}})$ . При отсутствии множества датчиков давления в межтрубном пространстве для успешной защиты УЭЦН достаточно иметь в скважине всего два датчика, один из которых будет в составе термоманометрической системы скважины, а второй должен находиться в межтрубном пространстве на устье скважины. Тогда формула 1 трансформируется в равенство:

$$P_{\text{мин}} = P_{\text{ТМС}} - P_{\text{уст}} \quad (2)$$

где  $P_{\text{ТМС}}$  – давление в зоне глубинного насоса, фиксируемое ТМС ПЭД;  $P_{\text{уст}}$  – давление в МП на устье скважины.

Интеллектуализация нефтедобывающей скважины – это процесс дорогостоящий и выборочный, поэтому, на наш взгляд, такие скважины появятся в первую очередь на скважинах с большим дебитом по нефти и существующими осложнениями, снижающими

dependency  $P = f(H_{\text{верт}})$ , which is estimated according to data from the nearest 3–4 transducers (if many transducers are used).

A number of pressure transducers in annulus can improve ESP protection system against entering of non-associated gas or highly aerated fluid at the suction impellers of ESP. At present time, when TMS transducer zone pressure drops below given value ( $P_{\text{мин}}$ ), ESP control unit shuts off ESP power supply [8]. Meanwhile, pressure in gas phase of annulus can be a high value – up to 4 MPa. If parameter  $P_{\text{мин}}$  is set to a lower value, gas can enter the pump impeller. In this case pump won't be shut off. In order to eliminate this incident during ESP operation we propose to consider  $P_{\text{мин}}$  parameter as a sum of the two components:

$$P_{\text{мин}} = P_{\text{hydro}} + P_{\text{GLC}} \quad (1)$$

where  $P_{\text{hydro}}$  – pressure of fluid head above transducer,  $P_{\text{GLC}}$  – gas pressure above gas-liquid contact (hydrodynamic head level).

$P_{\text{GLC}}$  as well as hydrodynamic head are constantly determined by ESP control unit from  $P = f(H_{\text{верт}})$  dependency. In case the number of pressure transducers in annulus can't be high, only 2 transducers are needed for effective ESP protection: the first one will be a part of thermomanometric system while the second one will be installed at the wellhead in annulus. Subsequently, formula 1 will turn into the following equation:

$$P_{\text{мин}} = P_{\text{TMS}} - P_{\text{wellhead}} \quad (2)$$

where  $P_{\text{TMS}}$  – submersible pump zone pressure which is determined by TMS in electrical submersible motor;  $P_{\text{wellhead}}$  – wellhead pressure in annulus.

Intellectualization of oil producing well is an expensive and selective process. That is why in our opinion, the first smart wells will be the ones with high oil rate and wells with complications which reduce defect-free performance period. Electrical submersible pump units can produce hundreds tons of oil per day but in spite of high upward flow velocity tubing can be filled with asphalt, resin, and paraffin deposits (ARPD).

Another key factor in selection of candidate wells for intellectualization is inability to carry out tripping operations with submersible gauges in annulus. That is why gauges must be installed in wellbore in a steady state. These gauges will send all required data to ESP control unit and personnel job site.

The paper studies several methods aimed at enhancement of operation effectiveness of wells with ESP and TMS. In order to remove ARPD from working ESP elements and tubing many oil producing companies use organic solvents. Usually chemical agent at a rate of 500 liters and more is pumped in annulus at the wellhead using mobile pump unit «ЦА-320» [9, 10]. In case there is no pump unit, chemical agent flows by gravity after all associated petroleum gas is blown off. As per regulations, in order to discharge required volume of solvent from elliptical tank there must be volume calibration table, fluid level indicator, sufficient

время безотказной работы глубинно-насосного оборудования. Глубинные электроцентробежные насосные установки способны добывать сотни тонн нефти ежесуточно, и, несмотря на высокую скорость восходящего потока, колонна насосно-компрессорных труб (НКТ) способна заполняться асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО).

Другим фактором, предопределяющим выбор скважин с УЭЦН в качестве «умных» скважин будущего, является невозможность проведения спуско-подъемных операций глубинного измерительного прибора по межтрубному пространству скважины. Поэтому измерительные приборы должны находиться в стволе скважины в стационарном исполнении и передавать на станцию управления и на рабочие места персонала нефтегазодобывающего предприятия необходимую информацию.

Рассмотрим несколько методик, направленных на повышение эффективности эксплуатации скважин с УЭЦН и ТМС. Для удаления АСПО с рабочих органов электроцентробежного насоса и колонны НКТ во многих нефтедобывающих компаниях используют органические растворители. Реагент в количестве 500 литров и более, как правило, подают с устья скважины в межтрубное пространство с помощью передвижной насосной установки типа ЦА-320 [9, 10]. При отсутствии агрегата подачу растворителя в скважину ведут самотеком после выпуска попутного нефтяного газа в атмосферу. Для организации слива заданного по технологическому регламенту объема растворителя из эллипсообразной емкости автоцистерны необходима таблица тарировки емкости по объему, уровнемер, хорошая и безопасная освещенность поверхности растворителя либо расходомер между скважиной и автоцистерной. Датчик давления даже в единственном числе в составе системы ТМС способен вести учет объема реагента, поступившего в межтрубное пространство, по величине появившегося дополнительного гидростатического давления. Расчеты показывают, что объем растворителя плотностью  $850 \text{ кг/м}^3$  в стандартной скважине с обсадной колонной  $\varnothing 146 \text{ мм}$  и колонной лифтовых труб  $\varnothing 73 \text{ мм}$  в межтрубном пространстве будет иметь высоту порядка 40 м, а давление, фиксируемое датчиком ТМС, в течение короткого периода времени заливки реагента должно вырасти на 0,34 МПа. Таким образом, на датчик давления возлагается функция контроля своевременности и технологичности выполняемых на скважине работ по удалению АСПО с подземного оборудования.

Экологическая сторона эксплуатации скважин является областью возможной автоматизации с помощью датчиков давления в межтрубном пространстве. Нефтедобывающие скважины, так же как и резервуарные парки, являются источниками потерь углеводородов и загрязнения воздуха рабочей зоны персонала и ближайших населенных пунктов. Разгерметизация скважины происходит по многим причинам:

- плановые или ремонтные работы по глубинному оборудованию, выполняемые бригадами

and safe illumination of solvent surface or flow rate meter between tank and well. Even one pressure transducer as a part of TMS system can keep a record of agent volume pumped in annulus according to additional hydrostatic pressure. Estimations show that annulus volume of solvent with density  $850 \text{ kg/m}^3$  in standard well with casing  $\varnothing 146 \text{ mm}$  and tubing  $\varnothing 73 \text{ mm}$  will be 40 m high. During short time period of agent pumping, pressure recorded by TMS transducer will increase by 0,34 MPa.

Thus, pressure transducer serves as a control tool for timeliness and effectiveness of operations for ARPD removal from subsurface equipment.

Ecological aspects of well operations provide the opportunity to apply annulus pressure transducers for an automatic control. Oil producing wells as well as oil storage tanks are the source of hydrocarbon losses and air contamination of personnel job site and the nearest human settlements. Loss of well containment occurs due to a number of reasons:

- scheduled or repair operations on subsurface equipment, these operations are executed by workover and service crews;
- chemical agent feeding from tank in annulus by gravity;
- emergency APG emission from annulus for ESP performance optimization.

Pressure transducers provide all data required for evaluation of hazardous substances emissions volume (associated petroleum gas): well fluid level and associated petroleum gas pressure. Supposing that  $H_{\text{dynamic}} = 1000 \text{ m}$ , APG wellhead pressure  $P_{\text{wellhead}} = 1,0 \text{ MPa}$  and gas pressure decreases to atmospheric pressure, then emission into the atmosphere would be  $112 \text{ m}^3$  of APG approximately. Given that these operations are executed on 20 wells per day within one oil and gas producing company, the overall hydrocarbons emission would be  $2240 \text{ m}^3$ . During one year due to well pressure relief operations the volume of emission would be 818 thousand cubic meters of light hydrocarbons and not less than 818 tons of heavy liquid hydrocarbons. These estimations will be executed by «smart» wells in accordance with control station algorithms without human involvement.

The water cut value of produced oil is the most useful information for conducting efficient field operations and effective development of oil deposits. At present time water cut is determined by well fluid sampling at the wellhead with a further composition analysis in a laboratory. Authors of the paper [11] pointed out that wellhead samples do not always provide true data regarding produced fluid composition. Method of water cut determination by moisture meters as a part of automatic pad metering systems is not widely used in oil and gas producing companies. That is why inventions [12, 13] propose to carry out analysis of produced fluid inside the tubing.

Submersible pump is shut off during measurement thus allowing produced fluid to be separated into water, oil and gas under gravity. The disadvantages of both methods are as follows: the well must be shut off,

- капитального и подземного ремонта скважин;
- подача реагентов в межтрубное пространство скважины самотеком из автоцистерны;
- экстренный выпуск ПНГ из межтрубного пространства для оптимизации работы глубинного электроцентробежного насоса.

Датчики давления выдают всю необходимую информацию для оценки объемов выбросов вредных веществ (попутного нефтяного газа) в атмосферу: величину уровня жидкости в скважине и давления попутного нефтяного газа. Если  $H_{\text{дин}} = 1000$  м, а давление ПНГ на устье скважины  $P_{\text{уст}} = 1,0$  МПа, то при снижении давления газа до атмосферного в атмосферу попадет примерно  $112 \text{ м}^3$  попутного нефтяного газа. Если по нефтегазодобывающему предприятию в среднем за сутки такие работы выполняются по 20 скважинам, то общие выбросы углеводородов составят  $2240 \text{ м}^3$ . За год благодаря разрядке скважин в атмосферу попадет примерно  $818 \text{ тыс. м}^3$  легких углеводородов или не менее  $818 \text{ т}$  в жидком эквиваленте тяжелых углеводородов. Приведенные расчеты будут выполняться «умными» скважинами практически без участия человека по заложенным в станцию управления алгоритмам.

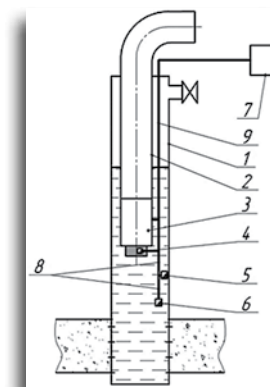
Обводненность добываемой скважинной нефти является наиболее востребованной информацией для ведения оперативной промысловой работы и успешной разработки нефтяной залежи. Сегодня задача решается путем периодического отбора устьевых проб скважинной жидкости с дальнейшим определением состава жидкости в лабораторных условиях. Авторы статьи [11] справедливо отметили, что устьевые пробы не всегда могут соответствовать истинному составу добываемой скважинной жидкости. Определение обводненности скважинной продукции с помощью влагомеров автоматической групповой замерной установки не нашло широкого применения в нефтегазодобывающих компаниях, поэтому в изобретениях [12, 13] предложено диагностику состава скважинной продукции (СП) перенести во внутреннее пространство колонны лифтовых труб. На время измерений работа глубинного насоса останавливается, и в результате гравитационного разделения СП разделяется на воду, нефть и газ. Недостатком обоих методов является необходимость остановки скважины и ожидания гравитационного перераспределения флюидов в колонне лифтовых труб. Поставленная задача решается без остановки скважины на период измерений, если скважину рассматривать как вертикальный трубопровод с однородным – эмульсионным составом без свободного газа. На скважинах с УЭЦН, имеющих частотно регулируемый привод, в зоне от насоса до кровли продуктивного пласта стационарно располагают два датчика давления на небольшом расстоянии друг от друга. Схема расположения датчиков в стволе скважины приведена на рис. 1. В зоне датчиков 5 и 6 на время измерения обводненности давление поддерживается выше величины давления насыщения нефти газом  $P_{\text{нас}}$  путем намеренного снижения частоты тока питания ПЭД и, как следствие, снижения производительности электроцентробежного насоса.

gravitational fluids redistribution takes some time. There is no need for well shut-off in case the well is considered as a vertical pipeline with homogeneous emulsion without non-associated gas. In wells equipped with ESP with variable speed drive two stationary pressure transducers are installed within close range of each other within a wellbore from pump to reservoir top. Fig. 1 illustrates configuration of pressure transducers within a wellbore. During water cut measurement in the area of transducers 5 and 6 pressure remains above the bubble point pressure  $P_{\text{bpp}}$ . This is achieved by planned reduction of frequency of submersible motor supply current and consequent reduction of ESP productivity.

In this case pressure difference between two transducers can be written as:

$$P_1 - P_2 = \rho_f \cdot g \cdot (H_1 - H_2) + P_{\text{fr}}, \quad (3)$$

where  $P_1$  – transducer 1 pressure (lower), Pa;  $P_2$  – transducer 2 pressure (upper), Pa;  $H_1$  – vertical depth according to transducer 1, m;  $H_2$  – vertical depth according to transducer 2, m;  $\rho_f$  – average fluid density between two transducers,  $\text{kg}/\text{m}^3$ ;  $P_{\text{fr}}$  – friction pressure drop, Pa.



1 – обсадная колонна нефтедобывающей скважины; 2 – колонна НКТ; 3 – глубинная насосная установка (ЭЦН) с погружным электродвигателем (ПЭД); 4 – датчик давления в составе ТМС; 5 – верхний датчик давления; 6 – нижний датчик давления; 7 – станция управления скважиной; 8 – кабель электропитания датчиков и канала обратной связи; 9 – штатный кабель электропитания ПЭД, совмещающий функцию обратной связи со станцией управления

1 – production casing, 2 – tubing, 3 – electrical submersible pump (ESP), 4 – pressure transducer as a part of TMS system, 5 – upper pressure transducer, 6 – lower pressure transducer, 7 – well control unit, 8 – supply cable for transducer and feedback channel, 9 – power supply cable for submersible motor with a function of feedback channel to well control unit

### Рисунок 2 – Датчики давления для определения обводненности скважинной продукции

### Figure 1 – Pressure transducers for water cut determination

Density of two-phase production fluid without non-associated gas is determined by the additive formula:

$$\rho_F = \rho_w \cdot f_w + \rho_o \cdot (1 - f_w), \quad (4)$$

where  $\rho_w$  – water density at the average pressure

$$\rho_{\text{av}} = \frac{P_1 + P_2}{2}, \text{ kg}/\text{m}^3;$$

$\rho_o$  – reservoir oil density at the average pressure  $\text{kg}/\text{m}^3$ ;  $f_w$  – production fluid water cut expressed as a decimal fraction.

When the distance between transducers 1 and 2 is small,  $P_{\text{fr}}$  value can be neglected. Consequently, water cut

В этом случае разность давлений между двумя датчиками можно записать в виде:

$$P_1 - P_2 = \rho_{ж} \cdot g \cdot (H_1 - H_2) + P_{тр}, \quad (3)$$

где  $P_1$  – давление в зоне первого – нижнего датчика, Па;  $P_2$  – давление в зоне второго – верхнего датчика, Па;  $H_1$  – глубина по вертикали первого датчика в м;

$H_2$  – глубина по вертикали второго датчика, м;  $\rho_{ж}$  – средняя плотность жидкости между двумя рассматриваемыми датчиками в  $кг/м^3$ ;  $P_{тр}$  – потеря давления на трение, Па.

Плотность двухфазной скважинной продукции при отсутствии свободного попутного нефтяного газа определяется по аддитивной формуле:

$$\rho_{ж} = \rho_{в} \cdot f_{в} + \rho_{н} \cdot (1 - f_{в}), \quad (4)$$

где  $\rho_{в}$  – плотность воды в  $кг/м^3$  при среднем давлении

$$P_{cp} = \frac{P_1 + P_2}{2};$$

где  $\rho_{н}$  – плотность пластовой нефти в  $кг/м^3$  при среднем давлении  $p_{cp}$ ;  $f_{в}$  – обводненность скважиной продукции, выраженная в долях от единицы.

Параметром  $P_{тр}$  при небольшом расстоянии между датчиками 1 и 2 можно пренебречь, поэтому, используя формулы 3 и 4, выразим искомую обводненность  $f_{в}$ :

$$f_{в} = \frac{\frac{P_1 - P_2}{(H_1 - H_2) \cdot g} - \rho_{н}}{\rho_{в} - \rho_{н}}. \quad (5)$$

Работоспособность методики апробирована по данным скважины, расположенной на залежи нефти пластово-сводового типа на северо-западе Республики Башкортостан. В таблице 1 дана исходная информация по скважине.

Давление в зоне верхнего датчика давления поддерживается на время измерений выше давления насыщения нефти газом:  $P_2 > P_{нас}$  ( $51 > 50$ ), поэтому в зоне между двумя датчиками в нефти отсутствует свободный газ, а плотность нефти будет практически неизменной величиной в этой зоне.

Плотности нефти и попутной воды в пластовых условиях равны соответственно  $850 \text{ кг/м}^3$  и  $1176 \text{ кг/м}^3$ .

По формуле 5 находим обводненность скважины:

$$f_{в} = \frac{\frac{P_1 - P_2}{(H_1 - H_2) \cdot g} - \rho_{н}}{\rho_{в} - \rho_{н}} = \frac{\frac{(62,8 - 51,0) \cdot 10^5}{(1271 - 1147) \cdot 9,81} - 850}{1176 - 850} = 0,368.$$

Рассчитанная по предложенной методике обводненность скважиной продукции (СП) равна 36,8 %. По данным устьевых проб средняя обводненность СП равна 36,0 %. Небольшая величина расхождения объясняется тем, что

$f_w$  can be expressed using formulas 3 and 4:

$$f_w = \frac{\frac{P_1 - P_2}{(H_1 - H_2) \cdot g} - \rho_o}{\rho_w - \rho_o}. \quad (5)$$

Operational capability of this method was tested on well in layer-uplifted oil deposit which is located in the northwestern part of Republic of Bashkortostan. Table 1 presents basic well data.

**Таблица 1 – Геолого-промысловая информация по нефтедобывающей скважине**

**Table 1 – Geological field data on oil producing well Bottomhole pressure**

Забойное давление Bottomhole pressure	Давление датчика ТМС в зоне ПЭД Pressure according to TMS transducer in submersible motor zone	Глубина забоя, вертикальная Vertical bottomhole depth	Глубина установки ТМС в зоне ПЭД TMS depth in submersible motor zone	Давление насыщения нефти газом Bubble point pressure
$P_1$ , атм/atm	$P_2$ , атм/atm	$H_1$ , м/m	$H_2$ , м/m	$P_{нас/bbp}$ , атм/atm
62,8	51	1271	1147	50

Pressure in upper transducer zone remains above the bubble point pressure:  $P_2 > P_{bbl}$  ( $51 > 50$ ), that is why there is no non-associated gas between two transducers; oil density is almost a constant value in this zone.

Densities of oil and associated water under reservoir conditions are equal to  $850 \text{ kg/m}^3$  and  $1176 \text{ kg/m}^3$  correspondingly.

Well water cut is calculated by the formula 5:

$$f_w = \frac{\frac{P_1 - P_2}{(H_1 - H_2) \cdot g} - \rho_o}{\rho_w - \rho_o} = \frac{\frac{(62,8 - 51,0) \cdot 10^5}{(1271 - 1147) \cdot 9,81} - 850}{1176 - 850} = 0,368.$$

Well fluid water cut calculated by the proposed method is 36.8 %. According to wellhead sampling data the average water cut is 36.0 %. Small difference is due to the fact that well fluid is an emulsion composition. This fact predetermines homogeneous fluid composition in wellhead sampling tool and increases authenticity of wellhead fluid samples.

**Conclusions.** The paper presents technical solutions for «smart» oil producing well that suggest the application of pressure transducers inside the well. Several pressure transducers installed in wellbore and additional tools will perform the following procedures:

1. Hydrodynamic fluid head will be constantly estimated with smaller margin of error without personnel involvement. Fluid level database will maintain oil production and provide highly-effective oil field development.

2. ESP protection from non-associated gas entering at pump suction impellers will be enhanced by monitoring associated gas pressure in annulus as a component of minimum allowed pressure in ESP zone.

3. Pressure transducer as a part of TMS will provide the opportunity to register hydrostatic pressure increase.

скважинная продукция является эмульсионным составом, а это предопределяет гомогенный состав флюидов в зоне устьевого пробоотборника и повышает достоверность устьевых проб жидкости.

**Выводы.** В статье приведены технические решения для «умной» нефтедобывающей скважины, связанные с эксплуатацией в скважине такого измерительного устройства, как датчик давления. С помощью нескольких датчиков давления, расположенных в стволе скважины, и дополнительных устройств в таких скважинах в автономном режиме будут выполняться следующие процедуры:

1. Динамический уровень жидкости в скважинах будет оцениваться в постоянном режиме времени без участия персонала предприятия и с меньшей погрешностью. Полученная таким образом информационная база данных по уровням жидкости станет основой для обеспечения текущей добычи нефти и высокоэффективной разработки нефтяного месторождения.

2. Защита УЭЦН от попадания свободного газа на прием насоса будет усилена путем учета давления попутного газа в межтрубном пространстве как составной части минимально допустимого давления в зоне электроцентробежного насоса.

3. С помощью датчика давления в составе ТМС скважины становится возможным фиксирование повышения гидростатического давления, соответствующего по величине объему поданного в межтрубное пространство органического растворителя для удаления АСПО из насоса и колонны НКТ. Таким образом организуется контроль своевременности и технологичности скважинных обработок.

4. Подсчет объемов выбросов углеводородов из скважин при их эксплуатации станет возможным с помощью информации от датчиков давления, количественно характеризующих попутный нефтяной газ в скважине.

5. Важнейшая информационная составляющая – обводненность скважинной продукции в скважинах с УЭЦН может определяться в скважинных условиях без остановки работы глубинного насоса. С помощью датчиков давления оценивается состав пластовой продукции при условии поддержания давления в зоне датчиков выше величины давления насыщения нефти газом.

В статье описана принципиальная модель интеллектуальной нефтедобывающей скважины, которая может быть реализована в первую очередь на скважинах с установками электроцентробежных насосов. Со временем такая модель может быть дополнена другими техническими устройствами и решениями, которые бы значительно продлили время безаварийной и высокопроизводительной работы глубинно-насосного оборудования. ©

This pressure increase corresponds to the volume of organic solvent pumped in annulus for ARPD removal from pump and tubing. Thus, pressure transducer will provide control of timeliness and effectiveness of well treatments.

4. It will be possible to conduct evaluation of hydrocarbons emissions using pressure transducers data that monitor associated petroleum gas in the wellbore.

The most important data – well fluid water cut will be determined inside the well without pump shut-off. Pressure transducers will evaluate reservoir fluid composition considering that pressure in transducers zone remains above the bubble point pressure.

The paper describes conceptual model of smart oil producing well. In the first place this model can be implemented in wells with ESP. In the long term this model can be improved by other technical tools and solutions that will increase effective and defect-free performance period of submersible pump equipment. ©

#### ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. Васильевский В.Н., Петров А.И. Оператор по исследованию скважин. Учебник для рабочих. – М.: Недра, 1983. – 310 с.
2. Смирнов А.С. Сбор и подготовка нефтяного газа на промысле. – М.: Недра, 1971. – 256 с.
3. Мищенко И.Т., Леонов И.В. Основы физико-математической модели системы «Эксплуатационный объект – добывающая скважина – установка ЭЦН»//Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2011. – № 3. – С. 36–40.
4. Денисламов И.З., Гафаров Ш.А., Еникеев Р.М. Интерпретация данных современной телеметрии скважинных электроцентробежных насосов/«Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения»: сб. науч. тр. – Вып. 3(8). – Уфа: ООО «Монография». – 2014. – С. 243–250.
5. Вольпин С.Г., Корнаева Д.А., Свалов А.В., Штейнберг Ю.М. Способ определения давления насыщения нефти газом//Патент РФ на изобретение № 2521091. Оpubл. 27.06.2014.
6. Денисламов И.З., Еникеев Р.М. Способ определения уровня жидкости в скважине//Патент РФ на изобретение № 2559979. Оpubл. 20.08.2015. Бюл. № 23.
7. Денисламов И.З., Еникеев Р.М., Денисламова Г.И. Перспективы исследования интеллектуальных нефтедобывающих скважин// Время колтюбинга. – 2014. – № 3 (049). – С. 56–58.
8. Зейгман Ю.В., Гумеров О.А. Эффективность эксплуатации установок электроцентробежных насосов в скважинах: Учеб. пособие. – Уфа: ООО «Монография», 2006. – 88 с.
9. СТП – 174 – 2005. Технологический регламент по применению методов защиты добывающих скважин от органических и неорганических отложений на месторождениях Чекмагушевского УДНГ/Ф.С. Гарифуллин, С.В. Дорофеев, К.Ю. Муринов и др. – Уфа: ДОО «Геопроект». – 2005. – 33 с.
10. Ежов М.Б., Насибуллин Д.Р., Акулин Р.С. Результаты промысловых испытаний реагента РКДмд на Янгурчинском месторождении ООО «Башнефть-Добыча»//Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: научно-практич. конф. – Уфа: ГУП «ИПТЭР», 2012. – С. 44–45.
11. Пелевин Л.А., Саттаров М.М., Баймухаметов К.С. Принципы и методы контроля и регулирования процесса разработки месторождений Башкирии в поздней стадии эксплуатации// Сборник докладов всесоюзного совещания – М., 1968. – С. 185–203.
12. Хисамов Р.С., Халимов Р.Х., Хабибрахманов А.Г. и др. Способ определения обводненности продукции нефтедобывающей скважины//Патент РФ на изобретение № 2520251. Оpubл. 20.06.2014.
13. Коровин В.М., Адиев И.Я., Сафиуллин И.Р., Садрутдинов Р.Р., Валеев М.Д. Способ одновременно-раздельной эксплуатации нефтяной скважины, оборудованной электроцентробежным насосом// Патент РФ на изобретение № 2533468. Оpubл. 20.11.2014.