ДИАГНОСТИКА ОТЛОЖЕНИЙ В НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ С ПОМОЩЬЮ РЕПЕРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

DETECTION OF SEDIMENTS IN OIL PRODUCING WELLS USING REFERENCE TECHNOLOGIES

И.З. Денисламов, Г.И. Денисламова, Уфимский государственный нефтяной технический университет

I. Denislamov, G. Denislamova, Ufa State Petroleum Technological University

Асфальтосмолопарафиновые отложения в колонне лифтовых труб нефтедобывающих скважин диагностируются работниками нефтепромыслов по степени ухудшения работы глубинного насосного оборудования и по снижению дебита скважин при условном постоянстве остальных значимых факторов. Такие оценки дают только качественную картину образования отложений в насосно-компрессорных трубах и не позволяют определять массу или объем отложений. Последние параметры важны для определения объема органического растворителя, который необходимо доставить в колонну НКТ по одной из существующих технологий [1, 2]. В нефтедобывающих компаниях сложилась практика пассивной эксплуатации глубинного насосного оборудования скважин, когда в течение времени дебит по жидкости снижается из-за нарастания объема отложений в глубинном насосе и колонне лифтовых труб. При значительном падении дебита скважины или полном его исчезновении колонну НКТ и насос поднимают на поверхность, ревизируют, удаляют отложения пропаркой, а насос, как правило, заменяют на новый. Органические растворители могут полностью удалить отложения, накопленные в трубах, но стоят дорого, поэтому для экономичного применения таких реагентов необходимо знать с большой точностью объем отложений в колонне лифтовых труб.

В качестве реперной жидкости, то есть жидкости со стабильными свойствами, отличными от скважинной жидкости, можно использовать две категории жидкостей. Во-первых, это жидкость, доставленная в колонну лифтовых труб с поверхности земли по специальной – реагентной трубке, проложенной по межтрубному пространству от устья до насоса. В качестве реперной жидкости может выступать минерализованная вода, и тогда ее объем в колонне НКТ покажет объем АСПО. Разумнее в диагностических целях использовать органический растворитель, так он способен выполнить сразу две функции – показать количественно наличие отложений и спустя некоторое время удалить их определенную часть.

Реперной жидкостью может служить и добываемая пластовая продукция, но с измененными свойствами. Рассмотрим две технологии, позволяющие сделать это на скважинах, оборудованных частотными

Asphalt, resin and paraffin deposits in the tubing string of oil producing wells can be identified by oilfield workers. The main symptoms are the depression of donwhole pumping equipment performance and the decreasing of well flow rate with a relative regularity of other key factors. Such estimations can give only a qualitative picture of sediment formation in the tubing and do not allow to determine the mass and volume of sediments. The latter parameters are important if one needs to determine the volume of organic solvent to be pumped in the tubing using one of the existing technologies [1, 2]. Operators have a practice of passive running of downhole pumping equipment (when in the course of time fluid production decreases). Such decrease id caused by the accumulation of sediments in the downhole pump and the tubing string. When the flow rate of well is significantly decreased or even stopped, the tubing string and the pump are pulled out of hole and revised. The sediments are removed by means of steam cleaning, while the old pump is replaced with the new one. Organic solvents can fully remove the sediments formed in the tubing. But they are rather expensive. That's why in order to cut costs of such treatments, it's necessary to precisely know the volume of sediments in the tubing string.

To address this issue, we can use the so-called "reference fluids". These are the fluids with unvarying properties, which differ from the properties of well fluids. There are two categories of "reference fluids". Such fluids can be delivered from the surface into the tubing string with the help of a special tube that runs through the annulus, from the wellhead down to the pump. Salt water can be used as a "reference fluid". It's volume in the tubing string can show the volume of asphalt, resin and paraffin deposits. It is more sensible to use organic solvent as a "reference fluid". It can fulfill two functions: quantitatively indicate the presence of sediments and remove some part of them after a while.

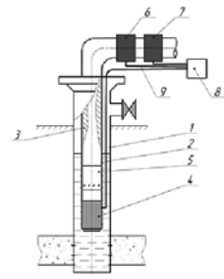
Produced formation fluid can also be used as a "reference fluid". But we need to change its properties. Let's consider two technologies allowing to perform this change. They both require the presence of frequency converters that can modify the supply current of electric submersible pump (ESP). The first technology allows to modify the composition of fluid in the tubing string, while the second one allows to

регуляторами тока питания погружного электродвигателя центробежного насоса. По первой технологии будет меняться состав транспортируемой по колонне НКТ жидкости, а по второй технологии можно регулировать температуру такой жидкости.

Технология по изменению состава скважинной жидкости основана на известном факте скопления в межтрубном пространстве скважины выше глубинного насоса практически безводной нефти. Это обстоятельство, в частности, использовано авторами изобретения [3] при оптимизации режима эксплуатации УЭЦН. Авторами новой технологии предложено регулировать частоту тока и, увеличивая производительность электроцентробежного насоса на определенный период времени, изменять содержание нефти в колонне лифтовых труб в сторону его снижения благодаря отбору безводной нефти из межтрубного пространства скважины. Эта технология удобна и для определения объема отложений в колонне лифтовых труб с помощью реперной жидкости, в качестве которой выступает скважинная жидкость с меньшей обводненностью. Схема необходимого оборудования представлена на рис. 1, а способ реализуется в следующем порядке.

1. Частоту электрического тока погружного электродвигателя УЭЦН понижают до минимальных значений (40 Гц), и, как следствие, понижают производительность электроцентробежного насоса. В межтрубном пространстве скважины будет накапливаться нефть с меньшим содержанием воды благодаря гравитационному отстою скважинной продукции в межтрубном пространстве.
2. Обводненность нефти в колонне лифтовых труб будет даже чуть выше обводненности пластовой жидкости ввиду поступления определенного количества воды из межтрубного пространства. Повышенная обводненность будет фиксироваться во времени влагомером 7 на устье скважины.
3. На втором этапе исследования скважины в фиксированный момент времени частоту тока повышают до 60–70 Гц, тем самым резко повышают отбор жидкости из скважины. В колонну лифтовых труб начинает поступать малообводненная нефть из межтрубного пространства, понижая общую обводненность жидкости в колонне лифтовых труб.
4. Момент поступления на устье скважины нефти с меньшей обводненностью также фиксируют во времени, а по расходомеру 6 определяют средний дебит скважины после повышения частоты электротока питания ПЭД.
5. Внутренний объем колонны НКТ, не занятый отложениями, находят как произведение измененного дебита скважины на разницу зафиксированных времен (время подхода реперной жидкости).
6. Объем отложений находят как разницу между полученной величиной и объемом чистых труб лифтовой колонной по паспортным данным.

Технология по изменению температуры скважинной жидкости основана на вышеприведенной методологии, но в качестве изменяемого и наблюдаемого параметра выбрана температура



1 – обсадная колонна скважины, 2 – колонна лифтовых труб (НКТ), 3 – отложения на внутренней поверхности НКТ, 4 – погружной электродвигатель (ПЭД), 5 – электроцентробежный насос (ЭЦН), 6 – расходомер, 7 – влагомер, 8 – станция управления скважиной с частотным регулятором тока, 9 – кабель электропитания насоса.
1 – casing string, 2 – tubing string, 3 – sediments on the internal surface of the tubing, 4 – submersible motor, 5 – ESP unit, 6 – flow meter, 7 – humidity meter, 8 – well control station with current frequency converter installed, 9 – pump's power cable

Рисунок 1 – Схема исследования скважины путем изменения обводненности нефти в лифтовых трубах

Figure 1 – Well survey model based on the changing of oil water cut in the tubing string

change the temperature of this fluid.

The technology of well fluid composition modification is based on the well-known fact: in the annulus above the downhole pump there is always an accumulation of virtually pure oil. This fact was used by the authors of the invention [3] during optimization of ESP unit operating conditions. The authors of the new technology suggest to adjust the current frequency, thus increasing the discharge capacity of ESP unit for a short period of time and changing (decreasing) the oil content in the tubing string due to the recovery of pure oil from the annulus. This technology is also useful for determination of sediments volume in the tubing string with the help of well fluid serving as a "reference fluid". Figure 1 shows the design concept of equipment required for the implementation of the above-mentioned technology. The technique includes the following steps:

1. The current frequency of the ESP unit is decreased to minimal values (40 Hz). This lowers down its discharge capacity.
   Oil with less water cut will accumulate in the annulus due to the effect of gravitation settling of production fluid in the annulus.
2. The water cut of oil in the tubing string will be even higher than that of the formation fluid. This is because of the fact that a certain volume of water will move from the annulus to the tubing string. Increased water cut of oil will be recorded (the moment of time) by the humidity meter 7 installed on the wellhead.
3. On the second stage of well survey we suggest to increase the current frequency up to 60–70 Hz, thus dramatically increasing the well drainage. Oil with less water cut moves from the annulus to the tubing string, and the total water cut of well fluid in the tubing string decreases.
4. The moment when oil with less water cut reaches the wellhead is recorded (the moment of time) as well. The flow meter 6 determines the average well flow rate after the current frequency has been increased.
5. The internal volume of the tubing string that is not filled with sediments can be found as a production

добываемой скважинной продукции. При изменении со станции управления частоты электрического тока меняется мощность ПЭД, в частности, ее тепловыделяющая способность, а в сочетании с постоянством скважинного потока в зоне ПЭД это приводит к изменению температуры жидкости на выходе из электроцентробежного насоса. Это изменение фиксируется во времени датчиком температуры в нижней части колонны лифтовых труб (рис. 2). На приведенной схеме зоной А обозначена область нагрева пластовой жидкости и одновременного охлаждения погружного электродвигателя. Благодаря наличию асфальтосмолопарафиновых отложений на внутренней поверхности колонны лифтовых труб степень теплопередачи через стенки насосно-компрессорных труб лифтовой колонны значительно снижается, и через определенное время жидкость с измененной температурой доходит до устья скважины, и этот момент фиксируется датчиком температуры в верхней части колонны лифтовых труб.

Объем отложений в лифтовых трубах определяют по формуле:

$$V_{отл} = \frac{\pi \cdot D^2}{4} - к \cdot Q \cdot (t_2 - t_1), \qquad (1)$$

где $V_{отл}$ – объем отложений на внутренней поверхности колонны лифтовых труб;
D – внутренний диаметр чистых лифтовых труб;
к – эмпирический коэффициент, учитывающий разницу в состоянии скважинной продукции в колонне лифтовых труб и в устройстве по измерению его объема, определяется предварительно для колонны НКТ без отложений; Q – производительность электроцентробежного насоса, поддерживается постоянной во время оценки отложений; t_1 – хронологическое время изменения температуры скважинной продукции в зоне датчика температуры, установленного в нижней части колонны лифтовых труб. t_2 – хронологическое время изменения температуры скважинной продукции в зоне датчика температуры, установленного в верхней части колонны лифтовых труб.

Во время осуществления предложенного способа производительность ЭЦН или расход скважинной жидкости в кольцевом пространстве в зоне ПЭД поддерживается постоянной величиной путем регулирования устьевой задвижки 10, расположенной в верхней части колонны лифтовых труб.

Термограммы нефтедобывающих скважин северо-запада Башкортостана, полученные с помощью спуско-подъемных операций в межтрубном пространстве автономных спаренных манометров-термометров типа АМТ-06, показывают, что температура от устья скважины повышается до пластового значения на примерной глубине 1400 м в среднем с 12 до 24–26 °С. Чтобы оценить возможность применения нагретой в зоне ПЭД и ЭЦН пластовой жидкости в качестве меченой – реперной жидкости используем для расчета конечной температуры в зоне устьевого датчика температуры формулу академика В.Г. Шухова:

of modified well flow rate by the time between two above-mentioned points (the time of "reference fluid" coming up).

6. The volume of sediments can be calculated as the divide between the above-obtained value and the volume of the tubing string according to its rated values.

The technology of well fluid temperature modification is based on the above-described technique. In this case, the temperature of production fluid was chosen as a varying and controllable parameter. When the current frequency of submersible motor is changed from the well control station, the motor's power and heat-producing ability change as well. Taking into account that the well flow rate in the motor's area is constant, one can conclude that the temperature of well fluid downstream the ESP unit will be modified. This modification is recorded by the temperature sensor situated in the lower part of the tubing string (see Figure 2). Zone A presented on Fig. 2 is the area of formation fluid heating and simultaneous cooling of submersible motor. Due to the presence of asphalt, resin and paraffin deposits on the inner side of the tubing string, the rate of heat transmission through the tubing string walls is dramatically decreased. Within a given period of time the fluid with its temperature modified reaches the wellhead. This moment is recorded by the temperature sensor installed on the upper part of the tubing string.

The volume of sediments in the tubing string can be calculated using the following formula:

$$V_{sed} = \frac{\pi \cdot D^2}{4} - k \cdot Q \cdot (t_2 - t_1), \qquad (1)$$

where V_{sed} is the volume of sediments on the inner side of the tubing string; D is the inside diameter of the clean tubing string; k is the empirically determined coefficient that takes into account the difference between the state of well fluid in the tubing string and the device for measuring of its volume. The coefficient is preliminary determined for the clean tubing string; Q is the discharge capacity of the ESP unit (is maintained at a constant level); t_1 is the time when well fluid temperature was modified. The moment of time is determined on the basis of data recorded by the temperature sensor in the lower part of the tubing string; t_2 is the time when well fluid temperature was modified again. The moment of time is determined on the basis of data recorded by the temperature sensor in the upper part of the tubing string;

During the process of temperature survey the discharge capacity of the ESP unit (or the well fluid flow rate in the annulus zone adjacent to the submersible pump) is maintained at a constant level by means of adjusting the sliding valve 10 mounted on the upper part of the tubing string.

Temperature logs obtained in oil producing wells of the north-western Bashkortostan with the help of autonomous couple pressure-temperature gauges of AMT-06 type show that well fluid temperature at the depth of 1,400 m (4,600 ft.) is around 12 °C while at the wellhead – around 24–26 °C. In order to estimate

$$t_x = t_0 + (t_н - t_0) \cdot e^{-\frac{K \cdot \pi \cdot D_н \cdot x}{G \cdot \rho \cdot C_p}}, \qquad (2)$$

где t_x – средняя по сечению колонны НКТ температура на расстоянии x от ЭЦН;
t_o – температура окружающей среды;
$t_н$ – температура жидкости на выходе ЭЦН;
К – ***полный коэффициент теплопередачи*** от потока в окружающую среду, Вт/(м² · °С); $D_н$ – наружный диаметр колонны НКТ; G – объемный расход жидкости, м³/с; $\rho_ж$ – плотность жидкости, кг/м³; C_p – коэффициент удельной теплоемкости, Дж /(кг · °С); e – основание натурального логарифма, равное 2,72.

Для средней температуры окружающей среды по длине НКТ примем ее минимально возможное значение, то есть 12 °С, намеренно увеличив степень теплопотерь нагретой нефти при ее подъеме на поверхность земли. Исходные данные к трем вариантам к расчетам по формуле (2) приведены в табл. 1.

Температуру жидкости на устье скважины по ***первому варианту*** рассчитываем из условий: пластовая жидкость с температурой 25 °С проходит глубинный насос без нагрева.

Для подъема пластовой жидкости применяют обычную колонну НКТ, параметр К=5,0 Вт/(м² · °С).

Второй вариант – пластовая жидкость нагревается до 45 °С от ПЭД и рабочих колес электроцентробежного насоса благодаря значительному повышению частоты электрического тока, поступающего на погружной электродвигатель.

Для подъема пластовой жидкости применяют обычную колонну НКТ, К=5,0 Вт/(м² · °С).

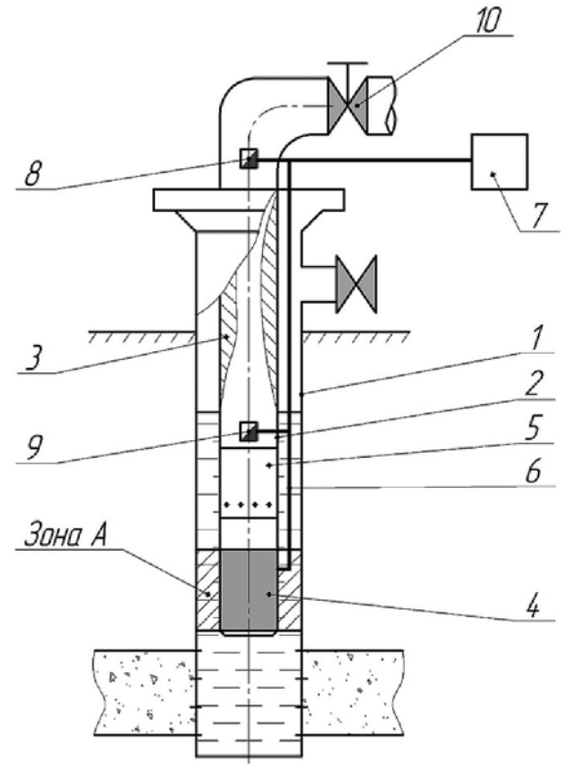
Третий вариант – пластовая жидкость нагревается до 45 °С от ПЭД и рабочих колес электроцентробежного насоса.

Для подъема пластовой жидкости применяют колонну НКТ с теплоизоляцией, параметр К=1,0 Вт/(м² · °С), то есть уменьшается в 5 раз.

Для удобства приведем результаты расчетов в сводной табл. 2.

Полученные результаты показывают, что минимальный скачок повышения температуры на устье скважины после его «разогрева» в зоне ПЭД и ЭЦН может достигать 4 °С. Такой значительный скачок температуры можно заметить с помощью практически любого термометра, а значит, и идентифицировать «меченую» жидкость после увеличения частоты электрического тока, поступающего на ПЭД. Применение насосно-компрессорных труб с внутренней теплоизоляцией значительно повышает успешность применения предложенной технологии.

В работе [4] приведены теплопотери при закачке в скважину горячей воды, рассчитанные по упрощенной формуле А.Ю. Намиота. В частности, указывается, что потери температуры теплоносителя на глубине 1000 м примерно составляют 17 °С. Приведенная в статье оценка степени охлаждения скважинной продукции при подъеме до устья не противоречит данным источника [4].



1 – обсадная колонна скважины, 2 – колонна лифтовых труб (НКТ), 3 – отложения на внутренней поверхности НКТ, 4 – погружной электродвигатель (ПЭД), 5 – электроцентробежный насос (ЭЦН), 6 – многофункциональный кабель электропитания, связи и управления, 7 – станция управления скважиной с частотным преобразователем тока, 8 – верхний датчик температуры, 9 – нижний датчик температуры, 10 – регулируемая задвижка.

Кольцевое пространство между обсадной колонной и ПЭД обозначено на схеме зоной А

1 – casing string, 2 – tubing string, 3 – sediments on the internal surface of the tubing string, 4 – submersible motor, 5 – ESP unit, 6 – multi-purpose cable (provides power supply, communication, and control), 7 – well control station with current frequency converter installed 8 – upper temperature sensor, 9 – lower temperature sensor, 10 – adjustable sliding valve.

The annular space between the casing string and the submersible motor is denoted as Zone A

Рисунок 2 – Схема термометрии скважины с УЭЦН с частным регулированием электротока ПЭД

Figure 2 – Temperature survey model for a well equipped with ESP unit that allows current frequency adjustments

the possibility of using formation fluid heated by the ESP unit as a "reference fluid", we will use the formula of academician V. Shuhov for calculation of outlet temperature in the wellhead zone:

$$t_x = t_0 + (t_н - t_0) \cdot e^{-\frac{K \cdot \pi \cdot D_н \cdot x}{G \cdot \rho \cdot C_p}}, \qquad (2)$$

where t_x is the tubing section-average temperature at a distance x from the ESP unit; t_o is the ambient temperature; $t_н$ is the temperature of fluid downstream the ESP unit; K is the ***overall coefficient of heat transfer*** from the fluid flow to the ambient medium, W/(m² · °C); Dн is the outside diameter of the tubing string;

G is the fluid volumetric flow rate, m³/sec; ρ is the fluid density, kg/m³; C_p is the specific heat capacity factor, J/(kg · °C); e is the Napierian base (~2.72).

Таблица 1 – Исходные данные для расчета трех вариантов движения пластовой жидкости по колонне лифтовых труб

Table 1 – Initial data for three variants of calculation of formation fluid motion through the tubing string

	Параметр Parameter	Условное обозначение Symbol	Отсутствует нагрев пластовой жидкости No heating of formation fluid	Пластовая жидкость нагревается глубинными ПЭД и ЭЦН Formation fluid is heated by the submersible motor and the ESP unit	
				Обычная колонна НКТ Conventional tubing string	Колонна НКТ с теплоизоляцией Tubing string with heat insulation
			1-й вариант 1st variant	2-й вариант 2nd variant	3-й вариант 3rd variant
1	Температура окружающей среды, °С Ambient temperature, °C	t_o	12	12	
2	Начальная температура жидкости, °С Initial formation fluid temperature, °C	$t_н$	25 (пластовая температура)	45	45
3	Наружный диаметр НКТ, мм Tubing outside diameter, mm	D	73	73	
4	Объемный расход жидкости, м³/сут Volumetric flow rate of formation fluid, m³/day	G	30	30	
5	Плотность эмульсионной жидкости, кг/м³ Fluid density, kg/m³	$\rho_ж$	950		
6	Коэффициент удельной теплоемкости нефти, Дж /(кг · °С) Oil specific heat capacity factor, J/(kg · °C)	C_p	2000		
7	Полная теплопроводность материала колонны НКТ, Вт/(м² · °С) Overall coefficient of heat transfer, W/(m² · °C)	K	5,0	5,0	1,0 (уменьшается в 5 раз) (is decreased five-fold)
8	Длина колонны НКТ, м Tubing length, m	x = L	900	900	

По изобретению [5] предлагается теплоизолировать колонну лифтовых труб снаружи формированием на ее поверхности парафинового слоя путем временного подъема пластовой продукции по кольцевому пространству скважины. Благодаря образованию теплоизолирующего слоя парафина на внешней стороне колонны НКТ и внутренней стороне обсадных колонн температура нефти на устье опытной скважины повысилась с 18 до 24 °С, то есть на 6 °С. Эти фактические данные показывают, что разница

As an average ambient temperature we will take its minimal value, i.e. 12 °C, thus intentionally increasing the level of heat losses of oil during its trip to the surface. Table 1 shows the initial data for three variants of calculations performed using formula (2).

The fluid temperature at the wellhead can be calculated using the ***first variant*** of its motion: formation fluid with a temperature of 25 °C passes through the pump with no heating.

A standard tubing string can be used for lifting the formation fluid. Coefficient K is equal to 5.0 W/(m² · °C).

The second variant provides for the formation fluid to be heated up to 45 °C by the submersible motor and the impellers of the ESP unit. It can be done by means of significant current frequency increase.

A standard tubing string can be used for lifting the formation fluid. Coefficient K is equal to 5.0 W/(m² · °C).

According to the ***third variant***, the formation fluid is heated up to 45 °C by the submersible motor and the impellers of the ESP unit.

A tubing string with heat insulation is used for lifting the formation fluid. Coefficient K is equal to 1.0 W/(m² · °C), i.e. it is reduced five-fold.

Table 2 shows the results of calculations.

The results of calculations demonstrate that a minimum increase of formation fluid temperature at the wellhead after it was heated by the submersible pump and the ESP unit can be as high as 4 °C. Such a significant temperature step can be recognized by almost every temperature gauge. This allows to identify "reference fluid" after the increase of current frequency. Utilization of tubing string with heat insulation substantially improves the success rate of the suggested technology.

Paper [4] presents the calculations of heat losses during the injection of hot water into the well. A simplified formula of A. Namiota is used there. The authors point out that the losses of heating medium temperature at the depth of 1,000 m (3,280 ft.) are equal to 17 °C. The estimation of formation fluid cooling degree presented in this article is in agreement with the data presented in paper [4].

Invention [5] suggests to insulate the tubing string from heat by means of creation of paraffin layer on its outer surface. The latter can be done using the temporary elevation of formation fluid level in the annulus. Due to the creation of heat insulating layer on the outer surface of the tubing string and the inner surface of the casing string, the oil temperature at the wellhead of pilot well increased from 18 °C to 24 °C. This data shows that the difference between the formation fluid temperature in the ESP unit area and

температур на устье скважины пластовой жидкости и нагретой в зоне погружного электродвигателя может быть выше рассчитанных 4 °С.

Из двух рассмотренных в статье технологий оценки объема отложений в колонне НКТ наиболее практичной, на наш взгляд, является та, по которой меняется обводненность скважинной продукции за счет отбора безводной нефти из межтрубного пространства. По этой технологии скачок обводненности во времени будет более выраженным, чем изменение температуры скважинной жидкости на устье. Изменение температуры жидкости во времени будет носить более плавный характер благодаря ее теплопроводности и передаче тепловой энергии не только за пределы колонны лифтовых труб, но и в граничной области самой скважинной жидкости.

Выводы

1. В статье приведены технологии по определению объема отложений в лифтовых трубах нефтедобывающих скважин, основанные на управляемом изменении определенных свойств транспортируемых жидкостей: температуры и компонентного состава. Условно эти жидкости названы реперными жидкостями ввиду их ярко выраженного отличия от ранее движущейся жидкости.

2. Снабжение нефтедобывающей скважины дополнительным оборудованием в виде частотного преобразователя тока, датчиков давления и температуры, устьевых расходомеров и влагомеров приближает ее к категории интеллектуальных, способных диагностировать не только состояние пластовых флюидов и глубинного насоса, но и количественно оценивать наличие отложений в колонне лифтовых труб скважины.

Таблица 2 – Устьевые температуры скважинной продукции при различных режимах эксплуатации скважины с УЭЦН

Table 2 – Temperatures of formation fluid at the wellhead. Three variants of well operation conditions are considered

Режим эксплуатации скважины Well operation conditions	Температура жидкости на выходе из ЭЦН, °С Formation fluid temperature downstream the ESP unit, °C	Температура жидкости на устье скважины, °С Formation fluid temperature at the wellhead, °C
1. Глубинный насос не разогревает пластовую жидкость. 2. Колонна НКТ – обычная. 1. Formation fluid is not heated by the submersible pump. 2. Conventional tubing string	25	14,7
1. Глубинный насос разогревает пластовую жидкость. 2. Колонна НКТ – обычная. 1. Formation fluid is heated by the submersible pump. 2. Conventional tubing string	45	18,9
1. Глубинный насос разогревает пластовую жидкость. 2. Колонна НКТ – с теплоизоляцией. 1. Formation fluid is heated by the submersible pump. 2. Tubing string with heat insulation	45	36,2

at the wellhead can be higher than the value of 4 °C obtained in the present paper.

In our opinion, the most practical technology (out of two presented here) of sediments volume estimation is the first one. It is based on the modification of formation fluid water cut by means of pure oil recovery from the annulus. The step change of oil water cut will be more apparent in time than the step change of oil temperature at the wellhead. The change of oil temperature will be more gradual due to the transfer of heat not only beyond the tubing string, but also within the oil's border region.

Conclusions

1. The article presents two technologies that allow to estimate the volume of sediments in the tubing strings of oil producing wells. Both technologies are based on the method of controllable variation of produced fluids properties: their temperature and composition. These fluids are nominally called as "reference fluids" because of their obvious difference from the initial fluids.

2. Completion of an oil producing well with additional equipment, including current frequency converter, temperature and pressure sensors, wellhead flow meters and humidity meters moves it to the category of smart wells that are able not only to diagnose the state of formation fluids and downhole pumping equipment, but also to compute the volume of sediments in the tubing string.

ЛИТЕРАТУРА

1. Хасанов Ф.Ф., Галимов А.М., Денисламов И.З. Способ очистки глубинного насоса и колонны лифтовых труб от отложений//Патент РФ на изобретение № 2445448. Опубл. 20.03.12. Бюл. № 8.
2. Денисламов И.З., Галимов А.М., Гафаров Ш.А. и др. Способ доставки реагента в колонну лифтовых труб скважины//Патент РФ на изобретение № 2464409. Опубл. 20.10.2012. Бюл. № 29.
3. Латыпов А.Р., Шаякберов В.Ф., Исмагилов Р.Р. и др. Способ эксплуатации скважины, оборудованной установкой электроцентробежного насоса с частотно-регулируемым приводом//Патент РФ на изобретение № 2421605. Опубл. 20.06.2011.
4. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. Учебник для вузов. – М.: Недра, 1983. – 510 с.
5. Тронов В.П., Ширеев А.И., Савельева И.В. и др. Способ добычи нефти//Патент РФ на изобретение № 2172388. Опубл. 20.08.2001.