

## Диагностика отложений в нефтедобывающих скважинах с помощью реперных технологий

## Detection of Sediments in Oil Producing Wells Using Refer- ence Technologies

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

*I. Denislamov, G. Denislamova*

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 ча-



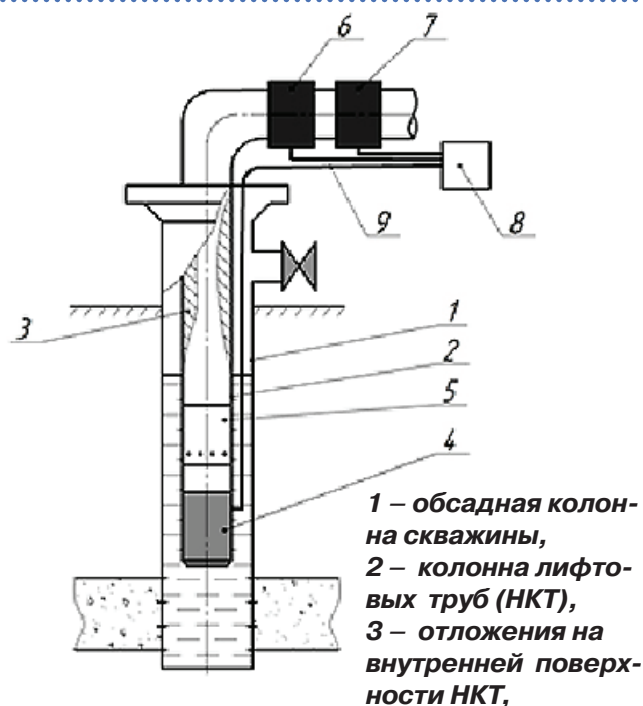
стотными регуляторами тока питания погружного электродвигателя центробежного насоса. По первой технологии будет меняться состав транспортируемой по колонне НКТ жидкости, а по второй технологии можно регулировать температуру такой жидкости.

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



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

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

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 фиксирует во времени, а по расходомеру 6 определяет средний дебит скважины после повышения частоты электротока питания ПЭД.



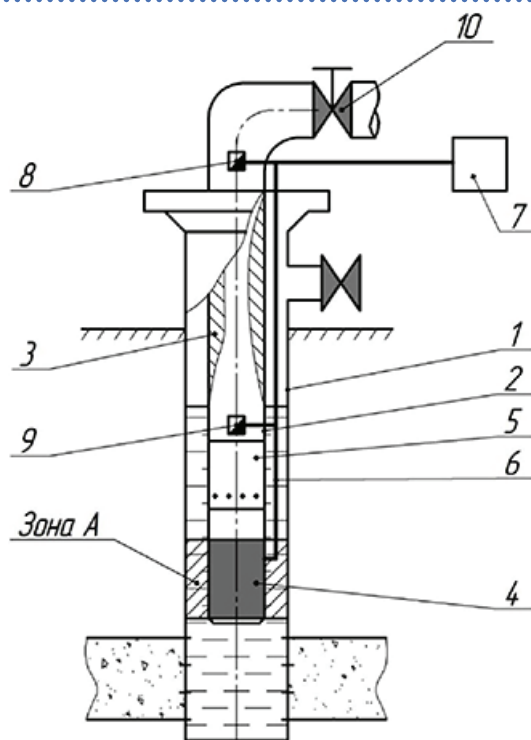
5. Внутренний объем колонны НКТ, не занятый отложениями, находят как произведение измененного дебита скважины на разницу зафиксированных времен (время подхода реперной жидкости).

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 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:

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



- 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

**Рисунок 2 – Схема термометрии скважины с УЭЦН с частотным регулированием электротока ПЭД**

где  $V_{\text{отл}}$  – объем отложений на внутренней поверхности колонны лифтовых труб;  $D$  – внутренний диаметр чистых лифтовых труб;  $k$  – 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:

$$t_x = t_o + (t_n - t_o) \cdot e^{-\frac{K \cdot \pi \cdot D_n \cdot x}{G \cdot \rho \cdot C_p}}, \quad (2)$$

где  $t_x$  – средняя по сечению колонны НКТ температура на расстоянии  $x$  от ЭЦН;  $t_o$  – температура окружающей среды;  $t_n$  – температура жидкости на выходе ЭЦН;  $K$  – полный коэффициент теплопередачи от потока в окружающую среду, Вт/(м<sup>2</sup> · °С);  $D_n$  – наружный диаметр колонны НКТ;  $G$  – объемный расход жидкости, м<sup>3</sup>/с;  $\rho_x$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;

$C_p$  – 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  $K=5,0$  Вт/(м<sup>2</sup> · °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,  $K=5,0$  Вт/(м<sup>2</sup> · °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  $K=1,0$  Вт/(м<sup>2</sup> · °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





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

Параметр	Условное обозначение	Отсутствует нагрев пластовой жидкости	Пластовая жидкость нагревается глубинными ПЭД и ЭЦН		
			Обычная колонна НКТ		
			1-й вариант	2-й вариант	3-й вариант
1	Температура окружающей среды, °С	$t_o$	12	12	
2	Начальная температура	$t_n$	25 (пластовая температура)	45	45
3	Наружный диаметр НКТ, мм	D	73	73	
4	Объемный расход жидкости, м <sup>3</sup> /сут	G	30	30	
5	Плотность эмульсионной жидкости, кг/м <sup>3</sup>	$\rho_x$	950		
6	Коэффициент удельной теплоемкости нефти, Дж/(кг·°С)	$C_p$	2000		
7	Полная теплопроводность материала колонны НКТ, Вт/(м <sup>2</sup> ·°С)	K	5,0	5,0	1,0 (уменьшается в 5 раз)
8	Длина колонны НКТ, м	$x=L$	900	900	

«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 теплотери 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 со-

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

Режим эксплуатации скважины	Температура жидкости на выходе из ЭЦН, °С	Температура жидкости на устье скважины, °С
1. Глубинный насос не разогревает пластовую жидкость. 2. Колонна НКТ – обычная	25	14,7
1. Глубинный насос разогревает пластовую жидкость. 2. Колонна НКТ – обычная	45	18,9
1. Глубинный насос разогревает пластовую жидкость. 2. Колонна НКТ – с теплоизоляцией	45	36,2

ставляют 17 °С. Приведенная в статье оценка степени охлаждения скважинной продукции при подъеме до устья не противоречит данным источника [4].

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 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 уменьшается 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 жидко-

стей: 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. ■

## 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. Оpubл. 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. Оpubл. 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. Оpubл. 20.06.2011.
4. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. Учебник для вузов. – М.: Недра, 1983. – 510 с.