

## Перспективы интеллектуализации нефтедобывающих скважин Perspectives for Intellectual- ization of Oil Producing Wells

*И.З. Денисламов, И.З. Исаев, Уфимский государственный нефтяной технический университет*

*I. Denislamov, I. Isaev*

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 прохож-

дения 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>, 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 время безотказной работы глубинно-насосного оборудования. Глубинные электроцентробежные насосные установки способны добывать сотни тонн нефти ежедневно, 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  $\text{Ø} 146 \text{ мм}$  и колонной лифтовых труб  $\text{Ø} 73 \text{ мм}$  в межтрубном пространстве будет иметь высоту порядка  $40 \text{ м}$ , а давление, фиксируемое датчиком ТМС, в течение короткого периода времени заливки реагента должно вырасти на  $0,34 \text{ МПа}$ . Таким образом, на датчик давления воз-

лагается 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 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  $H_{\text{дин}} = 1000 \text{ м}$ , а давление ПНГ на устье скважины  $P_{\text{уст}} = 1,0 \text{ МПа}$ , 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.

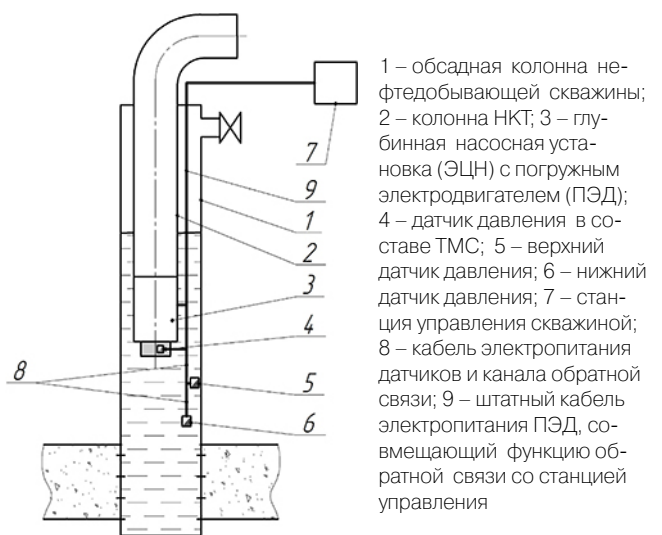
Обводненность добываемой скважинной нефти является наиболее востребованной информацией для ведения оперативной промысловой работы и успешной разработки нефтяной залежи. Сегодня задача решается путем периодического отбора устьевых проб скважинной жидкости с дальнейшим определением состава жидкости в лабораторных 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.

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

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

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



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

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

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





где  $\rho_B$  – плотность воды в кг/м<sup>3</sup> при среднем давлении;  $\rho_H$  – плотность пластовой нефти в кг/м<sup>3</sup> при среднем давлении;  $f_B$  – 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  $f_B$ :

$$f_B = \frac{\frac{P_1 - P_2}{(H_1 - H_2) \cdot g} - \rho_H}{\rho_B - \rho_H} \quad (5)$$

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.

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

Забойное давление	Давление датчика ТМС в зоне ПЭД	Глубина забоя, вертикальная	Глубина установки ТМС в зоне ПЭД	Давление насыщения нефти газом
$P_1$ , атм	$P_2$ , атм	$H_1$ , м	$H_2$ , м	$P_{нас}$ , атм
62,8	51	1271	1147	50

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 кг/м<sup>3</sup> и 1176 кг/м<sup>3</sup>.

По формуле 5 находим обводненность скважины:

$$f_B = \frac{\frac{P_1 - P_2}{(H_1 - H_2) \cdot g} - \rho_H}{\rho_B - \rho_H} = \frac{(62,8 - 51,0) \cdot 105}{(1271 - 1147) \cdot 9,81} - 850}{1176 - 850} = 0,368.$$

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 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 работ.

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. ■

## ЛИТЕРАТУРА

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 Чекамгушевского УДНГ/Ф.С. Гарифуллин, С.В. Дорофеев, К.Ю. Муринов и др. – Уфа: ДООО «Геопроект». – 2005. – 33 с.
10. Ехов 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.