

ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ СИСТЕМА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ХАРАКТЕРИСТИК НЕФТЕНОСНЫХ ПЛАСТОВ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

УДК 622.276:681.5

А.С. Моисеенко, проф., РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина (Москва, РФ),
a.s.moiseenko@yandex.ru

И.В. Егорова, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, irina.ive51@yandex.ru

И.Ю. Храбров, к.т.н., РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, khrabrov.i@gubkin.ru

В статье изложен материал по созданию информационно-измерительной системы (ИИС) определения характеристик нефтеносных пластов в процессе бурения. В ИИС используются методы люминесценции нефти в буровом растворе. Предложенная ИИС включает люминесцентные датчики, расположенные как в скважинном приборе, так и в наземной части циркуляционной системы, что позволяет в значительной степени повысить надежность определения коэффициента среднего удельного нефтесодержания продуктивных пластов.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ЛЮМИНЕСЦЕНЦИЯ, НЕФТЕСОДЕРЖАНИЕ, ДАТЧИК, ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ СИСТЕМА.

Решение геологических и технологических задач в нефтяной и газовой промышленности в настоящее время осуществляется с использованием специализированных ИИС. Повышение эффективности работы таких систем достигается, в частности, путем введения в их состав новых высокоинформативных датчиков, в основе которых лежат перспективные методы исследования, позволяющие проводить измерения в процессе бурения скважин.

Одним из перспективных методов, повышающих надежность обнаружения в разрезе бурящихся скважин нефтеносных пластов, является люминесцентный метод, использующий свойство нефтей люминесцировать в ультрафиолетовом (УФ) свете. Данный метод известен высокой чувствительностью и может быть относительно просто технически реализован в режиме оперативного исследования бурящейся скважины. В настоящее время известны устройства, используемые для

каротажа скважин по выходящему буровому раствору, состоящие из источника УФ-излучения и фотометрической системы. Работа устройства основана на изучении интенсивности и характера люминесценции бурового раствора, выходящего из скважины. Люминесценция вызывается облучением бурового раствора УФ-светом и зависит от содержания в нем нефти [1].

Недостатком этого устройства является зависимость получаемых данных от затухания геохимического сигнала за время движения промывочной жидкости от забоя скважины до дневной поверхности. Затухание сигнала определяется целым рядом факторов, часто не поддающихся контролю. Последнее в значительной степени затрудняет определение на основе получаемой информации мощности вскрытого продуктивного пласта и коэффициента его среднего удельного нефтесодержания. Также известно устройство для

обнаружения нефтеносных пластов в процессе их вскрытия бурением, содержащее глубинную часть, включающую источник УФ, датчик интенсивности люминесценции нефти в буровом растворе, передающий блок и наземный приемный блок.

Работа устройства основана на регистрации в процессе бурения интенсивности люминесценции, возбуждаемой УФ-светом частиц свободной нефти в буровом растворе в призабойной зоне, и обнаружении на основании этого в разрезе скважины нефтеносных пластов, а также определении их мощности и коэффициента удельного нефтесодержания.

Однако недостатком в решении поставленных задач является зависимость результатов исследования от величины коэффициента перехода нефти из шлама в буровой раствор и от размеров частиц (капель) свободной нефти, определяемых коллекторскими свойствами пласта, параметрами режима бурения, свойствами

Moisejenko A.S., Professor, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University) (Moscow, RF), a.s.moiseenko@yandex.ru

Egorova I.V., Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), irina.ive51@yandex.ru

Khrabrov I.Yu., Ph.D. in Engineering Science, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), khrabrov.i@gubkin.ru

Information and measurement system for establishing the characteristics of oil-bearing beds during drilling

The article presents some material on how to create an information and measurement system (IMS) for establishing the characteristics of oil-bearing beds during drilling. The IMS uses drilling mud oil luminescence methods. The proposed IMS includes luminescent sensors that are located both in a down-hole tool and in the ground part of a circulating system which allows significantly increasing the reliability of establishing the coefficient of average unit oil bearing capacity of pay beds.

KEY WORDS: LUMINESCENCE, OIL BEARING CAPACITY, SENSOR, INFORMATION AND MEASUREMENT SYSTEM.

нефти и промывочной жидкости, местом установки глубинной части устройства относительно забоя скважины и т. д. Отмеченная зависимость обуславливает низкую точность определения величины коэффициента среднего удельного нефтесодержания вскрытого продуктивного пласта, что может привести к значительным ошибкам при оценке запасов нефти.

Для повышения точности определения в процессе бурения коэффициента среднего удельного нефтесодержания продуктивных пластов, вскрываемых скважиной, целесообразно использовать как скважинное, так и наземное устройства определения интенсивности люминесценции, объединенные в одну систему, что позволяет в значительной степени избавиться от вышеперечисленных помех.

Функциональная блок-схема предлагаемой ИИС представлена на рисунке.

Для детального анализа алгоритма работы предлагаемой ИИС необходимо рассмотреть процессы, происходящие при вскрытии бурением коллектора. В этом случае происходит диспергирование свободной нефти, поступившей в буровой раствор из объема выбуренной породы, вследствие турбулентного характера движения потока промывочной жидкости в затрубном пространстве и интенсивного массового обмена, обусловленного радиальными вибрациями бурового инструмен-

та. Известно, что для эмульсии нефти в буровом растворе зависимость среднего диаметра D капель от времени размешивания T при концентрации нефти меньше 5 % хорошо аппроксимируется функцией вида:

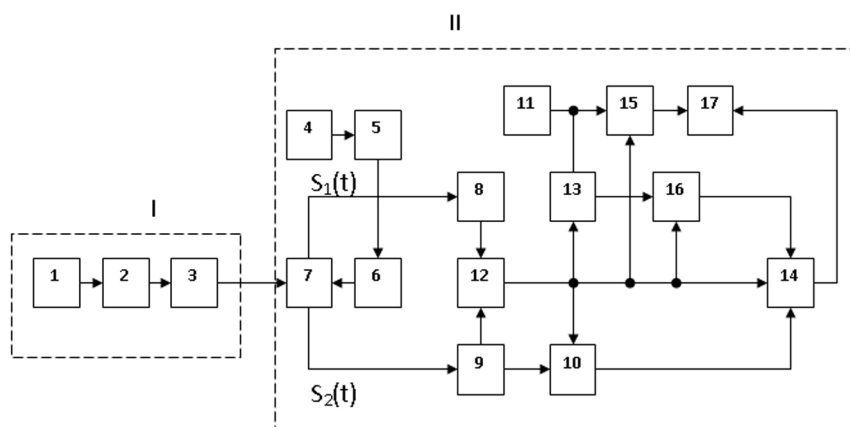
$$D(T) = D_2 + (D_1 - D_2)\exp(-T/\tau), \quad (1)$$

где D_1 и D_2 – соответственно, начальное и установившееся значения среднего диаметра капель нефти; τ – постоянная времени процесса эмульгирования.

Уравнение (1) свидетельствует о том, что для времени размешивания $T > 3\tau$ средний диаметр капель не зависит от времени

размешивания и равен его установившемуся значению D_2 . Экспериментально установлено, что начальное среднее значение D_1 капель нефти зависит от коллекторских свойств пласта, свойств нефти и бурового раствора. Постоянная времени τ определяется свойствами нефти и бурового раствора, верхняя ее граница не превышает $\tau_m = 5$ мин. Установившееся значение среднего диаметра D_2 капель нефти практически не зависит от свойств нефти и бурового раствора и равно $D_2 = 1$ мкм.

Можно показать, что регистрируемый устройством в момент



ИИС определения характеристик нефтеносных пластов:

- I – глубинная часть: 1 – источник УФ-излучения; 2 – датчик интенсивности люминесценции нефти в буровом растворе; 3 – передающий блок;
- II – наземная часть: 4 – источник УФ-излучения; 5 – датчик интенсивности люминесценции нефти в буровом растворе, устанавливаемый в наземной части циркуляционной системы; 6 – передающий блок; 7 – приемный блок; 8 и 9 – амплитудные дискриминаторы; 10 – интегратор; 11 – глубиномер; 12 – блок управления; 13 – блок определения объема выбуренной породы; 14 – блок определения коэффициента среднего удельного нефтесодержания пласта; 15 и 16 – блоки памяти; 17 – блок регистрации

времени t сигнал $S(t)$ описывается выражением:

$$S(t) = 1,5KM[d_e/D(T)]C(t), \quad (2)$$

где K – коэффициент пропорциональности; M – энергетическая светимость люминесценции нефти в буровом растворе; d_e – эффективная глубина проникновения УФ-излучения в буровой раствор; $D(T)$ – средний диаметр капель нефти; $C(t)$ – концентрация нефти в буровом растворе в момент времени t .

Концентрация $C_1(t)$ нефти в призабойной зоне, т. е. нефти, перешедшей в буровой раствор непосредственно при разбуривании коллектора, может быть выражена следующим образом:

$$C_1(t) = 0,25\lambda\pi d_c^2 S_c \gamma(t)/Q, \quad (3)$$

где λ – коэффициент перехода нефти из шлама в буровой раствор; d_c – диаметр скважины; S_c – скорость проходки; $\gamma(t)$ – коэффициент удельного нефтесодержания части разреза продуктивного пласта, вскрываемого в момент времени t ; Q – объемная скорость прокачки бурового раствора.

Анализ формул (2) и (3) показывает, что при измерении интенсивности люминесценции нефти в буровом растворе в призабойной зоне форма регистрируемого сигнала (4) лишь качественно отражает форму кривой удельного нефтесодержания продуктивных пластов

$$S_1(t) = 1,5KM[d_e/D(T_1)]C_1(t). \quad (4)$$

Причиной этого является то, что в уравнение (4) неявно входит коэффициент λ , величина которого сильно варьирует в зависимости от гранулометрического состава породы-коллектора и фракционного состава шлама. Кроме того, дополнительную неопределенность вносит зависимость среднего диаметра D капель нефти от коллекторских свойств пласта, свойств нефти и бурового раствора и времени размешивания T_1 , определяемого линейной скоростью движения восходящего

потока бурового раствора и местом установки глубинной части устройства относительно забоя скважины (обычно это время не превышает нескольких десятков секунд). Вместе с тем по форме сигнала $S_1(t)$ могут быть определены начало и конец продуктивного участка разреза, а следовательно, найдена мощность коллектора и осуществлена привязка получаемой информации к глубине скважины.

Начало коллектора отмечается превышением амплитуды сигнала $S_1(t)$ заданного порогового уровня, соответствующего фоновой концентрации нефти в буровом растворе, а его конец – соответственно, уменьшением амплитуды сигнала $S_1(t)$ до порогового значения. Рассмотрим процессы, происходящие при измерении интенсивности люминесценции нефти в выходящем из скважины буровом растворе [2]. В этом случае форма регистрируемого сигнала:

$$S_2(t) = 1,5KM[d_e/D(T_2)]C_2(t), \quad (5)$$

где $C_2(t)$ – концентрация нефти в буровом растворе на выходе скважины в момент времени t . Форма сигнала $S_2(t)$ практически не несет информации о мощности пласта и его удельном нефтесодержании вследствие искажающего влияния затухания геохимического сигнала за время движения промывочной жидкости от забоя скважины до ее устья. Вместе с тем наблюдается четкая корреляция между фактом вскрытия скважиной нефтеносного коллектора и появлением на выходе скважины порции бурового раствора с аномально высокой концентрацией нефти.

Концентрация $C_2(t)$ является мерой полного объема нефти, содержащейся в породе, выбуренной при прохождении скважиной продуктивного интервала. Это объясняется тем, что для рассматриваемого случая коэффициент перехода нефти из шлама в бу-

ровой раствор λ близок к 1, поскольку учитывается нефть, попавшая в промывочную жидкость не только непосредственно в процессе разбуривания коллектора, но и при движении частиц шлама от забоя до устья скважины. Кроме того, можно считать, что средний диаметр D капель нефти в выходящем из скважины буровом растворе равен его установившемуся значению D_2 , так как время τ_2 , определяемое линейной скоростью движения выходящего потока промывочной жидкости и глубиной скважины, обычно превышает величину $3\tau_m$.

В этих условиях полный объем нефти V_n , перешедший в буровой раствор при вскрытии данного продуктивного горизонта, может быть найден по результатам измерения интенсивности люминесценции нефти в выходящем буровом растворе из скважины:

$$V_n = \frac{BQD_2}{1,5KMd_e} \int_{\Delta t} S_2(t) dt, \quad (6)$$

где B – коэффициент изменения объема нефти в пластовых условиях.

Область интегрирования в выражении (6) ограничивается интервалом времени Δt , в течение которого концентрация $C_2(t)$ нефти превышает фоновые значения. Коэффициент среднего удельного нефтесодержания коллектора γ_c определится при этом как отношение полного объема нефти V_n , перешедшей в буровой раствор, к содержащему ее объему выбуренной породы V_n :

$$\gamma_c = \frac{V_n}{V_n}. \quad (7)$$

Предлагаемая ИИС работает следующим образом.

Источник УФ-излучения **1** возбуждает люминесцентное свечение частиц свободной нефти в буровом растворе в призабойной зоне. Интенсивность свечения преобразуется датчиком **2** в пропорциональный электрический сигнал, который подвергается кодированию и модуляции в передающем блоке **3**. Далее сиг-

нал воспринимается приемным блоком 7 и после демодуляции и декодирования подается на вход амплитудного дискриминатора 8. Дискриминатор отмечает моменты прохождения сигналом $S_1(t)$ заданного порогового уровня и сигнализирует об этом блоку управления 12, подключенному к его управляющему выходу. Блок 12 вырабатывает воздействия, управляющие работой блока определения объема выбуренной породы 13, и блоков памяти 15 и 16, имеющих соответствующие управляющие входы. Алгоритм работы блока определения объема выбуренной породы 13 описывается уравнением (8):

$$V_n = 0,25 \pi d_c^2 (h_2 - h_1) \quad , \quad (8)$$

где h_1 и h_2 – глубины скважины, показываемые глубиномером в моменты времени, отвечающие началу и концу вскрытия коллектора, соответственно. Блоки памяти 15 и 16 по команде блока управления 12 фиксируют значения величин h_1 , h_2 и V_n , соответственно, которые поступают на их информационные входы.

Источник УФ-излучения 4 возбуждает люминесцентное свечение частиц свободной нефти в выходящем из скважины буровом растворе. Интенсивность свечения преобразуется датчиком 5 в пропорциональный электрический сигнал, который подвергается кодированию и модуляции в передающем блоке 6. Сигнал от блока 6 воспринимается приемным блоком 7 и после демодуля-

ции и декодирования подается на вход амплитудного дискриминатора 9. Дискриминатор пропускает сигнал $S_2(t)$ на вход интегратора 10, подключенного к его информационному выходу, только в случае превышения амплитуды сигнала заданного порогового уровня. Кроме того, амплитудный дискриминатор 9 отмечает моменты прохождения сигналом $S_2(t)$ заданного порогового уровня и сигнализирует об этом блоку управления 12, подключенному к его управляющему выходу. Блок 12 вырабатывает воздействия, управляющие работой интегратора 10, блоков памяти 15 и 16, блока определения коэффициента среднего удельного нефтесодержания пласта 14 и блока регистрации 17, имеющих соответствующие управляющие входы.

Алгоритм работы интегратора описывается уравнением (6). При этом начало интервала Δt интегрирования соответствует моменту t_1 превышения амплитуды сигнала $S_2(t)$ заданного порогового уровня, а его конец – моменту t_2 уменьшения амплитуды сигнала $S_2(t)$ до порогового значения.

Алгоритм работы блока определения коэффициента среднего удельного нефтесодержания пласта 14 описывается уравнением (7). Значения величин V_n и V_n подаются на информационные входы блока 14 с выходов интегратора 10 и блока памяти 16 в момент времени t_2 по команде блока управления 12. Соответствие ве-

личин V_n и V_n одному продуктивному интервалу обеспечивается очередным принципом записи и выдачи поступающей информации о вскрываемых скважиной нефтесодержащих коллекторах в блоках памяти 15 и 16. При этом появление на выходе скважины первой порции бурового раствора с аномально высоким содержанием нефти связывается с обнаружением в разрезе скважины первого продуктивного горизонта, появление на выходе второй обогащенной порции промывочной жидкости – с фактом вскрытия второго коллектора и т. д. Результат расчета коэффициента среднего удельного нефтесодержания коллектора, получаемый на выходе блока 14, а также информация о его мощности и глубине залегания, хранящаяся в блоке памяти 15, фиксируются по команде блока управления 12 блоком регистрации 17.

Из рассмотрения работы ИИС видно, что из результатов определения характеристик нефтеносных пластов устраняются помехи, связанные с неопределенностью размеров частиц свободной нефти в буровом растворе и с величиной коэффициента перехода нефти из шлама в буровой раствор. Устранение перечисленных неопределенностей повышает точность определения коэффициента среднего удельного нефтесодержания продуктивных пластов. Это, в свою очередь, позволяет повысить надежность оценок запасов нефти. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Моисеенко А.С., Командровский В.Г., Ступак И.С. Математическая модель процесса получения информации о минеральном составе бурового шлама и нефтесодержания промывочной жидкости бурящейся скважины // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2013. № 4. С. 24–27.
2. Ступак И.С. Измерение нефтесодержания промывочной жидкости бурящейся скважины методом люминесцентной спектроскопии // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2014. № 12. С. 7–10.

REFERENCES

1. Moiseenko A.S., Komandrovsky V.G., Stupak I.S. Mathematical Model of the Process for Obtaining Information on the Mineral Composition of Drill Cuttings and Oil-Bearing Capacity of Washing Fluid of a Drilling Well. Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v neftyanoi promyshlennosti = Automation, Telemechanization and Communication in the Oil Industry, 2013, No. 4, P. 24–27. (In Russian)
2. Stupak I.S. Measuring Oil-Bearing Capacity of Washing Liquid of a Drilling Well with the Use of Luminescence Spectroscopy. Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v neftyanoi promyshlennosti = Automation, Telemechanization and Communication in the Oil Industry, 2014, No. 12, P. 7–10. (In Russian)