

УДК 550.832:621.398

Использование MWD-систем для поиска полезных ископаемых в окрестностях буровой скважины

Ю. Б. КОЛЕГАЕВ

samaxod@yandex.ru

ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный авиационный технический университет» (УГАТУ)

Поступила в редакцию 14.03.2013

Аннотация. Рассматриваются особенности различных методов определения параметров горного формирования в окрестностях скважины при использовании отраженного от границы раздела сред сигнала. Приводятся основные варианты взаимного расположения приемо-передающей аппаратуры. Описывается алгоритм способа радиочастотного зондирования окружающей скважину горной породы.

Ключевые слова: обобщенная диэлектрическая проницаемость; коэффициент отражения; удельное электрическое сопротивление; коэффициент водонасыщенности; минерализация; радиочастотное зондирование.

Проведение скважинного бурения является в настоящее время одной из сложнейших задач, требующей совершенствования технических средств и методов их обеспечения. Объясняется это, прежде всего, сокращением числа месторождений, продуктивные пласты которых залегают в удобных для организации промысла районах и на малых глубинах до двух тысяч метров от поверхности земли. В частности, большие запасы нефти и газа располагаются в шельфовых зонах морей, где бурение вертикальных скважин практически невозможно [1, 2].

Поэтому в условиях усложнения профиля, вплоть до горизонтального или восходящего ведения траектории ствола на глубинах 1,5–7 км требуется знать точное расположение нефтеносных и соседних, более бедных на полезные ископаемые, областей. Это необходимо для того, чтобы в момент подхода бура к границе богатого продуктивного пласта из-за проведения неточного наклонного бурения принять необходимые меры по недопущению выхода ствола скважины за пределы нефтеносной области.

1. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

В связи с возрастающими объемами направленного бурения весьма актуальными становятся проблемы управления процессом ведения ствола скважины и контроля ориентации бура в пространстве. Для решения этих задач в состав измерительного комплекса включают датчики измерения азимута, зенитного и визир-

ного углов наклона скважины, датчик положения отклонителя и т.д. Описанные группы устройств объединены в одной телеизмерительной MWD (Measurement while drilling – измерения во время бурения) системе для оптимизации процесса ведения наклонно-направленных и горизонтальных стволов скважин. Отметим, что горизонтальные скважины являются более выгодными с точки зрения добычи нефти, дебит которой зависит от длины горизонтального участка скважины

В последние годы появились идеи совмещения процесса бурения с геофизическими и технологическими измерениями с помощью датчиков, установленных в бурильной колонне вблизи долота. Необходимость расширения геофизического комплекса методов на различной физической основе обусловила создание цифровой комплексной скважинной аппаратуры, когда измеряются большое количество различных геофизических параметров, передаваемых по каналам связи к наземной обрабатывающей и регистрирующей аппаратуре.

Однако большой процент наклонных и горизонтальных скважин проводится с точки зрения геофизики, «вслепую», т. е. за пределами продуктивного пласта. Причиной этого, как бы не были совершенны инклинометрические телесистемы, является отсутствие подробной геофизической информации в процессе бурения. Одним из возможных вариантов решения этой проблемы является включение в состав MWD-

систем, регистрирующих положение бурового инструмента в пространстве, специальных модулей, осуществляющих измерение параметров окружающих скважину горных пород. Таким образом, предлагается проводить исследования состава породы не только в окрестностях ведения будущей наклонной или горизонтальной скважины, но и в пределах предполагаемого нахождения продуктивного пласта.

Полученная информация об ориентации бура в скважине, о составе горных формирований в исследуемой местности, о наличии в них каверн и пустот, расположении границ раздела между слоями горных пород в районе залегания полезных ископаемых, в частности нефти и газа, размерах нефтяных «озер» и т. д. передается на поверхность в режиме реального времени (непосредственно при бурении). Это дает возможность как составления более подробной геологической карты залегания полезных ископаемых, так и более оперативной корректировки траектории ведения скважины.

2. МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ

На первом этапе исследования рядом с предполагаемым нефтеносным участком бурится пробная вертикальная скважина для получения первичной информации об изменении параметров горной породы, окружающей буровую колонну. Наиболее часто для такой оценки используют такие параметры, как диэлектрическая и магнитная проницаемость, удельное сопротивление. Большинство объектов измерения – различные жидкости, газы, твердые тела не являются магнитными, поэтому магнитная составляющая невелика и обычно не рассматривается. Лишь у ферромагнетиков относительная магнитная проницаемость может достигать 10, поэтому параметр μ используют при их разведке. На электрическую же составляющую электромагнитного сигнала сильно влияют свойства среды, в которой он распространяется.

2.1. Электрофизические характеристики горной породы

Удельное сопротивление нефтегазонасыщенной породы зависит от содержания в ее порах нефти или газа и воды (коэффициенты нефтегазонасыщенности k_n и водонасыщенности k_w), минерализации пластовых вод, пористости породы и т. п. Нефть и газ, замещая в поровом пространстве воду, повышают удельное сопротивление породы. Коэффициент k_w определяется по

отношению объема пор, заполненных водой, к общему объему порового пространства породы; коэффициент k_n равен отношению объема пор, заполненных нефтью и газом, к общему объему порового пространства породы. [1, 3].

Удельное электрическое сопротивление изменяется для горных пород и руд в очень широких пределах: от 10^{-5} до 10^{15} Ом·м. Для наиболее распространенных осадочных, изверженных и метаморфических (т.е. измененных) горных пород оно зависит от минерального состава, физико-механических и водных свойств горных пород. У минералов ρ зависит от их внутрикристаллических связей. Для минералов-диэлектриков (кварц, слюды, полевые шпаты и др.) с преимущественно ковалентными связями характерны очень высокие сопротивления (10^{12} – 10^{15} Ом·м). Минералы-полупроводники (карбонаты, сульфаты и др.) имеют ионные связи и отличаются высокими сопротивлениями (10^4 – 10^8 Ом·м). Глинистые минералы (каолинит, гидрослюды и др.) обладают ионно-ковалентными связями и характеризуются достаточно низкими сопротивлениями ($\rho < 10^4$ Ом·м).

Удельное электрическое сопротивление свободных подземных вод изменяется от долей Ом·метра при высокой общей минерализации ($M > 10$ г/л) до 1000 Ом·м при низкой минерализации ($M < 0,01$ г/л) и может быть оценено по формуле $\rho_B \approx 8,4/M$. У связанных подземных вод ρ низкое и изменяется обычно от 1 до 10 Ом·м, что объясняют достаточно постоянной их минерализацией, т.е. количеством растворенных солей (г, мг) в 1 л воды, (1–3 г/л), близкой к средней минерализации вод Мирового океана. Однако для нефтегазовых месторождений минерализация может колебаться в достаточно широких пределах. Для Калифорнийской нефти она, например, составляет 89,4 мг/л, для Сабунчинской (Баку) – 4,05 г/л, для Среднеботубинской – до 450 г/л. [4, 5].

Чаще всего в качестве характеристики минерализации пластовых вод берут удельную проводимость. На рис. 1 приведен график зависимости удельной проводимости пластовой воды от концентрации растворенных минеральных веществ, основную долю которых составляют хлориды натрия, магния и кальция. Содержание остальных солей (сульфатов, бикарбонатов и др.) исчисляется сотыми и тысячными долями процентов [2, 5].

Удельное сопротивление горных пород, содержащих нефть и газ, пропорционально удельному сопротивлению пластовой воды, насы-

щающей породе, поэтому значение рпласта не отражает степени его нефтегазонасыщенности. Порода, обладающие различной нефтегазонасыщенностью, могут отмечаться одинаковыми сопротивлениями, а обладающие одинаковой – разными сопротивлениями.

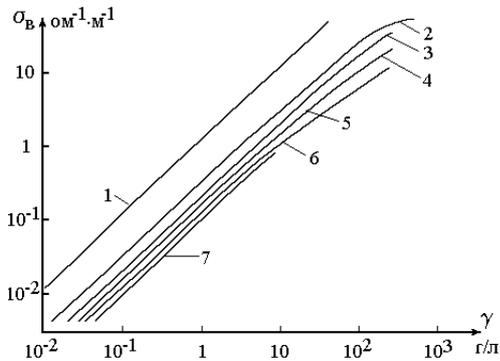


Рис. 1. Зависимость удельной проводимости пластовой воды от концентрации минеральных веществ: 1 – CaCl₂; 2 – MgCl₂; 3 – NaCl; 4 – Na₂CO₃; 5 – Na₂SO₄; 6 – CaSO₄; 7 – NaHCO₃

Значение ДП (ϵ) изменяется от нескольких единиц (у сухих осадочных пород) до 80 (у воды) и зависит в основном от содержания воды, газа и минерального состава породы, а также от частоты электрического поля и температуры. Главные породообразующие минералы имеют ДП от 4 до 10, у изверженных (образовавшихся при застывании и кристаллизации магмы) пород изменяется от 5 до 12 (руды железа, хрома, ванадия), у осадочных – от 2–3 (у сухих) до 16–40 (у полностью насыщенных водой). Для нефти ϵ_n от 2 до 3, соответственно для породы, насыщенной нефтью, в пределах 6–10, в нефтегазонасыщенных коллекторах диэлектрическая проницаемость определяется в основном содержанием остаточной воды, так как ДП воды во много раз превышает ДП нефти, газа и скелета породы. «Жесткий» скелет горной породы составляют минералы – диэлектрики и минералы-полупроводники, «пластичный» скелет – глинистые минералы. На рис. 2 приведен график зависимости обобщенной диэлектрической проницаемости от коэффициентов нефтегазонасыщенности и водонасыщенности кварцевого песка, гранулярного известняка, глины, песчаника.

Обобщенную диэлектрическую проницаемость пород, которая в значительной степени зависит от водонасыщенности, можно рассчитать следующим образом

$$\epsilon_{\text{обобщ}} = (1 - k_n)\epsilon_{\text{ск}} + (k_g\epsilon_g + k_n\epsilon_n)k_n; \quad (1)$$

где k_g , k_n – коэффициенты водонасыщенности и нефтегазонасыщенности; k_n – коэффициент пористости (отношение объема пор к общему объему пористого тела); ϵ_n , ϵ_g – диэлектрические проницаемости нефти и воды соответственно; $\epsilon_{\text{ск}}$ – диэлектрическая проницаемость «скелета» горной породы.

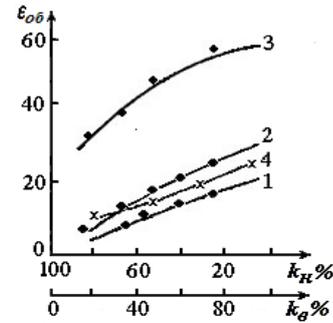


Рис. 2. Зависимость обобщенной ДП от коэффициентов: нефтегазонасыщенности (k_n) и водонасыщенности (k_g) для 1 – кварцевого песка, 2 – гранулярного известняка, 3 – глины, 4 – песчаника [6]

2.2. Способы определения параметров породы

На основании полученных и рассчитанных данных моделируется примерный характер изменения электрических параметров породы в горизонтальном направлении будущего бурения скважины. После этого рядом с первой скважиной бурится вторая, которая сначала идет вертикально, а при подходе к уровню нефтеносного участка поворачивает в заранее выбранном горизонтальном или наклонном направлении. Другим вариантом является т.н. многозабойное бурение, суть которого заключается в том, что из основного ствола скважины с некоторой глубины или под управлением контроллера, входящего в состав управляющего модуля MWD-системы, или с помощью наземной аппаратуры проводят несколько горизонтальных или наклонных стволов.

Для определения параметров горной породы в окрестностях буровой скважины используется большое количество различных методов. По сути, существуют два основных направления оценки параметров продуктивного пласта – за пределами скважины и внутри нее.

В результате применения первого из них на необходимой глубине производится выемка образца горной породы – керна при помощи специальной колонковой трубы с алмазной головкой, которая, вращаясь, постепенно высверливает твердую породу. Оценка параметров об-

разца, таких как естественная радиоактивность, степень поглощения образцом известной дозы радиации, насыщенность образца жидкостью, приведенные выше электрические характеристики и т. д., производится уже наземными измерительными приборами, которые перемещались вручную или на тележке вдоль керна, с высокой точностью.

Однако такой способ измерения не лишен значительных недостатков. Извлеченный из скважины керн располагается обычно в горизонтальном положении на поверхности земли, в результате чего на точность измерения значительно влияют, во-первых, меняющиеся во времени параметры окружающей среды (давление, температура, влажность и т. д.). А, во-вторых, горизонтальное расположение объекта приводит к тому, что одна его сторона расположена ближе к земле, чем другая, поэтому во время измерения различных частей образца на показания датчика земля влияет в различной степени, что снижает точность измерения, полученную благодаря применению современных лабораторных методов исследования. Поэтому в последнее время все большее распространение получает направление исследования характеристик горных пород, окружающих бурильную колонну, в пределах самой скважины. В этом случае косвенным образом определяются параметры некоторой области породы в зоне действия измерительного датчика, не нарушая при этом ее ориентации относительно материнской формации.

В рамках проекта MWD-измерения проводятся во время процесса бурения без перемещения бурового инструмента. Данные о состоянии горной породы вокруг скважины, полученные при использовании MWD-метода, позволяют судить о наличии пластовых жидкостей (в том числе нефти) в горной породе, наличии пустот, возможном расположении полезных ископаемых.

Повышенное удельное сопротивление пористых пород чаще всего указывает на присутствие в них нефти, в то время как пористые породы с низким удельным сопротивлением обычно насыщены водой. Однако использование только этого параметра для оценки состава многослойных горных пород недостаточно, т. к. породы в окрестностях скважины могут быть насыщены также другими видами жидкости, в частности, буровым раствором, нефтью, их различными комбинациям с водой и иметь электрические характеристики, которые отличаются от значений, присущих естественным горным

формированиям. Поэтому датчик должен измерять параметры объекта, как в поверхностном слое, так и на определенной глубине, что дает возможность более точной оценки его характеристик.

2.3. Алгоритм разработанного способа

Предлагается проводить исследования состава неоднородной горной породы, окружающей скважину, с помощью метода радиочастотного зондирования. Для этого потребуется некоторое количество передающих и приемных антенн, располагающихся на внешней поверхности буровой колонны. На рис. 3 приведена диаграмма распространения сигналов в многокомпонентной среде. Электромагнитная волна, частота которой обычно находится в высокочастотном диапазоне, распространяется по нормали к буровой колонне через окружающую ее породу, отражается от границ раздела слоев с различными обобщенными ДП и улавливается приемными антеннами.

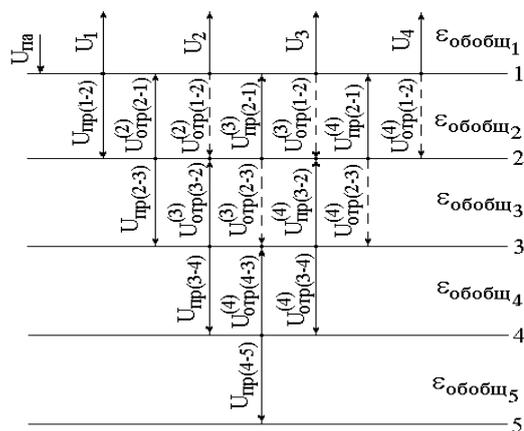


Рис. 3. Диаграмма распространения сигналов через границы раздела слоев в многофазной среде

Здесь $U_{над}$ – исходный опорный высокочастотный сигнал; $U_1, U_2 \dots U_n$ – сигналы, регистрируемые приемником сигнала, характеризующие соответствующую границу раздела сред; $U_{пр(n-k)}^{(i)}$ – сигналы, преломленные сквозь соответствующую границу (n) в сторону границы (k) раздела сред; $U_{отр(n-k)}^{(i)}$ – сигналы, отраженные от границы (n) в сторону – границы (k); $\epsilon_{обобщ_i}$ – обобщенная диэлектрическая проницаемость однородной среды, от границ которой происходит отражение сигнала [7].

Индекс (i) показывает, проекцией какого отраженного от исследуемой границы сигнала в

рассматриваемой среде является данный (например, $U_{отр(1-2)}^{(3)}$ – сигнал, отраженный от первой границы в сторону второй, является составляющей сигнала U_3 в среде с ДП ε_2). Пунктирной чертой обозначены вторичные переотражения сигналов, величина которых незначительна, поэтому в дальнейших расчетах они учитываться не будут. Коэффициент отражения сигнала от n -й границы раздела, равный отношению отраженной волны к падающей на эту границу, можно рассчитать через обобщенные ДП следующим образом

$$\Gamma_n = \frac{\sqrt{\varepsilon_{обобщ(n)}} - \sqrt{\varepsilon_{обобщ(n+1)}}}{\sqrt{\varepsilon_{обобщ(n)}} + \sqrt{\varepsilon_{обобщ(n+1)}}}.$$

Электрические параметры пласта можно косвенно оценить по ослаблению амплитуды электромагнитной волны и сдвигу фазы между переданным и полученным сигналами. Для определения уровня напряжения на входе приемника при приходе очередного, отраженного от n -й границы раздела компонентов многофазной среды, сигнала, существующего в течение отрезка времени до получения следующей волны, воспользуемся следующими выражениями

$$U_n = U_{пад} \left(\sum_{k=0}^{n-1} \prod_{(i=0)}^k (1 - \Gamma_i^2) \cdot e^{-2 \sum_{i=0}^k \gamma_i l_i} + \Gamma_n \cdot \prod_{(i=0)}^{n-1} (1 - \Gamma_i^2) \cdot e^{-2 \sum_{i=0}^n \gamma_i l_i} \right);$$

$$(1 - \Gamma_i^2) = \frac{4 \sqrt{\varepsilon_{обобщ(i)}} \cdot \varepsilon_{обобщ(i+1)}}{(\sqrt{\varepsilon_{обобщ(i)}} + \sqrt{\varepsilon_{обобщ(i+1)}})^2}; \quad \gamma_i = \alpha_i - j\beta_i,$$

где l_i – усредненное значение глубины i -го слоя; γ_i , α_i , β_i – коэффициенты распространения, затухания и фазы сигнала в пределах i -го слоя многофазной среды. Данные коэффициенты определяются составом компонентов в пределах слоя и определяются на этапе проведения первичных исследований и с помощью табличных значений [7].

Обобщенная ДП в пределах n -го слоя многофазной среды

$$\varepsilon_{обобщ n} = \varepsilon_{обобщ 1} \frac{\prod_{i=0}^{n-1} (1 - \Gamma_i^2)}{\prod_{i=0}^{n-1} (1 + \Gamma_i^2)}.$$

В качестве первого, по отношению к передатчику, компонента с диэлектрической проницаемостью $\varepsilon_{обобщ 1}$ принимается слой глинистого бурового раствора, отделяющий стенки скважины от секции буровой колонны. Таким образом, последовательно переходя от первого слоя ко

второму, от второго к третьему и т. д. можно определить значения обобщенных ДП всех однородных слоев. Состав каждого компонента определяется выражением (1).

При реализации этого алгоритма приемники сигнала образуют нечто вроде дифференциального устройства для более точного определения характеристик волны, т.е. полученные результаты обычно усредняются. При необходимости перехода от исследования поверхностного слоя горного формирования, который пропитан буровым раствором, к «дальней» зоне, в глубине породы, насыщенной исследуемой жидкостью, например нефтью, достаточно увеличить расстояние между передатчиком сигнала и приемниками, располагающимися на внешней поверхности буровой трубы. Таким образом, удлиняется измерительный зонд, что приводит к изменению глубины проникновения волны, а, следовательно, и к получению информации о более чистых от загрязняющих жидкостей, типа бурового раствора, слоях горной породы. Еще одним фактором, позволяющим увеличить зону исследования в окрестностях буровой колонны, является мощность передатчика [7, 8].

Сканирование слоев горных пород проводится по всей глубине скважины по мере погружения буровой трубы. Полученные результаты содержат данные о реальном распределении электрических параметров породы в горизонтальном направлении в пределах исследуемого нефтеносного пласта. Они сравниваются с ранее эмпирически рассчитанными параметрами для получения объективной информации о составе окружающей скважину горной породы, о наличии в ней пустот и впадин. Однако необходимо отметить, что если в дальнейшем определять размеры компонентов окружающей скважину горного формирования по значению сдвига фаз между сигналами и величине ослабления электромагнитной волны по отдельности, то результаты могут достаточно существенно различаться. Таким образом, для того чтобы получить при совместных измерениях подробную геологическую карту залегания горных пород в зоне бурения скважины с достаточной точностью, необходимо разместить два приемных устройства на расстоянии не более одного метра друг от друга. Каждое такое устройство в свою очередь состоит из дифференциальной пары приемников сигнала.

Сдвиг фаз между сигналами будет определяться с помощью более удаленной пары приемников, а величина относительного ослабления

полученного сигнала как функция ДП горной породы, нефти, пластовой воды, газового конденсата и т.д. с помощью двух ближних к передатчику приемников. Частота переданной в сторону горной породы волны составляет примерно 80 МГц. Выбор средней частоты зондирующего сигнала обусловлен тем, что наибольшие суммарные потери мощности сигнала происходят в водной фазе, а на частотах от 50–100 МГц, согласно рис. 4, они сравнительно малы и определяются, в основном, потерями в нефти [7].

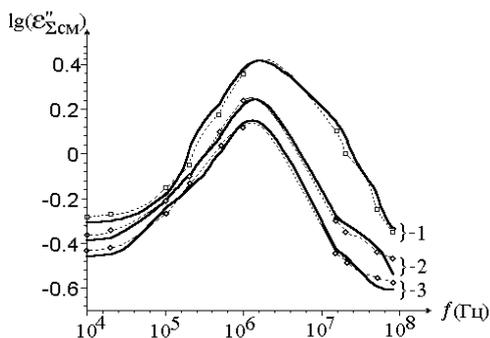


Рис. 4. Зависимость суммарной мнимой составляющей ДП водонефтяной смеси, определяющей потери сигнала, от частоты определенной экспериментально для: 1 – Соколовогорской нефти; 2 – Жирновской нефти; 3 – Мартышинской нефти (сплошная линия) и рассчитанной теоретически (пунктирная линия)

Однако при подобном подходе требуется сложная управляющая схема, предъявляются повышенные требования к размерам и механической прочности аппаратуры из-за ее размещения в пределах буровой колонны, появляется необходимость в дополнительных приемниках сигнала (на каждый передатчик их требуется не меньше четырех), что приводит к значительному удорожанию проекта.

Для сокращения затрат на дополнительную аппаратуру предложена следующая компоновка измерительного устройства: два приемника электромагнитной волны располагаются между передатчиками, которые по очереди вырабатывают смешанные сигналы, включающие шесть гармонических составляющих с частотами в диапазоне от 50–100 МГц с шагом по частоте $\Delta f = 1$ МГц. Электромагнитные волны распространяются сквозь исследуемый пласт, отражаются от слоев с различными электрическими свойствами и возвращаются на приемники сигнала, где в процессе обработки подаются на блок из шести фильтров, каждый из которых

подавляет все частоты, кроме одной. Усредненная длина однородного слоя будет определяться

$$\ell_n = \frac{c}{8\pi\sqrt{\varepsilon_{\text{обобщн}}}\Delta f} \arccos \frac{(U_{n1}U_{n6} - U_{n2}U_{n5})}{2(U_{n2}U_{n5} - U_{n3}U_{n4})},$$

где $U_{n1} \dots U_{n6}$ – сигналы на выходе блока фильтров, каждый из которых подавляет все частоты, кроме одной, c – скорость электромагнитной волны в вакууме.

Усреднение полученных в результате измерений данных необходимо для компенсации возможных ошибок из-за повреждения стенок скважины или образования на них твердой корки глинистого бурового раствора, который нагнетается насосом в скважину. Этот раствор промывает скважину, унося из нее вверх по щели между трубой и стенками скважины разрушенные глину, песчаник, известняк. Сдвиг фаз и ослабление волны, прошедшей сквозь исследуемый пласт, рассчитываются для отраженных сигналов, полученных приемниками, расположенными на некотором расстоянии друг от друга. Данный метод позволяет обойтись всего двумя приемниками сигнала, позволяя в то же время проводить измерения с достаточной точностью для определения параметров горной породы, как в поверхностном слое, так и на требуемой глубине [8].

Приемники и передатчики волны лучше всего разместить в специально выполненных углублениях металлического кожуха, который является одной из секций буровой колонны. Рядом с приемными антеннами, также в специальных углублениях, будет располагаться и электронное устройство, в состав которого входят, в частности, цепи предварительного усиления и обработки сигнала, а также блок фильтров, каждый из которых настроен на подавление всех частот, кроме одной. Это позволяет довести значение принимаемого сигнала до уровня, при котором его можно зарегистрировать и распознать. Поверх приборов, помещенных в углубления, последовательно располагаются слой изоляционного материала, преимущественно эпоксидной смолы, слой резины и экран. Такая компоновка позволяет защитить приборы от воздействия перепадов давления и температуры, а также воды в буровой скважине.

ВЫВОДЫ

1. Метод электромагнитного зондирования широко применяется для определения параметров горной породы, окружающей скважину.

2. Удельное электрическое сопротивление и обобщенную диэлектрическую проницаемость горной породы определяют по величине ослабления амплитуды электромагнитной волны, распространяющейся в пределах окружающих буровую колонну горных пород, и значению сдвига фаз между переданным и полученным сигналами.

3. Приемная и передающая аппаратура обычно располагается на внешней поверхности буровой колонны, но, в отдельных случаях, возможно, ее размещение в специальных углублениях, выполненных на поверхности колонны.

4. Измерение параметров образца горной породы – керна – во время процесса бурения позволяет повысить точность исследований.

5. Источники электромагнитного сигнала обычно работают в частотном диапазоне от 50 МГц до 100 МГц.

6. Для определения положений границ разделов компонентов в многофазной среде достаточно спектра из шести частот, сдвинутых последовательно относительно опорной частоты на величину шага перестройки частоты 1 МГц.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Итенберг С. С., Дахкильгов Г. Д. Геофизические исследования в скважинах. М.: Недра, 1982. 164 с.
2. Лукьянов Э. Е., Стрельченко В. В. Геолого-технологические исследования в процессе бурения. М.: Нефть и газ, 1997. 688 с.
3. Дахнов В. Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М.: Недра, 1982. 448 с.
4. Михайлов Н.Н. Изучение физических свойств горных пород в околоскважинной зоне. М.: Недра, 1987. 152 с.
5. Ясоев В. Х., Колегаев Ю. Б. Идентификация многокомпонентных водонефтяных смесей в процессе промысловой подготовки и учета нефти // Вестник УГАТУ. 2006. Т. 8, № 2 (18). С. 19 – 23.
6. Итенберг С. С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. М.: Недра, 1987. 375 с.
7. Колегаев Ю. Б. Идентификация однородных компонентов многофазных водонефтяных смесей при построении ИИС для процессов промысловой подготовки и учета нефти: дис. ... канд. техн. наук. Уфа, 2003.
8. Ураксеев М. А., Колегаев Ю. Б. Применение метода радиочастотного зондирования в системах пространственной ориентации для определения параметров горной породы, окружающей скважину // Датчики и системы. 2003. № 2. С. 50–52.

ОБ АВТОРЕ

КОЛЕГАЕВ Юрий Борисович, доц. каф. инф.-измер. техники. Дипл. инж.-электрик (Уфимск. авиац. ин-т, 1991). Канд.

техн. наук по инф.-измер. системам (УГАТУ, 2004). Иссл. в обл. многофазных водонефтяных смесей и MWD-систем.

METADATA

Title: Use of the MWD systems for mineral exploration in the area surrounding a borehole.

Authors: Y. B. Kolegaev

Affiliation: Ufa State Aviation Technical University (UGATU), Russia.

Email: samaxod@yandex.ru.

Language: Russian.

Source: Vestnik UGATU (scientific journal of Ufa State Aviation Technical University), vol. 17, no. 4 (57), pp. 111-117, 2013. ISSN2225-2789 (Online), ISSN 1992-6502 (Print).

Abstract: The features of different methods for determining the parameters of mountain formation in the vicinity of wells with the use of the reflected from the boundary line of the signal is discussed. The basic variants of mutual arrangement of receiving and transmitting equipment is provided. The algorithm of the method of the radio-frequency sensing surrounding the well rock is described.

Key words: generalized dielectric permeability; coefficient of reflection; specific electrical resistivity; water saturation factor; mineralization; radiofrequency probing.

References (English Transliteration):

1. S. S. Etenberg and G. D. Dahkilgov, *Geophysical Investigations in Wells*, (in Russian). Moscow: Nedra, 1982.
2. E. E. Lukianov and V. V. Strelchenko, *Geological and Technological Research while Drilling*, (in Russian). Moscow: NeftiGas, 1997.
3. V. N. Dakhnov, *Interpretation of Results of Geophysical Research Boreholes*, (in Russian). Moscow: Nedra, 1982.
4. N. N. Mihailov, *Study of Physical Properties of Rocks in about Borehole Zone*, (in Russian). Moscow: Nedra, 1987.
5. V. H. Yasoveev and Y. B. Kolegaev, "Identification of multi-component water-oil mixtures during field treatment and oil metering," (in Russian), *Vestnik UGATU*, vol. 8, no. 2 (18), pp. 19-23, 2006.
6. S. S. Etenberg, *Interpretation of results of geophysical research boreholes*, (in Russian). Moscow: Nedra, 1987.
7. Y. B. Kolegaev, «Identification of homogeneous components of multiphase oil-water mixtures at construction of IMS processes for industrial preparation and metering of oil,» Cand. Sci. dissertation, Ufa State Aviation Tech. Univ., Ufa, Russia, 2003.
8. M. A. Urakseev and Y. B. Kolegaev, "Application of the method of the radio-frequency sensing in systems of spatial orientation for definition of parameters of the rock surrounding the well," (in Russian), *Datchiki I Sistemy*, no. 2, pp. 50-52, 2003.

About author:

Kolegaev, Yuri Borisovich, Ass. Prof., Information and Measuring Equipment Dept. Dipl. Electrical Engineer (Ufa State Aviation Tech. Univ., 1991). Cand. of Tech. Sci. (UGATU, 2004).