

Производственный опыт

УДК 550.832.582

А. В. Малинин

ООО «Нефтегазгеофизика», Университет «Дубна»

А. С. Зеленов, С. С. Сошин, С. Ю. Тарасов

ООО «Нефтегазгеофизика»

А. И. Валеев

Университет «Дубна»

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ЯДЕРНО-МАГНИТНОГО КАРОТАЖА ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Рассмотрены геолого-технологические условия применения метода ядерно-магнитного каротажа (ЯМК). Приведены примеры изучения строения ачимовской толщи и ее коллекторских свойств. Показаны возможности ЯМК при исследовании нефте- и газонасыщенности ачимовских отложений.

Ключевые слова: ядерно-магнитный каротаж, ачимовская толща, коллекторские свойства.

Условия образования ачимовской толщи и термобарическая обстановка проведения ЯМК

Условия формирования ачимовской толщи. Ачимовская толща Западной Сибири является крупнейшим резервуаром углеводородов (УВ) и залегает в основании разреза неокомского комплекса. Она имеет специфические условия образования и сформирована песчано-алевритовыми конусами выноса при сползании осадков прибрежно-дельтовой системы вниз по склону (рис. 1). Ачимовская толща обычно представлена несколькими пластами, разделенными аргиллитовыми перемычками.

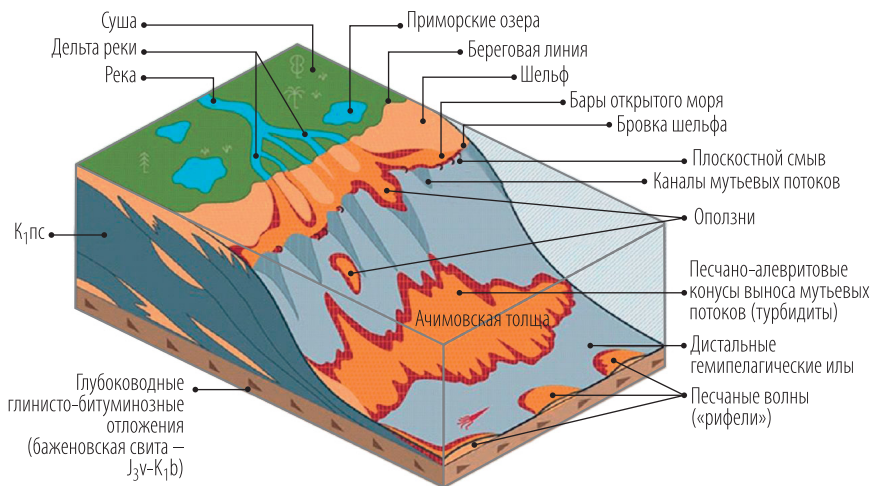


Рис. 1. Схема формирования отложений ачимовской толщи [4]

Геолого-технологические условия проведения ЯМК. Наиболее сложные термобарические условия для проведения ЯМК [9, 10, 12] отмечаются на Севере Западной Сибири, где глубина залегания ачимовских отложений достигает 4500–4600 м. Специфика технологии производства работ ЯМК заключается в следующем.

Температура в скважинах достигает 125–130 °С и более. Это не только требует обеспечения стабильности работы электронных компонент и сохранения свойств магнита скважинного прибора, но и прямо влияет на формирование эффекта ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) в скважине.

Ачимовская толща Севера Западной Сибири характеризуется жесткими барическими условиями с зоной аномально высокого пластового давления (АВПД) с коэффициентом аномальности до 1,8–2. При проведении измерений зонд прибора ядерно-магнитного томографического каротажа (ЯМТК) [9, 10] находится в радиопрозрачном воздухозаполненном керамическом корпусе. Практика показала надежность конструкции таких корпусов, которые разрабатывались еще во ВНИГИКе (К. Л. Санто, А. И. Анфитов, Г. Я. Каган, З. И. Ильина, В. И. Буров) в советское время (с их использованием были проведены измерения магнитометрии и определителя металла в призабойной зоне Кольской сверхглубокой скважины). Второй аспект связан с тем, что

при вскрытии ачимовской толщи применяются утяжеленные буровые растворы. Практика показала возможность выполнения измерений ЯМК с разными типами утяжелителей, за исключением содержащих магнитные компоненты.

Большая глубина залегания ачимовских отложений определяет при их вскрытии небольшой номинальный диаметр скважин, а также сложный профиль их ствола. Для ЯМК есть естественные ограничения по диаметру скважинного прибора, связанные с наличием сильного постоянного магнита. В то же время в последние годы удалось существенно расширить технологическую область применения ЯМК за счет трех реализованных решений [9]: уменьшение диаметра скважинного прибора до 108 мм (минимальный из существующих для приборов на кабеле в мире); модульный принцип построения аппаратуры с набором зондовых установок различного диаметра; создание автономного прибора ЯМТК, позволяющего проводить измерения в скважинах сложного профиля при выполнении спуско-подъемных операций (СПО) на буровых трубах.

Это позволило расширить область применения ЯМК для сложных объектов. Так, за первое полугодие 2021 г. проведено исследование десятков скважин (в том числе на ачимовскую толщу) автономными приборами ЯМТК.

Строение и коллекторские свойства ачимовских пластов по данным ЯМК

Соотношение ачимовской толщи и баженовской свиты. В Среднем Приобье ачимовская толща и баженовская свита разделены аргиллитовой пачкой, за исключением редких (по исследованиям ЯМК) «аномальных» разрезов с внедрением ачимовских турбидитов в толщу баженовских осадков. В то же время практически во всех исследованных скважинах в кровле баженовской свиты на границе юра–мел отмечается локальный циклит, сложенный уплотненными крупнозернистыми алевролитами/алевропесчаниками (по данным ЯМК). К сожалению, присутствия «кондиционных» коллекторских свойств и нефтенасыщения в этом циклите по ЯМК пока не установлено.

На Севере Западной Сибири многочисленные (несколько десятков скважин) исследования методом ЯМК показали устойчивое присутствие в кровле баженовской свиты алевропесчаного тела. Вверх по разрезу циклит постепенно затухает (рис. 2).

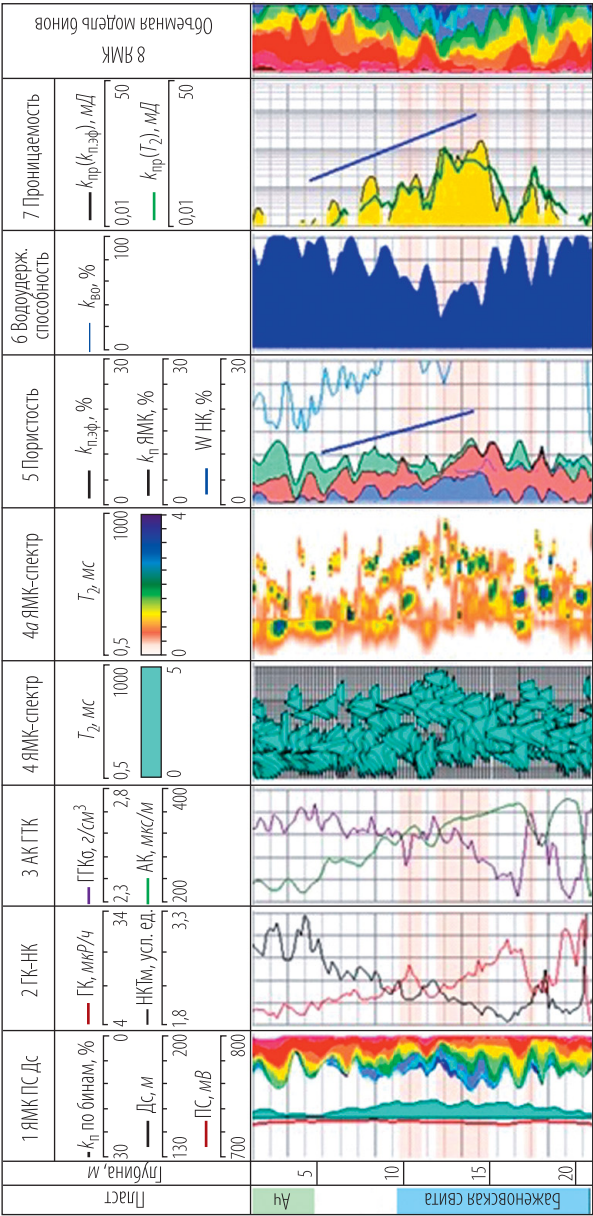


Рис. 2. Соотношение ачимовской толщи и баженовской свиты на Севере Западной Сибири

Вероятно, разрез верхней части баженовской свиты реально сформирован в ачимовское время за счет «первого» внедрения ачимовских турбидитов в еще не консолидированный бассейн баженовских илово-глинистых осадков. При оседании илово-глинистой смеси алевропесчаное тело было захоронено.

На рис. 3 в мелкомасштабном представлении приведен разрез баженовской свиты и 6 пластов ачимовской толщи. Видно, что все ачимовские пласты по емкости и фильтрационному потенциалу не лучше (как ни парадоксально!) «вложенного» в баженовскую свиту циклита.

Все исследованные методом ЯМК алевропесчаные тела в баженовской свите на Севере Западной Сибири оценивались как водонасыщенные. Вероятно, это отражает слабый потенциал «баженовки» по части генерации углеводородов (УВ) по сравнению с разрезами Среднего Приобья.

Анализ строения и цикличности ачимовской толщи. Как видно из рис. 1, для рассматриваемой обстановки осадконакопления характерен большой набор морфологически различных тел сложного строения. Начиная с публикации первой работы А. Баума [11], разрезы, сформированные потоками турбидитов, хорошо изучены и классифицированы (последовательность Баума, последовательность Лоу, [11, 16]). Огромный фактический и обобщающий материал накоплен и по ачимовской толще, начиная с клиноформной модели А. Л. Наумова [6] и до современных представлений о ее строении [1–4, 7, 8 и др.].

В значительной мере закономерности внутреннего строения тел турбидитов определяются гранулометрическим составом отложений. Информативность ЯМК определяется характерной для аркозовых песчаников качественной корреляцией: спектр ЯМК (распределение времен релаксации T_2) → распределение пористости по размерам пор → распределение зерен по размеру. Поэтому по спектрам ЯМК можно по уровню зернистости отложений оценивать максимумы и минимумы гидродинамической активности, тренды изменения зернистости, выделять цикличность формирования разреза.

На рис. 3 приведен пример макроцикличности разреза ачимовской толщи, когда отдельные алевропесчаные пласты разделены зонами аргиллитов с отсутствием поступления крупнозернистых осадков в бассейн осадконакопления.

На рис. 4 приведен пример внутренней цикличности алевропесчаного тела ачимовской толщи. В нем по спектрам ЯМК выделяются 5 вложенных циклитов, каждый из которых имеет свои зоны усиления и снижения гидродинамической активности и точку максимума с лучшей зернистостью осадков.

На рис. 5 приведен пример выделения по спектрам ЯМК цикличности ачимовской толщи, сформированной при общем низком уровне гидродинамической активности среды осадконакопления. Все 6 циклитов (обозначены цифрами в поле 3 на рис. 5) имеют протяженную зону с улучшением зернистости осадков алевроитовой размерности (красные линии в поле спектров). Лишь в последнем, 6-м циклите отмечается появление песчаной фракции. Вверх по разрезу частота вбросов осадочного материала увеличивается, а сами циклиты становятся короче.

По опыту использования ЯМК в ачимовской толще тренды изменения зернистости в циклитах бывают разными, что определяется различными фациальными обстановками накопления осадков (например, каналные пески турбидитных потоков или глубоководных конусов выноса [8]). Помимо оценки обстановок осадконакопления практическая значимость выявления таких эффектов связана с выделением доминантных коллекторов и выбора оптимальных интервалов испытаний.

Относительным ограничением корреляции порометрической характеристики с гранулометрическим составом является возможность «занижения» по ЯМК представлений о зернистости поступающих в бассейн осадков. Это связано с тем, что ЯМК отражает «живое» сечение пор, а при значительной «шубе» порового глинистого цемента и его сложном распределении (спутанно-волоконистая гидрослюда, характерная для ачимовской толщи) «живое» сечение пор может уменьшаться даже в относительно крупнозернистых разностях.

Характеристика покрышек по ЯМК. Как и большинство разрезов турбидитов, ачимовская толща формировалась за счет вброса в бассейн осадконакопления порций алевропесчаного материала. Между вбросами обломочный материал в бассейн осадконакопления не поступал, и при минимальной гидродинамической активности происходило накопление глинистых отложений различной дисперсности. Экранирующие свойства покрышек формируются комплексом факторов, влияющим на результаты ЯМК. Наиболее значимой является

дисперсность глинистой фракции, которая качественно может быть оценена по спектрам ЯМК. Гидрослюда и смектиты с набухающими пакетами формируют наиболее тонкие поры, фиксируемые ЯМК (микропористость глин), в то время как каолинит формирует более крупные поры, заполненные капиллярно-связанным флюидом. Так, на рис. 3 (поле 5, область зеленой заливки – емкость микропористости глин) покрышки, разделяющие ачимовские пласты, сложены тонкодисперсным гидрослюдито-смектитовым аргиллитом с высокой экранирующей способностью. На рис. 6 (поле 5) покрышка «слабая» по экранирующей способности, так как содержит примесь алевроитовой фракции и имеет пониженное содержание тонкодисперсных глинистых минералов. На рис. 7 (поле 5) в покрышке преобладает микропористость глин (область зеленой заливки), и она имеет высокую экранирующую способность.

Комплекс коллекторских свойств в ачимовской толще по ЯМК рассчитывается из спектров по стандартному алгоритму с определением общей k_n и эффективной $k_{n,эф}$ пористостей, неснижаемой водонасыщенности $k_{во}$ и абсолютной проницаемости $k_{пр}$ (по трем независимым моделям). Вариация коллекторских свойств в толще зависит как от максимальных размеров, так и от степени отсортированности пор (зерен). При этом хорошо отсортированные разности с более мелкими размерами зерен (например, крупнозернистые алевролиты) могут иметь ту же или даже более высокую пористость k_n , чем более крупнозернистые, но хуже отсортированные алевропесчаники («порядок бьет класс»). Но при этом проницаемость в алевропесчаниках будет выше. Спектры ЯМК чувствительны к этим особенностям порометрической характеристики, и расчетные фильтрационно-ориентированные параметры $k_{во}$ и $k_{пр}$ могут различаться в породах с одной и той же пористостью (в отличие от стандартных расчетов по петрофизическим зависимостям $k_n - k_{пр}$, $k_n - k_{во}$).

За счет разнообразия обстановок осадконакопления диапазон изменения коллекторских свойств в толще достаточно широкий. Расчетная проницаемость изменяется от десятых долей $mД$ (рис. 3, поле 7) до единиц и первых десятков $mД$ (рис. 7, поле 7).

Основным ограничением оценок коллекторских свойств в ачимовской толще является влияние газа, при котором по ЯМК могут регистрироваться пониженные относительно истинных значения k_n , $k_{n,эф}$ и $k_{пр}$.

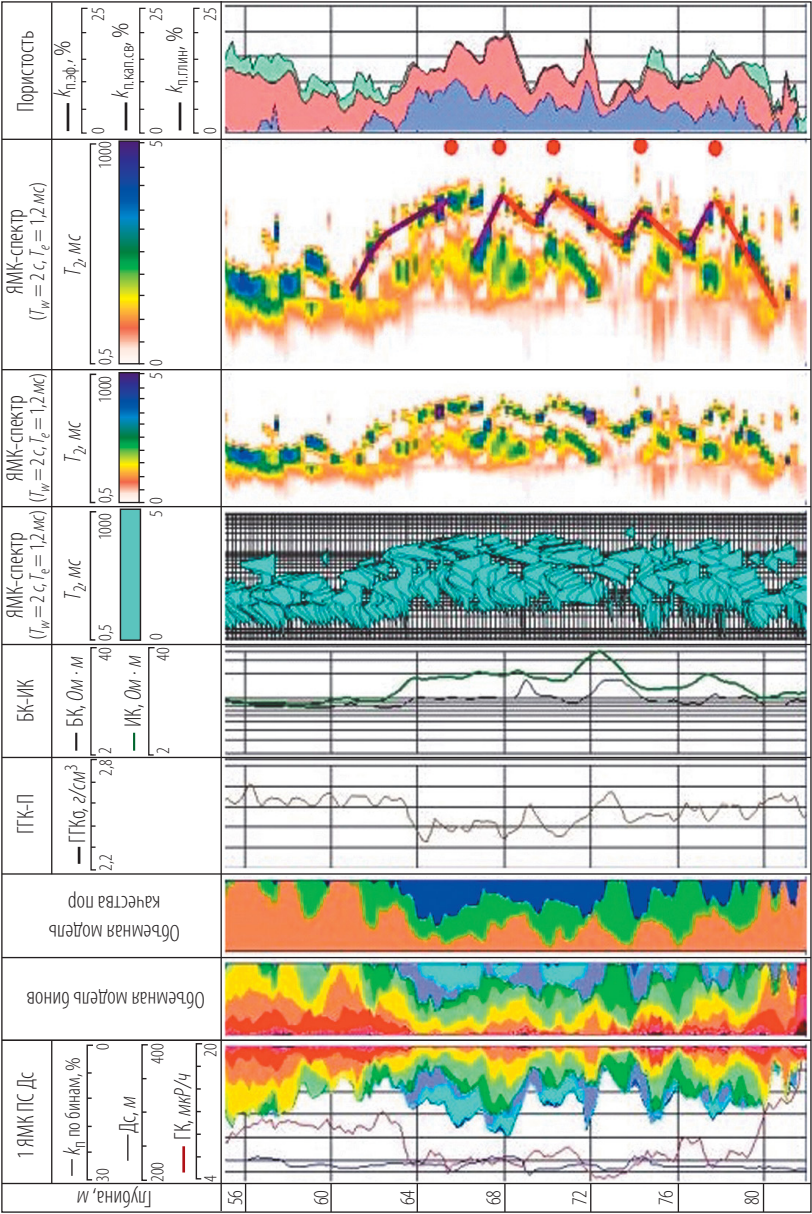


Рис. 4. Внутренняя цикличность ачимовской толщи по ЯМК

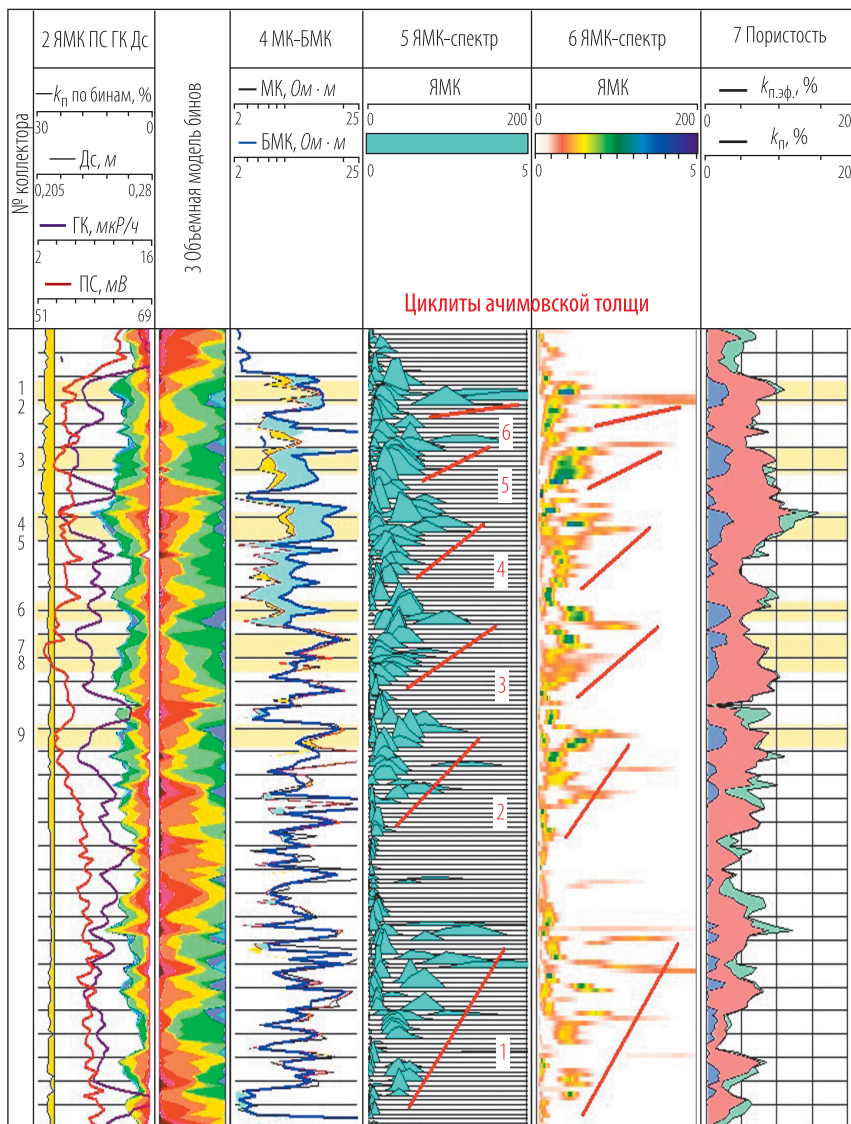


Рис. 5. Внутренняя цикличность ачимовской толщи по ЯМК при общем низком уровне гидродинамической активности среды осадконакопления

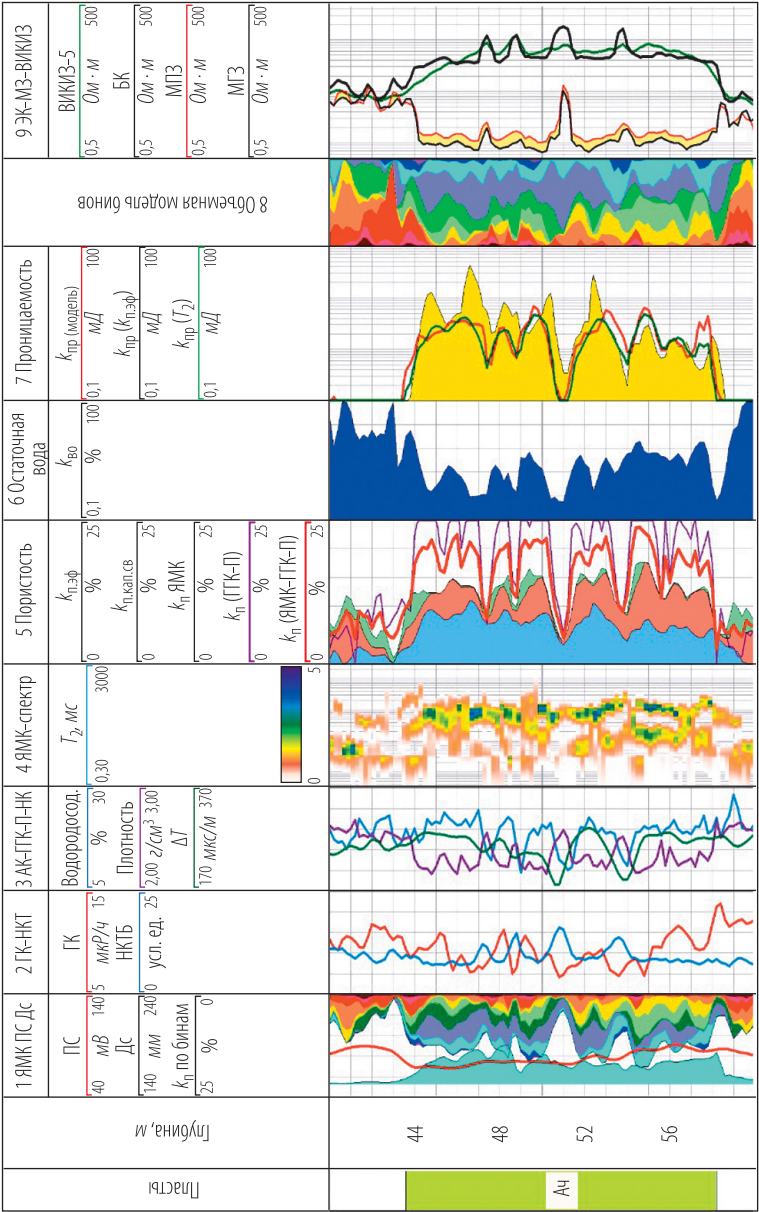


Рис. 6. Эффект газа по ЯМК – ГК-П в пласте Ач: красная кривая в поле 5 – восстановленная по совместной обработке ЯМК – ГК-П пористость пород разреза

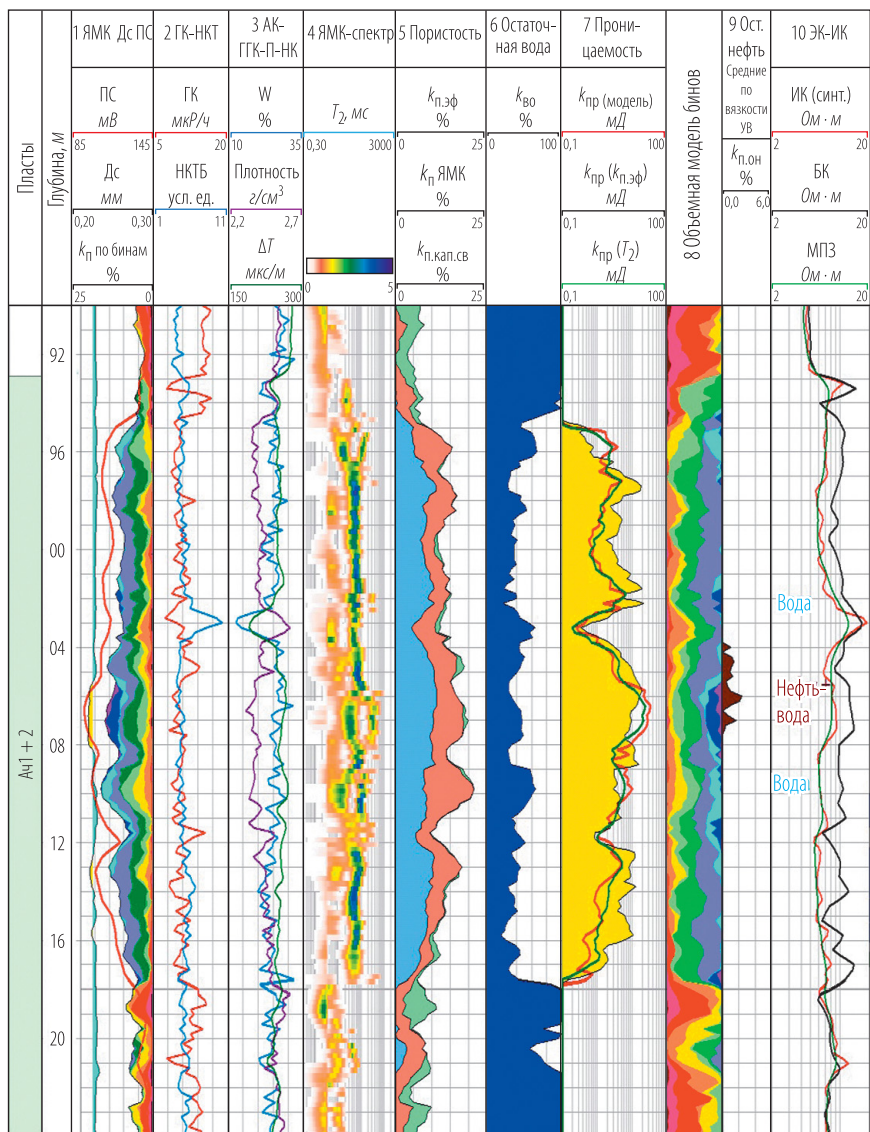


Рис. 7. Выделение нефтенасыщенного интервала по ЯМК (поле 9)

Исследование насыщенности ачимовской толщи по ЯМК

Газонасыщенные (газоконденсатные) пласты. На Севере Западной Сибири основной объем залежей в ачимовской толще – газоконденсатные. В прискважинной зоне исследования ГИС в таких залежах проявляется свободный газ, искажающий характеристику методов ГИС, в том числе ЯМК [12–15]. По спектрам ЯМК остаточный газ всегда занимает объем наиболее крупных эффективных пор. Основной эффект – занижение измеренной пористости.

Выделение и оценка параметров газонасыщенных коллекторов в ачимовской толще близка к аналогичной методике для разреза сеномана [5].

Выделение газонасыщенных пластов проводится по сопоставлению пористости по ЯМК и ГГК-П (за счет существенного по величине и противоположного по знаку влиянию газа). В предельно насыщенных песчаниках ачимовской толщи дефект пористости может достигать 10–15% абс. (рис. 6, поле 5).

Оценка $k_{\text{п}}$ и $k_{\text{го}}$ проводится по данным ЯМК–ГГК-П путем решения системы уравнений. Это позволяет восстановить комплекс фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород, обычно определяемый по ЯМК.

Основным ограничением данного подхода является различие в радиальной глубине исследования методами ЯМК и ГГК-П при градиентном изменении остаточной газонасыщенности от скважины вглубь пласта. В этом случае за счет более значительного влияния газа на показания ГГК-П возможно завышение величины $k_{\text{п}}$ при совместной обработке данных. Хотя на практике такой эффект не является систематическим, он возможен, и расчетные значения $k_{\text{п}}$ в общем случае являются максимальной оценкой.

Нефтенасыщенные пласты. ЯМК чувствителен к коэффициенту диффузии флюида, который обратно пропорционален вязкости флюида. Если в прискважинной зоне исследования ЯМК вода (фильтрат) отличается по вязкости от нефти, это делает возможным на основе специальных методик измерения и обработки выявить интервалы разреза с остаточным нефтенасыщением. При этом нефть (хотя и остаточная) находится в эффективных порах, потенциально подвижна (потеряла свою фазовую проницаемость благодаря опережающему проникновению фильтрата), и коллектор содержит

нефть. Этот эффект позволяет независимо от данных индукционного каротажа с петрофизическим обеспечением ($P_n - k_n$, $P_n - k_v$) и на иной физической основе выделять нефтенасыщенные интервалы в разрезе ачимовской толщи.

На рис. 7 приведен пример реализации такого подхода. В средней части пласта зарегистрированы аномалии средних по значениям вязкости фракций остаточной нефти (рис. 7, поле 9), и по ЯМК здесь сформирована залежь нефти.

Приведенная на рис. 7 ситуация является «нестандартной», так как нефтенасыщенная часть локализована не в кровельной части алевропесчаного тела, а в центральной и обрамляется водонасыщенными коллекторами. По опыту работ такие ситуации достаточно часто отмечаются в ачимовской толще при ее двухфазном насыщении. Они связаны с сочетанием капиллярного механизма формирования залежи нефти и изменчивостью порометрической характеристики пород.

В данном случае залежь нефти сформирована в лучших по порометрической характеристике породах с наиболее крупными эффективными порами (рис. 7, поле 4, максимальные для разреза времена правой границы спектров; рис. 8, верхний фрагмент). Давление при формировании залежи было невелико, и нефть смогла заполнить только наиболее крупные эффективные поры. Так как такие эффективные поры присутствуют только в центральной части, здесь и сформировалась залежь. Выше и ниже по разрезу порометрическая характеристика хуже и давления при формировании залежи не хватило, чтобы вытеснить воду нефтью из более мелких эффективных пор, что показано на рис. 8.

Прослой на глубине XX10 м имеет даже более высокую пористость, но худшую порометрическую характеристику по сравнению с прослоем на глубине XX06 м. По этой причине при формировании залежи нефтенасыщение в нем не сформировалось. Если бы давление внедрения нефти было больше, прослой на глубине XX10 м также был бы нефтенасыщенным.

Отмеченную особенность надо учитывать при определении границ переходных зон, так как в ачимовской толще коллекторы с двухфазной насыщенностью могут переслаиваться с чисто водонасыщенными коллекторами.

По опыту работ методом ЯМК залежь нефти предельного нефтенасыщения всегда локализована в кровельной части пласта, за исключением ухудшенных прослоев (как правило, алевролитов) в зоне затухания циклита (эффект капиллярного экранирования залежи). При предельном нефтенасыщении ЯМК позволяет получить независимую оперативную оценку $k_{нг} = 1 - k_{во}$.

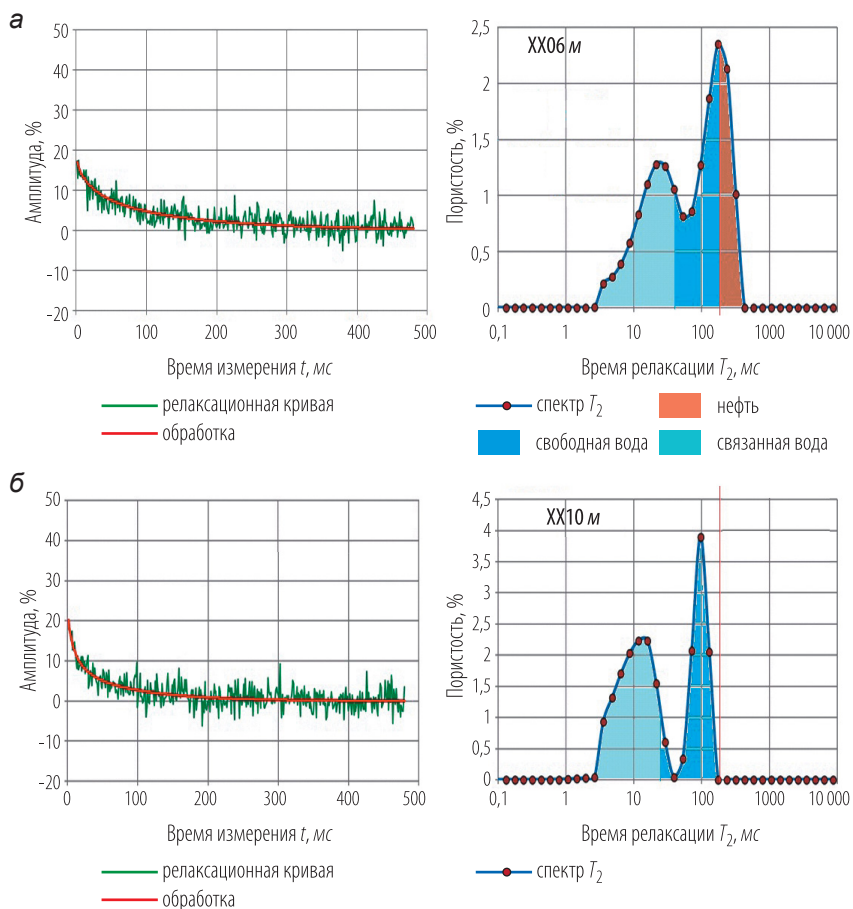


Рис. 8. Различия спектров ЯМК в нефтенасыщенной (а) и водонасыщенной (б) частях

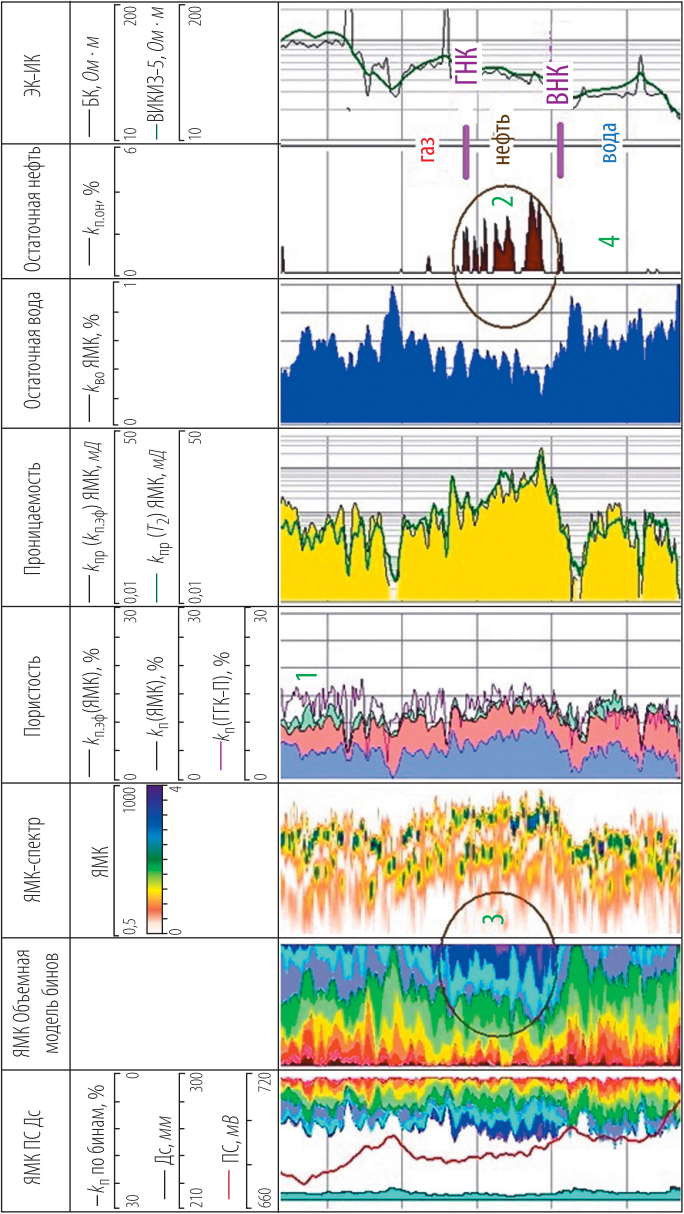


Рис. 9. Оценка вертикальной зональности газоконденсатной залежи с нефтяной оторочкой

Выделение межфлюидных контактов по данным ЯМК. Показанная выше возможность выделения по ЯМК как газонасыщенных, так и нефтенасыщенных коллекторов позволяет прогнозировать положение различных межфлюидных контактов (газ–вода, газ–нефть, нефть–вода) и оценивать толщину переходных зон.

На рис. 9 приведен пример выделения нефтяной оторочки под газоконденсатной залежью неокома Севера Западной Сибири. Газоконденсатная часть залежи выделяется по ЯМК–ГТК–П по эффекту газа (1). Нефтяная оторочка выделяется по аномалиям остаточной нефти по ЯМК (2) на основе отличия нефти и воды по вязкости (коэффициенту диффузии) и удлинения спектров ЯМК при наличии «живой», газированной нефти (3). Водонасыщенная зона выделяется по исчезновению аномалий остаточной нефти (4).

Приведенные результаты отражают эффективность метода ЯМК при исследовании строения, оценки фильтрационно-емкостных свойств и насыщенности ачимовской толщи.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бородин В. Н., Курчиков А. Р. Характеристика геологического строения и нефтегазоносности ачимовского комплекса Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2015.
2. Букатов М. В., Пескова Д. Н., Ненашева М. Г., Погребнюк С. А. и др. Ключевые проблемы освоения ачимовских отложений на разных масштабах исследования. ROGTEC–2018.
3. Гурари Ф. Г. Строение и условия образования клиноформ неоконских отложений Западно-Сибирской плиты. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2003.
4. Калинин В. Ачимовский резерв // Сибирская нефть. 2012. Вып. 8/95. С. 52–55.
5. Малинин А. В., Тарасов С. Ю., Дубницкий И. Р. и др. Опыт применения ядерно-магнитного каротажа для изучения газовых залежей // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2019. Вып. 4 (298). С. 30–42.
6. Наумов А. Л., Онищук Т. М., Дядюк Н. П. и др. О литологических залежах углеводородов на севере Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1979. № 8. С. 15–20.
7. Нежданов А. А., Пономарев В. А., Туренков Н. А., Горбунов С. А. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири. М.: Академия горных наук, 2000.
8. Нежданов А. А. Сейсмогеологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири для целей прогноза и картирования неантиклинальных ловушек

и залежей УВ. Автореф. дисс. на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. Тюмень, 2004.

9. Сошин С. С., Хаматдинов Р. Т., Барляев В. Ю. и др. Отечественная технология ядерно-магнитного каротажа сильного поля. Состояние и развитие // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2021. Вып. 6 (312). С. 115–126.

10. Хаматдинов Р. Т., Митюшин Е. М., Барляев В. Ю., Муццовкин В. А., Малинин А. В. Ядерно-магнитный томографический каротаж // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2002. Вып. 100. С.138–171.

11. Bouma A. H. Sedimentology of Some Flysch Deposits: A Graphic Approach to Facies Interpretation. Elsevier, Amsterdam, 1962. 168 p.

12. Dunn K. J., Bergman D. J. and LaTorraca G. A. (eds). Nuclear Magnetic Resonance: Petrophysical and Logging Applications. 2002. Vol. 32. 1st edition. Elsevier, Amsterdam, The Netherlands. 312 p.

13. Integrated Gas and Oil Zone Evaluation Using NMR, Conventional, and Mud Gas Data – a Norwegian Logging-While-Drilling Case History / Holger Thern, Nicklas Ritzmann, Jon Torkel Petersen, Oliver Mohnke. SPWLA 58th Annual Logging Symposium, 17–21 June 2017. Oklahoma, USA. Paper KKKK.

14. NMR Logging of Natural Gas Reservoirs / R. Akkurt, A. J. Guillory, P. N. Tutunjian, H. J. Vinegar // The Log Analyst. 1996. Vol. 37. Issue 06.

15. Prammer M. G., Mardon D., Coates G. R. and Miller M. N. Lithology-Independent Gas Detection by Gradient NMR Logging. Proc. Annu Tech. Conf. Exhibition, 1995. Soc. Pet. Eng. Dallas, TX, USA. P. 325–336.

16. Shanmugam G. The Bouma Sequence and the Turbidite Mind Set // Earth-Science Reviews. 1997. № 42. P. 201–229.

Рецензент доктор геол.-минер. наук, проф. Ю. И. Кузнецов

УДК 550.832.7

Р. А. Нигматзянов, О. М. Снежко, В. А. Пантюхин
ООО «Нефтегазгеофизика»

МНОГОЗОНДОВЫЕ ПРИБОРЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО КАРОТАЖА. ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ. ПУТИ РАЗВИТИЯ

Рассмотрены этапы разработки и внедрения приборов многозондового электрического каротажа. Приведены примеры выполненных исследований бурящихся скважин автономной аппаратурой. Рассмотрены дальнейшие пути развития аппаратуры в составе автономных и кабельно-автономных комплексов.

Ключевые слова: скважина, электрометрия, каротаж, многозондовая аппаратура, автономные комплексы, интерпретация, эксплуатация, перспективы.

В начале первого десятилетия 21-го века парк приборов электрического каротажа производства ООО «Нефтегазгеофизика» включал в себя приборы электрического бокового каротажа БК + БКЗ и приборы двойного электрического каротажа 2БК-3/5 и 2БК-7/9 в различном термобаростойком исполнении.

Работа в сложных геолого-технических условиях, в условиях высокой контрастности (отношение удельного электрического сопротивления (УЭС) пород к УЭС промывочной жидкости (ПЖ)) зачастую приводила к искажению полученного материала и невозможности точного определения УЭС пласта по результатам использования приборов одиночного и двойного бокового каротажа.

При работе в составе длинных и тяжелых сборок приборов несло дополнительную нагрузку гибкое зондовое устройство (БКЗ), что приводило к его быстрому износу и потенциально большему количеству аварийных ситуаций при работе с аппаратурой.

В 2013 г., учитывая возрастающий спрос на российском рынке геофизических услуг, ООО «Нефтегазгеофизика» приступило к разработке собственного варианта многозондового прибора электрического каротажа.

На основе результатов моделирования и опыта эксплуатации предыдущих приборов двойного бокового каротажа в основу метода была положена компоновка из пяти зондов типа БК-5 и зонда БК-3, дополненная внутрприборной регистрацией сигнала самопроизвольной поляризации (ПС).

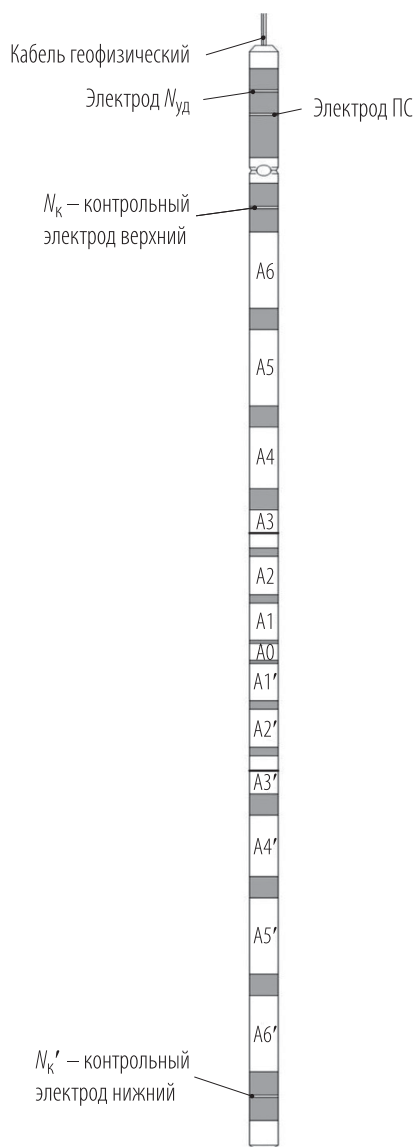


Рис. 1. Схема зондового устройства скважинного прибора ЭКВР-Т-76-120-80

После опытного опробования экспериментального образца аппаратуры ЭКВР диаметром 76 мм на геофизическом кабеле силами сервисной службы ООО «Нефтегазгеофизика» на месторождениях Беларуси и Западной Сибири, а также после получения качественных геофизических материалов было организовано серийное производство кабельного прибора ЭКВР диаметром 76 мм – ЭКВР-Т-76 (рис. 1). Этот прибор сейчас активно и успешно используется сервисными геофизическими компаниями на месторождениях Западной и Восточной Сибири.

В 2014 г. в ООО «Нефтегазгеофизика» принято решение о разработке автономного варианта прибора электрического многозондового каротажа ЭКВР диаметром 90 мм с собственным автономным источником питания, рассчитанным на непрерывную работу не менее 24 часов, с возможностью работы в сборках с другими автономными приборами серии «Каскад-А».

На основе результатов моделирования зондовой установки и оценки условий применимости был разработан автономный прибор электрического многозондового бокового каротажа ЭКВР-А-90. Зондовая установка прибора состоит из пяти разноглубинных зондов типа БК-5 и одного зонда типа БК-3. Также регистрируется сигнал самопроизвольной поляризации. Результатом выполненной разработки стал серийно выпускаемый автономный прибор многозондового бокового каротажа ЭКВР-А-90 (рис. 2).

Прибор показал хорошие эксплуатационные характеристики и высокую степень надежности при работе в сложных условиях. К выявленным особенностям эксплуатации необходимо отнести необходимость соблюдения требований к отсутствию масляных загрязнений на электродах зондовой установки. Также важно своевременно обслуживать стыковочные межблочные узлы аппаратуры в соответствии с требованиями технической документации для обеспечения хорошего электрического контакта сочленяемых деталей и сохранения эквипотенциальности поверхности зондовой установки.

Учитывая накопленный опыт эксплуатации, можно уверенно заявить, что при соблюдении требований руководства по эксплуатации прибора автономная аппаратура ЭКВР-А надежно работает на многих месторождениях в суровых климатических и сложных геолого-технических условиях.

По результатам совместной работы с представителями сервисных компаний и с учетом их пожеланий были разработаны стенды по настройке и проверке электронных узлов прибора. Это привело к сокращению времени на настройку и ремонт аппаратуры и сокращению эксплуатационных издержек.

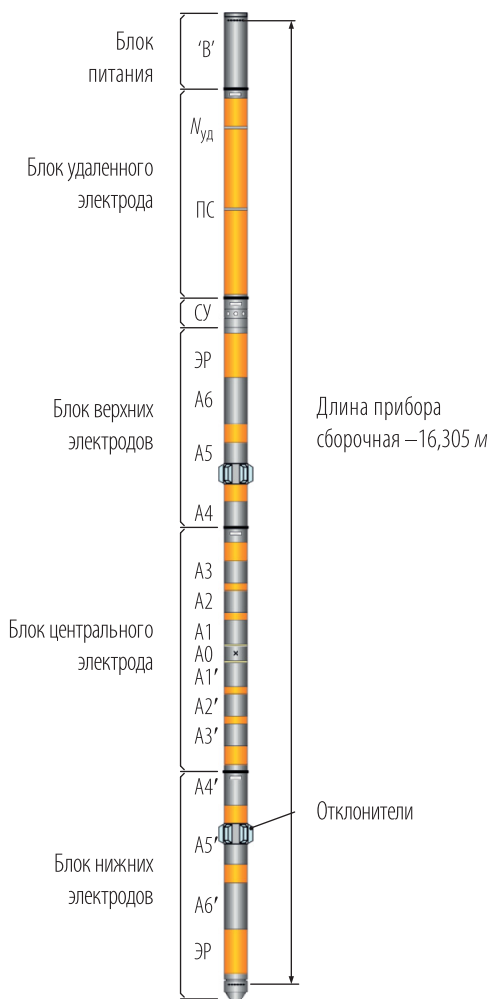


Рис. 2. Общий вид автономного прибора ЭКВР-А-90

Прибор работает под управлением программного обеспечения (ПО) ServiseMS, которое обеспечивает пользователя всеми необходимыми инструментами для настройки, калибровки и эксплуатации прибора.

Обработка и интерпретация результатов каротажа обеспечивается пакетами прикладного ПО LogPWin [2] и LogWin-ЭК [4, 6].

Ниже приведены результаты опробования приборов ЭКВР-А.

Данные БК наиболее эффективны при исследовании высокоомных разрезов, вскрытых скважинами с высокоминерализованными промывочными жидкостями (ВПЖ). Но часто встречаются условия каротажа, при которых даже в относительно низкоомных разрезах материалы БК более информативны, чем данные ЭМК (ИК, ВИКИЗ, ВЭМКЗ). Примером таких условий является каротаж в скважинах с ВПЖ, ствол которых осложнен значительным количеством микрокаверн.

Рассмотрим пример каротажа автономными приборами ЭКВР-90А и ВЭМКЗ в горизонтальной скважине № 1 с номинальным диаметром (d_n), равным 146 мм, заполненной ВПЖ ($\rho_c = 0,045 \text{ Ом} \cdot \text{м}$). Данные зондов ЭКВР-А-90 и ВЭМКЗ представлены в виде кривых КС, исправленных за влияние скважины. Зенитный угол (α) в рассматриваемом интервале находится в пределах 90–91 градуса. На кривых КС зондов ВЭМКЗ наблюдаются так называемые «синусоидальные» искажения. Подобные искажения характерны и для зондов ИК. Причиной этих искажений является то, что ствол скважины осложнен микрокавернами, которые находятся на одинаковом расстоянии друг от друга (около 1,6 м). Диаметр микрокаверн больше d_n на 4–8 мм, и этого достаточно, чтобы в скважине с ВПЖ их границы отбивались экстремумами на кривых КС зондов ВЭМКЗ. Наличие таких микрокаверн связано со спецификой бурения наклонных и горизонтальных скважин. В работе [9] подробно рассмотрена причина возникновения подобных циклических неровностей ствола скважины.

Искажения данных ВЭМКЗ настолько значительны, что использование их для определения электрических параметров пластов весьма проблематично. При этом кривые КС зондов БК прибора ЭКВР-А-90 не имеют таких искажений, что позволяет по их данным уверенно выделить пласты с зоной понижающего проникновения и определить их электрические параметры: УЭС пласта (RT), промывной зоны (RX0) и относительный диаметр зоны проникновения (DI/d) (рис. 3).

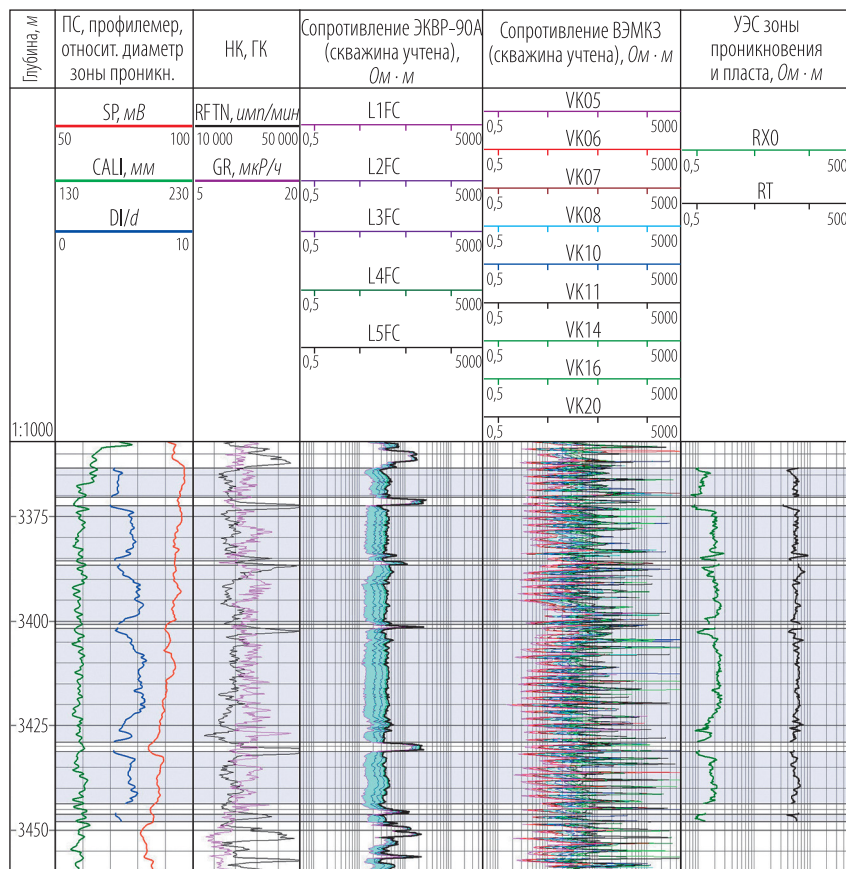


Рис. 3. Кривые КС, зарегистрированные зондами приборов ЭКBP-90A и ВЭМКЗ в горизонтальной скважине № 1, и результаты определения электрических параметров пластов-коллекторов по данным ЭКBP-90A ($d_n = 146 \text{ мм}$; $\rho_c = 0,045 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $\alpha = 90\text{--}91^\circ$)

Рассмотрим результаты обработки данных ЭКBP-A-90, полученные в пластах песчаников, залегающих в интервале 3363–3448 м. Здесь проницаемые интервалы разделены плотными прослоями песчаников, имеющих наиболее высокое значение УЭС (90–250 $\text{Ом} \cdot \text{м}$). Проницаемые интервалы выделяются по радиальному градиенту на кривых КС зондов БК.

Поскольку значения КС зондов БК не имеют тех искажений, которые отмечаются в данной скважине у зондов ВЭМКЗ, это позволило уверенно выделить пласты с зоной понижающего проникновения и определить их значения RT , R_{X0} и DI/d . По данным поточечной обработки они оказались равными $39\text{--}71\text{ Ом} \cdot \text{м}$, $0,9\text{--}2,5\text{ Ом} \cdot \text{м}$ и $4\text{--}7$ соответственно.

Следующим примером являются результаты исследования высокоомных пластов-коллекторов, проведенных прибором ЭКВР-А-90 в наклонной скважине № 2. Значение УЭС ВПЖ равно $0,06\text{ Ом} \cdot \text{м}$, номинальный диаметр скважины равен 216 мм . Интересующие нас пласты-коллекторы находятся в четырех интервалах, которые на рис. 4 выделены синим цветом, а в их пределах угол наклона скважины имеет значения $60\text{--}62^\circ$. Пласты с зоной проникновения уверенно выделяются по радиальному градиенту на кривых КС разноглубинных зондов БК-5 (рис. 4).

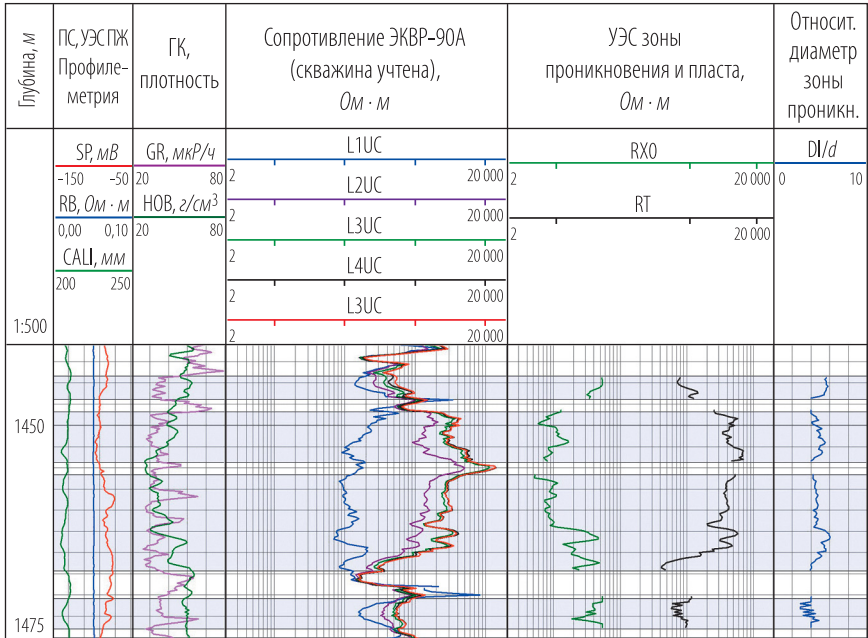


Рис. 4. Результаты выделения пластов с зоной проникновения и определения их электрических параметров по данным ЭКВР-А-90 в наклонной скважине № 2 ($d_n = 216\text{ мм}$; $\rho_c = 0,06\text{ Ом} \cdot \text{м}$; $\alpha = 60\text{--}62^\circ$)

Максимальное влияние зоны понижающего проникновения отмечается на показаниях двух коротких зондов БК. Определение электрических параметров пластов проведено по данным пяти зондов БК-5 в поточечном режиме обработки.

Рассчитанные значения RT , R_{X0} , DI/d находятся в пределах 420–7200 $\text{Ом} \cdot \text{м}$; 5–54 $\text{Ом} \cdot \text{м}$ и 3–6 соответственно. При этом уменьшение значения КС длинного зонда БК-5 из-за влияния зоны проникновения достигает 30%. Значения отношения УЭС пластов-коллекторов к УЭС ПЖ весьма значительны и находятся в пределах 7000–120 000, что указывает на эффективность прибора ЭКВР-А-90 в высокоомных разрезах в скважинах с ВПЖ.

Бурение разведочных скважин большого диаметра потребовало расширить диапазон применения аппаратуры до диаметра исследуемых скважин 508 мм. В результате проведенных исследовательских работ аппаратуру ЭКВР оснастили сменными блоками центрального электрода диаметром 120 и 150 мм и сменными центраторами с диаметром раскрытия до 550 мм (рис. 5).

Соответственно, был полностью переработан набор палеток для прибора и рассчитаны поправки для обработки данных зондов для скважин большого диаметра.

Для работы в аппаратурном комплексе «Каскад-А3» также разработан вариант использования укороченной версии прибора ЭКВР-А с общей длиной прибора 9 м и зондовой установкой из четырех разноточных зондов БК для применения в условиях терригенных разрезов с невысокой контрастностью (отношение УЭС пород к УЭС ПЖ). Такая версия прибора существенно сокращает суммарную длину используемых сборок (рис. 6).

Единые стандарты телеметрии и унифицированные электронные устройства прибора ЭКВР, использование адаптивного программного обеспечения прибора, зондовая установка для работы в скважинах различных диаметров – все это позволяет серийно выпускать прибор, который будет одинаково эффективно работать как в автономном, так и в кабельном варианте использования. Прибор одинаково успешно может применяться в связках аппаратуры и как одиночный геофизический модуль, что позволит эксплуатирующим организациям наиболее гибко реагировать на любые требования по проведению геофизических работ и сократить производственные издержки.

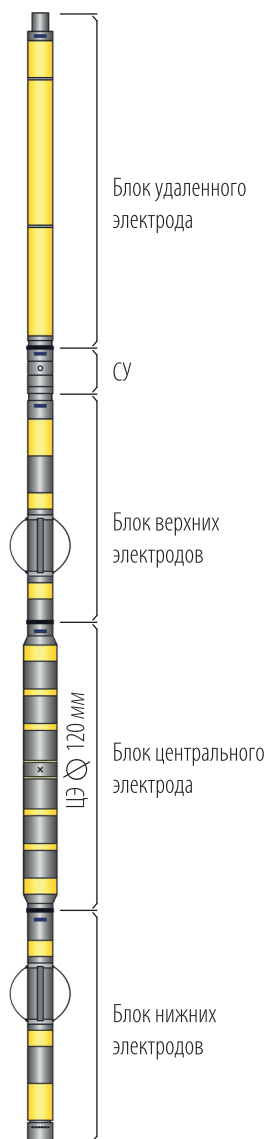


Рис. 5. Общий вид прибора автономного ЭКВР-А-90 со сменным блоком ЦЭ и установленными центраторами

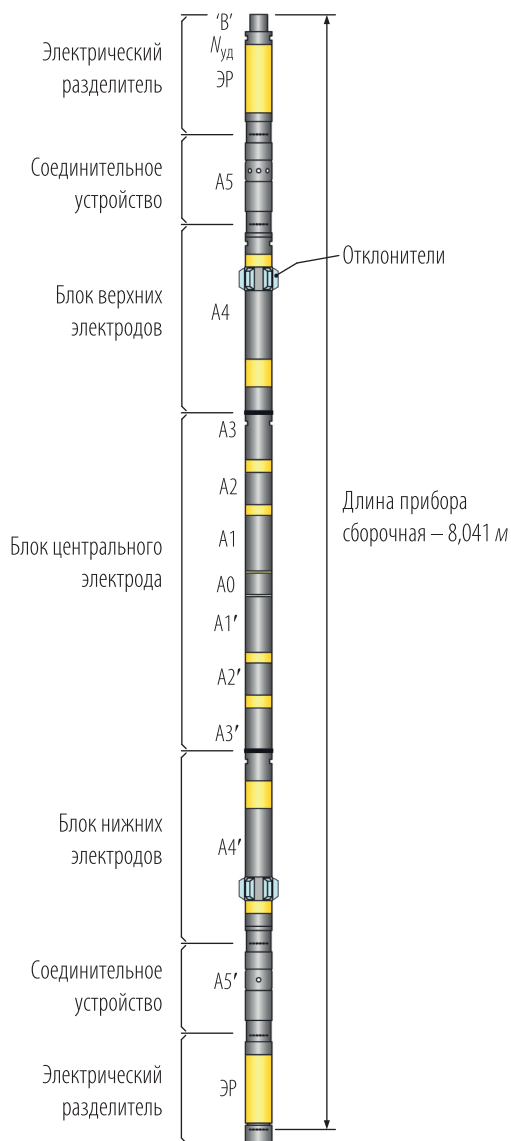


Рис. 6. Вариант прибора ЭКВР под терригенные разрезы

Заключение

Получены положительные результаты исследований скважин в сложных геолого-технических условиях, таких как высокоминерализованная ПЖ, кавернозный ствол скважин и высокие значения УЭС пород. Показано, что при определении электрических параметров пластов в относительно низкоомных разрезах, когда ствол скважины заполнен ВПЖ и осложнен микрокавернами, данные ЭКВР-А могут быть более эффективны, чем данные ВЭМКЗ и ИК.

ЛИТЕРАТУРА

1. Открытая презентация компании Schlumberger «Laterolog Tools & Measurements: Environmental Effects and Toll Data Processing». Isabelle Dubourg, SRPC. December 2003.
2. Пантюхин В. А., Диченко В. Г., Нигматзянов Р. А. Многозондовый прибор электрического каротажа высокого разрешения ЭК-ВР // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2016. Вып. 9 (267). С. 109–118.
3. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2005612569, 2005. Авторы: Лобода Д. Р., Велижанин В. А., Власенко П. И., Волнухина А. А., Меженская Т. Е., Павлова Л. И., Пантюхин В. А., Пивоварова Н. Е., Рудяк Б. В., Смирнов Н. А., Снежко О. М., Шеин Ю. Л.
4. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2005610807, 2005. Авторы: Шеин Ю. Л., Горбачев В. К., Ёлкина О. Е., Комлев Н. Ю., Косокурова Т. А., Павлова Л. И., Снежко О. М.
5. Хаматдинов Р. Т., Козяр В. Ф. и др. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. М., 2001.
6. Шеин Ю. Л., Павлова Л. И., Рудяк Б. В., Снежко О. М. Определение геоэлектрических характеристик разреза при совместной обработке данных разнотипных зондов электрического и электромагнитного каротажа // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2009. Вып. 5 (182). С. 89–100.
7. Barbara Ina Anderson. Modeling and Inversion Methods for the Interpretation of Resistivity Logging Tool Response // DUP Science. October 2001.
8. HRLA High-Resolution Laterolog Array Tool. Schlumberger.
9. Pastusek P., Brackin V. A Model for Borehole Oscillation. SPE 84448. 5–8, October, 2003.

Рецензент канд. техн. наук А. В. Шумилов

Результаты исследований и работ ученых и конструкторов

УДК 550.832.582

А. С. Зеленов, С. С. Сошин, С. Ю. Тарасов

ООО «Нефтегазгеофизика»

ОЦЕНКА ДОСТОВЕРНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК, ПОЛУЧЕННЫХ МЕТОДОМ ЯДЕРНО-МАГНИТНОГО КАРОТАЖА В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННОЙ ЗАШУМЛЕННОСТИ ПЕРВИЧНЫХ ДАННЫХ

Рассматриваются вопросы обработки данных ядерно-магнитного каротажа в сложных геологических условиях. Предпринимаются попытки оценить неизбежно возникающие при этом погрешности определения петрофизических характеристик горных пород.

Ключевые слова: ядерно-магнитный каротаж, петрофизические характеристики, моделирование, погрешность.

В настоящее время метод ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) все чаще применяется в практике геофизических исследований скважин. Большое количество исследователей стремятся использовать ту богатую петрофизическую информацию, которую данный метод способен предоставить [1, 3, 9]. В связи с этим поднимаются вопросы о степени достоверности петрофизических характеристик горных пород, получаемых с его помощью. Эти вопросы особенно актуальны в тех

случаях, когда каротаж проводится в сложных скважинных условиях и зашумленность первичных сигналов достаточно велика. От ответа на эти вопросы зависит область применимости метода, возможности использования полученных данных, в частности при подсчете запасов.

Реализация метода ЯМК – это сложный комплекс аппаратных, программных и интерпретационных решений, каждый компонент которого влияет на окончательный результат. Следовательно, и точность определения петрофизических величин обусловлена не только применяемой аппаратурой, но зависит также от применяемого программного обеспечения для обработки первичных данных и от используемых интерпретационных моделей.

В аппаратуре ядерно-магнитного томографического каротажа (ЯМТК), работающей в сильном магнитном поле [7], для регистрации сигналов применяются специальные импульсные последовательности. Приемопередающая катушка прибора регистрирует сигналы спин-эхо, которые интегрируются вычислительным модулем прибора и окончательно представляются в виде релаксационных кривых (рис. 1).

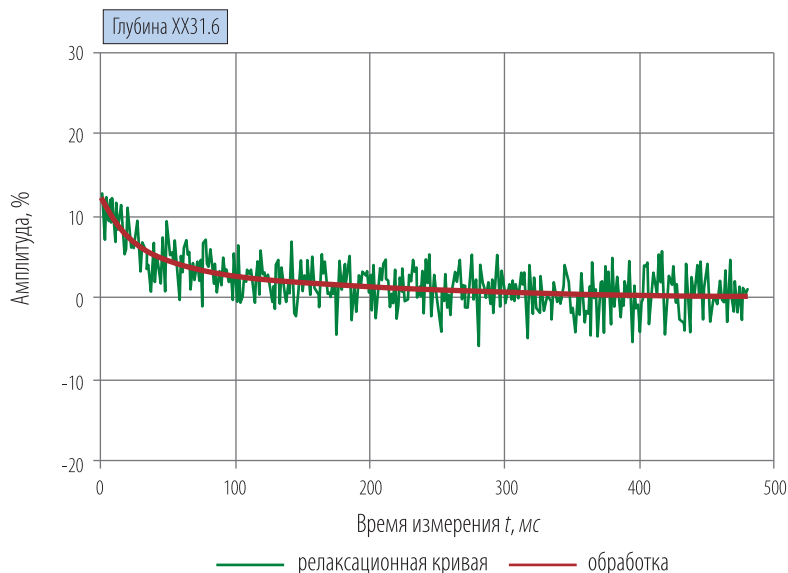


Рис. 1. Релаксационная кривая $A(t)$

Эти кривые и являются первичными данными. С точки зрения физики процесса, по начальной амплитуде они пропорциональны содержанию атомов водорода в объеме исследования, а по времени затухания характеризуют времена поперечной релаксации флюида, заполняющего поровое пространство. Времена поперечной релаксации, в свою очередь, зависят как от свойств самого флюида, так и от размера пор, в которых они находятся. Таким образом, аппаратура ЯМТК, после проведения соответствующей калибровки [2], регистрирует величину общей пористости, а также дает возможность получить распределение пористости по временам релаксации.

Особенностью регистрации первичных данных ядерно-магнитного каротажа является увеличение зашумленности релаксационных кривых в скважинных условиях относительно данных, полученных при калибровке. Иногда это явление незначительно, иногда выражено сильно. Среди факторов, влияющих на величину зашумленности исходных сигналов ЯМК, выделяют два основных – это температура среды и проводимость бурового раствора в интервале исследования.

Влияние температуры на регистрируемую релаксационную кривую объясняется действием двух механизмов. Во-первых, повышение температуры исследуемого флюида приводит к снижению его намагниченности [12] и, как следствие, к уменьшению амплитуд сигналов спин-эхо. Во-вторых, повышение температуры прибора увеличивает собственные шумы его электронных цепей. Второй фактор – проводимость бурового раствора вызывает электромагнитное экранирование катушки и снижение ее добротности. В результате наблюдаются падение амплитуды возбуждающего поля в зоне исследования, уменьшение принимаемого катушкой сигнала ядерно-магнитного резонанса, ухудшение усилительных свойств приемопередающего контура и рост тепловых шумов.

В самом неблагоприятном случае при сочетании высокой температуры в скважине с высокой проводимостью бурового раствора (высокая минерализация, наличие проводящих примесей) зашумленность релаксационных кривых может достигать предельных значений.

Характеристикой уровня шума служит среднее квадратичное отклонение (СКО) зарегистрированных данных от аппроксимиру-

ющей функции. Величина СКО показывает качество регистрации, но не является параметром, напрямую характеризующим погрешность определения петрофизических характеристик, получаемых по результатам каротажа. Причиной этого является то обстоятельство, что сигнал регистрируется во временной области, а затем преобразуется в спектр времен поперечной релаксации. После этого полученное распределение, как правило, неявным образом переводится в распределение пористости по размерам пор. Такое двойное преобразование приводит к тому, что погрешность определения петрофизических величин методом ЯМК не совпадает с погрешностью регистрации первичных данных. Так, например, увеличение СКО в несколько раз не окажет существенного влияния на качество интерпретации одноэкспоненциального сигнала (при правильном выборе алгоритмов обработки релаксационных кривых), в то время как подобное увеличение СКО при применении алгоритмов поиска непрерывного спектра (например, применяемый при интерпретации данных ЯМК алгоритм регуляризации) может вносить существенное искажение в полученное решение.

В сигнале ядерного магнитного резонанса, получаемом от реальных горных пород, предполагается наличие целого спектра сигналов от пор разных размеров. Для обработки таких сигналов применяются специальные алгоритмы.

Основная задача обработки релаксационных кривых ($A(t)$) состоит в их обратном преобразовании распределения компонент зарегистрированного сигнала по временам поперечной T_2 релаксации. С точки зрения математики подобная процедура сводится к решению интегрального уравнения Фредгольма 1-го рода:

$$A(t) = \int_{T_{2\min}}^{T_{2\max}} B(T_2) \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} dT_2, \quad (1)$$

то есть к нахождению распределения $B(T_2)$, и относится к классу так называемых некорректно поставленных задач [8].

Здесь t – время измерения; $T_{2\min}$ и $T_{2\max}$ – соответственно минимальное и максимальное время поперечной релаксации.

Результатом решения этого уравнения является искомый спектр времен релаксации $B(T_2)$, типичный вид которого для горных пород представлен на рис. 2.

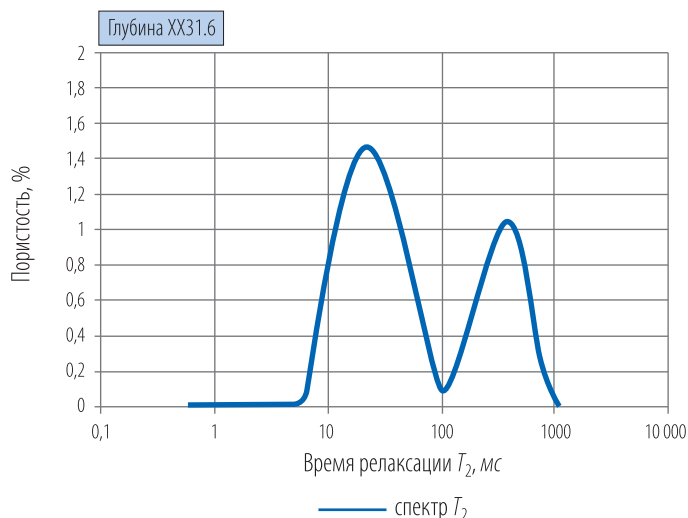


Рис. 2. Типичный вид спектра времен поперечной релаксации $B(T_2)$ для горных пород

Вопрос оценки погрешности при получении спектров времен поперечной релаксации на сегодняшний момент остается открытым. Поскольку, как было сказано, данная задача является некорректно поставленной (то есть одному и тому же набору первичных данных соответствует множество решений), то, используя, например, невязку между исходными данными ЯМК и обратным преобразованием полученного спектра в релаксационную кривую, определить погрешность восстановления затруднительно.

Единственная петрофизическая характеристика, которая может быть получена методом ЯМК без определения спектров времен релаксации, — это общая пористость. Тем не менее на практике, из соображений единства применяемых схем обработки и моделей интерпретации, она также определяется из спектра времен поперечной релаксации как его интегральная сумма. Остальные петрофизические характеристики, определяемые с использованием спектров времен поперечной релаксации, по своей сути являются величинами, получаемыми с использованием тех или иных петрофизических моделей.

При этом все модели имеют одно общее свойство: в явном или неявном виде они используют связь между временем релаксации и размерами пор. Время релаксации связано с размером пор следующим соотношением [10, 13]:

$$T_2 = \frac{1}{\rho} \cdot \frac{V}{S}, \quad (2)$$

где T_2 – время релаксации; V – объем поры; S – площадь поверхности поры; ρ – коэффициент релаксационной активности поверхности.

Из (2) видно, что в эту связь входит коэффициент релаксационной активности, который комплексно характеризует как структуру поверхности, так и ее физико-химические свойства. Значения этого коэффициента индивидуальны для различных пород, а его оценка с использованием данных ядра является непростой задачей. По этой причине прямой перевод времен релаксации в размер пор не получил широкого распространения в практике геофизических исследований методом ЯМР.

Примером неявного использования этой связи при интерпретации данных ЯМР является модель отсечек, с помощью которой определяются составляющие пористости. В зависимости от свойств горной породы для разделения спектра на составляющие используются разные значения отсечек. Так, для песчаников используется типовое значение отсечки 33 мс, для карбонатов – 80–110 мс [1, 13]. Такая разница обусловлена разной релаксационной активностью этих пород, а следовательно, и разной зависимостью между размером пор и зарегистрированным временем релаксации. Этот метод, использующий различные интерпретационные параметры (отсечки) для различных типов горных пород, считается наиболее удобным для определения составляющих пористости.

Другим примером является использование моделей определения проницаемости по данным ЯМК. В настоящее время используются несколько методик определения проницаемости [11, 13]. Все они в той или иной степени основаны на эмпирических соотношениях, полученных в результате обобщения данных лабораторных исследований образцов горных пород. В качестве примера можно привести часто используемую модель среднего логарифмического времени релаксации T_2 :

$$k_{\text{пр}} (мД) = c k_n^a T_{2ML}^b, \quad (3)$$

где среднее логарифмическое время T_{2ML} (мс) определяется непосредственно из спектра времен поперечной релаксации по формуле:

$$T_{2ML} = \exp \left(\frac{\sum \Delta k_{ni} \cdot \ln T_{2i}}{k_n} \right), \quad (4)$$

где Δk_{ni} – часть общей пористости, соответствующая времени релаксации T_{2i} (мс). Значения эмпирических констант для этой модели приближенно равны $c \sim 10^{-4}$; $a \approx 4$ и $b \approx 2$.

Именно эти значения, полученные в результате построения петрофизических зависимостей, и устанавливают связь между временем релаксации и размерами пор.

Всего одна эмпирическая константа используется в капиллярно-решеточной модели порового пространства [4], которая описывает пористую среду как трехмерную кубическую капиллярную решетку, характеристики которой определяются аналитически из спектра времен поперечной релаксации. В рамках этой модели возможно определение не только проницаемости, но и других петрофизических величин, что относится к несомненным плюсам использования этого подхода. Тем не менее для определения проницаемости этим методом необходимо знать коэффициент релаксационной активности исследуемых горных пород, определение которого, как было отмечено выше, является непростой задачей.

Очевидно, что при неверном выборе интерпретационных параметров погрешности при определении петрофизических величин могут быть достаточно высоки. Тем не менее полученные характеристики могут быть в любой момент уточнены при получении априорной информации. При этом, соответственно, и данная погрешность может быть уменьшена.

В таблице перечислены основные петрофизические характеристики, определяемые по результатам каротажа ЯМТК в стандартном режиме.

За исключением общей пористости, приведенные петрофизические характеристики вычисляются из спектров времен релаксации по петрофизическим моделям и, следовательно, имеют составной тип погрешности. В связи с этим оценка погрешности, а как следствие и достоверности определения получаемых петрофизических величин, представляется достаточно сложной задачей.

Таблица

**Основные петрофизические характеристики,
определяемые методом ЯМТК**

Величина	Диапазон значений
Общая пористость, %	0–100
Эффективная пористость, %	0–100
Пористость капиллярно-связанной воды, %	0–100
Пористость глин, %	0–100
Остаточная водонасыщенность ($k_{во}$), %	0–100
Проницаемость, модель Тимур-Коатса, мД	0,001–10 000
Проницаемость, модель среднего T_2 , мД	0,00 –10 000
Проницаемость, капиллярно-решеточная модель, мД	0,001–10 000

В настоящей работе для оценки погрешности петрофизических величин предлагается использовать комплексный подход, основанный на исследовании отклика программно-методического комплекса обработки первичных данных на модельные сигналы. При этом для разных типов пород оценка ожидаемой погрешности предполагается с использованием различных моделей. Такой подход не отвечает на вопрос – насколько точно принятая модель интерпретации соответствует реальной поровой системе, однако позволяет оценить влияние погрешности регистрации на результаты обработки.

Оценка погрешности осуществляется в следующем порядке. Сначала, исходя из свойств исследуемой горной породы, моделируется ее типичный спектр с заданными параметрами: соотношением и положением мод (пиков спектра), пористостью. По данному спектру определяются петрофизические характеристики, например, проницаемость, составляющие пористости, $k_{во}$ и т. п., которые принимаются за истинные значения для данной породы. Затем решается прямая задача – генерируется соответствующий смоделированному спектру сигнал ЯМК (релаксационные кривые), на который накладывается специально сгенерированный шум с уровнем, характерным для данных условий. После этого по зашумленной релаксационной кривой проводится восстановление исходного спектра и по нему снова определяются те же петрофизические характеристики и сравниваются со значениями, принятыми за истинные. Для того чтобы получить статистически значимый результат, восстановление спектра проводится не единожды,

а не менее сотни раз с разными вариантами сгенерированного шума. Таким образом, в результате можно оценить погрешность любой из определяемых по данным ЯМК петрофизических характеристик.

На рис. 3 приведен модельный спектр полностью водонасыщенной двухкомпонентной пористой системы (спектры, характерные для кварцевых песчаников) с заданной пористостью 25% и эффективной пористостью 16%.

На рис. 4 показан пример моделирования пласта-коллектора с использованием полученного модельного спектра. Первичные данные (релаксационные кривые) были искусственно искажены характерным для сложных скважинных условий шумом. На планшете приведены восстановленные спектры времен поперечной релаксации, восстановленные значения составляющих пористости и проницаемости, а также заданные значения пористости и проницаемости.

Зная истинные значения величин и используя механизмы статистического анализа [5], можно оценить вероятность того, с какой точностью эти значения восстановлены. Таким образом, задаваясь определенной вероятностью, можно говорить о достоверности определения петрофизических характеристик.

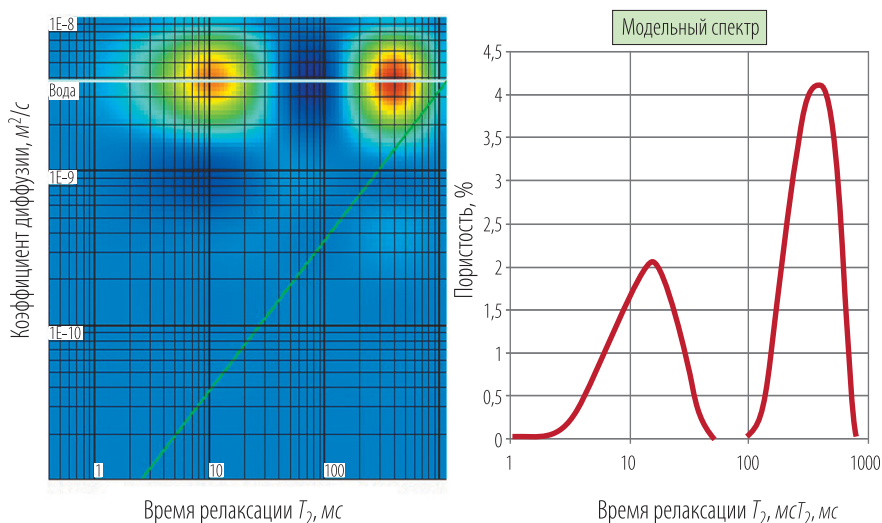


Рис. 3. Модельный спектр водонасыщенного кварцевого песчаника

Статистический анализ восстановленных величин показывает, что моды восстановленных значений общей и эффективной пористости стремятся к заданным значениям (для выборки, приведенной на рис. 4, они равны соответственно 24,82 и 15,88), а закон их распределения близок к нормальному. При этом среднеквадратичное отклонение для величины восстановленной общей пористости составляет 1,14, а эффективной пористости – 0,77.

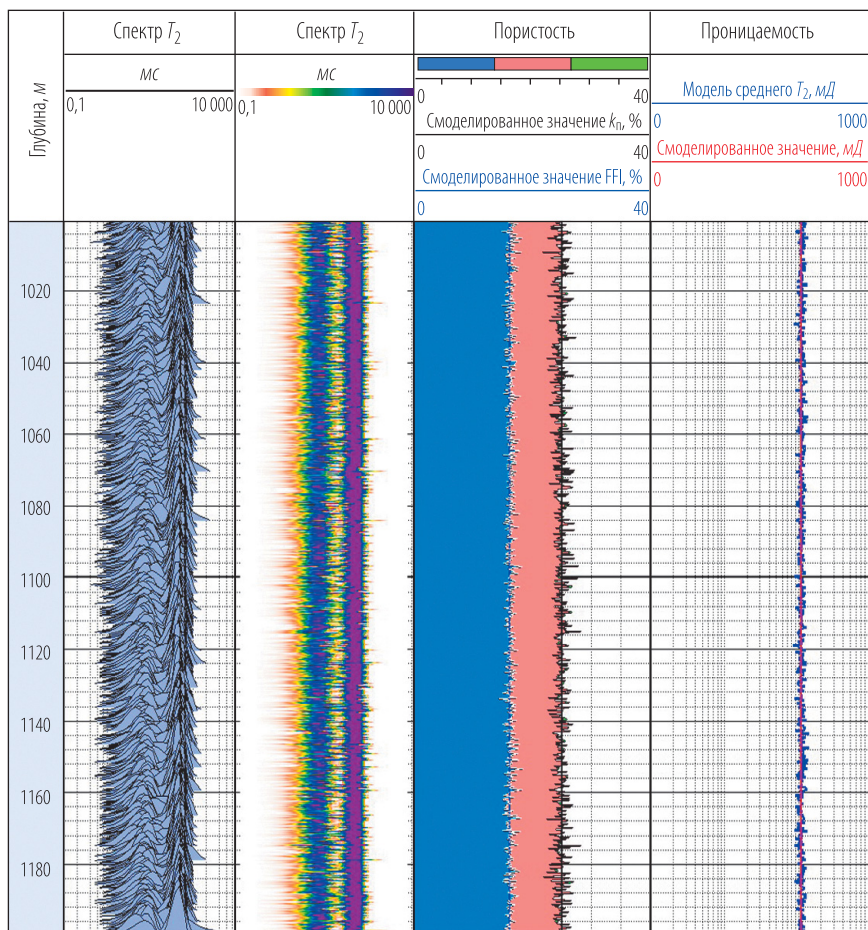


Рис. 4. Пример моделирования пласта-коллектора

Можно также сказать, что с вероятностью 0,68 ошибка в определении общей пористости не превысит 1,14%, а для величины эффективной пористости – 0,77%. С вероятностью 95% ошибка не превысит 2,28% и 1,54% для общей и эффективной пористости соответственно. Разница в точности определения общей и эффективной пористости в данном примере обусловлена большей устойчивостью последнего параметра к аддитивно наложенному случайному сигналу с нормальным распределением. Помеха такого типа вносит гораздо большую неопределенность в восстановление коротких времен релаксации, чем в восстановление длинных времен, характерных для эффективной пористости.

Аналогичные механизмы анализа применимы и к моделям проницаемости. Приведенная в данном примере модель среднего логарифмического времени релаксации с вероятностью 0,68 даст ошибку не более 10 мД для проницаемости порядка сотни мД, то есть ошибка составит менее 10%, что является хорошим показателем при определении проницаемости по данным каротажа с использованием петрофизических моделей.

Необходимо иметь в виду, что полученные результаты справедливы для конкретного программно-методического комплекса [6], смоделированного типа отложений и используемой интерпретационной модели.

Таким образом, устойчивость определения петрофизических характеристик при завышенном уровне шума для отложений смоделированного типа (кварцевых песчаников) достаточно высока и в данном случае не превысит предельных значений, при этом погрешность определения эффективной пористости не превышает погрешности определения общей пористости.

Аналогичные исследования могут быть проведены и для других типов отложений, ЯМР-характеристики которых известны.

Подводя итоги сказанного, можно утверждать, что гарантировать достоверность определения петрофизических характеристик можно только в том случае, когда величина СКО зарегистрированных первичных данных не превышает заданного уровня. При проведении каротажа этого добиваются, используя релаксационные кривые, усредненные по глубине методом скользящего среднего. Количество усредненных кривых варьируется исходя из уровня их зашумленности. Таким методом можно добиться приемлемого уровня СКО первичных данных, принятых для обработки, и обеспечить заданную погрешность

определения петрофизических характеристик. Для рабочих значений проводимости бурового раствора и его температуры необходимое увеличение усреднений по глубине не приводит к критическому ухудшению разрешающей способности.

На практике такая устойчивость оценивается в процессе тестирования аппаратуры ЯМТК в условиях, имитирующих работу прибора в буровом растворе с максимально допустимой проводимостью при высоких температурах. Если при тестировании уровень аппаратурных шумов (СКО единичной исходной релаксационной кривой) не превышает установленного предела, то данные, зарегистрированные прибором в процессе каротажа, являются пригодными для получения петрофизических характеристик исследуемого разреза.

Заключение

При оценке качества материалов ядерно-магнитного каротажа необходимо учитывать, что оно зависит не только от аппаратурной погрешности и самого первичного материала, но и от погрешности, которая вносится при обработке первичных данных и последующего применения интерпретационных моделей. Достоверность получаемых петрофизических характеристик во многом зависит от правильности выбора интерпретационной модели и качества работы алгоритмов обработки первичных данных каротажа и может быть оценена с использованием механизмов моделирования. При этом метод ЯМК предоставляет возможность многократной последующей переобработки и переинтерпретации данных в случае получения дополнительной информации, что позволяет в конечном итоге повысить достоверность результата. Также необходимо отметить, что в корректность интерпретации существенный вклад вносят опыт проведения работ и наработанная база данных, помогающая специалистам-интерпретаторам при поиске правильных решений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Аксельрод С. М. Петрофизическое обоснование ЯМК в поле постоянных магнитов. Методология и результаты лабораторных исследований ЯМР-свойств пород. (По публикациям в американской геофизической печати) // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 1999. Вып. 59. С. 28–47.

2. Зеленов А. С., Сошин С. С., Тарасов С. Ю. Метрологическое обеспечение аппаратуры ядерно-магнитного каротажа в искусственном магнитном поле // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2019. Вып. 2 (296). С. 45–57.
3. Кононенко И. Я., Белорай Я. Л. Эффективность ядерно-магнитных исследований при поисках, разведке и разработке месторождений нефти и газа // Геоинформатика. 2006. № 3. С. 83–90.
4. Мурцовкин В. А. Использование мультирешеточной капиллярной модели для расчета проницаемости по данным ядерно-магнитного резонанса // Коллоидный журнал. 2009. Т. 71. № 5. С. 685–692.
5. Рыжов П. А., Гудков В. М. Применение математической статистики при разведке недр. М.: Недра, 1966. 236 с.
6. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2003612705. NMR Processor / Зеленов А. С., Мурцовкин В. А., Пантюхин В. А., Лобода Д. Р., Велижанин В. А., Тарасов С. Ю., Шеин Ю. Л. Заявка № 2003612597 от 10 декабря 2003 г. Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ 24 декабря 2003 г.
7. Сошин С. С., Хаматдинов Р. Т., Митюшин Е. М., Малинин А. В. Состояние и развитие ядерно-магнитного каротажа сильного поля в ООО «Нефтегазгеофизика» // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2015. Вып. 7. С. 102–106.
8. Тихонов А. Н., Арсенин В. Я. Методы решения некорректных задач. М.: Наука, 1979. 286 с.
9. Хабаров А. В., Иванцев И. М., Саймон Р., Полушкин С. В. Особая роль ядерно-магнитного каротажа при построении модели литологии и проницаемости коллекторов с переменным газонасыщением // Недропользование XXI век. 2017. № 4.
10. Kenyon W. E. Petrophysical Principles of Applications of NMR Logging // The Log Analyst. 1997. Vol. 38. No. 2. P. 21–43.
11. Kubica P. Statistical Tests of Permeability Estimates Based on NMR Measurements. Paper VVV, in 36th Annual Logging Symposium Transactions. 1995: SPWLA.
12. Latour L. L., Kleinberg R. L., Sezginer A. Nuclear Magnetic Resonance Properties of Rocks at Elevated Temperatures // Journal of Colloid and Interface Science. 1994. V. 150. No 2. P. 271–274.
13. Straley C., Rossini D., Vinegar H., Tutunjian P., Morriss C. Core. Analysis by Low-Field NMR // The Log Analyst. 1997. V. 38. No. 2. P. 84–94.

Рецензент канд. техн. наук С. Ю. Рудаковская

УДК 550.832.582

*С. С. Сошин, Р. Т. Хаматдинов, В. Ю. Барляев,
А. В. Малинин, А. С. Зеленов, Ю. Л. Иванов*

ООО «Нефтегазгеофизика»

ОТЕЧЕСТВЕННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ЯДЕРНО-МАГНИТНОГО КАРОТАЖА СИЛЬНОГО ПОЛЯ. СОСТОЯНИЕ И РАЗВИТИЕ

Описываются основные этапы формирования отечественной технологии ядерно-магнитного каротажа в сильном поле (ЯМТК), современное состояние и развиваемые перспективные направления.

Ключевые слова: ядерный магнитный резонанс, приборы ядерно-магнитного каротажа, ядерно-магнитный каротаж.

2 февраля 2001 г. в Оренбургской области было проведено исследование скважины первым отечественным прибором ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) в сильном поле, разработанным и созданным в г. Твери по оригинальной технологии, названной «ядерно-магнитный томографический каротаж» (ЯМТК) [5, 13, 14]. На тот момент на мировом рынке геофизических услуг для исследований скважин методом ядерного магнитного резонанса (ЯМР) в сильном поле присутствовали только два типа приборов: MRIL фирмы Hulliburton и CMR фирмы Schlumberger. Несколько позже на рынок вышла компания Baker Hughes с прибором MREX.

Разработка вышеуказанной технологии началась в г. Твери в ОАО НПП «Тверьгеофизика» в конце 1990-х годов по инициативе и под руководством доктора технических наук Р. Т. Хаматдинова (впоследствии основателя и генерального директора ООО «Нефтегазгеофизика»). Рафис Такиевич сформировал группу специалистов во главе с доктором технических наук Е. М. Митюшиным, которые в короткие сроки уже к 2000 г. сумели создать действующий макет устройства. В группу вошли такие первоклассные специалисты, как В. Ю. Барляев, В. В. Барташевич и В. К. Громцев. Позже, уже в ООО «Нефтегазгеофизика», на основе этой группы был создан отдел ядерно-магнитного каротажа. После получения первых результатов к группе присоединились методисты во главе с доктором физико-математических наук В. А. Мурцовкиным, обеспечившие физико-математическую часть

методологии обработки сигналов ядерного магнитного резонанса, и геолог, кандидат технических наук А. В. Малинин, организовавший службу по обработке и комплексной интерпретации данных ядерно-магнитного каротажа. К настоящему времени технология ЯМТК охватывает сложную динамичную систему производственных операций и процессов, включающих физико-математическое моделирование, разработку программного обеспечения и электронных подсистем аппаратуры, конструирование, метрологическое обеспечение, сервисные работы на скважинах и геологическую интерпретацию геофизических данных. Технология ЯМТК защищена патентами [8, 9] Российской Федерации, патентами США, Канады и ряда европейских стран [15–18]; программно-методический комплекс технологии зарегистрирован Роспатентом [11]; аппаратура сертифицирована для применения в производстве геофизических исследований и работ в скважинах.

Первой реализацией технологии ЯМТК стали центрированные кабельные приборы [8]. Системный подход к разработке аппаратуры с применением современных методов физико-математического моделирования, оригинальные конструкторские и электротехнические решения обеспечили оптимальное соотношение между элементами прибора, в частности зондового устройства (рис. 1), что позволило создать аппаратуру, работоспособную в широких диапазонах условий эксплуатации. Центрированные приборы пригодны к исследованиям в скважинах, заполненных высокоминерализованным буровым раствором с удельным электрическим сопротивлением ($УЭС$) до $0,04 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, при температурах до 150°C и давлением до 120 МПа . Удовлетворительный размер зоны исследования допускает применение аппаратуры в скважинах диаметром до $\approx 260 \text{ мм}$.

На рис. 1 представлена модель распределения сигнала в зоне исследования, которая является участком области ядерного магнитного резонанса, ограниченной специально сформированным радиочастотным полем, генерируемым мультипольной системой токов. Область резонанса формируется полем постоянного магнита.

В качестве примера на рис. 2 приведен участок планшета с результатами работы прибора в сложных условиях при температуре 150°C в высокоминерализованном растворе с $УЭС 0,04 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ в скважине малого диаметра. На диаграмме четко выделяются три карбонатных тела, разделенные плотными перемычками аргиллитов. Зарегистрированная пористость в перспективных прослоях различается и со-

ставляет от 7 до 18%. Основная их особенность – протяженные релаксационные кривые и, соответственно, значительные максимальные времена спектров поперечной релаксации (более 1000 мс), что может свидетельствовать о присутствии легких фракций газированной нефти.

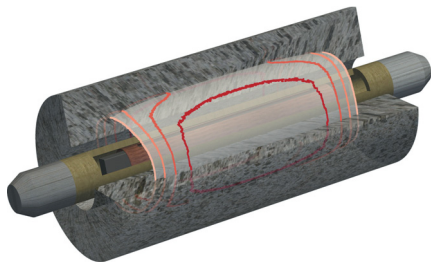


Рис. 1. Зондовое устройство централизованного прибора в скважине

На следующей стадии развития технологии в эксплуатацию были введены приборы прижимной конфигурации [9], в которых радиочастотные поля формируются в основном в относительно узком секторе, а прижимное устройство обеспечивает постоянное примыкание зондовой установки этим сектором к стенке скважины. В результате радиочастотные поля практически полностью оказываются внутри породы (рис. 3), что устраняет негативные эффекты, обусловленные «захватом» бурового раствора зоной исследования, и смягчает требования к степени минерализации буровых растворов. Этот класс аппаратуры ориентирован на скважины большого диаметра, вплоть до 500 мм, с УЭС раствора до 0,02 Ом · м.

Центрированный и прижимной варианты технологии ЯМТК дополняют друг друга, обеспечивая широкий охват объектов исследований. Однако расширение модельного ряда приборов ЯМТК, а также объемов и географии сервисных работ по ЯМК привело к росту производственных и логистических издержек, что поставило перед компанией задачу по оптимизации измерительной системы. Проблема была решена внедрением модульной архитектуры в компоновку прибора. В настоящее время приборы ядерного магнитного каротажа комбинируются из отдельных унифицированных элементов – модулей, оптимизированных к исследованиям в скважинах различного диаметра, солености и степени наклонности. Это позволило умень-

шить издержки при проведении работ, увеличить эксплуатационный ресурс аппаратуры и одновременно обеспечить заказчика всем спектром инструментов ЯМК, в том числе в труднодоступных регионах. В целом в различных своих вариантах аппаратура ядерно-магнитного каротажа производства ООО «Нефтегазгеофизика» нашла широкое применение в большинстве нефтегазоносных провинций России – от Калининграда до Камчатки, в ближнем и дальнем зарубежье, на месторождениях Северной и Южной Америки, Африки, Ближнего Востока. Ниже подробно описаны два варианта компоновки приборов ЯМТК, предназначенные для исследований в наклонно-направленных скважинах и в скважинах малого диаметра.

Переход на бурение скважин малого диаметра (СМД) [12] является одним из методов сокращения операционных и капитальных затрат при строительстве скважин. Так, в компании «ЛУКОЙЛ», где бурение скважин малого диаметра применяют, в частности, для вовлечения в разработку остаточных извлекаемых запасов нефти, уменьшение диаметров обсадных колонн и применение мобильных буровых установок малой грузоподъемности снизило стоимость строительства скважин на 25% [4].

Однако выполнение ГИС методом ядерного магнитного резонанса на таких объектах до недавнего времени не представлялось возможным из-за большого диаметра соответствующей скважинной аппаратуры. Это обусловлено сложностью формирования необходимых конфигураций статических и радиочастотных полей источниками, скомпонованными в малых объемах, и обеспечения требуемого качества принимаемого сигнала. С применением современных технологий и методов физико-математического моделирования удалось создать и ввести в эксплуатацию аппаратуру малого диаметра (108 мм) для скважин с диаметром открытого ствола 137 мм и более в соответствии с требованиями РД 153-39.0-072-01 [10]. Эффективность разработки подтверждена десятками успешных исследований. Примером регистрации данных в СМД является рис. 2, где приведены результаты обработки каротажа в скважине с диаметром открытого ствола 139 мм, выполненного, как описано выше, в высокоминерализованном растворе при температуре 150 °С. В настоящее время в строй вводится самая тонкая в мире на текущий момент аппаратура ЯМТК диаметром 90 мм, предназначенная для работ на объектах с минимальным диаметром открытого ствола 115 мм.

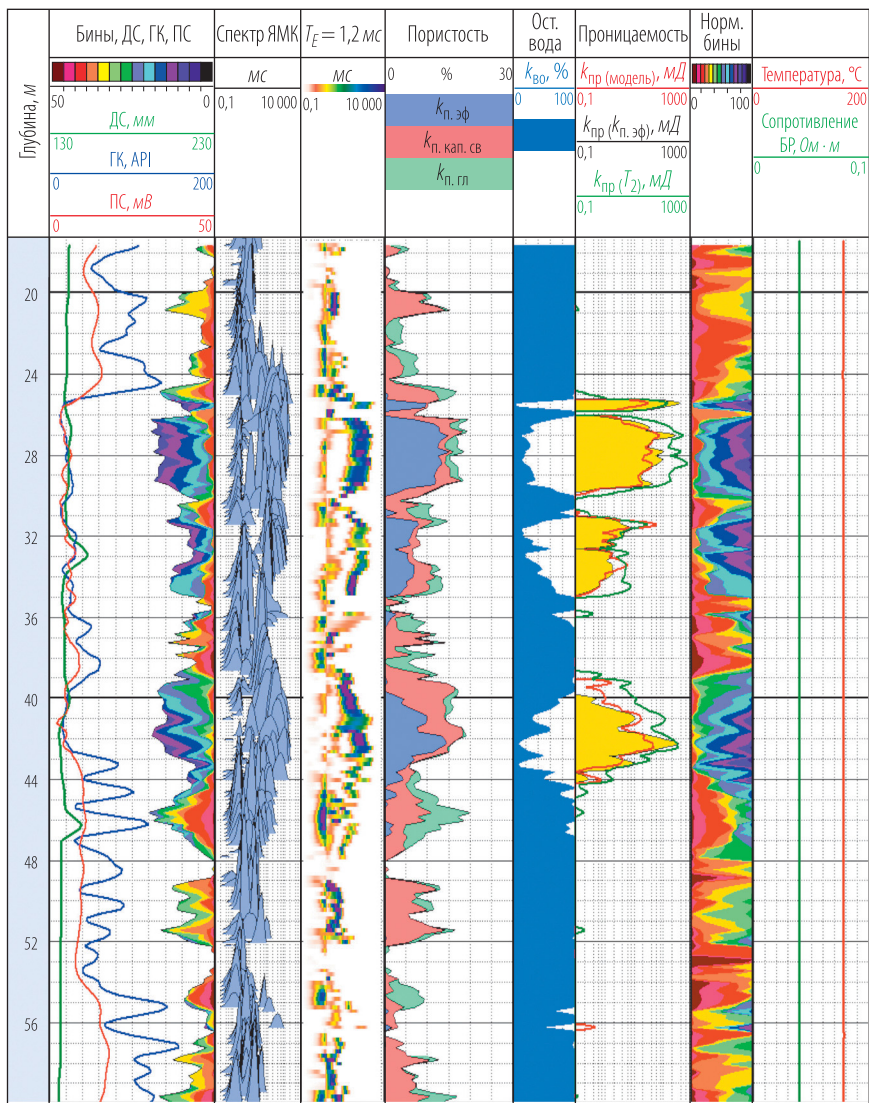


Рис. 2. Планшет с результатами каротажа центрированным прибором ЯМТК в глубокой высокотемпературной скважине (150 °C) с УЭС раствора 0,04 Ом · м; отложения нижнего триаса

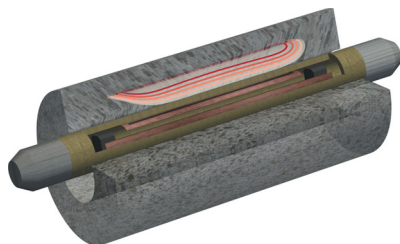


Рис. 3. Зондовое устройство прижимного прибора в скважине

Другим направлением развития технологии ЯМТК являются исследования в наклонно-направленных скважинах. Рост объемов наклонно-направленного бурения с углами отклонения ствола скважин от вертикали более чем на 30° , в том числе горизонтальных, потребовал разработки аппаратуры, совместимой со специальными методами доставки скважинных приборов в интервал исследований, основным из которых является доставка с помощью бурового инструмента. Такая измерительная система может быть реализована двумя путями: во-первых, посредством применения так называемого «мокрого контакта», обеспечивающего электрическую связь геофизического прибора с каротажным кабелем и сопряжение последнего с инструментом, во-вторых – через применение бескабельных автономных измерительных систем. Последний подход реализован в автономной компоновке приборов ЯМТК (рис. 4), питание которой осуществляется батарейной сборкой, поддерживающей непрерывное функционирование аппаратуры на протяжении не менее 10 часов. Управление измерительным процессом осуществляется специальным модулем, ответственным за регистрацию данных, их накопление и автоматическое тестирование аппаратуры во время исследования. Качество геофизических данных, регистрируемых в автономной компоновке, и объем решаемых геологических задач полностью эквивалентны таковым для кабельного варианта. На рис. 5 представлен планшет с результатами каротажа автономной компоновкой. Дополнительно на планшет для продуктивных пластов-коллекторов нанесены в виде 2D-карт результаты регистрации двумерных ЯМР-исследований в координатах $T_2 - D$ (время поперечной релаксации – коэффициент диффузии). Выделенные пласты сложены мощным алевропесчаным телом, осложненным карбонатизированными прослоями.

По ЯМК в отдельных прослоях отмечаются признаки присутствия «живой», газированной нефти, зарегистрированы также аномалии остаточной нефти. 2D-карты не только подтверждают характер насыщения этих прослоев, но также предоставляют дополнительную информацию о вязкости флюида (его коэффициенте диффузии), находящегося в зоне исследования.

Отсутствие кабеля и доставка аппаратуры на инструменте не только открывают для метода новые объемы на рынке ГИС, но и снижают риски возникновения аварийных ситуаций при исследованиях на сложных, в том числе вертикальных, объектах, отягощенных потенциальной возможностью различных геологических осложнений.

В то же время аппаратура ЯМТК не исключает применения метода «мокрого контакта». С этой целью компоновка кабельных приборов была доработана до совместимости с некоторыми вариантами российских реализаций такого способа доставки аппаратуры.

В компоновку приборов ЯМТК могут входить модули гамма-мето-



Рис. 4. Автономный прибор ЯМТК на спуске в скважину

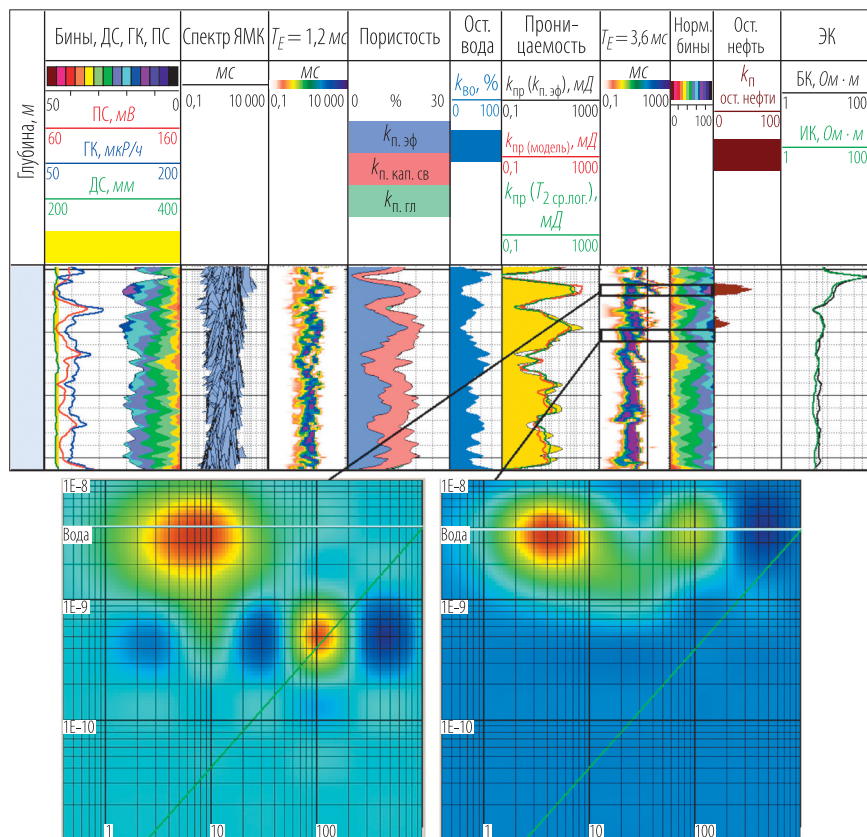


Таблица 1

Характеристики модуля СГК

Технические данные и основные параметры	Значения параметра
Диапазон измерения массового содержания тория (THOR), %	от 0,3 до $200 \cdot 10^{-4}$
Основная погрешность измерения, %	$\pm 1,5 \cdot 10^{-4}$, 10% при THOR > $15 \cdot 10^{-4}$ %
Диапазон измерения массового содержания урана (URAN), %	от 0,3 до $200 \cdot 10^{-4}$
Основная погрешность измерения, %	$\pm 1,5 \cdot 10^{-4}$, 10% при URAN > $15 \cdot 10^{-4}$ %
Диапазон измерения массового содержания калия (POTA), %	от 0,2 до 20
Основная погрешность измерения, %	0,3
Чувствительность, (имп/мин)/(мкР/ч), не менее	1500
Скорость каротажа в активном (терригенном) разрезе ($J_{ГК} > 4-5$ мк/ч), м/ч	Общие исследования: от 140 до 180 м/ч; детальные: от 80 до 120 м/ч
Скорость каротажа в низкоактивном (карбонатном) разрезе ($J_{ГК} < 4-5$ мкР/ч), м/ч	Общие исследования: от 140 до 150 м/ч; детальные: от 60 до 100 м/ч
Тип детектора	CsI(Na) сцинтилляционный

ГИС методом ядерно-магнитного каротажа по технологии ЯМТК в общем случае позволяет определять следующие параметры:

- регистрация в скважине релаксационных кривых от пластовых флюидов методом ядерного магнитного резонанса;
- вычисление спектров пластовых флюидов;
- вычисление двумерных распределений пористости по (T_2 , T_1) и (T_2 , D).
- определение общей и эффективной пористостей, абсолютной проницаемости в поточечном режиме;
- исследование строения и цикличности формирования разрезов;
- выделение коллекторов с оценкой фильтрационной неоднородности;
- выделение интервалов с присутствием потенциально подвижной нефти в зоне исследования ЯМК на независимой от электрического каротажа физической основе.

Ограничения ЯМК, связанные с наличием в пластах газа или тяжелых нефтей (битума), достаточно надежно снимаются в комплексе с ГИС ЭК и РК, позволяя оценивать содержание битуминоидов [14] и параметры газонасыщенных пластов [3].

Единство измерений достигается метрологическим сопровождением аппаратуры, которое включает в себя как испытания на сравнение измеряемых параметров с эталонными, так и аттестацию приборов по соответствию измеряемых параметров теоретическим представлениям ядерного магнитного резонанса [1, 6].

Результаты применения технологии ЯМТК подтверждены опытом исследований на сотнях скважин, выполненных в различных геологических условиях. Обширная база данных по применению ЯМК в совокупности с оригинальными интерпретационными моделями и методиками, в частности [2, 7], позволяют в процессе исследований дать надежные количественные решения следующих задач:

- определение по всему интервалу каротажа комплекса фильтрационно-емкостных свойств разреза и на этой основе выделение коллекторов;
- изучение геологического строения и цикличности формирования разреза;
- выделение интервалов с присутствием потенциально подвижной остаточной нефти в зоне исследования ЯМК на основе отличия по величине вязкости от воды (фильтрата);
- определение насыщенности породы различными видами углеводородов.

Результаты ЯМК рекомендованы к использованию Методическими рекомендациями по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом, согласованными с ГКЗ МПР России.

В целом можно сказать, что технология ЯМТК представляет собой полную систему методов и инструментов для решения задач разведочной и промысловой углеводородной геофизики методом ядерного магнитного резонанса. Технология востребована на практике и динамично развивается в соответствии с запросами рынка геофизических услуг. Основные характеристики различных компоновок приборов ЯМТК приведены в табл. 2.

Таблица 2

Характеристики приборов ЯМТК
(через косую черту указаны варианты для разных компоновок)

Компоновка Характеристики	Кабельная, центрируемая	Кабельная, прижимная	Автономная
Максимальная температура, °C	120/150	120/150	110
Максимальное давление, МПа	120	120	120
Диаметр открытого ствола, мм	от 137 до 260	от 190 до 500	от 132 до 260
Максимальный диаметр, мм	108/126/155	155	108/126/155
Частота, кГц	≈ 600	≈ 600	≈ 600
Градиент в зоне исследования, Гс/см	20	20	20
Минимальное время раздвижки, T_E , мс	0,7	0,7	0,7
Количество эх	до 1000	до 1000	до 1000
Скорость каротажа, м/ч	от 80 до 150	от 80 до 150	от 80 до 150
Погрешность измерения пористости, %	2	3	2
Вертикальное разрешение, мм	620	620	620
Соппротивление бурового раствора, Ом · м	> 0,04	> 0,02	> 0,06

ЛИТЕРАТУРА

1. Зеленов А. С., Сошин С. С., Тарасов С. Ю. Метрологическое обеспечение аппаратуры ядерно-магнитного каротажа в искусственном магнитном поле // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2019. Вып. 2 (296). С. 45–57.
2. Малинин А. В. О некоторых возможностях ядерно-магнитного каротажа при геолого-техническом моделировании // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2004. Вып. 3–4 (116–117). С. 23–43.
3. Малинин А. В., Тарасов С. Ю., Дубницкий И. Р. и др. Опыт применения ядерно-магнитного каротажа для изучения газовых залежей // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2019. Вып. 4 (298). С. 30–42.
4. Мещеряков К. А., Фефелов Ю. В. 10 лет бурения скважин малого диаметра // Деловой журнал Neftegaz.ru. 2020. № 3, 5. С. 43–44.
5. Митюшин Е. М., Барляев В. Ю., Мурцовкин В. А., Хаматдинов Р. Т. Первый российский прибор ядерно-магнитного каротажа с использованием поля постоянных магнитов // Геофизика. 2002. № 1. С. 43–50.

6. Митюшин Е. М., Хаматдинов Р. Т., Громцев В. К., Сошин С. С. Состояние и развитие сильного поля ядерно-магнитного каротажа в ООО «Нефтегазгеофизика» // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2013. Вып. 3 (225). С. 56–69.
7. Мурцовкин В. А. Использование мультирешеточной капиллярной модели для расчета проницаемости по данным ядерного магнитного резонанса // Коллоидный журнал. 2009. Т. 71. № 5. С. 685–692.
8. Патент № 2181901 РФ. Способ каротажа с использованием ядерно-магнитного резонанса и устройство для его осуществления / Митюшин Е. М., Барляев В. Ю., Хаматдинов Р. Т. 2002.
9. Патент № 2367982 РФ. Способ каротажа с использованием ядерно-магнитного резонанса и устройство для его осуществлени / Митюшин Е. М., Сошин С. С., Хаматдинов Р. Т. 2009.
10. РД 153-39.0-072-01. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. М.: Изд-во ГЕРС, 2002. 272 с.
11. Свидетельство № 2003612705 об официальной регистрации программы для ЭВМ NMR Processor / Зеленов А. С., Мурцовкин В. А., Пантюхин В. А., Лобода Д. Р., Велижанин В. А., Тарасов С. Ю., Шеин Ю. Л. 2003.
12. Тахаутдинов Ш. Ф., Хисамов Р. С., Нуриев И. А. и др. Скважины малого диаметра: опыт бурения и эксплуатации, перспективы развития // Нефтяное хозяйство. 2009. № 7. С. 23–25.
13. Хаматдинов Р. Т., Митюшин Е. М., Барляев В. Ю., Мурцовкин В. А., Малинин А. В. Ядерно-магнитный томографический каротаж // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2002. Вып. 100. С. 138–169.
14. Khamatdinov R., Mityushin E., Murtsovkin V., Tiller D., Jonkers J. Field Test of a New Nuclear Magnetic Resonance Tool // SPWLA 44 Annual Logging Symposium, 2003. Paper AAA.
15. Mitjuschin E. M., Barlyaew V. J., Chamatdinow R. T. Verfahren der Bohrlochmessung Mittels Kernmagnetischer Resonanz und Vorrichtung zur Verwirklichung des Verfahrens. 2015.
16. Patent US7075298. Method and Apparatus for Well Logging Using NMR with a Long Conductive Rare-Earth Magnet and Excitation Compensation in the Area of the Long Magnet / Mityushin E. M., Khamatdinov R. T., Barlyaev V. J. 2006.
17. Patent CA2432230. Method for Well Logging Using Nuclear Magnetic Resonance and Device for Carrying out Said Method / Mityushin E. M., Khamatdinov R. T., Barlyaev V. J. 2002.
18. Patent GB2387233. Method for Well Logging Using Nuclear Magnetic Resonance and Device for Carrying out Said Method / Mityushin E. M., Khamatdinov R. T., Barlyaev V. J. 2005.

Рецензент доктор геол.-минер. наук, проф. Ю. И. Кузнецов

УДК 550.832.7

Ю. Л. Шеин, О. М. Снежко, Б. В. Рудяк, Л. И. Павлова

ООО «Нефтегазгеофизика»

ОПРЕДЕЛЕНИЕ УДЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ПЛАСТОВ В НАКЛОННЫХ СКВАЖИНАХ С НЕОДНОРОДНЫМИ ВМЕЩАЮЩИМИ ПОРОДАМИ

Предложена методика определения продольного электрического сопротивления пластов, описано программное обеспечение, реализующее данную методику. Даны примеры обработки данных прибора 5ИК в наклонных скважинах.

Ключевые слова: электромагнитный каротаж, удельное электрическое сопротивление, обратная задача, неоднородные вмещающие породы, наклонная скважина.

В настоящее время в наклонных и в горизонтальных скважинах обработка данных зондов электромагнитного каротажа (ЭМК – ИК, ВИКИЗ) с целью определения удельного электрического сопротивления (УЭС) пластов, как правило, выполняется по программам и методикам, разработанным для вертикальных скважин. В результате определение УЭС продуктивных пластов при таком подходе может приводить к значительным неконтролируемым погрешностям и, как следствие, к ошибочным заключениям о характере насыщения коллекторов. Для решения этой проблемы была разработана методика определения УЭС пластов в наклонных скважинах по данным ЭМК, использующая программную реализацию обратной задачи для модели пласта ограниченной мощности без скважины с неоднородными вмещающими породами.

Ниже кратко изложена методика определения продольного электрического сопротивления пластов (ρ_n) по данным зондов прибора 5ИК-90А в наклонных скважинах с учетом зенитного угла наклона ствола скважины (α) и влияния неоднородных вмещающих пород, а также приведены примеры применения этой методики в модельных и реальных разрезах.

Решение обратной задачи (определение величины ρ_n) основано на поиске минимума целевой функции $\Phi(\rho_n)$:

$$\Phi(\rho_n) = \sum_{j=1}^{N_{\text{зонд}}} \sum_{i=1}^{N_z} \theta_i \cdot W^2(j, i), \quad (1)$$

где ρ_n – массив искоемых значений истинных сопротивлений пластов;

$N_{\text{зонд}}$ – число зондов, участвующих в обработке; N_z – количество точек по оси Z выбранного интервала обработки, в которых выполнена запись зондами; θ_i – весовой множитель, характеризующий значимость вклада данной точки i в целевую функцию Φ ; $W(j, i)$ – величина невязки j -го зонда в i -й точке:

$$W(j, i) = \frac{\gamma_{k,j,i}^{\Phi} - \gamma_{k,j,i}^T(\rho_n)}{\sqrt{(\Delta_j^{\text{mul}} \cdot \gamma_{k,j,i}^{\Phi})^2 + (\Delta_j^{\text{add}})^2}}. \quad (2)$$

Здесь $\gamma_{k,j,i}^{\Phi}$ – измеренное (фактическое) значение кажущейся электропроводимости (КП) i -го зонда ИК в j -й точке; $\gamma_{k,j,i}^T(\rho_n)$ – соответствующее теоретическое значение КП, найденное посредством решения прямой задачи согласно [1, 2] в предположении, что угол α известен (рассчитывается по данным инклинометрии); Δ_j^{mul} , Δ_j^{add} – максимально допустимые значения мультипликативной и аддитивной составляющих погрешности измерений j -го зонда (для зондов ИК берутся $\Delta_j^{\text{mul}} = 0,05$, $\Delta_j^{\text{add}} = 5$ мСм/м, что соответствует максимально допустимым искажениям масштаба записи $\pm 5\%$ и сдвигов нуля ± 5 мСм/м).

Так как изучаемый пласт находится в неоднородных вмещающих породах с неизвестными сопротивлениями, то эти породы разбиваются на относительно однородные интервалы, а сама задача сводится к минимизации функции нескольких переменных (общее число неизвестных УЭС пластов). Поскольку число переменных, как правило, достаточно большое, а прямая задача в наклонной скважине [1, 2] для нескольких зондов ИК решается не очень быстро, то определение сопротивлений пласта и вмещающих может составлять несколько часов.

При решении прямой задачи [1, 2, 6, 7] используется модель непроницаемого пласта ограниченной мощности без скважины в неоднородных вмещающих породах, поэтому при решении обратной задачи следует брать фактические кривые кажущихся проводимостей зондов ИК, исправленные за влияние скважины. При этом сделано допущение, что ствол наклонной скважины пересекает пласты без зоны проникновения со строго горизонтальными границами. В случае обнаружения влияния на показания коротких зондов зоны проникновения в пласте-коллекторе они исключаются из обработки. По умолчанию коэффициенты анизотропии пласта и вмещающих полагаются равными 1,1, однако при наличии априорной информации их величины могут меняться.

Входными данными программы решения обратной задачи являются:

- величина зенитного угла α (как указано выше, берется из инклинометрии);
- список зондов, участвующих в обработке;
- кривые кажущейся проводимости зондов, исправленные за влияние скважины;
- границы пласта и однородных интервалов во вмещающих породах;
- начальное приближение УЭС разреза (кусочно-постоянная кривая RT0).

Выбор начального приближения RT0 имеет большое влияние на скорость решения обратной задачи. Очевидно, чем ближе начальное приближение к искомому решению, тем быстрее это решение будет найдено. По этой причине предлагается кривую RT0 определять как результат поплавовой обработки в программе LogWin-ЭК по методике для вертикальных скважин [5, 8]. Вмещающие породы могут быть представлены несколькими пластами с разными электрическими параметрами (ρ_n , λ_n). Предполагается, что самый верхний и самый нижний пласты имеют бесконечную мощность.

Таким образом, задача сводится к поиску во всех пластах значений УЭС, обеспечивающих максимальное совмещение расчетных кривых КП с соответствующими фактическими кривыми в искомом пласте и вмещающих его породах для всех участвующих в обработке зондов. В процессе поиска решений рассчитываются также кривые невязок для каждого зонда ИК и уровень соответствия W для найденного значения ρ_n^* :

$$W = \sqrt{\frac{\Phi(\rho_n^*)}{(N_{\text{зонд}} \cdot \sum_{i=1}^{N_z} \theta_i)}}. \quad (3)$$

Кроме того, в программе предусмотрена оценка погрешностей определения искомых сопротивлений, обусловленная погрешностями измерений зондов. Оценка погрешностей основана на методике, изложенной в [3]. Если уровень соответствия $W \leq 1$, то можно говорить о том, что теоретические кривые КП в среднем по зондам и точкам на диаграммах записи хорошо согласуются с фактическими кривыми.

Кривые невязок зондов $W(j, i)$ демонстрируют величину отклонения теоретических кривых КП для найденного решения ρ_n^* от фактических кривых КП для каждого зонда в отдельности и в каждой точке регистрации. Если невязки лежат в интервале $-1 \leq W(j, i) \leq +1$, то можно говорить о хорошем совпадении теоретических кривых КП с фактическими кривыми. Это позволяет контролировать качество входных данных и достоверность найденных параметров пласта.

Программа позволяет жестко фиксировать значение УЭС для одного или нескольких однородных интервалов во вмещающих породах (например, если имеется априорная информация о них по пилотной скважине). В этом случае ищутся сопротивления во всех остальных выделенных пластах.

Методика определения УЭС пластов содержит следующие этапы:

1. Отбивка границ искомого пласта и окружающих его вмещающих пластов (по данным НК, ГК, ГГК).
2. Выбор комплекса зондов, данные которых будут приниматься в расчет при поиске электрических параметров разреза.
3. Внесение необходимых корректур, в том числе за скважину в кривые КП выбранных зондов.
4. Выбор начального приближения RT_0 .
5. Определение искомых параметров разреза (RT) с помощью специализированного программного модуля.
6. Анализ полученных результатов и принятие решений.

Отбивка границ предполагается по стандартной процедуре по данным НК, ГК, ГГК в программе LogWin-ЭК [5].

Особое внимание следует уделять выбору комплекса зондов, участвующих в обработке, поскольку на короткие зонды комплекса сильное влияние могут оказывать скважина и зона проникновения, а на длинные – вмещающие породы. Данные длинных зондов ЗИ2,05 и ЗИ1,26 можно использовать, когда истинная мощность искомого пласта ($h_{п.и}$) составляет не менее 2,5 и 1,6 м соответственно, причем истинные мощности вмещающих пород ($h_{вм.и}$) и в кровле, и в подошве пласта должны браться, соответственно, также не менее 3 и 2,0 м. Данные коротких зондов можно использовать только в пластах без зоны проникновения и при наличии профилометрии, резистивиметрии и проведении каротажа с отклонителями, то есть при возможности корректного учета влияния скважины.

Внесение корректур (например, сдвигов нулевых линий КП зондов ИК) – процедура, которая может быть выполнена как в программе LogPWin [4], так и в программе LogWin-ЭК [5, 8].

В качестве начального приближения RT0 рекомендуется использовать результаты, полученные по методике для вертикальных скважин [5, 8] во всех выделенных пластах рассматриваемого интервала обработки. В тонких пластах, из-за сильного влияния вмещающих пород на длинные зонды 5ИК, при построении RT0 рекомендуется использовать в обработке лишь один-два средних зонда комплекса 5ИК (ЗИ0,5, ЗИ0,85). Если есть априорные данные по значениям ρ_n и λ_n во вмещающих породах, полученные в пилотной скважине, то они могут быть использованы при формировании кривой RT0 с указанием фиксированных значений ρ_n и λ_n в этих вмещающих интервалах. Тогда при решении задачи эти величины изменяться не будут, что приведет к повышению устойчивости задачи поиска электрических параметров разреза RT на выделенном интервале и существенному сокращению времени этого поиска.

Определение искоемых параметров разреза RT осуществляется выбором соответствующего пункта меню в программе LogWin-ЭК с помощью специализированного программного модуля.

Полученные в программе результаты следует проанализировать на предмет их достоверности и принять решение. Если уровень соответствия и кривые невязок имеют приемлемые значения ($W \leq 1$; $|W(j, i)| \leq 1$), то можно считать, что искоемые параметры разреза найдены правильно, и они могут быть использованы для геологической интерпретации. В противном случае необходимо убедиться в качестве исходных материалов (при необходимости внести корректуры), проверить правильность отбивки границ и выбор зондов, участвующих в обработке. После внесенных изменений процедуру следует повторить.

Предполагается, что практически все осадочные породы анизотропны относительно электросопротивлений, поэтому при отсутствии данных о величине коэффициента анизотропии его значение принимается по умолчанию равным 1,1. При необходимости значение λ_n корректируется. Например, в глинах значение λ_n может находиться в пределах 1,5–2,5. В рассматриваемых ниже примерах обработки использовались значения $\lambda_n = 1,1$, поскольку данные в пилотных скважинах отсутствовали.

Ниже приведены результаты обработки данных ЭМК в скважинах с большим углом наклона на модельных и скважинных материалах.

Для удобства анализа материалов полученные в результате решения обратной задачи теоретические кривые КП были исправлены за скин-эффект, то есть получены теоретические кривые КС, которые используются в дальнейшем при сравнении с фактическими кривыми КС, исправленными за влияние скважины.

Для изучения влияния вмещающих пород на показания зондов ЭМК для наклонной скважины ($\alpha = 70^\circ$) был рассчитан модельный разрез. Ствол скважины пересекает пласты различной мощности, находящиеся в относительно низкоомных однородных вмещающих породах. Значения УЭС высокоомных пластов приняты одинаковыми ($\rho_{\text{п}} = 50 \text{ Ом} \cdot \text{м}$), а истинная мощность ($h_{\text{п.и}}$) составляет 2, 4, 6, 8 м. Они находятся во вмещающих пластах с $\rho_{\text{вм}} = 5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ и $h_{\text{вм.и}} = 6,0 \text{ м}$. Кривые КП и КС зондов 5ИК и УЭС самого модельного разреза представлены на рис. 1. Отмечается логичное увеличение влияния низкоомных вмещающих пород на показания зондов ЭМК в высокоомных пластах при уменьшении их мощности. Поскольку реактивные компоненты КП зондов ИК наиболее подвержены влиянию вмещающих пород, рекомендуется их использовать в разрезах, представленных мощными низкоомными продуктивными пластами.

Для высокоомных одиночных пластов с $\rho_{\text{п}} = 50, 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ ($h_{\text{п.и}} = 4,0 \text{ м}$) и однородными вмещающими пластами ($\rho_{\text{вм}} = 5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$), вскрытыми под различными углами, были рассчитаны модельные кривые КП и КС зондов 5ИК-90А. Затем в предположении, что это фактические скважинные данные, была проведена обработка этих кривых по рассматриваемой методике определения УЭС искомого пласта с учетом влияния вмещающих пород. Были опробованы два варианта выбора начального приближения RT0. В первом в качестве RT0 были взяты попластовые отсчеты модельной кривой УЭС (RPM), во втором использовался результат попластовой обработки по методике для вертикальных скважин. Восстановленные таким образом параметры разреза RT (УЭС пластов) совпали между собой и с его исходными параметрами, а значения невязок у каждого зонда оказались практически равными нулю.

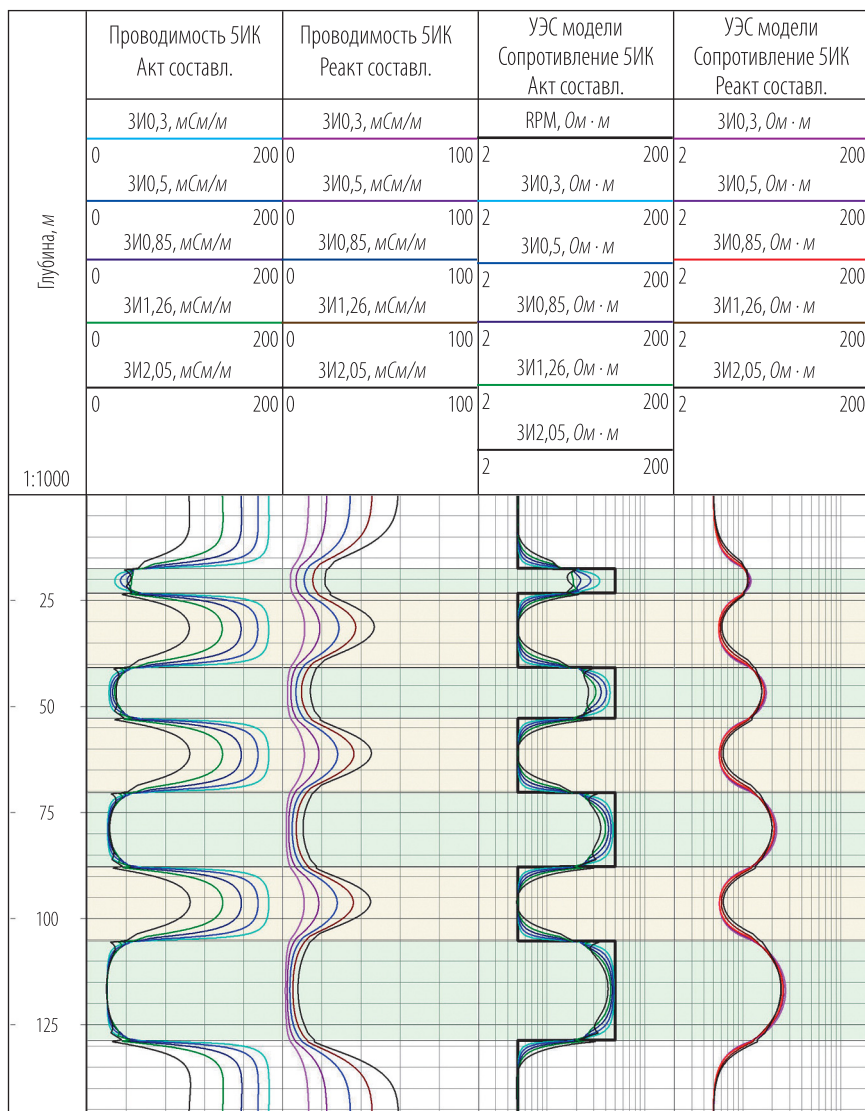


Рис. 1. Результаты расчета кривых КП и КС зондов 5ИК для модельного разреза наклонной скважины. Параметры модельного разреза: $\rho_n = 50 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $h_{n,i} = 2; 4; 6; 8 \text{ м}$; $\rho_{bm} = 5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $h_{bm,i} = 6,0 \text{ м}$; $\lambda_n = \lambda_{bm} = 1,1$; $\alpha = 70^\circ$

Следующий пример обработки также основан на модельных материалах. Но на этот раз тот же искомый пласт ($\rho_{\text{п}} = 50 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $h_{\text{п.и}} = 4 \text{ м}$) окружен неоднородными вмещающими породами в кровле ($\rho_{\text{вм.кр.и}} = 5; 20; 100; 5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $h_{\text{вм.кр.и}} = 1,84; 1,5; 1,5; 2,0 \text{ м}$) и подошве ($\rho_{\text{вм.под.и}} = 10; 100; 30; 5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $h_{\text{вм.под.и}} = 2,0; 1,0; 2,0; 2,0 \text{ м}$). Кривые КП и КС зондов 5ИК, рассчитанные в интервале 80–132 м, представлены на рис. 2. Обработка данных ЭМК также была проведена для двух тех же самых вариантов выбора начального приближения УЭС пластов RT0. Как и в предыдущем случае, независимо от выбора начального приближения восстановленные значения УЭС (RT) искомого пласта и вмещающих его пластов равны их модельным значениям, а невязки у всех зондов 5ИК равны нулю. При этом величина абсолютной погрешности определения параметра RT в искомом пласте составляет $\pm 6,8 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ (или 14%).

Отсюда можно сделать следующие выводы.

1. Выбранная процедура поиска минимума целевой функции (1) сходится, а программа обработки работает правильно при определении RT с учетом влияния однородных и неоднородных вмещающих пород.

2. При определении УЭС пласта в неоднородных вмещающих породах в наклонной скважине выбор в качестве начального приближения RT0 результата поплавовой обработки по методике для вертикальных скважин позволяет ускорить процедуру поиска решения в несколько раз.

Ниже приведены результаты опробования разработанной методики на фактических данных каротажа 5ИК-90А, полученных в наклонных скважинах. Опыт обработки данных ЭМК в таких скважинах показал, что продуктивные пласты, как правило, окружены неоднородными вмещающими породами, которые представлены несколькими тонкими пластами с разными значениями УЭС и мощности.

Рассмотрим скважину № 1, пробуренную с раствором на углеродной основе (РУО), в которой проведен картаж аппаратурой 5ИК-90А и PerisCore (LWD) фирмы «Шлюмберже». В интервале 2702,2–2709,5 м под углом 71° вскрыт продуктивный пласт-коллектор, мощность которого $h_{\text{п.и}}$ равна 2,5 м. На рис. 3 этот пласт и вмещающие его пласты закрашены синим и зеленым цветом соответственно. Вмещающие породы представлены 10 пластами, они неоднородны по УЭС (около 4–15 $\text{Ом} \cdot \text{м}$) и имеют весьма небольшие толщины ($h_{\text{вм.и}} = 0,2\text{--}0,9 \text{ м}$). Для обработки данных выделен весьма значительный интервал 2694–2718,7 м ($h_{\text{п}} = 8,2 \text{ м}$), который включает и продуктивный, и вмещающие его пласты.

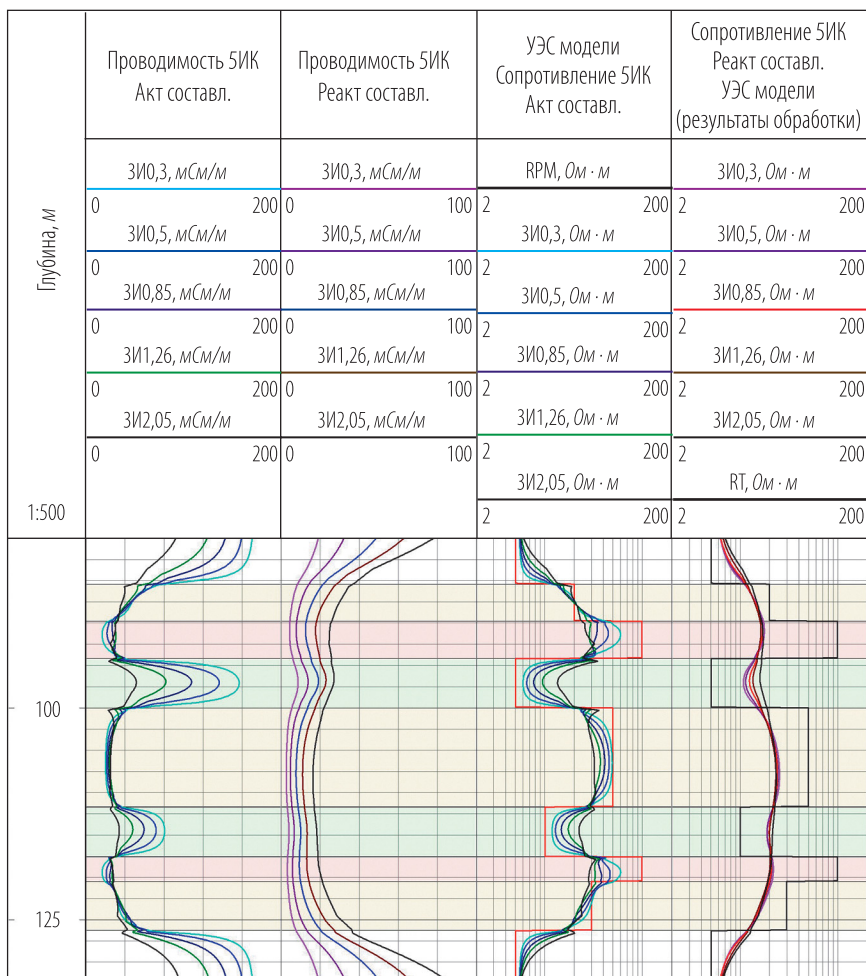


Рис. 2. Результаты определения УЭС пласта (инт. 100,0–111,7 м) по данным 5ИК-90А в модельном разрезе наклонной скважины с учетом влияния неоднородных вмещающих пород. Параметры модельного разреза: $\alpha = 70^\circ$; $\rho_n = 50 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $h_{п.и} = 4 \text{ м}$; $\rho_{вм.кр} = 5; 20; 100; 5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $h_{вм.кр.и} = 1,84; 1,5; 1,5; 2,0 \text{ м}$; $\rho_{вм.под} = 10; 100; 30; 5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $h_{и.вм.под.и} = 2,0; 1,0; 2,0; 2,0 \text{ м}$; $\lambda_n = \lambda_{вм} = 1,1$

Самый короткий зонд ЗИ0,3 при обработке не использовался, поскольку значение определяемого им КС значительно больше КС зонда ЗИ0,5, что является признаком влияния зоны повышающего проникновения. Кривая УЭС начального приближения RT0 была сформирована по результатам попластовой обработки, рекомендуемой для вертикальных скважин, причем во вмещающих пластах – по данным зонда ЗИ0,5 (как наименее подверженного влиянию вмещающих пород), а в пласте-коллекторе – по данным трех зондов ЗИ0,5; ЗИ0,85; ЗИ1,26 (как наименее подверженных влиянию зоны проникновения и вмещающих пород). Данные длинного зонда ЗИ1,26 были взяты по причине достаточной мощности пласта коллектора ($h_{\text{пл}}$ равно 2,4 м).

Поскольку значение УЭС вмещающих пластов предполагалось неизвестным (не использовались материалы пилотной скважины), то при обработке уточнялись значения УЭС как пласта-коллектора, так и вмещающих его пластов. Результаты обработки приведены на рис. 3. Рассчитанное значение УЭС (RT) продуктивного пласта равно 29,2 Ом · м, что на 36% больше заданного начальным приближением значения УЭС (RT0). Во вмещающих породах также наблюдается подобное расхождение, которое в наиболее тонких пластах достигает 23–49%.

Полученное значение RT пласта можно считать достаточно достоверным, так как величина абсолютной погрешности составляет $\pm 3,3$ Ом · м (или 11%), а уровень соответствия равен 0,34. При этом невязки отдельных зондов ИК в продуктивном пласте не превышают 0,35, и только во вмещающих пластах и на границах пластов они достигают 0,72–1,16, вероятно, по причине неоднородности вмещающих пород и погрешности отбивки границ пластов и пропластков.

Достоверность полученных результатов подтверждают и данные, полученные с помощью аппаратуры Periscope (LWD) фирмы «Шлюмберже» (рис. 3) в процессе бурения раньше, чем был выполнен каротаж прибором 5ИК-90А. Для удобства анализа результатов обработки кривая КС короткого зонда Periscope (P16H) помещена во все три окна с кривыми КС. В пласте-коллекторе значения УЭС, полученные по данным 5ИК-90А и Periscope, практически равны. При этом значение КС короткого зонда ЗИ0,3, как и предполагалось, несколько выше рассчитанного УЭС (RT) и кривой P16H, вероятно, по причине влияния зоны повышающего проникновения, которая образовалась уже после каротажа прибором Periscope. Во вмещающих породах также получены результаты, которые хорошо согласуются с данными Periscope.

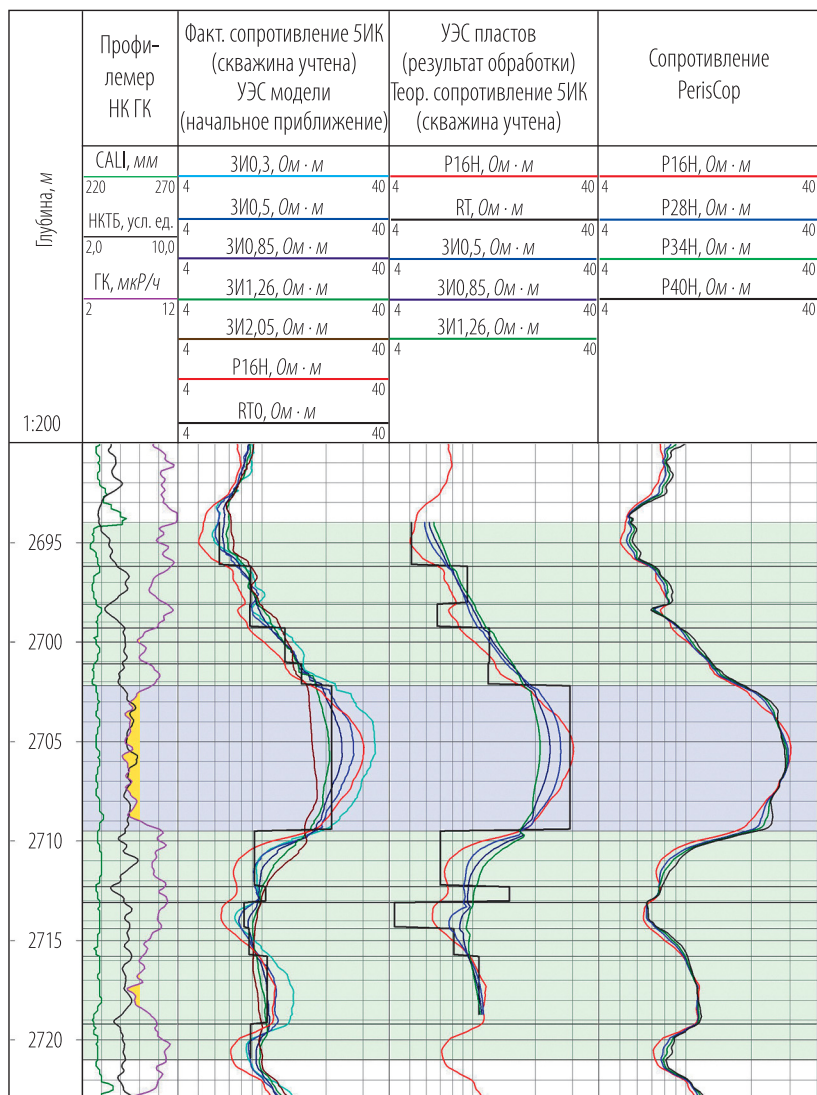


Рис. 3. Результаты исследований аппаратурой 5ИК-90А и PerisCope (LWD) фирмы «Шлюмберге» на РУО в наклонной ($\alpha = 70-71^\circ$) скважине № 1 и определения по данным 5ИК-90А значений УЭС пласта-коллектора (инт. 2694–2721 м) с учетом влияния неоднородных вмещающих пород

Далее рассмотрим скважину № 2, в которой каротаж аппаратурой СИК-90А тоже проведен на РУО. В интервале 2471,8–2486,8 м под углом 75–78° вскрыт продуктивный пласт-коллектор, мощность которого $h_{\text{п.и}}$ равна 3,5 м (рис. 4). Вмещающие породы неоднородны по УЭС и представлены восемью пластами весьма небольшой толщины ($h_{\text{вм.и}} = 0,3\text{--}1,8$ м), в целом относительно низкоомными, с УЭС около 26–52 Ом · м (только один пласт имеет УЭС более 100 Ом · м). Для обработки данных выделен весьма значительный интервал 2460,6–2508 м ($h_{\text{и}} = 10,5$ м).

При обработке не были использованы данные короткого зонда ЗИО,3, поскольку при столь малом значении КП (16,5 мСм/м) корректно учесть влияние скважины можно только при использовании отклонителей, а каротаж был проведен без них. Кроме того, возможно, на показания зонда ЗИО,3 оказывает влияние зона повышающего проникновения.

В связи с этим при расчете кривой RT0 были использованы результаты поплавовой обработки остальных зондов по методике, рекомендуемой для вертикальных скважин. Мощность пласта-коллектора $h_{\text{п.и}}$ равна 3,5 м, поэтому при построении RT0 в самом пласте был использован даже самый длинный зонд ЗИ2,05, а RT0 вмещающих пород определялось по данным зондов ЗИО,5 и ЗИО,85.

При окончательной обработке (после расчета кривой RT) были использованы вышеупомянутые четыре зонда ИК. Данные пилотной скважины о величине УЭС вмещающих пород не использовались, поэтому обработка проведена в режиме поиска УЭС всех пластов рассматриваемого интервала.

Результаты обработки приведены на рис. 4. Найденное значение УЭС пласта-коллектора (RT) равно 178 Ом · м, что на 60% больше значения начального приближения (RT0). При этом величина абсолютной погрешности составляет ±85 Ом · м (или 48%), а уровень соответствия равен 0,34. В пластах вмещающих пород также отмечается существенное отличие найденных значений УЭС пластов (RT) от соответствующих значений начального приближения RT0 (в основном в пределах 20–70%). Например, в одном тонком высокоомном пласте ($h_{\text{и}} = 0,4$ м) расчетное значение RT составило 763 Ом · м (больше значения RT0 почти в восемь раз). Погрешность оценки УЭС данного пласта, безусловно, очень велика, поскольку он имеет весьма незначительную мощность, а величина его УЭС велика и в разы превышает значения УЭС соседних вмещающих пластов гораздо

Следует отметить хорошее совпадение теоретической и фактической кривых КП зондов как в самом пласте, так и во вмещающих породах, о чем свидетельствует малое значение невязок этих кривых (в пласте-коллекторе невязки не превышают значений 0,57, а во вмещающих породах – 0,83).

Нужно еще раз подчеркнуть, что при определении значений УЭС пород, значительно превышающих $100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, основным методом является боковой каротаж (БК), но в настоящее время на многих месторождениях нефти и газа наклонные скважины бурятся и исследуются на РУО. В этих условиях каротаж возможен только зондами ЭМК, в связи с чем изложенная методика особенно актуальна.

В предложенной статье приведены результаты опробования изложенной методики на примере данных прибора 5ИК-90А, но все изложенное справедливо и для приборов ВИКИЗ и ВЭМКЗ, а расчет модельных разрезов и обработка данных зондов этих приборов производятся в программе LogWin-ЭК [4].

Заключение

Таким образом, предлагаемое программно-методическое обеспечение позволяет в наклонных скважинах существенно повысить точность определения УЭС пластов по сравнению с результатами обработки по методике, разработанной для вертикальных скважин. Наиболее хорошие результаты получаются в скважинах, исследованных на РУО и пресных промысловых жидкостях (ПЖ). В скважинах с высокоминерализованными ПЖ при благоприятных условиях ($h_{\text{п.и}} \geq 4,0 \text{ м}$; $\rho_{\text{п}} < 40 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $d_{\text{п}} < 170 \text{ мм}$) можно также получать удовлетворительные результаты по данным 2–3 наиболее длинных зондов 5ИК-90А.

ЛИТЕРАТУРА

1. Вержбицкий В. В., Пантюхин В. А. Влияние анизотропии проводимости на результаты электрического и электромагнитного каротажей в горизонтальных и наклонных скважинах // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2016. Вып. 9 (267). С. 94–108.
2. Пантюхин В. А., Чаадаев Е. В., Юматова Т. Г. Эквивалентность при индукционном каротаже наклонных анизотропных пластов // Изв. вузов. Геология и разведка. 1986. № 2. С. 148–151.

3. Рудяк Б. В., Шеин Ю. Л. Оценка достоверности определения электрических параметров пластов-коллекторов // Изв. вузов. Геология и разведка. 1989. № 10. С. 105–110.
4. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ. № 2005612569, 2005. Авторы: Лобода Д. Р., Велижанин В. А., Власенко П. И., Волнухина А. А., Меженская Т. Е., Павлова Л. И., Пантюхин В. А., Пивоварова Н. Е., Рудяк Б. В., Смирнов Н. А., Снежко О. М., Шеин Ю. Л.
5. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2005610807, 2005. Авторы: Шеин Ю. Л., Горбачев В. К., Ёлкина О. Е., Комлев Н. Ю., Косорукова Т. А., Павлова Л. И., Снежко О. М.
6. Табаровский Л. А., Эпов М. И. Электромагнитное поле гармонических источников в слоистых анизотропных средах // Геология и геофизика. 1977. № 1. С. 101–109.
7. Чаадаев Е. В., Гайдаш А. Д., Санто К. Л., Пантюхин В. А. Индукционный каротаж наклонных анизотропных пластов // Геология и геофизика. 1980. № 10. С. 106–112.
8. Шеин Ю. Л., Павлова Л. И., Рудяк Б. В., Снежко О. М. Определение геоэлектрических характеристик разреза при совместной обработке данных разнотипных зондов электрического и электромагнитного каротажа // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2009. Вып. 5 (182). С. 89–100.

Рецензент доктор техн. наук, проф. Л. Е. Кнеллер

УДК 550.832

А. В. Смирнов, В. А. Беляков, В. С. Лисицын, Г. К. Точиленко
ООО «Нефтегазгеофизика»

АНАЛИЗ МЕТОДОВ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ И ОБРАБОТКИ СИГНАЛОВ В СЦИНТИЛЛЯЦИОННОЙ ГАММА-СПЕКТРОМЕТРИИ

На примере аппаратуры типа АИМС-СТ и АИМС-90 рассмотрены и проанализированы методы преобразования и обработки сигналов в сцинтилляционной гамма-спектрометрии, применяемые в ООО «Нефтегазгеофизика». Указаны основные достоинства и недостатки каждого из методов.

Ключевые слова: гамма-спектрометрия, оцифровка сигнала, методы нейтронного гамма-каротажа, анализ эффективности.

Производство гамма-спектрометрической аппаратуры освоено многими предприятиями, занимающимися разработкой приборов для геофизических исследований скважин (ГИС). Это спектрометрическая аппаратура естественной гамма-активности породы для оценки содержания тория, урана и калия, а также спектрометрическая аппаратура гамма-излучения радиационного захвата нейтронов для оценки элементного состава породы. В основе работы спектрометрической аппаратуры лежит процесс преобразования поглощенной в детекторе энергии гамма-кванта в цифровой код, пропорциональный величине этой энергии. При использовании сцинтилляционных детекторов поглощенная в них энергия гамма-квантов создает множественные световые вспышки (сцинтилляции), которые преобразуются ФЭУ (фотоэлектронный умножитель) в электрический сигнал (импульс тока), прямо пропорциональный величине заряда, созданного гамма-квантом в рабочем объеме детектора [5, 11].

Сигнал с ФЭУ усиливается, оцифровывается и передается в персональный компьютер (ПК) в виде аппаратурного спектра. Задача определения энергии гамма-кванта может быть реализована через измерение амплитуды сигнала, полученного с ФЭУ, расчет площади этого сигнала и др. Точное определение амплитуды импульса (заряда) позволяет приблизиться к эталонному энергетическому разрешению, которое может реализовать применяемый сцинтилляционный детектор. На практике ухудшению энергетического разрешения спектро-

метра способствуют несколько факторов: шумовая составляющая, наложенная на получаемый сигнал от ФЭУ; температурный фактор (изменение световыхода кристалла, темновые токи в ФЭУ); высокая загрузка спектрометрического тракта, в результате которой импульсы, генерируемые гамма-квантами, оказываются наложенными друг на друга; смещение нулевой линии сигнала, возникающее при интенсивной загрузке сцинтиллятора. Доля наложенных импульсов, кроме того, зависит от времени высвечивания сцинтилляционного кристалла.

Вопрос энергетического разрешения всегда был и остается одним из самых важных, так как величина разрешения дает в простой и наглядной форме оценку информационных возможностей спектрометра [11]. Энергетическое разрешение спектрометра η (Е) обычно определяют как отношение ширины ΔE функции отклика $K(E, V)$ на ее полувысоте к Е [11]:

$$\eta(E) = \frac{\Delta E}{E}.$$

Разрешение (понимается энергетическое разрешение спектрометрической системы в целом) показывает, насколько велики потери информации при использовании конкретной спектрометрической системы. Разрешение трактуется как естественная неопределенность, с которой можно определить истинное значение энергии зарегистрированного кванта излучения (частицы) по наблюдаемому значению.

Для реализации определения энергии зарегистрированного гамма-кванта блоком детектирования в аппаратуре, выпускаемой ООО «Нефтегазгеофизика», применяются несколько алгоритмов, имеющих свои плюсы и минусы: оцифровка импульсов по команде стробирования, оцифровка площади сигнала.

В первом случае время начала оцифровки импульса выбирается фиксированным: токовый импульс с ФЭУ после инвертирования поступает на вход аналого-цифрового преобразователя (АЦП) и компаратор (после дополнительного усиления), на котором формируется временная задержка, равная времени нарастания переднего фронта входного сигнала. Сформированный на компараторе сигнал (строб) поступает на соответствующую ножку АЦП, и выполняется оцифровка сигнала. Этот способ формирования энергетического спектра реализован в аппаратуре СГК, ЗГГК-ЛП и АИМС-СТ [1, 9, 12].

Второй способ заключается в определении площади зарегистри-

рованного импульса путем «конвейерной» оцифровки значения амплитуды сигнала через короткие промежутки времени (на несколько порядков меньшее длительности импульса) и последующее интегрирование полученных значений. Данный способ формирования энергетического спектра реализован в аппаратуре СНГК и АИМС-90 [2, 3].

Точное определение энергии зарегистрированных гамма-квантов способствует получению качественных приборных спектров с сохранением линейности энергетической шкалы (соотношение канал–энергия) и хорошим разрешением (обнаружение спектральных пиков) и, соответственно, качественной обработке и интерпретации полученного материала.

Решение задачи обнаружения спектральных пиков существенно зависит от характеристик и параметров сигналов, таких как форма пиков, динамический диапазон амплитуд пиков, локальная и средняя интенсивности пиков, характеристика шумов, а также от локального и фоновых (во всем спектре) изменения этих характеристик. Поэтому выбор варианта пути решения этой задачи сильно зависит от области применения.

Разберем каждый метод оцифровки сигналов по отдельности. Для наглядности и анализа положительных и отрицательных моментов каждый метод рассмотрим на показаниях приборов импульсного спектрометрического нейтронного гамма-каротажа типа АИМС-СТ (метод стробирования) и АИМС-90 (метод расчета площади сигнала), в которых применяются в качестве блоков детектирования сборки из ФЭУ Hamamatsu R1847-05 и сцинтилляционного детектора ВГО.

Оцифровка сигнала методом стробирования

Специалистами отдела радиоактивного каротажа ООО «Нефтегазгеофизика» разработан и внедрен в массовое производство электронный тракт спектрометрической аппаратуры, позволяющий определять энергию зарегистрированных гамма-квантов в сцинтилляционном детекторе (оцифровка сигнала методом стробирования). Для каждого типа аппаратуры подобран свой тип сцинтилляционного детектора. Данный метод оцифровки полученного сигнала применяется в аппаратуре СНГК-1024 (спектрометрического гамма-каротажа

естественной радиоактивности породы), ЗГГК-ЛП (литоплотностного гамма-гамма-каротажа), АИМС-СТ (углеродно-кислородного импульсного нейтронного гамма-каротажа). Определение временных характеристик регистрируемых импульсов имеет важное значение при выборе архитектуры и принципа построения аппаратуры ИНГКС [10]. Токовый импульс с анода ФЭУ поступает на вход преобразователя «аналог–код», состоящий из преобразователя «ток–напряжение», устройства дискриминации импульсов, амплитуда которых ниже допустимого уровня, системы определения пика информационного импульса и старта АЦП на преобразование [6].

Как говорилось выше, сигнал строб формируется из импульса, который необходимо оцифровать с задержкой на время нарастания переднего фронта. Задержка формируется таким образом, чтобы обеспечить необходимое сочетание канал–энергия на энергетическом спектре, обеспечивая тем самым требуемую линейность шкалы и максимально возможное энергетическое разрешение. На практике при эксплуатации аппаратуры при повышенных температурах из-за изменения времени высвечивания кристалла происходит изменение длительности зарегистрированного импульса.

На рис. 1 приведено изменение формы импульса при прогреве детектора BGO совместно с ФЭУ Hamamatsu R1847. Воздействие температуры приводит к изменению положения пика импульса относительно его начала, время нарастания переднего фронта уменьшается, соответственно, это приводит к увеличению времени начала оцифровки АЦП.

При этом начинает проявляться нелинейность энергетической шкалы (соотношение канал–энергия на энергетической шкале меняется). Подобное изменение может привести к неконтролируемым ошибкам. Многочисленные исследования детекторов показали, что наблюдаемые температурные зависимости являются характерными для каждого типа детекторов и не меняются во времени. На основании этого был предложен и реализован способ корректировки температурного дрейфа формы импульса. Температурное воздействие на блок детектирования приводит к изменению положения энергетической шкалы вследствие изменения световых выхода кристалла и изменению параметров ФЭУ. Восстановление энергетической шкалы в аппаратуре осуществляется с помощью увеличения высокого напряжения на динодах ФЭУ, то есть увеличения коэффициента усиления ФЭУ.

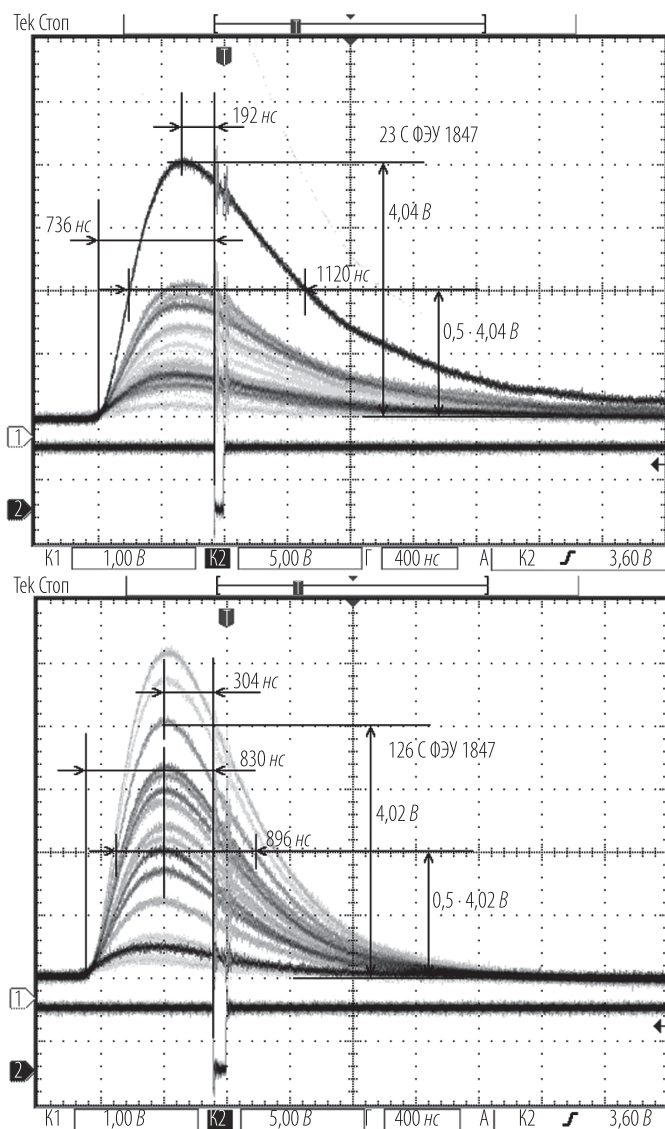


Рис. 1. Сигнал строб и импульсы с ФЭУ

К минусам данного метода можно отнести:

- плохое сохранение линейности энергетической шкалы при температурных воздействиях на блок детектирования;
- из-за возможных шумов (в виде высокочастотных гармоник) на сигнале точное определение уровня сигнала в момент начала оцифровки может быть некорректным. Такая ситуация при определении амплитуды импульсов одной энергии гамма-квантов приведет к «размазыванию» пиков на энергетическом спектре;
- реализация регистрации наложенных друг на друга импульсов сложна схемотехнически;
- не контролируется нулевой уровень сигнала (нулевая линия).

К плюсам данного метода можно отнести:

- достаточную простоту реализации электронного блока регистрации импульсов, полученных с блока детектирования, и, как следствие, простоту настройки прибора;
- возможность работы электронных блоков при температурах до 150 °С.

Несмотря на имеющиеся отрицательные моменты, при использовании в аппаратуре оцифровки сигнала методом стробирования, как показывает многолетняя практика эксплуатации такой аппаратуры, полученный материал качественный и сопоставим с данными зарубежных аналогов.

Оцифровка сигнала методом определения площади полученного импульса

В процессе разработки аппаратуры спектрометрического нейтронного каротажа для оценки относительных массовых содержаний кремния (Si), кальция (Ca), железа (Fe), хлора (Cl), натрия (Na), серы (S), титана (Ti), водорода (H) и гадолиния (Gd) в породе возникла необходимость улучшения разрешающей способности блока детектирования. Суть метода спектрометрического нейтронного гамма-каротажа состоит в облучении породы потоком быстрых нейтронов и регистрации на некотором расстоянии от источника нейтронов энергетического спектра гамма-излучения неупругого рассеяния и радиационного захвата нейтронов. Для ампульных источников нейтронов (Am-Be, Pu-Be и др.) регистрируемый спектр в основном является спектром радиационного захвата нейтронов. Гамма-излуче-

ние радиационного захвата (ГИРЗ) имеет характерный для каждого элемента энергетический спектр [2, 3, 7, 8]. Решение, принятое разработчиками аппаратуры, сводилось к изменению подхода оцифровки сигнала, полученного с анода ФЭУ, а именно – использование оцифровки сигнала методом определения площади полученного импульса. Данный метод был опробован на аппаратуре спектрометрического нейтронного гамма-каротажа серии СНГК-89, в котором используется стандартный плутоний-бериллиевый источник нейтронов активностью не менее 10^7 н/с. Эта аппаратура серийно выпускается ООО «Нефтегазгеофизика» и эксплуатируется организациями на территории России, Украины, Туркмении и др. [2, 4]. Успешное опробование алгоритма оцифровки импульса методом определения площади позволило перейти к разработке и внедрению в производство усовершенствованной аппаратуры типа ИНГКС, работающей в составе с импульсным нейтронным генератором АИМС-90 [3, 8].

После предварительного инвертирования и усиления на базе высокоскоростного операционного усилителя (ОУ) сигнал с ФЭУ преобразуется в синфазный и передается на соответствующие выходы АЦП по помехозащищенной линии.

В описанном методе используется высокоскоростной АЦП с синфазным входом, способный работать с необходимой частотой дискретизации, в данном случае 25 МГц . Для работы АЦП не требуется сигнализации о наступлении события «регистрация импульса», преобразование идет непрерывно с заданной частотой. Дальнейшая обработка исключительно программная: спектр формируется на основе значений площадей полученных импульсов, что позволяет снизить влияние шумов и получить более высокое разрешение. Площадь импульса рассчитывается относительно постоянно корректируемой нулевой линии, которая может изменяться при высоких нагрузках спектрометрического канала, снижая линейность энергетической шкалы. Также в процессе обработки обнаруживаются и исключаются наложенные импульсы.

К преимуществам данного метода можно отнести:

- возможность обнаружения наложенных импульсов и дальнейшего их исключения;
- удержание линейности энергетической шкалы независимо от температурного воздействия на блок детектирования;

– обеспечение более высокого энергетического разрешения по сравнению с предыдущим способом во всем диапазоне энергий.

К недостаткам можно отнести:

- существенное усложнение схмотехники;
- сложный и длительный алгоритм первичной настройки;
- увеличение энергопотребления в связи с непрерывным преобразованием;
- использование быстродействующего процессора, который, как правило, не рассчитан на работу при температурах выше 120 °С;
- ограничения по рабочей температуре;
- высокие требования к питанию.

На рис. 2 и 3 приведены энергетические спектры, полученные приборами АИМС-СТ и АИМС-90 в одной скважине и в одном и том же интервале. Энергетическое разрешение спектров, рассчитанное по пику водорода, составляет 8,5% для АИМС-СТ и 6,9% для АИМС-90.

Выбор методов обработки сигналов в сцинтилляционной гамма-спектрометрии позволяет специалисту решать, какой из методов целесообразней использовать для реализации поставленной задачи в конкретной аппаратуре.

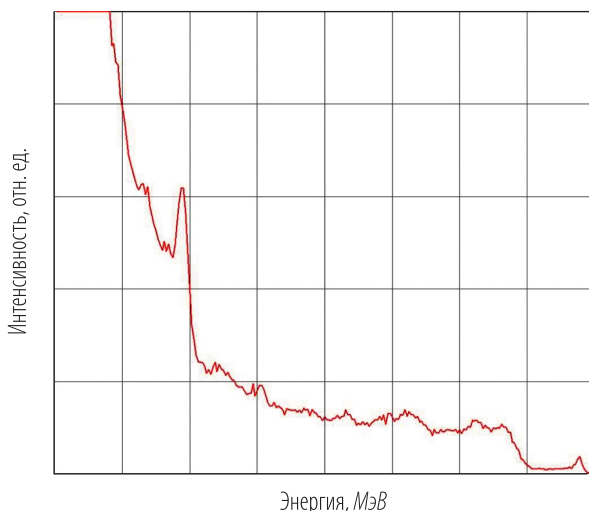


Рис. 2. Энергетический спектр прибора импульсного нейтронного гамма-каротажа АИМС-СТ

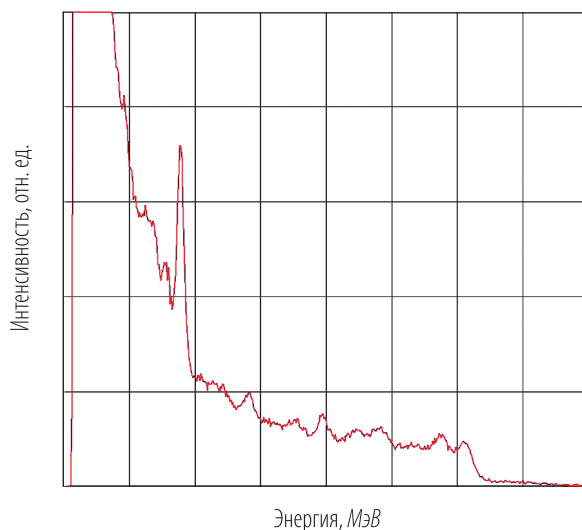


Рис. 3. Энергетический спектр прибора импульсного нейтронного гамма-каротажа АИМС-90

Для расчета массовых содержаний элементов, которое выполняется разложением зарегистрированных спектров ГИНР и ГИРЗ на спектры отдельных элементов породы, важным моментом является высокое энергетическое разрешение аппаратуры.

ЛИТЕРАТУРА

1. Велижанин В. А., Головацкий С. Ю., Саранцев С. Н., Черменский В. Г. и др. Спектрометрический гамма-каротаж естественной активности пород – аппаратура, метрология, интерпретационно-методическое и программное обеспечение // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2002. Вып. 93. С. 59–68.
2. Велижанин В. А., Бубеев А. А., Лобода Н. Г., Лобода Д. Р. и др. Аппаратура спектрометрического нейтронного гамма-каротажа для оценки массовых содержаний элементов в породе // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2011. Вып. 2 (200). С. 73–77.
3. Велижанин В. А., Беляков В. А., Волнухина А. А., Лисицын В. С. и др. Аппаратура спектрометрического импульсного нейтронного каротажа АИМС-90 // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2021. Вып. 2 (308). С. 104–115.

4. Велижанин В. А., Лобода Н. Г., Бубеев А. А., Лисицын В. С. Опыт применения спектрометрического нейтронного гамма-каротажа на нефтегазовых месторождениях Юго-Западного Туркменистана // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2016. Вып. 9 (267). С. 46–54.
5. Гамма-спектроскопия: калибровка гамма-спектрометра, сцинтилляционные детекторы (учебно-методическое пособие к лабораторному практикуму) / А. С. Храмов, М. М. Бикчантаев, Д. М. Хрипунов. Казанский (Приволжский) федеральный университет, Институт физики, кафедра физики твердого тела. 2014. г. Казань.
6. Инструкция по проведению импульсного спектрометрического нейтронного гамма-каротажа аппаратурой серии АИМС и обработке результатов измерений при оценке текущей нефтенасыщенности пород МИ41-17-1399-04 / В. А. Велижанин, В. С. Бортасевич, Д. Р. Лобода, В. Г. Черменский и др. Тверь: Изд. ГЕРС, 2004.
7. Инструкция по проведению спектрометрического нейтронного гамма-каротажа аппаратурой СНГК-90 и обработке результатов измерений при оценке массовых содержаний элементов в породе / В. А. Велижанин, В. А. Беляков, А. А. Бубеев, А. А. Волнухина, Н. Г. Лобода, Д. Р. Лобода и др. Тверь: ООО «Нефтегазгеофизика».
8. Инструкция по проведению импульсного нейтронного каротажа аппаратурой АИМС-90 (ИННК-НТ + 2ИННК-Т + ИНГКС-Т-90-120/80) и обработке результатов измерений / В. А. Велижанин, В. А. Беляков, А. А. Бубеев, А. А. Волнухина, Н. Г. Лобода, Д. Р. Лобода и др. Тверь: ООО «Нефтегазгеофизика».
9. Патент № 2262124. Россия. МПК7 G01 V5/10. Способ импульсного нейтронного каротажа и устройство для его проведения / В. С. Бортасевич, Р. Т. Хаматдинов, В. Г. Черменский, В. А. Велижанин, С. Н. Саранцев. 26.05.2004.
10. Программно-управляемая спектрометрическая аппаратура импульсного нейтронного гамма-каротажа / В. С. Бортасевич. Дисс. на соискание ученой степени канд. техн. наук. Екатеринбург, 2005.
11. Разрешение спектрометрических систем различных типов. Постановка проблемы / В. П. Семенов, Л. А. Трыков. ФЭИ-1632, 1984. Обнинск.
12. Хаматдинов В. Р., Велижанин В. А., Вершинин А. В., Саранцев С. Н., Черменский В. Г. Спектрометрическая аппаратура литолого-плотностного гамма-гамма-каротажа нефтегазовых скважин // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2005. Вып. 129. С. 24–30.

Рецензент доктор техн. наук Е. П. Боголюбов

УДК 550.834.015.2

Н. А. Смирнов

ООО «Нефтегазгеофизика»

ВЛИЯНИЕ НАПРЯЖЕНИЙ И ТРЕЩИН НА ИНТЕРВАЛЬНЫЕ ВРЕМЕНА ПОЛЯРИЗОВАННЫХ ПОПЕРЕЧНЫХ ВОЛН В СКВАЖИНЕ (ЗНАЧЕНИЯ ЭФФЕКТОВ АКУСТИЧЕСКОЙ АНИЗОТРОПИИ)

Путем проведения кросс-дипольных измерений в моделях, имитирующих скважины, показаны эффекты от одноосного сжатия и одиночной трещины. Установлено, что величины эффектов соизмеримы, а их направление перпендикулярно плоскости поляризации «быстрой» поперечной волны. Анализ измерений в реальных горизонтальных и наклонных скважинах показывает, что наблюдаемые в них эффекты, влияющие на параметры поляризованных поперечных волн, могут быть объяснены результатами модельных экспериментов.

Ключевые слова: горные породы, акустическая анизотропия, трещиноватость, кросс-дипольный акустический каротаж.

Акустическая анизотропия – различие скоростей упругих волн в зависимости от направления распространения – известна и обсуждается уже около двухсот лет [10]. Первоначально она рассматривалась касательно упругих свойств кристаллов [4] и только в последние декады двадцатого века приобрела значение в разведочной геофизике [15]. Вниманию геофизиков к акустической анизотропии* горных пород, прежде всего, привлекли работы Stampin [8], в которых говорится о существенном влиянии трещиноватости на скоростные характеристики упругих волн. Также в этих работах было открыто явление «расщепления» (splitting) поперечной волны, что принципиально позволяет определить направление и плотность трещин в горной породе.

Изучение акустической анизотропии горных пород началось методами наземной сейсморазведки [6]. Появление в конце двадцатого века новой техники акустического каротажа, основанной на применении

* В начале 60-х годов прошлого века во ВНИИГРИ (сектор трещинных коллекторов, зав. сектором Е. М. Смехов) Ю. И. Кузнецовым и Б. В. Позиненко были выполнены фундаментальные исследования по анизотропии горных пород относительно их упругих свойств и влиянии трещиноватости на эти свойства. Оба исследователя тогда же успешно защитили диссертации по этой тематике. (Прим. ред.)

дипольных электроакустических преобразователей, позволило возбуждать и регистрировать в скважине поляризованные поперечные колебания [9, 12]. Таким образом, к решению задачи по изучению анизотропии стали привлекаться и каротажные данные. Однако в силу различия в системах наблюдения в сейсморазведке и в акустическом каротаже существенно различие измеряемых параметров, используемых для расчета акустической анизотропии.

1. Если в сейсморазведке измеряется разница скоростей волн, распространяющихся вдоль и поперек напластования осадочных горных пород, то есть определяются параметры Томсена [14], то при каротаже (чаще всего выполненного в вертикальной скважине) речь может идти только об азимутальной анизотропии, то есть обусловленной различием скоростей поперечных колебаний вдоль различных участков стенки скважины. *Методики, основанные на использовании расчетных значений скорости поперечной волны по значениям скорости волны Стоунли [1], которая принимается как скорость вдоль напластования, явно надуманные. Во-первых, волна Стоунли – поверхностная, и ее параметры определяются прискважинной зоной в несколько сантиметров. Во-вторых, ее скорость измеряется в направлении, параллельном оси скважины, то есть в том же самом, что и других волн. И наконец эта волна по своей природе мало чем отличается от изгибной волны, возбуждаемой дипольным излучателем, как по форме движения в колебательном процессе частиц среды, так и по глубинности.*

2. В сейсморазведке используются усредненные значения скоростей и плотностей горных пород, поэтому параметры Томсена рассчитываются на основе элементов тензора напряжений, по размерности совпадающих с модулями упругости (для чаще всего встречающихся трансверсально-изотропных сред это C_{11} , C_{12} , C_{33} , C_{44} , C_{66}). В акустическом каротаже из-за большой изменчивости интервальных времен и объемных плотностей по стволу скважины в качестве показателя азимутальной анизотропии более удобно использовать относительное изменение интервального времени поперечных колебаний по самому быстрому и самому медленному направлению [2].

В литературе называются три главные причины азимутальной анизотропии:

1. Ориентированная слоистость некоторых видов горных пород, например сланцев.

2. Напряжение (стресс), как глобальный, имеющий место в геосинклинальных областях, так и обусловленный горным давлением в наклонных скважинах.

3. Вертикальная трещиноватость, как естественная, так и вызванная гидроразрывом при проведении работ по интенсификации притоков.

Поскольку при макроисследованиях принято, что причиной трещиноватости пород является глобальный стресс, то и при расщеплении поперечной волны наиболее высокоскоростным направлением считается совпадающее с направлением плоскостей трещин. Это предположение было автоматически перенесено в акустические каротажные измерения. Однако следует иметь в виду, что глубинность дипольных каротажных измерений – всего несколько сантиметров, особенно когда интервальное время поперечной волны определяется через интервальное время поверхностной волны [3]. С самого начала промышленного внедрения дипольного акустического каротажа было принято при обработке данных использовать волновой пакет изгибной волны и вычислять ее скорость методом STC [11] (метод максимального подобия волнового пакета волны в волновых картинах нескольких точек приема), доминировавшим в то время. Хотя почти сразу выяснилось, что изгибная волна, как всякая поверхностная волна, обладает существенной частотной дисперсией, и поэтому метод STC дает неверный результат. Исправление метода обработки привело к появлению дисперсионных методов, позволяющих улучшить результат [5, 13]. В дисперсионных методах вместо распределения интервальное время $= f(\text{время распространения})$ строится распределение интервальное время $= f(\text{частота})$. Утверждается, что при нулевой частоте интервальное время изгибной волны равно интервальному времени волны поперечной (объемной). Так как для упругих колебаний скважина является механическим полосовым фильтром, то в спектре акустических сигналов на частотах ниже 2 кГц нет гармоник с амплитудами, соизмеримыми с гармониками, имеющими место в диапазоне частот максимальных значений функции возбуждения ($3\text{--}6 \text{ кГц}$). При вычислении дисперсионной кривой ее значение при частотах ниже 2 кГц экстраполируется, что всегда связано с большими ошибками. И вот уже один из основоположников методов обработки дипольных данных задается вопросом: «А можем ли мы доверять значениям скорости поперечной волны?» [7]. Речь идет о способе пересчета скорости изгибной волны в скорость объемной поперечной волны.

Как правило, такой способ определения скорости (интервального времени) поперечной волны связан с большими ошибками, о чем можно судить по рассчитанным значениям коэффициента Пуассона.

Более того, в некоторых теоретических публикациях [12] утверждается, что по мере удаления от стенки скважины быстрая волна становится медленной, и наоборот, то есть происходит перехлест дисперсионных кривых. Перехлест дисперсионных кривых изгибной волны предлагается использовать для идентификации наличия стресса, но это означает, что направление действия напряжений в породе трудно определяемо. По мере удаления от стенки скважины оно изменяется минимум на 90° .

Экспериментальные работы на предмет связи деформаций в горной породе с параметрами поляризованных поперечных волн в скважине немногочисленны и не дают однозначного ответа на вопрос величины эффектов от стресса и трещин на параметры волн. Чтобы выяснить величину эффектов от одностороннего сжатия и единичной трещины, автором настоящей статьи были выполнены эксперименты на моделях в контролируемых лабораторных условиях.

Модели и оборудование

В качестве модели скважины использован цементный (цемент марки 500) блок цилиндрической формы с отверстием диаметром 25 мм, проходящим вдоль оси. В экспериментах использованы два блока с внешним диаметром 150 мм и высотой 600 мм (рис. 1). Блоки получены заливкой чистого цементного раствора в тонкостенную пластмассовую трубу с установленным на оси трубы фторопластовым стержнем, который вынимался из модели после затвердения цементного раствора. Блоки после затвердевания на несколько недель помещались в водяную ванну, в которой и проводились дальнейшие измерения. С одного (нижнего) торца модели установлены монополярный и кросс-дипольный излучатели, а с другого помещены монополярный и кросс-дипольный приемники. Приемники имеют возможность перемещаться в отверстии вдоль оси модели. Видимая частота излучения – около 60 кГц, таким образом, длина излучаемой поперечной волны больше диаметра отверстия и меньше толщины стенки модели, что соответствует соотношениям для дипольного акустического каротажа в скважине, «пробуренной» в бесконечно

упругой среде. Интервальные времена продольной и поперечной волн определены профильными измерениями с шагом 25 мм. Измерения проведены по волновым картинам, зарегистрированным на точках наблюдения цифровым осциллографом Tektronix TDS 3034C (рис. 2). Волновые картины загружались в компьютерную программу обработки данных аппаратуры АВАК, что обеспечило более-менее точное измерение интервальных времен. Точность измерений не являлась в данном эксперименте главной целью, поэтому достигались погрешности на уровне 3–5%, то есть обычные значения погрешностей при акустическом каротаже. Главной задачей являлась оценка величины эффектов, превышающих погрешность измерений по крайней мере в два раза, поскольку более мелкие эффекты однозначно не распознаются при реальных каротажных измерениях. Одна модель использована для оценки эффекта одноосного сжатия, другая – единичной трещины на интервальное время поляризованной поперечной волны.

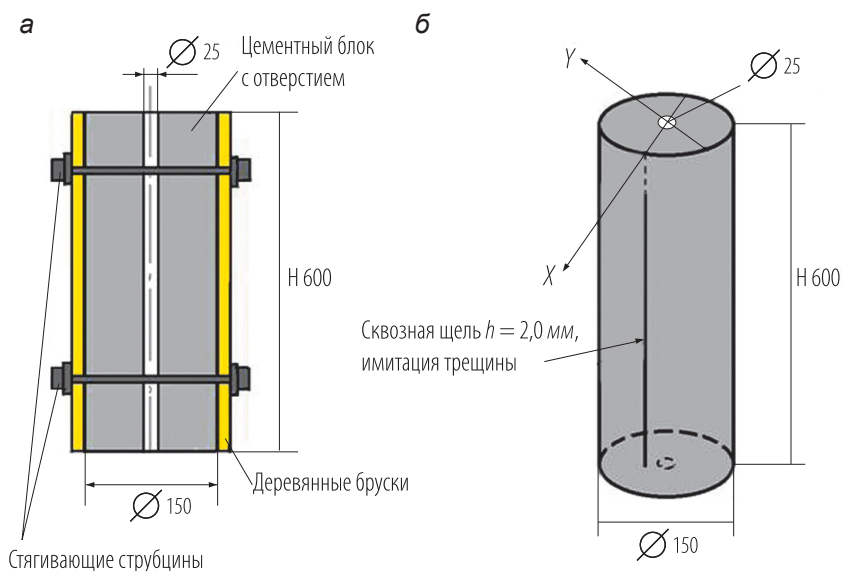


Рис. 1. Схематическое изображение моделей для изучения влияния горизонтальных напряжений (а) и одиночной вертикальной трещины (б) на параметры распространения поляризованной поперечной волны

Оценка влияния одноосных горизонтальных напряжений производилась при сдавливании блока двумя деревянными брусками, сжимаемыми двумя струбцинами (рис. 1, *а*). Усилие сдавливания было ниже усилия разрушения модели (около 500 кгс), что примерно соответствует дифференциальному давлению на глубине около 3000 м.

Одиночная трещина имитировалась вертикальным пропилом шириной 2 мм. Пропил выполнен отрезным кругом от внешней поверхности модели до отверстия (скважины), с двух противоположных сторон (рис. 1, *б*).

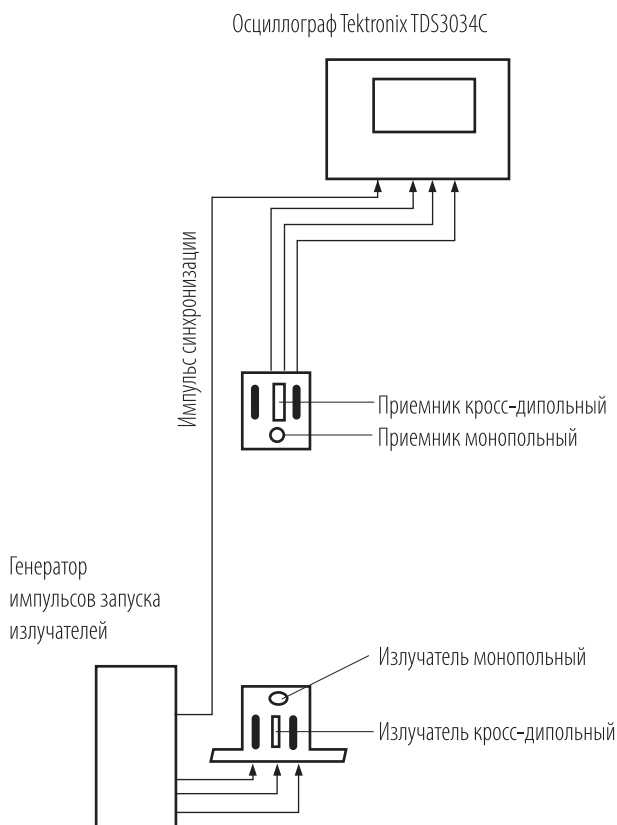


Рис. 2. Схема оборудования для проведения измерений в моделях, показанных на рис. 1

Результаты измерений в моделях

Измерения интервальных времен поперечной волны выполнены при такой ориентации диполей, когда один из дипольных зондов (излучатель-приемник) находился в плоскости сдавливающего усилия или имитации трещины (XX), а второй, соответственно, в плоскости, ортогональной первой (YY). Таким образом, один профиль дипольных измерений позволяет определить интервальные времена поперечной волны по двум принципиальным направлениям (XX и YY), причем направление XX соответствует плоскости создаваемого дефекта, а YY – перпендикулярной ей плоскости. Результаты измерений приведены в таблице. Вид волновых картин показан на рис. 3 и 4. Первоначально производились измерения в моделях до внесения дефектов.

Волновые картины продольной волны, зарегистрированные монопольным зондом, при всех измерениях идентичны, и различия интервальных времен продольной волны не выходят за пределы погрешности измерений, поэтому внимание сосредоточено на поведении только поляризованной поперечной волны.

Результаты измерений в моделях позволяют сделать следующие заключения.

1. Полученные значения ΔT_s соответствуют интервальным временам объемных поперечных волн, поскольку значение коэффициента Пуассона 0,33–0,34 находится в пределах, характерных для неметаморфизованного известняка, то есть типичных значений затвердевшего цементного раствора. Следовательно, имеет место оценка влияния рассматриваемых дефектов именно на объемные волны.

2. По отношению к исходным значениям ΔT_s эффекты от одноосного сжатия и трещины существенно различаются. Если сжатие приводит к изменению интервального времени в пределах 5%, то дефект в виде одиночной трещины существенной ширины изменил интервальное время более чем на 20%.

3. Относительные различия интервальных времен по двум принципиальным направлениям XX и YY, которые в реальных каротажных измерениях будут фиксироваться как интервальные времена «быстрой» и «медленной» волн, не столь различны и составляют 6 и 9% соответственно.

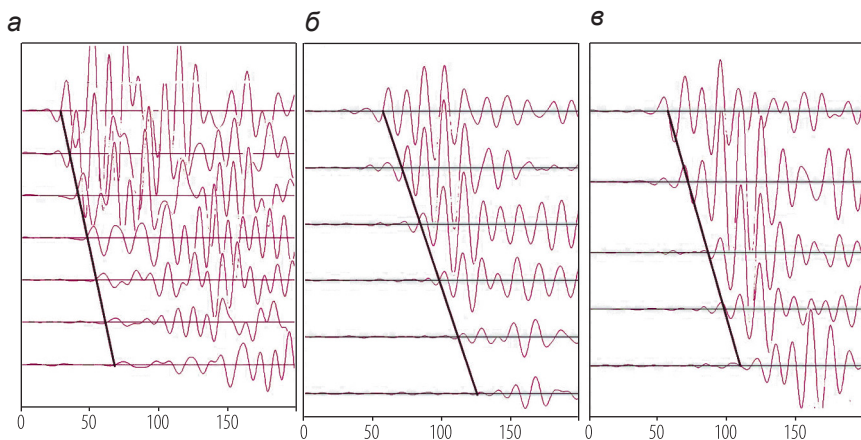


Рис. 3. Волновые картины монополярного (а) и дипольных (б, в) зондов в модели 1, использованной для оценки влияния стресса: б – XX зонд, в – YY зонд; шаг между волновыми картинами – 25 мм; сила одноосного сжатия – 500 кс; ΔT_p – 266 мкс/м, ΔT_{sxx} – 560 мкс/м, ΔT_{syy} – 525 мкс/м

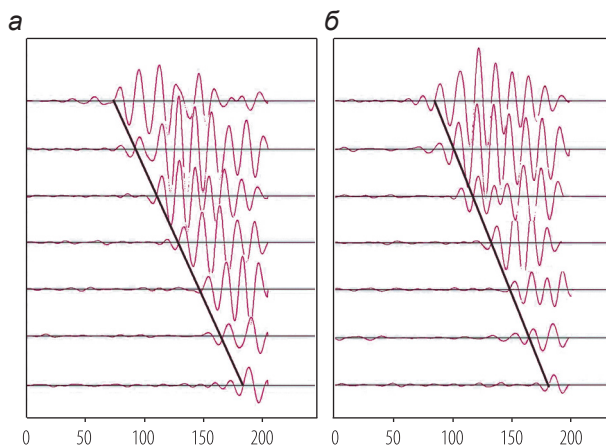


Рис. 4. Волновые картины дипольных зондов в модели 2, использованной для оценки эффекта одиночной трещины: а – волновые картины зонда XX, оси дипольных преобразователей находятся в одной плоскости с «трещиной» в цементном блоке; б – ВК зонда YY, измерение в плоскости, ортогональной «трещине»

Важным и несколько неожиданным является факт совпадения направления поляризации не «быстрой», а «медленной» волны с направлением плоскости трещины и направлением стресса. Это указывает на то, что нельзя переносить общие теоретические выкладки, предназначенные для глобальных оценок, на конкретные каротажные измерения.

Таблица

Значения интервальных времен продольной
и поперечных волн в моделях скважины

Порядок получения	Интервальное время, мкс/м	Модель 1. Влияние стресса		Модель 2. Влияние одиночной трещины	
Исходные значения параметров	ΔT_p	266		268	
	ΔT_s	XX 552	YY 550	XX 560	YY 558
Значения параметров после деформации модели	ΔT_s	XX 560	YY 525	XX 731	YY 663

Сопоставление результатов экспериментов с измерениями в реальных наклонных и горизонтальных скважинах

Результаты вышеописанных экспериментов в основном не противоречат данным, полученным автономными приборами АВАК в наклонных и горизонтальных скважинах, а именно: направление поляризации «быстрой» волны в большинстве скважин, имеющих в распоряжении для анализа, имеет значение, близкое к 90° (угол ANGA – угол между направлением поляризации «быстрой» волны и вертикальной плоскостью). Это указывает на тот факт, что горное давление, сжимая породу в вертикальной плоскости, увеличивает ее упругость в направлении, перпендикулярном вертикальной плоскости, проходящей через ось скважины. Сама же скважина частично снимает горное давление. Характерные примеры приведены на рис. 5 и 6. Первая колонка – глубины, вторая – значения интервальных времен продольной и поперечной волн, третья – значения коэффициента Пуассона, четвертая – коэффициент азимутальной анизотропии ANI и пятая – угол анизотропии ANGA.

Рис. 5 соответствует записи в горизонтальном участке скважины; значения коэффициента Пуассона, наряду со значениями интер-

вальных времен, указывают на литологический состав пород – это песчаник глинистый, то есть порода, обычно не имеющая сильно развитой трещиноватости. В то же время коэффициент анизотропии от 0,05 до 0,15 достаточно изменчив, что указывает на неоднородность пород, хотя угол вектора анизотропии имеет достаточно выдержанное значение (90–100°), что говорит о наиболее вероятной причине азимутальной анизотропии – горном давлении.



Рис. 5. Планшет материалов АВАК в горизонтальной скважине. Стабильное значение угла анизотропии указывает на влияние несбалансированного горного давления как на причину азимутальной анизотропии в горных породах

Пример, показанный на рис. 6, призван объяснить наличие больших значений коэффициента анизотропии в участке наклонной (с углом девиации до 50°) скважины при слабой изменчивости интервальных времен. В то же время имеются пропластки (1–4) с высокими значениями коэффициента анизотропии, но с аномально низкими значениями коэффициента Пуассона (менее 0,25) для данного типа пород – известковистые песчаники (интервалы 2–3). Именно в таких интервалах угол анизотропии сильно отличается от 90°, что можно объяснить наличием трещин, направление которых не совпадает с направлением действия горного давления. Конечно, трещиноватость горных пород достаточно сложный объект для идентификации, и

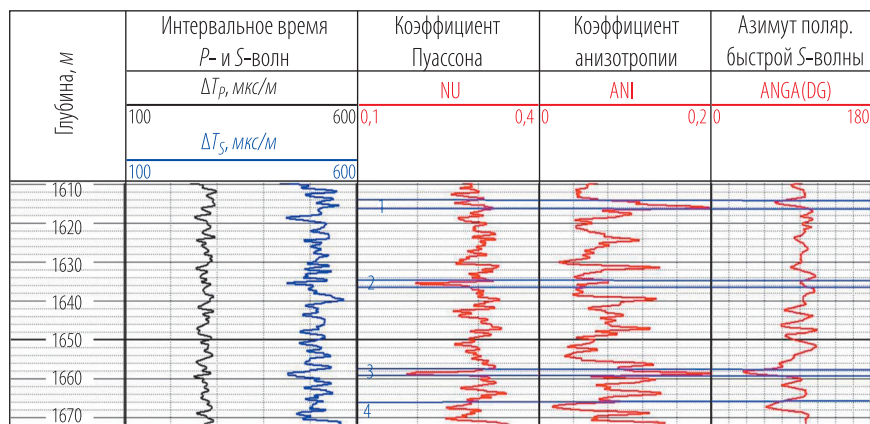


Рис. 6. Планшет материалов АВАК в наклонной скважине, вскрывшей породы с вероятной трещиноватостью в интервалах 1, 2, 3, 4

волновой акустический каротаж лишь служит одним из методов, позволяющих подтвердить наличие трещин, а не с уверенностью констатировать их присутствие. Тем более когда требуется решить задачу о гидропроводности системы трещин.

Выводы

1. Лабораторные измерения в моделях, имитирующих влияние горного давления и одиночной трещины, показали, что в поле поляризованных поперечных колебаний, создаваемых дипольными преобразователями, эффекты горного давления и одиночной трещины сопоставимы по величине. Причем направление поляризации «быстрой» волны перпендикулярно направлению действия силы, создающей эффект.

2. Лабораторные эксперименты также подтверждают, что волновой акустический каротаж в наклонных и горизонтальных скважинах дает достоверные результаты, которые могут быть оценены и объяснены проведенными измерениями на моделях.

Благодарность. Автор статьи выражает признательность сотрудникам отдела АК ООО «Нефтегазгеофизика» А. И. Журавлеву и Н. Е. Пивоваровой за помощь в проведении экспериментов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Еремеев А. А., Михальцева И. В. Влияние и оценка упругих свойств горных пород с вертикальной осью анизотропии (TIV-анизотропии) по данным широкополосного акустического каротажа // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2013. Вып. 12 (234). С. 20–32.
2. Смирнов Н. А. Измерение параметров сдвиговой азимутальной анизотропии горных пород относительно упругих свойств в скважинах // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2013. Вып. 3 (225). С. 164–176.
3. Смирнов Н. А., Крауклис Л. А., Крауклис П. В. К вопросу использования волны Лэмба для определения фильтрационных свойств горных пород // Вопросы динамической теории распространения сейсмических волн. Л.: Недра. 1987. Вып. 9. С. 159–170.
4. Федоров Ф. И. Теория упругих волн в кристаллах. М.: Наука, 1965. 386 с.
5. Чистяков Н. Ю., Белов С. В. Оценка неоднородности и анизотропии около-скважинного пространства приборами мультипольного акустического каротажа // Геофизика. 2019. № 5. С. 81–85.
6. Berryman J. G. Long-Wave Elastic Anisotropy in Transversely Isotropic Media // Geophysics. 1979. V. 44. № 5. P. 896–917.
7. Cheng C. H. Can We Ever Trust the Shear-Wave Log? // The Leading Edge. March 2015. P. 278–284.
8. Crampin S. Evaluation of Anisotropy by Shear-Wave Splitting // Geophysics. 1985. V. 50. № 1. P. 142–152.
9. Fang X. et al. An Approach for Predicting Stress-Induced Anisotropy around a Borehole // Geophysics. 2013. V. 78. № 3. P. D143–D150.
10. Helbig K., Thomsen L. 75-plus Years of Anisotropy in Exploration and Reservoir Seismics: a Historical Review of Concepts and Methods // Geophysics. 2005. V. 70. № 6. P. 9ND–23LND.
11. Kimball C. V., Marzetta T. L. Semblance Processing of Borehole Acoustic Array Data // Geophysics. 1984. V. 49. № 3. P. 274–281.
12. Kostek S. and Sinha B. K. Stress-Induced Azimuthal Anisotropy in Borehole Flexural Waves // Geophysics. 1996. V. 61. № 6. P. 1899–1907.
13. Tang Xiao-Ming. Mapping Formation Radial Shear-Wave Velocity Variation by a Constrained Inversion of Flexural-Wave Dispersion Data // Geophysics. 2010. V. 75. № 6. P. E183–E190.
14. Thomsen L. Weak Elastic Anisotropy // Geophysics. 1986. V. 51. № 10. P. 1954–1966.
15. Walsh J., Sinha B. and Donald A. Formation Anisotropy Parameters Using Borehole Sonic Data // SPWLA 47th Annual Logging Simp. 2006. P. TT.

Рецензент доктор геол.-минер. наук, проф. Ю. И. Кузнецов

УДК 550.832.44

*Н. В. Козяр, В. В. Коробченко, В. В. Рыбаков**ООО «Нефтегазгеофизика»**Т. С. Попкова**ОАО «Когалымнефтегеофизика»**М. Л. Михеев**ООО «ТНГ-Групп»*

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОМПЛЕКСНОГО ПРИБОРА НА ОТРАЖЕННЫХ И ПРЕЛОМЛЕННЫХ ВОЛНАХ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ СКВАЖИНЫ И ЗАТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА

Рассмотрены вопросы оценки технического состояния обсадных колонн и заполнения затрубного пространства цементом. Описан способ азимутального и радиального зондирования стенки колонн и затрубного пространства. Показаны возможности прибора АСТП на моделях и реальных скважинах.

Ключевые слова: ультразвуковые исследования, облеженный цемент, азимутальное зондирование, обсадные колонны, толщина.

Ужесточение экологического контроля за строительством скважин приводит к необходимости более однозначного определения технического состояния обсадных труб и герметичности заколонного пространства. Для решения этой задачи совершенствуются старые и разрабатываются новые методы геофизического контроля процесса цементирования скважин.

Широко используемые при техническом контроле состояния обсадных труб ультразвуковые приборы на отраженных волнах (например, телевизор акустический скважинный (сканер) – АСТ) с частотой излучения от 300 до 1000 кГц позволяют получить детализированные данные о состоянии обсадной колонны, однако не позволяют однозначно идентифицировать компоненты волнового поля, которые формируются в кольцевом пространстве за обсадной колонной. В связи с этим данные, регистрируемые такими приборами, используются для определения износа внутренней стенки обсадной колонны (первая граница) и ее толщины, а также оценки агрегатного состояния вещества на внешней границе обсадной колонны (вторая граница) – импеданса среды, контактирующей с колонной. При кажущейся универсальности

данного типа приборов для оценки технического состояния обсадной колонны и межколонного пространства они имеют один существенный недостаток – малая глубинность определения импедансов вещества за колонной. Проведение замеров на моделях показало, что тонкий слой цемента (менее 2 мм) на внешней стенке колонны приводит к сильному затуханию сигнала реверберации (рис. 1) и определяется по данному методу как цемент.

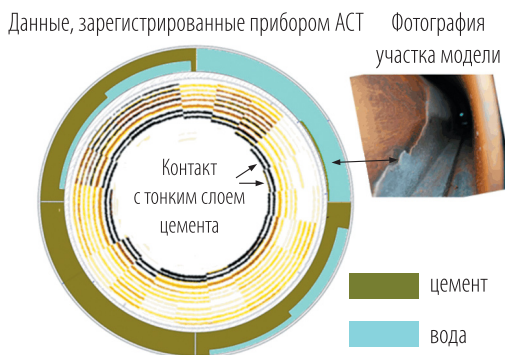


Рис. 1. Полярная диаграмма данных, зарегистрированных зондом на отраженных волнах на модели. Тонкий слой цемента (< 2 мм) приводит к затуханию сигнала реверберации колонны, что соответствует максимальному значению определяемого импеданса среды за колонной

Для решения этих проблем было предложено [1, 2] использовать аппаратуру с генерацией в обсадной колонне сдвиговых колебаний (поперечной волны). На вращающейся головке прибора АСТП (телевизор акустический скважинный (сканер) на преломленных волнах) расположено 4 преобразователя (рис. 2). Направленный под прямым углом зонд для работы с отраженным сигналом (аналогичный зонду прибора АСТ) и три преобразователя направлены под углом. Излучатель испускает высокочастотный (250 кГц) импульсный пучок, возбуждающий в обсадной колонне преимущественно поперечные (S) волны. По мере распространения в колонне они генерируют упругие волны в среде, контактирующей с обсадной колонной.

Волны, распространяющиеся в затрубном пространстве, отражаются от границ между средами, имеющими акустический контраст, и возвращаются через обсадную колонну к приемникам (рис. 3).

Отражающими границами являются контакт жидкость–цемент или цемент–жидкость, жидкость–стальная колонна и микрозазоры между цементом и колонной.

Использование в приборе зондов, работающих на разных физических принципах, позволяет определить широкий диапазон технических параметров состояния обсадной колонны и затрубного пространства. Схема обработки зарегистрированных данных показана на рис. 4. Обработка начинается с вычисления геометрической формы обсадной колонны и идентификации материала непосредственно за обсадной колонной. Для этого используются акустический импеданс материала за колонной, определенный эхоимпульсными измерениями, и затухание поперечной волны в колонне, рассчитанное по амплитудам первых вступлений, зарегистрированных наклонными приемниками.

Оценка заполнения затрубного пространства цементным камнем и выделение в нем каналов базируется на регистрации эхо-сигналов на огибающей кривой волновой картины после вступления от обсадной колонны и регистрации их времени вступления и амплитуды. По этим данным определяется эксцентриситет обсадной колонны и наличие отражающих границ в затрубном пространстве.



Рис. 2. Фотография зондовой части прибора АСТП

Прибор одинаково эффективен при выявлении отражающих границ контакта жидкости как с плотным, так и с легким цементом. При работе прибора на модели с цементом плотностью $1,1 \text{ г/см}^3$ (рис. 5) был получен контрастный сигнал от границы жидкость–цемент. Моделировался цемент, полученный с использованием продувки газом. Газ в цементе имитировался пенопластовыми шариками (рис. 5, а). Сигнал от границы цемент–жидкость не зарегистрирован в связи с сильным затуханием рабочей волны в цементе.

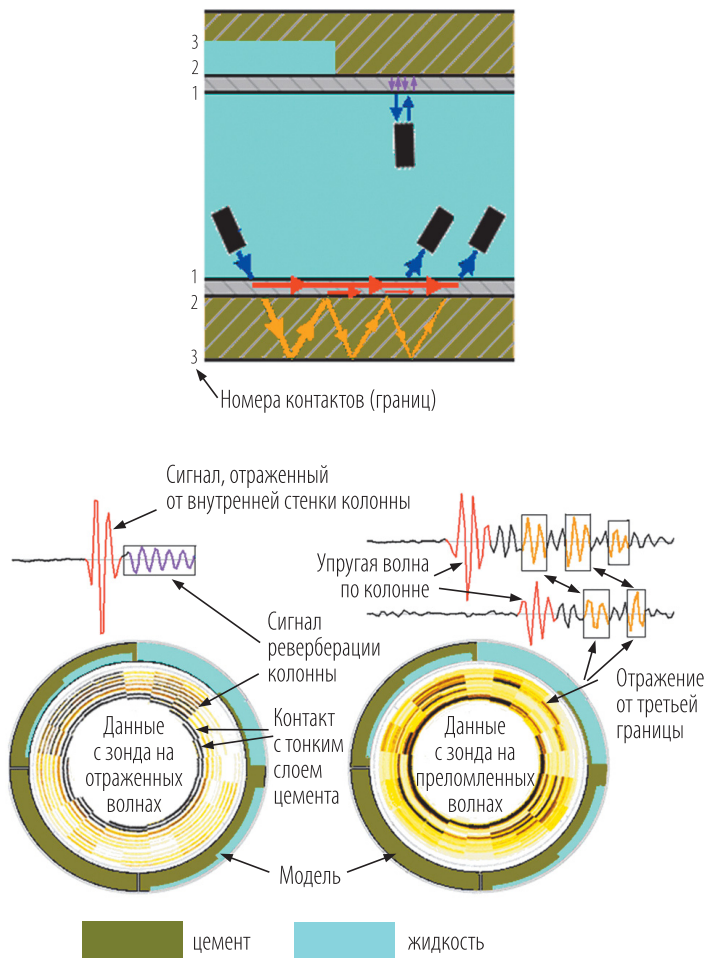


Рис. 3. Схема измерений и пример данных, регистрируемых при каротаже прибором АСТП. Приведены полярные диаграммы данных, полученные на модели с плотностью цемента $2,1 \text{ г/см}^3$. Номера границ: 1 – промывочная жидкость – внутренняя стенка обсадной колонны; 2 – внешняя стенка обсадной колонны – цемент или жидкость; 3 – цемент–жидкость, жидкость–цемент, порода или внешняя обсадная колонна

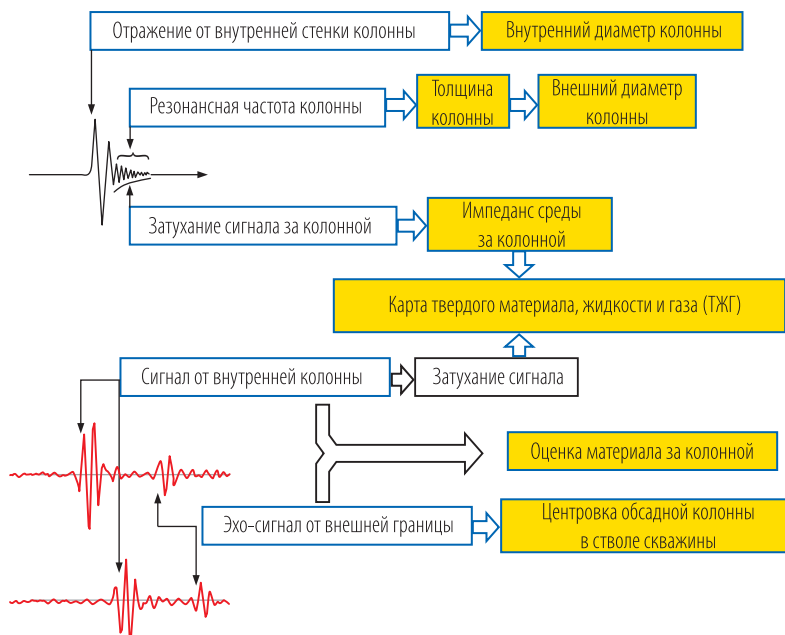


Рис. 4. Схема обработки сигнала, записанного прибором АСП

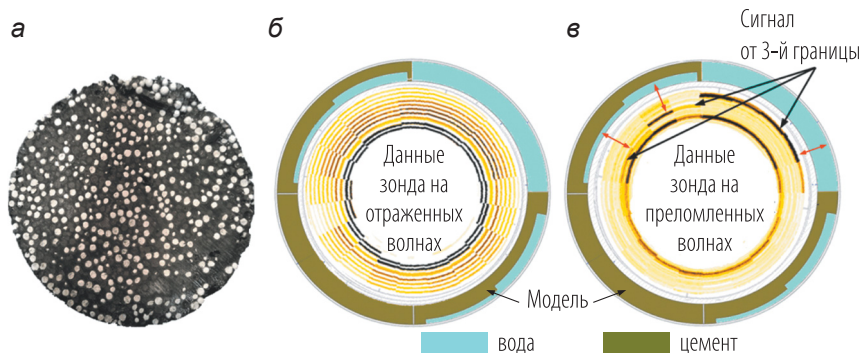


Рис. 5. Полярная диаграмма данных, зарегистрированных прибором АСП на модели с легким цементом. Плотность цементного камня – $1,1 \text{ г/см}^3$; а – фотография цемента; б – данные с зонда, работающего на отраженных волнах; в – данные с зонда, регистрирующего преломленные волны

Использование данного прибора позволяет выявлять дефекты в цементном камне, невидимые для методов стандартного АКЦ (рис. 6). На рисунке приведен планшет с данными, зарегистрированными в интервале, в котором фиксируется жидкость в нагнетательной скважине. По результатам обработки стандартного АКЦ в интервале перемишки между коллекторами отмечается плотный контакт между колонной и цементом. На фазокорреляционных диаграммах (ФКД) в этом интервале фиксируются фазы продольной волны по породам, формирующим разрез скважины, и затухание волны по колонне, что говорит о заполнении затрубного пространства цементом по данным этого метода (рис. 6, *а*).

Уменьшение значений импедансов, рассчитанных по данным отраженного эхо-сигнала, свидетельствует о наличии между колонной и цементом микрозазоров. Размер этих микрозазоров менее 50 мкм, так как в противном случае они бы фиксировались и на результатах стандартного АКЦ. На отдельных участках развертки отмечается падение значений рассчитанных импедансов (менее 2 MRayl), что соответствует контакту обсадной колонны с водой. Эти участки изолированы друг от друга интервалами, характеризующимися контактом цемента с колонной, мощностью более 2 м (рис. 6, *а*), что должно быть достаточным для герметизации заколонного пространства в добывающей скважине. На сигнале, записанном зондом на преломленных волнах прибора АСТП (рис. 6, *б*), отмечается импульс, сгенерированный на контрастной границе цемент–жидкость. По данным отраженного эхо-сигнала, колонна в секторе с этим импульсом контактирует с цементом (значения импедансов в диапазоне 3,5–5 MRayl), следовательно, канал перетока расположен между цементом и стенкой скважины.

Для определения герметичности затрубного пространства, кроме данных о заполнении отдельных его интервалов цементом, необходимо также учитывать расположение этих участков относительно коллекторов. Сведя воедино все имеющиеся данные (рис. 6, *а*, колонка «Герметичность»), можно отметить, что в интервале водоупора между коллекторами фиксируются три интервала с заполнением затрубного пространства цементом. Мощности этих интервалов менее 2 м, что недостаточно для обеспечения герметичности затрубья на этом участке скважины.

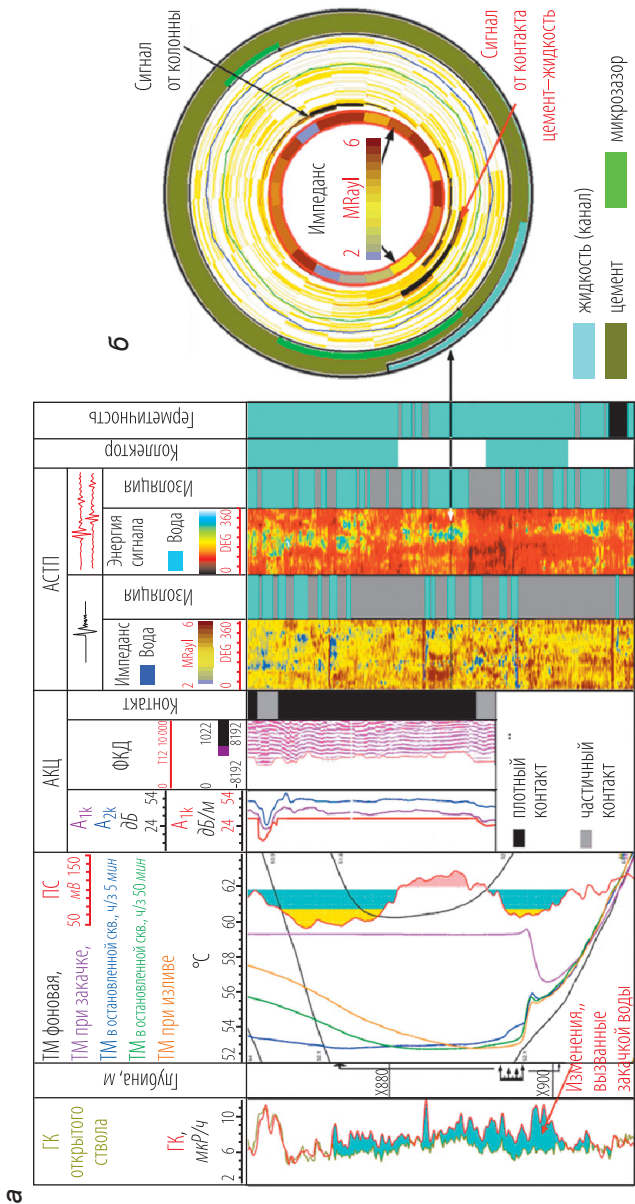


Рис. 6. Выявление причин перетока жидкости в нагнетательной скважине: а – планшет с результатами исследования скважины; б – полярная диаграмма данных, зарегистрированных прибором АСТП в интервале перетока

Подводя итог, необходимо отметить следующее:

1. Затухание акустического сигнала в колонне (α_k), определяемое при стандартном АКЦ, и рассчитываемый на его основе индекс цементирования (BI) имеют следующие недостатки:

- данный параметр имеет осредненную по периметру колонны характеристику сцепления цемента с колонной;
- не выделяются дефекты цементаж раскрытостью менее 40 градусов;
- при наличии микрозазора между колонной и цементом стандартное АКЦ показывает отсутствие цемента;
- для определения секторного заполнения цементом затрубного пространства и наличия зазора между цементом и породой необходим анализ ФКД оператором.

2. Исследования на отраженных волнах (прибор АСТ) позволяют с необходимой точностью оценивать внутренний диаметр, толщину стенок обсадных колонн, наличие коррозии на внутренней и внешней стороне обсадных колонн. Недостатком метода, в силу его малой глубинности, является невозможность оценить качество цементирования по всей толщине затрубного пространства.

3. Использование комплексного прибора на отраженных и преломленных волнах (прибор АСТП) позволяет, кроме задач, перечисленных в предыдущем пункте, дополнительно оценивать качество цементирования с выделением дефектов в толще цементного камня. Дискретность получаемого результата равна 18 градусам.

4. Комплексный анализ данных стандартного АКЦ и прибора АСТП позволяет получить более однозначное заключение о техническом состоянии обсадной колонны и герметичности затрубного пространства скважины.

ЛИТЕРАТУРА

1. Morris C., Sabbagh L., Wydrinski R., Hupp J., van Kuijk R., Froelich B. Application of Enhanced Ultrasonic Measurements for Cement and Casing Evaluation. Paper SPE/IADC 105648 presented at the SPE/IADC Drilling Conference. Amsterdam, February 20–22, 2007.
2. Zeroug S., Froelich B. Ultrasonic Leaky-Lamb Wave Imaging through a Highly Contrasting Layer: Presented at the IEEE Ultrasonic Symposium, 798, 2003.

Рецензент канд. техн. наук В. Н. Даниленко

УДК 550.832.1/9.681.3

О. Е. Ёлкина, Н. Ю. Комлев, В. В. Коробченко
ООО «Нефтегазгеофизика»

ОРГАНИЗАЦИЯ ОБРАБОТКИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ С УНИВЕРСАЛЬНЫМ ИНТЕРФЕЙСОМ СЕРВЕР/КЛИЕНТ

Рассматривается схема построения программного обеспечения (ПО) для обработки (и регистрации) данных ГИС на модульной основе. Сама идея новой не является. Новым является применение механизма технологии COM/DCOM в геофизических приложениях. О том, зачем это нужно и кому принесет пользу, рассказано в данной статье.

Ключевые слова: интерпретация данных ГИС, программное обеспечение, модули расширения.

История развития программного обеспечения обработки и интерпретации данных ГИС в России насчитывает уже более четырех десятков лет. За этот промежуток времени наблюдался как первоначальный период разработки DOS-версий программ с ограниченными функциями, так и период бурного создания программ для редактирования данных под Windows.

В результате в ООО «Нефтегазгеофизика» сформировался набор независимых программ, каждая из которых реализует уникальные алгоритмы обработки. Это ПО позволяет решить все стандартные задачи, возникающие при обработке и интерпретации данных ГИС, зарегистрированных приборами производства данного ООО.

Однако независимость программ, дававшая определенные бонусы на этапе первичной разработки ПО, приводит к серьезным дополнительным затратам на этапе модернизации ПО и его гибкого использования при проведении анализа данных ГИС и научных исследований.

Данная проблема решается при использовании распределенно-модульной схемы построения ПО, то есть когда оно разбито на отдельные независимые модули, реализующие уникальные алгоритмы отображения, анализа, обработки, чтения и сохранения данных ГИС. Совместная работа этих модулей осуществляется за счет использования ими унифицированного интерфейса. Данный подход позволяет методисту или оператору оперативно формировать необходимую рабочую среду в зависимости от решаемой задачи.

Преимущества этого подхода неоспоримы: расширяемость, возможность гибкой настройки, легкое переключение между алгоритмами обработки данных.

Данная концепция построения ПО была реализована в таких программных продуктах, как Prime, LegoCross, Geophysics Workshop и т. д. Для реализации конкретного ПО использовался механизм DLL. Однако при простоте реализации данного механизма применение этого метода выявило ряд ограничений:

- аварийное завершение одного из модулей обрушивает всю систему;
- нельзя распараллелить работу программы на нескольких компьютерах, в особенности длительные вычисления, конкретно – обработку акустики и литологического расчленения: это дало бы значительное сокращение времени обработки.

Данные ограничения и проблемы могут быть обойдены при использовании технологии COM/DCOM [1–4]. Использование этой технологии позволяет достичь следующих целей:

- устойчивость системы к сбоям отдельных составляющих компонентов;
- общая для всех пользователей база данных, возможно, распределенная;
- гибкая настройка конфигурации системы под необходимые задачи;
- расширение функциональности системы, в том числе и сторонними разработчиками (при открытом API);
- обеспечение совместной, одновременной обработки данных ГИС несколькими операторами, что облегчает организацию работ при удаленной работе сотрудников;
- распределенные вычисления ресурсоемких задач на нескольких компьютерах;
- легкая замена (обновление) отдельных модулей ПО без необходимости внесения изменений в остальные блоки и модули;
- функционирование модулей, написанных на разных языках программирования (Delphi, C++, C# и т. д.), в одной системе и обмен данными между собой;
- уменьшение трудоемкости при создании новых блоков для расширения функционала ПО. Разработчик занимается только решением конкретной локализованной задачи.

При написании ПО с использованием технологии COM/DCOM авторы столкнулись с необходимостью создания механизма разработки,

который, с одной стороны, стандартным образом позволял бы подключать к ПО регистрации и обработки произвольные модули расширения, а с другой – передавать эти модули для использования в других программных средах, при этом ничего не зная о принципах их организации.

Сама по себе технология не является новой, она применяется много лет и хорошо отлажена. Стандарт был предложен фирмой Microsoft и первоначально рассматривался как технология передачи данных на кросс-платформенной основе. Основное применение ограничилось использованием в различных версиях Microsoft Windows, однако и обмен с другими операционными системами вполне возможен.

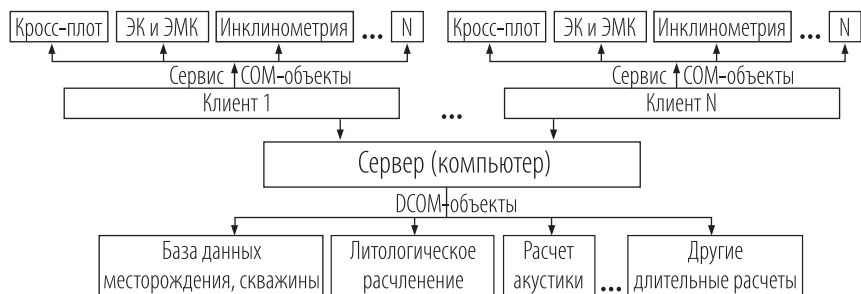


Рис. 1. Организационная схема взаимодействия модулей

Формально одна из сторон обмена является сервером, то есть предоставляет услуги. Вторая сторона – клиент, то есть услуги запрашивает. В реальности все организовано гораздо более гибко. Один сервер может обслуживать нескольких клиентов, к одному клиенту может быть подключено несколько серверов. Более того, клиент и сервер могут работать и в противоположных ролях. Также следует уточнить различия между COM и DCOM. Если первый функционирует исключительно на одном компьютере, то второй работает распределенно в сети, что дает огромный выигрыш в производительности.

Специфика применения COM/DCOM для обработки данных ГИС рассматривается далее. С точки зрения авторов, характерной особенностью обработки данных ГИС является широкое разнообразие алгоритмов обработки в сочетании с ограниченным количеством форматов данных. Причем если форматы данных остаются неизменными в течение десятилетий, то структуры (агрегаты) данных стремительно усложняются по мере развития методов каротажа.

Хотя технология COM/DCOM, как уже упоминалось, разработана достаточно давно, ее возможности обмена сложными агрегатными данными вполне соответствуют современным требованиям, в чем-то даже их опережая.

Передача переменных, не имеющих размерности, затруднений не вызывает, даже с помощью DLL. Это или заголовки данных, или параметры их обработки. Но даже при этом нужны жесткие согласования форматов, требующие знания специфики применяемых языков программирования. Другими словами, нельзя просто взять и автоматически подключить модуль расширения, оформленный в виде динамической библиотеки, к сторонней среде. В случае COM/DCOM-объекта все заботы по согласованию типов берет на себя механизм передачи, реализованный в Microsoft. Возможно автоматическое подключение серверов, имеющих одинаковый интерфейс.

Преимущества становятся более явными при передаче агрегатных (многомерных) данных. Нет никакой необходимости заботиться о передаче размерности массивов, их длине и формате – система решает это сама.

Главным понятием при передаче агрегатных данных является их размерность. Если скалярные данные можно рассматривать как имеющие нулевую размерность, то простые кривые имеют единичную размерность. Соответственно, данные акустики приобретают размерность двойную, а более сложные, например спектры, – тройную. Это достаточно очевидно, но преимущество технологии COM/DCOM позволяет об этом не задумываться. Данные передаются в формате, например *OleVariant*, который позволяет передавать абсолютно все. Принципиально важно, что на принимающей стороне легко и просто определить, что же именно передано потребителю.

На текущий момент реализованы следующие модули расширения, доступные для подключения любым ПО, придерживающимся технологии COM/DCOM: кросс-плоттинг, технический кросс-плоттинг, обработка данных ЭК и ЭМК, инклинометрия, литологическое расчленение.

Авторами были опробованы механизмы передачи данных технологии COM/DCOM на базе программ *Geophysics Workshop* и *Lego_Plus*. Продемонстрированы возможности подключения модуля кросс-плоттинга к программам *Geophysics Workshop* (QT C++) и *Lego_Plus* (Delphi) (рис. 2, 3).

Следует подчеркнуть, что передача скалярных, то есть целых, плавающих, булевских типов данных через механизм динамических библиотек требует только соблюдения определенной дисциплины программирования и согласования с учетом специфики языка программирования. Передача их через COM/DCOM-объекты не зависит от языка программирования и среды разработки, и даже от операционной системы.

И еще одно очень важное, но не последнее преимущество: для задач, требующих больших затрат времени, возможно распараллеливание их на многих компьютерах. Очень важным является факт повышенной безопасности и защищенности разработанных по этой схеме программных систем. В случае аварийного завершения одного из модулей вся остальная часть системы продолжает успешно функционировать.

Использование предложенного подхода к формированию ПО позволяет увеличить его актуальность, соединяя поддержку проверенных временем методик анализа и обработки данных ГИС с их модификацией и развитием.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Армстронг Т.* ActiveX: создание Web-приложений. М.–Киев: BNH, 1998. 592 с.
2. *Бокс Д.* Сущность технологии COM. Библиотека программиста. СПб.: Питер, 2001. 400 с.
3. *Оберг Р. Дж.* Технология COM+. Основы и программирование: Уч. пос. М.: Издательский дом «Вильямс», 2000. 480 с.
4. *Трельсен Э.* Модель COM и применение ATL 3.0. Пер. с англ. СПб.: BNH – Санкт-Петербург, 2000. 928 с.

Рецензент канд. техн. наук А. В. Шумилов

УДК 658.51:531.746,550.8.08

И. В. Гринев, А. Б. Королев, В. Н. Ситников
ООО «Нефтегазгеофизика»

СИСТЕМНАЯ ИНТЕГРАЦИЯ МЕР ПО ПОВЫШЕНИЮ ТОЧНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ МАГНИТОМЕТРИЧЕСКИМИ ИНКЛИНОМЕТРАМИ

Формализована методика, позволяющая комплексировать многочисленные меры, применяемые при работе с магнитометрическими инклинометрами на этапах подготовки и эксплуатации прибора, а также при обработке зарегистрированных данных. Показано, что разработанный подход является закономерным шагом в развитии теории и практики инклинометрических измерений, используемых при проведении геофизических работ. Данная методика, помимо повышения точности построения оси ствола скважины, нацелена на снижение конечной стоимости проведения инклинометрических работ.

Ключевые слова: системная интеграция, магнитный инклинометр, оптимизация, автоматизация.

В настоящее время требования к точности проходки скважин закономерно растут. Одновременно с этим растет число скважин со сложным профилем, включая субгоризонтальные и горизонтальные скважины, навигация в которых сопряжена с рядом дополнительных проблем. Кроме того, укрепляется тенденция к проведению геофизических исследований скважин во время бурения, что повышает требования, в частности, к инклинометрии в процессе бурения.

В связи с возрастающими требованиями в последние десятилетия было накоплено большое количество как аппаратных, так и программных мер, позволяющих выявлять и минимизировать многочисленные погрешности инклинометрических измерений. Данные меры в большинстве случаев рассматриваются по отдельности без учета возможности их совместного использования в рамках одной системы. Кроме того, систематизации и системной интеграции требуют все этапы во время подготовки, эксплуатации и обработки данных инклинометрической аппаратуры. Таким образом, в большой степени открытым остается вопрос комплексирования этапов и мер во время инклинометрических работ для достижения двух целей:

– повышения точности проходки скважин, включая субгоризонтальные скважины;

– снижения издержек, связанных со всеми этапами инклинометрических работ.

Стоит отметить, что для достижения поставленных целей в последние четверть века появился ряд предпосылок, из которых можно выделить:

– значительное увеличение вычислительных мощностей и объемов внутренней памяти как компьютеров, так и микропроцессоров, используемых при изготовлении датчиков;

– появление в сети Интернет ряда полезных для инклинометрии ресурсов, наличие облачных технологий, а также возможности хранения и обмена данными;

– наличие доступных программных и аппаратных средств удаленного управления и контроля.

В связи с этим целью данной работы является формализация методики комплексирования многочисленных мер, применяемых при работе с магнитометрическими инклинометрами на этапах подготовки и эксплуатации прибора, а также при обработке зарегистрированных данных. Стоит заметить, что этапы производства плат, шасси, охранного кожуха инклинометра здесь не рассматриваются.

Основные этапы в работе с инклинометром

Комплекс работ, которые требуют системной интеграции, можно разделить на три практически независимых друг от друга этапа (рис. 1): наладка, эксплуатация и обработка.

Обычно на каждом из трех приведенных этапов задействованы разные специалисты. Данная работа нацелена на облегчение и повышение стабильности их работы в связи с тем, что неудовлетворительные систематизация и автоматизация процессов приводят к более высоким требованиям к специалистам, что, в частности, выражено в большем времени их профессиональной подготовки.

Этап I: наладка датчика и инклинометра в сборке

Цели этапа:

1. Получение датчика с необходимыми значениями погрешностей.
2. Компонировка инклинометра в сборке геофизических приборов.
3. Привязка точки записи инклинометра.

Схема этапа I представлена на рис. 2.

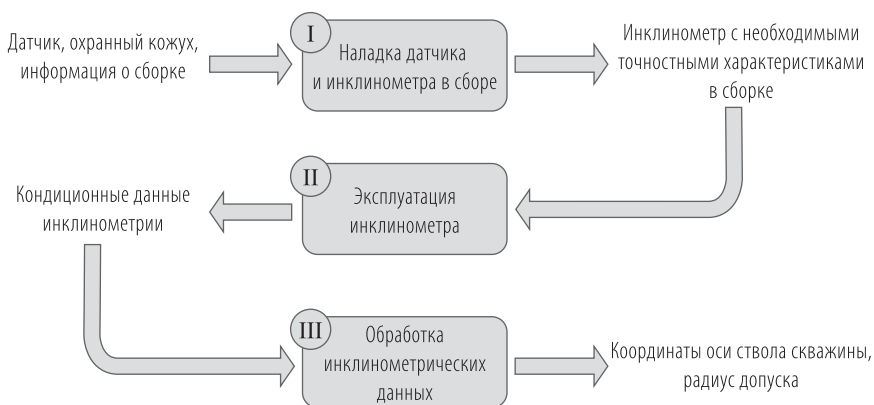


Рис. 1. Этапы работ по получению инклинометрических данных

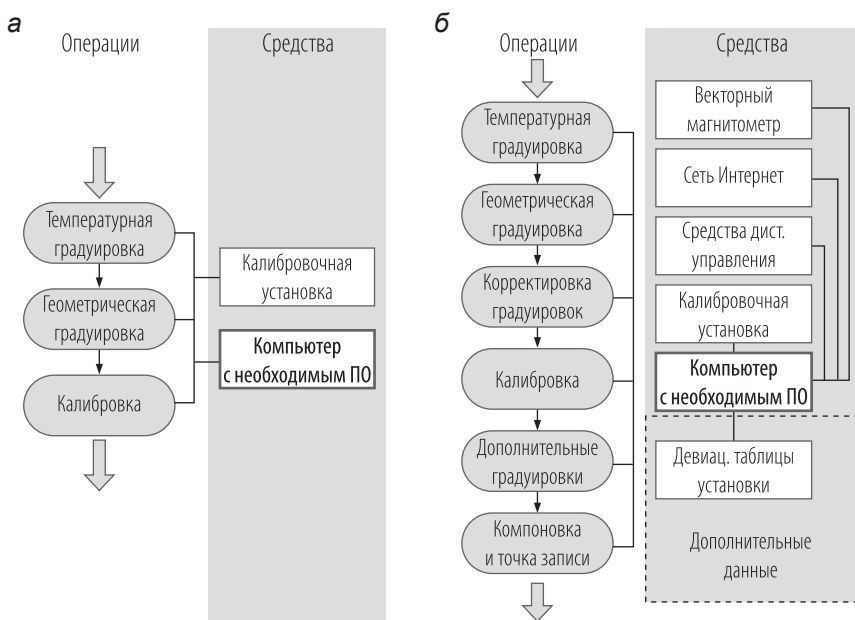


Рис. 2. Схема этапа I (наладка датчика и инклинометра в сборке): а – стандартная; б – расширенная

В сравнении с классической схемой наладки инклинометра (рис. 2, а) подразумевается использование следующих дополнительных средств:

1) векторный магнитометр, установленный в метрологической лаборатории для фиксации изменений геомагнитного поля (ГМП) во время метрологических работ [2]. Использование данного устройства позволяет не только провести корректировку на вариации ГМП, но и повысить стабильность метрологических работ в связи с возможностью их проведения в периоды возбужденной магнитосферы;

2) средства дистанционного управления (удаленный доступ через сеть Wi-Fi, управление программой калибровки при помощи презентера);

3) сеть Интернет для получения необходимых данных, сохранения копии базы данных, а также удаленного доступа к компьютеру в метрологической лаборатории;

4) калибровочная установка с автоматическим заданием положений с отснятыми таблицами девиации лимбов базовых углов.

Порядок операций в рамках расширенного варианта этапа I, а также связь с используемыми средствами представлены на рис. 2, б.

Температурная и геометрические градуировки, а также калибровка датчика являются привычными действиями при наладке инклинометрического датчика. В связи с этим подробно остановимся на других, указанных на схеме операциях.

Корректировка градуировок построена на параллельных с температурной градуировкой измерениях вариаций ГМП с целью их дальнейшего учета в файлах температурной и геометрической градуировок. Данный блок состоит из двух пунктов: 1) корректировка температурной градуировки с учетом вариаций ГМП и диапазонов первичных данных; 2) пересчет геометрической градуировки с учетом корректировки температурных зависимостей.

Дополнительные градуировки – блок из четырех компонент:

1. Градуировочные коэффициенты для модуля ГМП.
2. Градуировочные коэффициенты для наклона ГМП.
3. Дополнительная таблица корректировок базовых углов.
4. Дополнительная таблица корректировок для субвертикальных положений [3].

Пункты 1 и 2 рассчитываются на основе данных, снятых во время геометрической градуировки, а 3 и 4 – на основе данных калибровки.

Напомним, что корректировка, вносимая на основе калибровочной таблицы, позволяет повысить точность измерений базовых углов приблизительно в два раза, а индивидуальные градуировочные коэффициенты позволяют измерять модуль и наклонение ГМП приблизительно в три раза точнее в сравнении со стандартным случаем, когда расчет проводится на основе файла базовой градуировки. Более точные значения модуля и наклона ГМП необходимы, в частности, при расчете влияния поля остаточной намагниченности (ПОН) бурильной колонны и сборки геофизических приборов [4, 5], а также при контроле качества измерений [6].

Компоновка и точка записи – блок, нацеленный на минимизацию погрешностей, связанных с использованием датчика в инклинометре и далее в сборке геофизических приборов. Состоит из трех пунктов:

1. Установка датчика в охранный корпус инклинометра с минимумом установочных погрешностей.

2. Компоновка сборки геофизических приборов с учетом рекомендаций, позволяющих минимизировать погрешности инклинометрии [7].

3. Привязка точки записи не к расположению блоков первичных преобразователей, а к середине жесткой части сборки.

Средства дистанционного управления включают в себя аппаратные средства типа презентер для упрощения градуировочных и калибровочных работ, а также сети Wi-Fi и Интернет.

Данные блоки хорошо поддаются автоматизации и повышают конечную точность, стабильность, а также снижают стоимость проводимых инклинометрических работ. При условии автоматизации работы установки [8], а также наличии удаленного управления и контроля за работой установки, проведение наладочных работ становится практически полностью автоматизированным. Оператор в данном случае требуется только для фиксации датчика в калибровочной установке, извлечения после завершения всех необходимых работ, а также при установке датчика в охранный кожух и в сборку геофизических приборов.

Этап II: эксплуатация инклинометра

Цель этапа: получение кондиционных инклинометрических данных.

Режим эксплуатации инклинометра в сборке на кабеле достаточно подробно описан в руководстве по проведению инклинометрических работ [9]. Аналогичных рекомендаций для эксплуатации автономных приборов, насколько известно авторам, не существует.

Данные регистрируемых инклинометрических измерений передаются по кабелю или записываются в память прибора. Обычно записывается два набора данных: первичные данные и расчетные величины.

Стандартный алгоритм расчета во время эксплуатации подразумевает фиксированный набор формул расчета, один набор градуировочных коэффициентов для расчета базовых углов и дополнительных параметров, а из внешних параметров учитывается только значение температуры. В большинстве случаев никакие алгоритмы к расчетным данным в процессе эксплуатации (рис. 3) не применяются.

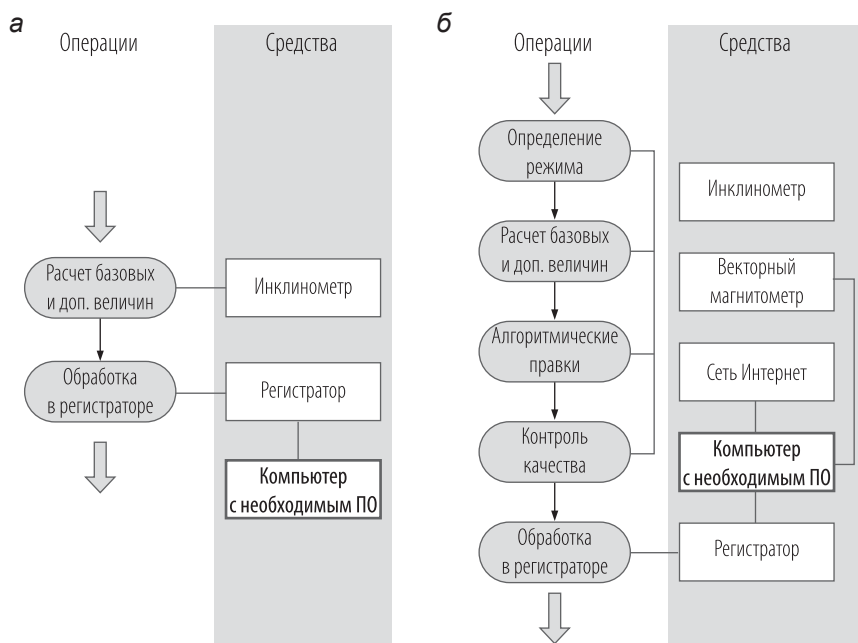


Рис. 3. Схема этапа II (эксплуатация инклинометра): а – стандартная; б – расширенная

Авторы предлагают существенно расширить учет по каждому из указанных пунктов. Градуировочную таблицу следует использовать для расчета базовых углов, а для расчета дополнительных параметров (модуля и наклона ГМП) использовать свои градуировочные таблицы (см. этап I), которые обеспечивают кратное увеличение точности.

Существенное повышение точности (до 200%) базовых углов в субвертикальных и иных положениях обеспечивают дополнительные корректировки, рассчитываемые на основе построенных калибровочных таблиц (см. этап I).

Предлагается также расширить объем учитываемых параметров до следующего списка:

- температура;
- ориентация в пространстве;
- поле остаточной намагниченности;
- вращение и вибрации;
- зависимость изменения гравитационного и геомагнитного полей Земли от глубины.

Причем стоит иметь в виду, что возможно одновременное действие нескольких факторов. Их учет в рамках определения режима позволяет подобрать оптимальные формулы расчета базовых углов, а также дополнительных параметров. Кроме того, такой учет позволяет применить алгоритмические правки не только на температуру, но и на все остальные указанные выше пункты.

Использование векторного магнитометра на данном этапе позволяет зафиксировать существенные флуктуации ГМП, что, в частности, может быть учтено при контроле качества зарегистрированных данных [6]. В то же время прямой учет зафиксированных флуктуаций не всегда возможен на всем протяжении скважины из-за возможного наличия пород, обладающих повышенными магнитными свойствами [1].

Этап III: обработка данных

Цель этапа: построение оси ствола скважины.

На этапе обработки данных, в сравнении с этапом эксплуатации, появляется ряд возможностей, которые позволяют комплексно разобирать зарегистрированные данные. Из таких возможностей можно выделить:

1. Анализ данных целиком (по всему исследуемому интервалу), что недоступно на этапе эксплуатации. Такой анализ позволяет с высокой точностью определить невязку, провести анализ ПОН и т. д.

2. Сопоставление с данными других методов (профилеметрия, кавернометрия и т. д.).

3. Сопоставление с данными инклинометрии во время бурения.

Порядок обработки инклинометрических данных обычно не регламентирован, что является существенным недостатком. В данной работе авторы предлагают системную интеграцию мер обработки зарегистрированных данных на этапе их обработки (рис. 4).

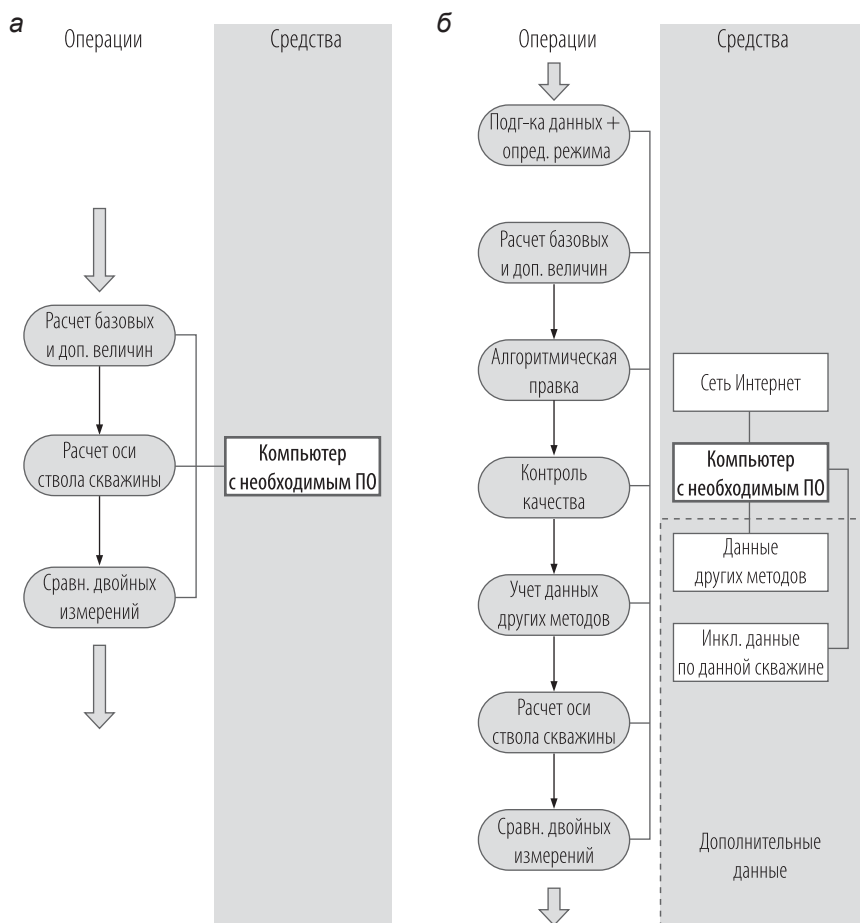


Рис. 4. Схема этапа III (обработка данных): а – стандартная; б – расширенная

Рассмотрим порядок обработки данных.

Подготовка данных:

- устранение единичных выбросов;
- устранение ударных воздействий;
- устранение влияния кондуктора, муфт и иных источников сильных магнитных влияний.

Определение режима, в котором находился инклинометр во время измерений (см. этап II).

Расчет базовых и дополнительных величин: на основе текущего режима выбирается оптимальный набор формул для вычислений. Как и в случае эксплуатации, расчеты базовых и дополнительных величин проводятся при помощи разных градуировочных таблиц. Эти данные также уточняются при помощи дополнительных корректировок базовых углов и субвертикальных положений (см. этап I).

Алгоритмические правки включают:

- алгоритмические корректировки (ПОН, вращение и т. д.);
- фильтрацию данных;
- контроль качества данных инклинометрии (с учетом файла суточных вариаций магнитного поля).

Расчет оси ствола скважины. Методические корректировки расчетных значений оси ствола скважины (применение методов расчета в зависимости от кривизны и ориентации участков оси ствола скважины).

В случае необходимости возможно сопоставление с данными других методов (профилеметрия, кавернометрия и др.), а также сравнение двойных измерений. Стоит отметить, что последний этап также должен быть подробно регламентирован.

Взаимодействие аппаратных и программных средств

На рис. 2–4 используется обозначение «компьютер с необходимым ПО», которое детализировано на рис. 5.

Отдельного пояснения на рис. 5 требует программа «Менеджер наладки». Данная программа является связующим звеном между всеми программами этапа подготовки инклинометрического датчика и нацелена на автоматизацию многоступенчатого процесса (рис. 2), на каждом этапе которого требуется контроль качества проведенных работ.

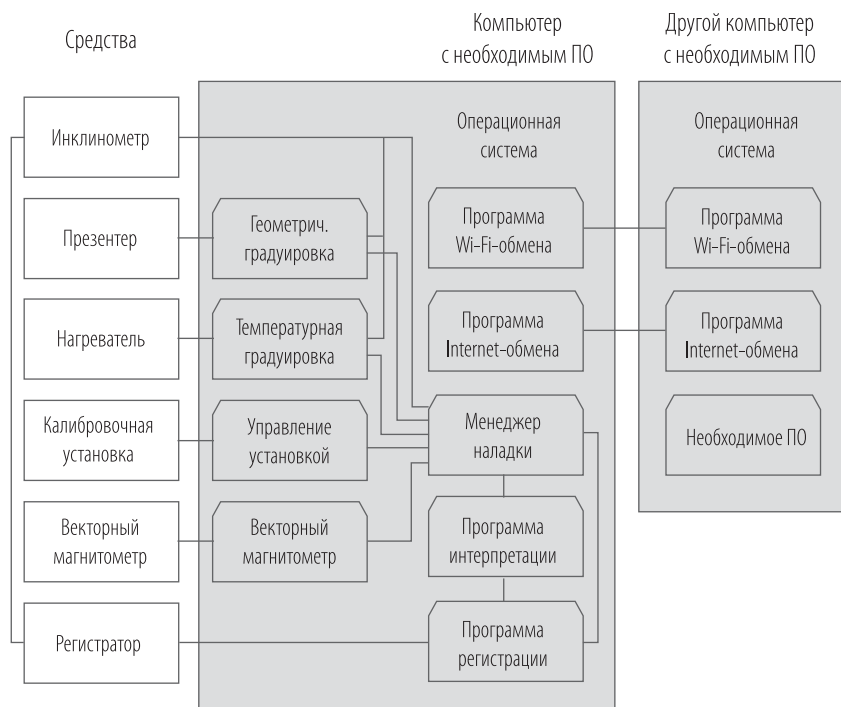


Рис. 5. Взаимодействие аппаратных и программных средств

Заключение

Рассмотрен весь спектр работ, связанных с инклинометром, за исключением работ по производству датчика и охранный кожуха. Совокупность работ разделена на независимые последовательные этапы. Для каждого из этапов проведена системная интеграция многочисленных мер, связанных как с повышением точности, так и со снижением трудозатрат. Помимо этого проведена системная интеграция аппаратных и программных средств, используемых в инклинометрии.

В условиях высоких требований к точности, появившихся программных и аппаратных возможностей, а также многочисленных мер

компенсации погрешностей, данные методические разработки являются закономерным этапом в развитии теории инклинометрических исследований. Таким образом, приведенные наработки могут стать теоретической и практической базой для фактической реализации в производственном и эксплуатационном циклах.

ЛИТЕРАТУРА

1. Астраханцев Ю. Г., Белоглазова Н. А., Глухих И. И., Иголкина Г. В. и др. Вариации геомагнитного поля на Кольской и Уральской сверхглубоких скважинах // Уральский геофизический вестник. 2010. № 2 (17). С. 4–15.
2. Гринев И. В., Королев А. Б., Ситников В. Н., Тихомиров А. Н. Мониторинг вариаций геомагнитного поля с целью комплексного уточнения инклинометрических измерений // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2016. Вып. 9 (267). С. 172–185.
3. Гринев И. В., Королев А. Б., Ситников В. Н. Повышение точности инклинометрических измерений в субвертикальных скважинах // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2016. Вып. 12 (270). С. 98–113.
4. Гринев И. В., Королев А. Б., Ситников В. Н. Влияние остаточной намагниченности бурильной колонны и сборки геофизических приборов на показания инклинометра // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2019. Вып. 4 (298). С. 87–95.
5. Гринев И. В., Королев А. Б., Ситников В. Н. Компенсация влияния поля остаточной намагниченности бурильной колонны и сборки геофизических приборов на показания инклинометра // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2020. Вып. 1 (301). С. 104–111.
6. Гринев И. В., Королев А. Б., Ситников В. Н. Контроль качества инклинометрических измерений. Учет суточных вариаций магнитного поля // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2015. Вып. 12 (258). С. 99–108.
7. Гринев И. В., Королев А. Б., Ситников В. Н. Компонировка сборки геофизических приборов с целью минимизации погрешностей инклинометра // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2021. Вып. 2 (308). С. 89–94.
8. Патент RU 2249689 C2, 10.04.2005. Автоматизированная установка для калибровки инклинометров / З. Г. Гарейшин, В. М. Лобанков, О. К. Полев, Н. А. Пономарев, А. Ф. Морозов, О. Л. Рыжиков. Заявка № 2002124111/28 от 10.09.2002.
9. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах (РД 153-39.0-072-01). Тверь: ГЕРС, 2002. 272 с.

Рецензент доктор техн. наук, проф. Г. В. Миловзоров

Из истории нашего каротажа

УДК 550.832

О. В. Калугин, М. А. Юматов

ООО «Нефтегазгеофизика»

РАЗВИТИЕ КОМПЬЮТЕРИЗИРОВАННЫХ КАРОТАЖНЫХ ЛАБОРАТОРИЙ

Рассмотрена краткая история развития разработок специалистов ООО «Нефтегазгеофизика» в области наземного оборудования для проведения геофизических исследований скважин. Приведены описания реализованных на практике вариантов каротажных регистраторов.

Ключевые слова: каротаж, кабельные линии, наземный регистрирующий комплекс, система сбора данных, декодирование.

Геологоразведочные работы на нефть и газ – сравнительно молодая отрасль прикладной науки. Ее российская история насчитывает чуть больше века – с начала 1900-х годов, с момента возникновения необходимости выхода нефтедобычи за пределы хорошо известного Бакинского региона. Бурное развитие промышленности в 20–30-е годы прошлого века позволило шагнуть вперед в разведочном и эксплуатационном бурении. Одновременно развивалась и научная составляющая прикладной геологии, теоретические модели которой требовали все больший объем фактических данных с реальных исследуемых площадей. Получение, обработка и систематизация данных полевых исследований становится одной из важнейших задач молодой отрасли науки – геофизики. На основе теоретических моделей проектируются и получают инженерное воплощение первые геофизические приборы для детальных исследований геологической структуры территорий, потенциально содержащих полезные ископаемые. С легкой руки

братьев Шлюмберже, одних из пионеров геологоразведки, процесс геофизических исследований скважин обретает название «каротаж».

Первое каротажное оборудование выглядело незатейливо и могло быть использовано для прямого измерения незначительного числа геофизических параметров скважины вроде потенциала собственной поляризации (ПС) и омического сопротивления раствора (резистивиметры). Например, в угольно-рудной геофизике геолог-полевик нес с собой (вполне буквально, так как часто передвигался пешком) один-два малогабаритных скважинных прибора, катушку кабеля длиной 100–200 метров и наземный измеритель в виде стрелочного тестера. Снятые показания записывались от руки в тетрадь и хранились вместе с отобранными образцами пород.

С развитием сначала ламповой, а затем и полупроводниковой электроники геологоразведка совершила качественный скачок как в средствах измерения, так и в возможностях обработки и систематизации полученных геофизических данных. За счет развития теоретических основ геофизики и новой элементной базы появилось множество новых методов каротажа и обеспечивающей их аппаратуры. Развивались электрические и электромагнитные методы исследования, появились акустический и радиоактивный каротаж.

Для управления всем этим многообразием скважинной аппаратуры требовался не менее сложный наземный комплекс, управление которым невозможно без высокой квалификации персонала не только в геофизике, но и в прикладных дисциплинах – от процесса бурения до электробезопасности. Возникшее в процессе бурного старта отрасли разнообразие систем питания и телеметрических передатчиков повлекло за собой появление так называемых каротажных станций. Тем временем с появлением полупроводников появились и первые относительно малогабаритные вычислительные машины, способные обрабатывать увеличившийся объем получаемых от каротажных приборов данных. Однако их «малогабаритность» была все же недостаточна для использования в полевых условиях.

Каротажные станции той поры представляли собой набор так называемых «панелей» – аппаратных модулей питания и управления одним скважинным прибором или семейством таковых (со схожим питанием и типом телеметрического передатчика). Панели устанавливались в стандартные стойки внутри каротажной станции, общее количество панелей доходило до полутора десятков и требовало от

использующего их оператора весьма серьезной подготовки. Показания этих панелей в процессе каротажа все так же записывались вручную или фиксировались в виде непрерывных кривых на фотобумаге (так называемый фоторегистратор) или бумажном носителе. Последующая обработка таких данных требовала недюжинной сноровки в обращении с бумажными рулонами и помещения со столами больших размеров. При этом фото пленка могла просто засветиться, что приводило к утрате единственного экземпляра всех данных, к слову, весьма дорогостоящих. Отдельным вопросом также оставалась необходимость ручного переноса данных в цифровую форму для комплексной обработки с использованием данных нескольких геофизических методов.

Ситуацию изменило появление персональных компьютеров (ПК), которые могли размещаться непосредственно внутри каротажной станции и могли быть использованы не только для обработки данных скважинной аппаратуры, но и для их получения. С этого момента началась эра компьютеризованных каротажных лабораторий [2]. Производители скважинных приборов и их наземных панелей стали снабжать эти панели вариантами цифровых интерфейсов, стандартных для ПК. Такой подход позволил автоматизировать сбор данных, производя их перевод в цифровую форму непосредственно в реальном времени. Эпоха первичных данных в виде твердых копий ушла в историю. Стало возможно распечатать каротажную диаграмму с любыми имеющимися данными на любом этапе исследований, что существенно упростило жизнь геологам буровых компаний и сократило вероятность брака каротажного материала.

Однако с появлением ПК оставался еще ряд нерешенных проблем. Количество панелей управления скважинной аппаратурой не уменьшилось, операционное и прикладное программное обеспечение ПК и конструкция панелей не позволяли свести управление аппаратурой к нажатию клавиш на клавиатуре компьютера. К тому же и одновременное проведение каротажа, и предварительная обработка полученных данных выглядели неодолимой технической задачей.

Первая попытка нашей фирмы (тогда ОАО «Тверьгеофизика») уменьшить число независимых панелей в каротажной станции вылилась в появление каротажного регистратора под шифром «Карат» [3]. Пилотный вариант работал под управлением MS-DOS и под-

держивал работу всего нескольких скважинных приборов собственного производства и производства Киевского КБ. Функции панелей управления выполняли отдельные платы регистратора, созданные на базе блоков панелей производителя. Питание приборов подавалось и управлялось вручную при помощи стандартных «стоечных» источников питания. В этом же изделии на основе платы собственной разработки на ISA-интерфейсе был реализован восьмиканальный аналоговый вход для подключения выходов с панелей управления, не имеющих цифрового интерфейса (счетно-импульсная аппаратура РК, приборы стандартного электрического каротажа). Скважинная аппаратура собственной разработки имела стандартный интерфейс на основе MILSTD_1553 (Манчестер-2), управление этими приборами было возложено на еще одну ISA-плату собственной разработки – модем на базе микросхемы ВГ-6. Приборы разработки Киевского КБ взаимодействовали со станцией «Карат» при помощи третьей (и последней) ISA-платы, также собственной разработки. Такая конструкция позволила резко сократить наполнение каротажной стойки и предоставила оператору качественно новый уровень интерфейса с аппаратурой. По сути, все последующие реализации каротажных лабораторий имеют некоторые общие идеологические черты со станцией «Карат».

Дальнейшая эволюция станции «Карат» была объединена простой идеей – все должно управляться и контролироваться оператором ПК лаборатории. В процессе воплощения этой концепции механическая панель контроля каротажа (ПКК) была заменена на полностью электронную собственной разработки. Источники питания с механическим управлением были заменены на программно-управляемые аналоги швейцарского производства. И наконец самым мощным шагом стала замена всех собственных ISA-плат на одну стороннего производителя, содержащую относительно быстрый по тем временам АЦП и 16-разрядный сигнальный процессор для обработки оцифрованных данных. Такой подход позволил свести работу с разнообразными телеметрическими сигналами к программному кодированию/декодированию в реальном времени, не прибегая к ресурсам процессора ПК. Серьезной проблемой оставалась только невозможность работы сборками скважинных приборов без перекомпиляции ПО станции под конкретную сборочную топологию, так как используемая MS-DOS архитектурно монозадачна.

Следующий эволюционный шаг охватывал сразу два направления.

Во-первых, ограничения MS-DOS были преодолены при помощи собственного системного ПО, так называемого экстендера (VMD). Это ПО переключало процессор ПК оператора в специфический режим работы, чем-то напоминающий современную ОС MS-Windows. Такой ход позволял произвольно комбинировать заранее скомпилированное ПО конкретного скважинного прибора для обслуживания сборок, жестко гарантируя требуемую синхронизацию опроса как по глубине, так и по времени. Весь сервис MS-DOS работал в этом режиме как фоновый процесс. Именно простое использование сборок до настоящего момента является одним из основных козырей современных каротажных лабораторий производства ООО «Нефтегазгеофизика».

В-вторых, было введено понятие «поля коммутации» и в состав станции добавлен блок фильтров и коммутации (БФК). Это программно-управляемое релейное поле позволяло произвольным образом выводить питание и импульсы управления на жилы каротажного кабеля и доводить до АЦП входные сигналы со скважинных приборов, по пути пропуская их через конфигурируемые аппаратные фильтры. Список скважинных приборов, с которыми могла работать такая станция без дополнительных аппаратных доработок, увеличился в десятки раз.

С введением VMD и БФК станции «Карат» стали настолько универсальными, что это на долгие годы сделало их лидерами рынка наземного оборудования в России. Здесь, конечно, стоит учесть и широкий спектр скважинных приборов собственной разработки, практически полностью закрывающий потребности промышленной геофизики. Однако оставался еще один очень неприятный для пользователей станций момент. Заключался он в невозможности использования любого стороннего ПО в процессе каротажа. И даже ПО первичной обработки данных могло быть запущено только после завершения геофизических исследований. Причина проста – архитектура MS-DOS. А тем временем на рынке появилась по-настоящему мультизадачная ОС – MS-Windows.

Следующий большой этап оказался связанным как раз с ПО. Уход от MS-DOS и переход на MS-Windows был шагом очевидным, но очень трудоемким. ПК под управлением MS-Windows легко справлялся с одновременной обработкой данных, редактированием сопроводительных документов и прочими задачами, но требуемое для ПО обслуживания процесса каротажа «реальное время» обеспечить не

мог. Варианты решения данной проблемы возможны и чисто программными способами, но все они ввиду сложности архитектуры ОС были сопряжены с использованием стороннего системного ПО, то есть с ненужными рисками. Аппаратный же вариант оказался не столь трудозатратным, как могло показаться сначала. На основе все тех же сигнальных процессоров была спроектирована и изготовлена своеобразная материнская плата (система сбора (СС)). Благодаря архитектурным особенностям (несимметричный мультипроцессинг) и быстрому интерфейсу к ПК (первоначально – параллельный порт, далее Ethernet), все «реальное время» было перенесено на СС, работающую под управлением ОС собственной разработки. Таким образом, оператор получил все возможности интерфейса MS-Windows в сочетании с жестким «реальным временем» для скважинной аппаратуры [3]. Лаборатории на основе подобных станций успешно работают на производстве вот уже более 15 лет и до сих пор составляют основу парка многих геологоразведочных фирм.

Дальнейшее развитие, однако, не прекращается. В силу того, что современные сборки скважинных приборов из параллельно соединенных отдельных устройств превращаются в наборы с единым головным модулем управления и питания (ТЛС) [1], часть функционала наземного оборудования логично возлагается на ТЛС, что в свою очередь вызывает упрощение описанной выше СС до варианта интеллектуального модема. Подобная разработка уже тестируется на производстве.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Веселков А. А., Юматов М. А., Стрельцов С. А., Журавлев В. И.* Кабельно-автономный каротажный комплекс. Принципы построения скважинной части и общая логика работы // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2016. Вып. 9 (267). С. 85–93.
2. *Михайлов В. М., Струков А. С.* Компьютерные технологии ГИС – опыт разработки и новые задачи // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 1996. Вып. 22. С. 9–14.
3. *Юматов М. А., Веселков А. А., Юматов А. Ю., Стрельцов С. А.* Наземное оборудование для сбора и обработки данных геофизических исследований в скважинах. История развития и современная концепция построения // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2013. Вып. 10 (225). С. 98–107.

Информационные сообщения

УДК 550.832

О. В. Калугин, П. И. Власенко, Е. П. Власенко
ООО «Нефтегазгеофизика»

НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОГРАММНО-АППАРАТУРНЫХ КОМПЛЕКСОВ ДЛЯ КАРОТАЖА НА БУРОВЫХ ТРУБАХ СОВРЕМЕННОЙ АППАРАТУРОЙ ООО «НЕФТЕГАЗГЕОФИЗИКА»

Описаны решения проблем, выявленных и накопленных за многолетний опыт эксплуатации автономных приборов, разрабатываемых с конца 90-х годов прошлого столетия.

Ключевые слова: каротаж, аппаратура, автономные скважинные комплексы, исследования.

Глоссарий

БУП – блок управления и памяти, при регистрации организует опрос БСИ, результаты опроса записывает во флеш-память, в тестовом режиме принимает команды от персонального компьютера (ПК) и отвечает сам или транслирует команду в БСИ в зависимости от адреса, указанного в команде.

БСИ – блок сбора информации (методный модуль), отвечает на сервисные команды и команды опроса, является основным источником геофизической и технологической информации, имеется возможность обмена с модулем напрямую или через БУП.

Сервис – отдельная программная компонента, реализованная в виде EXE-файла или DLL, вызываемая обычно из меню монитора основной программы.

Рабочая директория – папка на ПК, которая создается перед проведением ГИС, в нее помещаются файлы подготовки приборов к автономному режиму работы, данные регистрации и послекаротажной обработки.

Для геофизических исследований горизонтальных и наклонных скважин с конца 90-х годов прошлого столетия в России стал широко применяться каротаж на буровых трубах с использованием скважинных автономных приборов и наземных датчиков измерения глубины. Многолетняя эксплуатация разработанной в ООО «Нефтегазгеофизика» аппаратуры и соответствующего программного обеспечения (ПО ServiceMS [1]) показала высокие характеристики по надежности при решении задач геофизических исследований скважин (ГИС). Серийно изготавливаемая аппаратура в ООО «Нефтегазгеофизика» представляла собой самостоятельные автономные приборы для выполнения различных методов ГИС [3]. Специальные соединительные устройства на концах прибора позволяли состыковать их друг с другом путем вертикальной сборки на устье скважины, что давало возможность их комплексирования в сборки для выполнения комплекса ГИС. Тестирование приборов, подготовка к каротажу, считывание данных из приборов производились с каждым из них по отдельности. Но реалии времени таковы, что буровикам и нефтяникам – конечным потребителям результатов ГИС – требуется более оперативно получать заключение по выполненному каротажу. Геофизикам же, непосредственно использующим нашу автономную аппаратуру, наряду с быстродействием хотелось бы больше гибкости и простоты при использовании программно-аппаратурных комплексов. Поэтому в 2009 г. в ООО «Нефтегазгеофизика» (НГГ) началась реализация концепции комплексного автономного прибора (КАП), в котором присутствует один модуль регистрации (БУП) с унифицированным по протоколу обмена списком блоков сбора информации (БСИ). При решении конкретных геофизических задач выбирались те или иные списки БСИ, причем список подключенных к БУП БСИ определялся автоматически, а шаг опроса каждого БСИ при регистрации мог быть разным. Обеспечение питанием прибора в автономном режиме осуществляется, как и ранее, напряжением 12 В, и поэтому число подключенных БСИ к БУП осталось ограниченным. Память регистрации (флеш-память в 1 Гб) конструктивно размещалась внутри БУП (в корпусе КАП), и считывание зарегистрированной информа-

ции могло продолжаться до двух часов (например, данные приборов акустического каротажа). Для решения сложных задач ГИС в сборку включалось несколько КАП, что удлиняло сборку и создавало дополнительное неудобство в виде программирования каждого КАП и последующего считывания информации с каждого БУП КАП. По результатам опыта эксплуатации КАП и с учетом вышеперечисленных неудобств в 2016 г. разработан КАП с напряжением питания 48 В постоянного тока. Память регистрации (2 Гб с резервированием, 4 Гб без резервирования) вынесена в замыкающую заглушку (FDISK), которая после подготовки прибора к регистрации устанавливается в прибор для визуального контроля и старта перехода КАП в автономный режим работы, а также последующего сохранения зарегистрированных данных БСИ, а после регистрации подключается оператором к ПК через USB-интерфейс для считывания зарегистрированной информации. Устройство FDISK определяется средствами Windows как внешнее съемное устройство памяти, время копирования данных с FDISK при полностью заполненной памяти (2 Гб) – не более 5 минут. Кроме логического диска регистрации в FDISK предусмотрен и общедоступный логический диск, который можно использовать для технологических целей. В одном сеансе работы может быть до 32 БСИ, причем питание приборов вынесено в отдельный модуль, который подключен к БУП аналогично остальным БСИ. Все модули в составе КАП, в том числе и модуль питания, имеют унифицированные узлы для стыковки между собой, что обеспечивает гибкость в формировании состава сборки комплекса. Модуль питания обеспечивает энергоснабжение КАП номинальным напряжением +48 В постоянного тока на основе аккумуляторных батарейных блоков или литиевых первичных элементов в зависимости от температуры окружающей среды эксплуатации, а также осуществляет измерение и контроль параметров выходных напряжений и тока потребления КАП. Номинальной емкости модуля питания достаточно для работы КАП в автономном режиме для проведения стандартного комплекса ГИС не менее 30 часов при одновременной работе 12 приборов (в каждом приборе может быть установлено несколько БСИ, но не более 32 на один КАП). В составе КАП предусмотрен технологический модуль, который измеряет технологические параметры при спуско-подъемных операциях с момента установки FDISK в БУП. Технологический модуль фиксирует давление, натяжение, внешнюю температуру, сопротивление жидкости, показания акселерометров. Позже был раз-

работан ряд КАП такой же архитектуры, но с питанием 12 В – так называемой малой интеграции.

Для наземной поддержки КАП разработаны:

- блок наземный технологический, который работает совместно с персональным компьютером (ПК) и обеспечивает питание КАП, позволяет проводить работы по проверке функционирования и подготовке КАП к каротажу в автономном режиме через БУП, а также калибровку и проверку работоспособности модулей, выполняющих тот или иной метод ГИС, по отдельности. В составе блока имеются источник питания, несколько интерфейсов RS-485 для работы с КАП или отдельными модулями, а также USB-интерфейсы для связи с ПК и FDISK;

- многоканальное зарядное устройство (до 12 каналов) вынесено в отдельное устройство и предназначено только для обслуживания (проведения циклов заряд/разряд) аккумуляторных батарейных блоков, входящих в состав модуля питания;

- модернизирован наземный измеритель глубины («Глубиномер-7») [2], позволяющий надежно работать и при -40°C .

Для поддержки КАП и общего повышения производительности доработано программное обеспечение (ПО) ServiceMS. Реализованы следующие пользовательские возможности поддержки КАП:

- введены в состав ПО расчетные DLL-библиотеки, которые применяются как при проведении тестирования БСИ, так и при получении физических величин из зарегистрированных данных, что позволяет оператору быстро и более качественно оценивать данные, поступающие от БСИ, а программистам не разрабатывать специальные программы первичной обработки для относительно несложных модулей;

- оператору каротажа дается возможность протестировать скважинные модули, входящие в состав КАП, на этапе составления сборки, что существенно экономит время при подготовке к каротажу длинной вертикальной сборки при выявлении неработоспособного модуля;

- возможность иметь в сборке «одинаковые» (с одинаковой мнемоникой) приборы с дополнительной идентификацией по заводским номерам, что обеспечивает взаимозаменяемость БУП;

- возможность задания каждому БСИ своего интервала регистрации (времени включения/выключения) и шага опроса при подготовке прибора к каротажу;

- оперативная выдача таблицы качества регистрации каротажных модулей сразу после копирования зарегистрированных данных с FDISK;

– автоматический импорт технологических параметров в LIS-файлы скважинных модулей, входящих в состав КАП; механизм импорта параметров основан на открытых для пользователя глоссариях с гибкой возможностью добавления/исключения;

– сохранение рабочей директории с данными о подготовке к каротажу на логическом диске FDISK, что дает возможность вести послекаротажную обработку на любом ПК с установленным ПО ServiceMS;

– список отчетов по каротажу расширен таблицей опроса БСИ (табл. 1) и таблицей функционирования аккумуляторов/батарей (табл. 2);

– в меню тестирования добавились две новые возможности: автоопределение БСИ без подключенного БУП (кнопка «АвтоКАП») и сервис обслуживания FDISK, позволяющий в удобном виде определять работоспособность устройства (рис. 1);

– наличие программы сервисного просмотра первичных файлов регистрации (копия логического диска регистрации) с разнообразным набором фильтров, что значительно сократило время анализа при аварийных ситуациях.

Обслуживание FDISK

Тестирование диска RAW

Байт тестирования: 85

Общее число блоков: 7951

Число проверенных блоков: 43 (0.54%)

Число плохих блоков: 1 (2.33%)

Начало тестирования: 15:30:13 (00:00:13)

Окончание тестирования: 16:10:16 (00:39:50)

Форматирование диска RAW

Размер диска: 1 041 629 184 Разметка: С резервированием

Готовность диска: Пригоден к записи

Имя файла на диске: 04051023 Размер: 25 550 848

Подключиться к диску RAW

Начать тестирование диска RAW

Разрешить запись на диск SYS

Электронный паспорт

Форматировать диск RAW

Чтение статуса диска RAW

Рис. 1. Диалог обслуживания FDISK

Таблица 1

Результаты опроса БСИ (пример)

№ п/п	БСИ	Начало регистрации	Конец регистрации	Шаг опроса, мс	Всего кадров	Нет ответа БСИ	Нарушения КС	Пустые кадры
НТМТ № 1003								
1	МСД-А-90, № 1003, 0,83 (м) (MSDA)	03.02.2021 12:58:10	04.02.2021 05:49:38	1000	60681	0	0	0
2	МП-А-102-3, № 3, 3,98 (м) (МРНЗ)	03.02.2021 12:58:08	04.02.2021 05:49:38	1000	60682	0	0	0
3	МТК-А-90, № 1003, 2,49 (м) (МТКН)	03.02.2021 12:58:12	04.02.2021 05:49:38	1000	60679	0	0	0
4	ЭКВР-А-90, № 1001, 14,60 (м) (LLFH)	03.02.2021 18:28:04	04.02.2021 05:49:38	1000	40890	0	0	0
5	ГК-А-90, № 1201, 1,47 (м) (GKEH)	03.02.2021 18:28:07	04.02.2021 05:49:38	1000	40889	0	0	0
6	АСПГ-А-90, № 1084, 4,72 (м) (USSH)	03.02.2021 18:28:09	04.02.2021 05:49:37	1000	40887	0	1	
7	ЗГГК-ЛП-А-90, № 2005, 2,15 (м) (LDCH)	03.02.2021 18:28:13	04.02.2021 05:49:38	1000	40885	0	0	
8	ЗННК-Т-А-90, № 1002, 3,69 (м) (CNOH)	03.02.2021 18:28:11	04.02.2021 05:49:38	1000	40886	0	0	
9	СИК+ПС-А-90, № 1076, 5,51 (м) (IP5H)	03.02.2021 18:28:15	04.02.2021 05:49:38	1000	40884	0	0	

Причина окончания регистрации: из МСД извлечена замыкающая заглушка.

Таблица 2

Время функционирования источника питания (пример)

Модули питания	$U_{\text{АКК}}, В$ Начало регистрации	$U_{\text{АКК}}, В$ Конец регистрации
МРНЗ № 3 ($dT = 16 \text{ ч } 51 \text{ мин } 30 \text{ с}$)	03.02.2021 12:58:08	04.02.2021 5:49:38
АКК1	12,96	11,70
АКК2	13,00	11,76
АКК3	12,95	11,80
АКК4	12,98	11,75
АКК	51,89	47,01
Ток, мА	66,00	249,00

В рамках расширения общей производительности и пользовательской привлекательности в ПО ServiceMS добавлены и модифицированы следующие сервисы:

- создание списка приборов и БСИ для конкретной фирмы (фильтр приборов, эксплуатирующихся у заказчика), что упрощает для пользователя ручной выбор приборов в полном перечне автономных приборов, поддерживаемых ПО ServiceMS, и в несколько раз сокращает время процедуры автоопределения подключенных приборов (диалог формирования списка приборов показан на рис. 2);

- открытый сервис рисунков модулей, что позволило создавать изображения каротажных сборок на одном листе формата A4, выдавать на печать и автоматически формировать файл рисунка в рабочей директории; информация на рисунке предназначена как для буровиков, так и для интерпретаторов КИП, пример изображения сборки показан на рис. 3;

- включение в список глоссариев перечня съемных навесных устройств (например, отклонителей) для скважинных модулей, конкретная привязка/непривязка происходит на этапе формирования сборки и находит отражение как на рисунке сборки, так и в виде таблицы в шапке выходных файлов в формате LIS;

- редактирование компоновки сборки после ее спуска в скважину, позволяющее добавлять/убирать механические устройства, редактировать смещения приборов, менять их местами; этот сервис дает возможность оператору исправить ошибки при описании сборки, а интерпретатору КИП – уменьшить время увязки каротажных данных;

- в программу создания файлов «Время–глубина» (файлы Ti_dept.las) добавлен метод уточнения длин свечей промера бурового инструмента. Метод основывается на сравнении скважинных данных модулей, максимально удаленно расположенных друг от друга в каротажной сборке. Применение метода позволяет получить более качественный файл «Время–глубина», а значит, более точную привязку зарегистрированных данных к стволу скважины и сокращение времени увязки скважинных данных в КИП;

- принципиально изменена служба экспорта зарегистрированных данных и служебных файлов (файлы по сборке, «черные ящики»), находящихся в рабочей папке, позволяющая осознанно выбирать списки файлов как по приборам, так и по их назначению (первичные или расчетные данные), причем на выходе из выбранных файлов сразу формируется архивный файл формата zip; такой подход позволил

минимизировать объем передаваемых данных и время для передачи через Интернет как в КИП, так и в инженерные службы (диалог сервиса показан на рис. 4);

- из общесистемного «черного ящика» данные обмена между ПК и приборами вынесены в отдельный «черный ящик», что значительно сократило время получения отчетов; следует заметить, что перечень запоминаемых в «черных ящиках» данных и событий значительно расширился;

- сервис просмотра «черных ящиков» значительно расширился по наполняемости и сократился по времени формирования, что позволило квалифицированно принимать решение на основе программного анализа зарегистрированных данных на предмет сбоев и отказов при каротаже;

- внедрен сервис по установке ПО ServiceMS, установка ПО реализована на системе создания установочных программ Nullsoft Scriptable Install System (NSIS) [4]. Актуальная версия ПО ServiceMS размещена на сайте ООО «Нефтегазгеофизика» [5]; с помощью данного сервиса не только автоматически копируется каталог версии ПО, но и производится настройка программного комплекса с инсталляцией необходимых для работы драйверов наземного оборудования и устройств;

- создан сервис по удаленному обновлению программных компонент ПО ServiceMS (через сеть Интернет) без переустановки полной версии, в том числе обновления исполняемых файлов, расчетных библиотек с сохранением пользовательских файлов: форматов визуализации, метрологических файлов, сборок, инициализационных файлов, что дает возможность пользователю сократить время на поиск вручную пользовательских файлов и последующее копирование в текущую версию.

Все вышеперечисленные разработки в программном обеспечении, вытекающие из возможностей реализованных аппаратурно-методических комплексов, значительно расширяют круг решаемых задач конечных пользователей. Применение новых программно-аппаратурных комплексов дает возможность проведения ГИС автономными приборами и позволяет одновременно использовать в каротажных сборках приборы новой и старой архитектуры; оперативно менять списки методных модулей; значительно сократить время получения заключения по проведенному каротажу на трубах; повысить мобильность каротажных партий; упрощенно получать и использовать новые версии программного обеспечения.

Выбор описаний

Шифр	Мнемоника	Наименование	Категория
☒ 44K-T-60-120/80	AK60	Модуль акустического каротажа 44K-60	AK
☒ 44K-A-76-120/80	CLTB	Прибор акустического каротажа	AK
☒ CLT-A	TECH	Модуль регистрации	
☒ 44K-A-76-120/80	AKOH		
☒ 44K-A-90-150/100	AKTH		
☒ 44K	44KX	44K-A-90-150/100	AK
☒ 44K-A-90-150/100	AKOH	Модуль акустического каротажа	AK
☒ ASPG	CLTE	Прибор компенсированного акустического каротажа автономный AKT	AK
☒ CLT-A	TECH	Прибор профилиров акустический	AK
☒ 9AP-A-90-120/80	US90	Модуль регистрации	
☒ 9AP-A-108-120/80	US18		
☒ 9AP-A-150-120/80	US15		
☒ AVAK-A-114-150/100	AKVN	Прибор акустического каротажа AVAK-11	AK
☒ AVAK-A	AKVN	Прибор акустического каротажа AVAK	AK
☒ AK-T	AKNH	AK-T	AK
☒ AKT-AT	AKBH	AKT-AT	AK
☒ ADPT-76	US3H	Профилиров акустический	AK
☒ ADPT-90	US6H	Профилиров акустический	AK
☒ ATRK-CTPT-76	CLTC	АТРК-CTPT-76(SDDH)	ГТк
☒ CLT-A	TECH	Модуль регистрации	
☒ Акселерометры	ACCL	БСИ акселерометров	
☒ CTPT-76	SDDH	Плотномертолщиномер	
☒ GK+LM-A-76-120/80	CLTA	Комплексный прибор GK+LM	GK+LM
☒ CLT-A	TECH	Модуль регистрации	
☒ LMA	GRQ	Локалор муфт	
☒ GK-A	GKCH		
☒ FDISK	FLOI	Внешнее запоминающее устройство	Заполнение данных карот.
☒ 4IK-A(48)	IK4H	4IK-A(48)	ИК

Всего описаний 158 Выбрано всего 158 Из них КАП 19

Рис. 2. Диалог выбора скважинных модулей

«Мертвый конец», м	Изображение	Описание		Прибор			
		Расстояние от низа сборки, м		L, м	D, мм	M, кг	
		DAAC	3-86/Tr80x8	45,44	0,39	90	18
		DAAC	3-86/Tr80x8	45,05	0,39	90	18
		DAAC	3-86/Tr80x8	44,66	0,39	90	18
		DR4C	ГСВ-А-90	44,27	0,72	90	25
43,55 NFMS, TPMS		MSDA	МСД-А-90, 1003	43,55	0,83	108	30
42,72 VAC3		MPH3	МП-А-102-3, 3	42,72	3,98	108	170
		МТКН	МТК-А-90, 1003	38,74	2,49	108	85
37,49 ACCE, HAMN HAMX, ITTM		OCA-124 LLFH	ЭКВР-А-90, 1201	36,25	14,60	108	386
36,82 RB							
36,39 PRES, TEMP		OCA-124	ГК-А-90, 1201	20,18	2,38	108	136
33,56 SP							
26,47 LF1-LF6		OCA-124 USSH	АСПГ-А-90, 1084	17,80	1,62	90	48
20,55 GR							
18,23 WF1U-WF9U		Шарнир DSBC	СУ-А-90-02	16,18	0,72	90	25
		Шарнир	ГСВ-А-90	15,46	2,15	108	114
14,06 RHOB		1,53 Источник	ЗГГКЛП-А-90, 2005	13,31	2,07	108	0
13,31 ITNL, TRNP		СНОН	2ННКТ-А-90, 1002	11,24	1,62	90	48
12,13 RFTN		1,5 Источник	ОСА-124 IP5H	9,62	3,62 + 6,00	108	69
11,97 RNTN		Шарнир DSBC	5ИК+ПС-А-90, 1076	6,00			
		Шарнир	Итого	45,44	108	1238	
8,48 IR4A							
7,80 IR3A							
7,45 IR2A							
7,15 IR1A							
6,94 IROA							
6,07 IKSP							
		03.02.2021 12:49:07					

Рис. 3. Пример изображения сборки

Формирование архива экспортируемых файлов из рабочей директории

Директория для архива: C:\archive_gam\

Выбор по модулям	Имя	Тип	Размер, Мб	Назначение
☐ KAT150(HTMT), 1003	2HK7-A-90_1003(HTMT)_I_03...	US	<1	Выходной файл US
☐ MSDA-90(MSDA), 1003	5HK-PC-A-90_1076(HTMT)_I_03...	US	<1	Выходной файл US
☐ MPA-102-3(MPH3), 3	Cap	dat	<1	Случайный файл
☐ MTK-A-90(MTKH), 1003	ClbInf	dat	<1	Случайный файл
☐ ZKBP-A-90(LFH), 1001	CLR	CLR	<1	Калибровочная запись
☐ GK-A-90(GKEH), 1201	COF	COF	1	Копия FLASH модуля
☐ AOPT-A-90(150)(USSH), 1084	COF	COF	2	Промежуточный файл
☐ ZTKPLA-90(LDCH), 2005	CPD	CPD	2	Промежуточный файл
☐ 2HK7-A-90(CNCH), 1002	CSCA	CSCA	<1	Шапка US
☐ 5HK-PC-A-90(IPSH), 1076	GKEH	CLR	<1	Калибровочная запись
	GKEH_1201	COF	1	Копия FLASH модуля
	GKEH_1201	PPD	1	Промежуточный файл
	GKEH_1201	SCA	<1	Шапка US
	HTMT_1003	nam	<1	Имя файла регистрации
	HTMT_1003	RAW	478	Полная копия FDISK прибора
	HTMT_1003	SHR	<1	Шапка US
	IPSH	CLR	<1	Калибровочная запись
	IPSH_1076	COF	2	Копия FLASH модуля
	IPSH_1076	CPD	9	Промежуточный файл
	IPSH_1076	SCA	<1	Шапка US
	IPSH_1076_COF	TXT	11	Вспомогательный файл
	LDCH	CLR	<1	Калибровочная запись
	LDCH_2005	COF	44	Копия FLASH модуля
	LDCH_2005	PPD	45	Промежуточный файл
	LDCH_2005	SCA	<1	Шапка US

Выбор по всем модулям

Результаты обработки + переноса

Результаты обработки

Переноса

Выбрать все

Снять все

Формировать архив

Выбрано файлов: 0

Объем выбранных данных (Мб): 0

Закрыть

Рис. 4. Диалог формирования экспорта

ЛИТЕРАТУРА

1. Власенко Е. П., Власенко П. И. Особенности построения программной среды для скважинных автономных приборов // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2020. Вып. 3 (303). С. 138–145.
2. Денисов Ю. А., Буяльский М. Г., Наваркина М. М., Яковлев А. П. Программно-измерительный комплекс «Глубиномер А1Т». История разработки и опыт использования // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2013. Вып. 3 (225). С. 84–98.
3. Хаматдинов Р. Т. Комплекс автономных приборов для исследования вертикальных и горизонтальных скважин // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2008. Вып. 10 (175). С. 3–16.
4. https://nsis.sourceforge.io/Main_Page.
5. <http://www.karotazh.ru/ru/programs>.