

35 лет Тверской геофизике

УДК 550.832

П. А. Бродский, Р. Т. Хаматдинов, Г. Г. Яценко, Н. В. Беляков

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ФОРМИРОВАНИЯ КАЛИНИНСКОГО (ДАЛЕЕ ТВЕРСКОГО) НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОГО КОМПЛЕКСА ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ НАУКИ

Излагаются принципы, задачи и основные результаты формирования Тверского научно-производственного комплекса прикладной геофизики.

В 60–70-х годах прошлого столетия в СССР были развернуты беспрецедентные по своим масштабам работы по поиску, разведке и освоению месторождений углеводородного сырья. В Западной Сибири были открыты гигантские месторождения нефти и газа, появилась крупнейшая нефтегазоносная провинция. Велись активные геологоразведочные работы в Восточной Сибири, Якутии, среднеазиатских республиках СССР и в других районах. Поиск, разведку и подсчет запасов углеводородного сырья осуществляло, в основном, Министерство геологии СССР.

Объемы поисково-разведочного бурения на нефть и газ в стране достигали 5 млн пог м в год. Ежегодно заканчивалось бурением и испытанием до 1400–1500 поисково-разведочных скважин. В каждую пятилетку, по заданиям Госплана, прирост запасов нефти и газа превышал в 2 и более раз объемы их добычи. Ресурсы и запасы углеводородного сырья тех лет стали залогом энергетической безопасности нашего континента, существенной экономической основой российского бюджета.

Выполнение этих работ потребовало мобилизации значительных интеллектуальных и материальных ресурсов, привлечения академических и прикладных НИИ, КБ и заводов. Кратно возросли объемы работ по информационно-аналитическому обеспечению. Мингео СССР предпринимало действенные меры по развитию фундаментальных исследований земной коры. К началу 70-х годов Мингео СССР приступило к созданию научно-исследовательского института, способного в короткие сроки разработать и внедрить в производство новейшие нефтегазопромысловые геофизические технологии исследований скважин. С этой целью в 1970 г. принимается решение о развитии научно-производственного комплекса геофизической науки в г. Калинин.

Основными задачами создания Калининского центра ГИС для научно-технического обеспечения геологоразведочных работ на нефть и газ были:

- развитие современных количественных методов ГИС для повышения эффективности поиска, разведки и подсчета запасов углеводородного сырья;
- обеспечение НИР и ОКР для серийного производства новой аппаратуры и оборудования ГИС на заводах Мингео СССР (прежде всего специализированном Киевском ОЭЗГП) и Минприбора;
- разработка методик и технологий ГИРС для новых регионов геологоразведки и сложных геолого-технических условий;
- научное и техническое обеспечение разведки и подсчета запасов сложных и уникальных месторождений.

Необходимость решения этих задач определила принципы формирования направлений и коллектива специалистов в Калинин.

Эти направления, основное содержание и результаты работ по ним в рамках, охватывающих примерно первые десятилетия работы коллектива, кратко освещены в настоящей статье.

Этапы развития Тверского научно-производственного комплекса прикладной геофизики отражены в строках официальной хроники, открывающей этот выпуск НТВ.

Для решения поставленных задач в г. Калинин за короткий период были созданы условия и сформированы коллективы ученых и специалистов по соответствующим направлениям. Были приглашены для постоянной работы ведущие специалисты из различных районов страны, ВУЗов и НИИ г. Калинина, организована целевая подготовка специалистов в калининских вузах.

Мы решили упоминать в статье лично лишь тех, кто сейчас не работает или, к глубокому сожалению, ушел из жизни. Мы должны их помнить. Фамилии, лица и труды других замечательных специалистов широко представлены на страницах нашего НТВ, в том числе и настоящего выпуска.

При написании статьи использованы материалы, предоставленные Д. В. Белоконом, В. Ф. Козяром, Г. А. Калистратовым, Е. М. Митюшиным, Э. Е. Лукьяновым, В. С. Афанасьевым, В. А. Пантюхиным, В. П. Демидовым, которым авторы выражают искреннюю признательность.

Развитие технологий и методов ГИС

Развитие основных методов ГИС опиралось на широкое развертывание работ по теории и создание на этой основе современной аппаратуры, ее метрологического, методического и интерпретационного обеспечения.

Компьютеризация геофизических технологий велась с первых лет формирования Тверского центра и всегда шла в ногу с общим развитием электронно-вычислительной техники и теоретических работ в области ГИС.

В 1973 г. на площадях Калининского государственного университета был организован наш совместный вычислительный центр на базе ЭВМ типа М-220 (А. И. Зинченко, В. Н. Морозович), а для развертывания работ по теории каротажа создана специализированная лаборатория теории каротажа. В дальнейшем вычислительный центр был оснащен более мощной ЭВМ БЭСМ-6, одной из первых в геофизике. Также первым в гражданских отраслях вычислительный центр был оснащен наиболее мощным вычислительным комплексом из отечественных ЭВМ – “Эльбрус”.

В течение 70–80-х годов проведены серьезные теоретические работы и разработано программное обеспечение для создания аппаратуры всех методов ГИС, их методического и интерпретационного обеспечения.

Теоретические исследования в области радиоактивного каротажа на основе аналитических и численных методов решения прямых задач позволили развить теорию стационарных и импульсных методов РК в скважинных условиях, оптимизировать характеристики различных

модификаций приборов ГК, ГГК, ННК, НГК, создать полномасштабное палеточное обеспечение и методики интерпретации (Ю. А. Гулин, И. Г. Дядькин, И. В. Головацкая и др.).

Совершенствование теории акустического, электрического и электромагнитного методов каротажа развивалось в направлении усложнения моделей среды, начиная от аналитических решений прямых задач для одномерных моделей среды (с плоскопараллельными или цилиндрическими границами раздела) с учетом конкретной геометрии зондовых установок и кончая использованием метода интегральных уравнений и различных модификаций метода конечных элементов для решения прямых задач со значительно более сложной моделью физических параметров разреза, пересеченного скважиной (Е. В. Чаадаев и др.).

Эти работы в области ГИС обобщены в книгах, учебниках и справочниках [1–8], а также легли в основу ряда методических документов [9–19], которые и до настоящего времени остаются эталоном и руководством к действию при обработке и интерпретации материалов (А. В. Ручкин, О. Н. Кропотов, И. В. Головацкая, И. П. Бриченко и др.).

На основе программ решения прямых задач и разработанных методических документов к середине 80-х годов разработан целый ряд программ для интерпретации данных комплекса ГИС в различных условиях.

Потребовалось создание мощного петрофизического центра для обоснования и обеспечения методик интерпретации на основе массового изучения кернового материала и получения петрофизических зависимостей для различных условий и типов коллекторов.

Такой петрофизический центр, отвечающий всем современным требованиям и находящийся на уровне ведущих зарубежных лабораторий по исследованию керна, был создан и оснащен широким комплексом петрофизической аппаратуры, во многом созданной в Твери (Л. И. Орлов и др.).

Геофизическое приборостроение

Одной из важнейших задач Тверского центра было обеспечение серийного производства скважинных приборов, наземных регистрирующих систем, каротажных лабораторий и подъемников в объемах, необходимых для оснащения производственных предприятий Мин-

гео СССР и предприятий других ведомств, ведущих геологоразведочные работы на нефть и газ.

В первые же годы функционирования Тверского центра сформированы специализированные подразделения, подобраны квалифицированные кадры, способные решать теоретические, методические и конструкторские задачи при разработке аппаратурно-методических комплексов электрического, электромагнитного, радиоактивного, акустического каротажа, комплекса аппаратуры для контроля технического состояния скважин, контроля испытаний и разработки месторождений углеводородного сырья.

К началу 80-х годов выполнены наиболее существенные разработки в области методов электрического, электромагнитного, акустического и радиоактивного каротажа для аппаратуры массового производственного назначения.

Серийное производство ее в содружестве с Киевским ОКБ ГП осуществлялось, в основном, на Киевском опытно-экспериментальном заводе геофизического приборостроения (КОЭЗГП).

По тверским разработкам организовано массовое заводское производство аппаратуры основных методов каротажа:

- для индукционного каротажа – типов АИК-5, ИКЗ (К. Л. Санто, Г. Я. Каган и др.);
- для радиоактивного каротажа – типов РГП-2, СРК (Ю. А. Гулин и др.);
- для акустического каротажа – типов СПАК-2, СПАК-2М, СПАК-4 (термостойкая), СПАК-6; акустические цементомеры АКЦ-1, АКЦ-2, АКЦ-4, АВАК (А. Ф. Девятов, И. Х. Садыков и др.);
- комплекс приборов для контроля технического состояния скважин, испытания пластов и для контроля за разработкой нефтяных месторождений (типа “Гранат”, “Гранит”), которые были поставлены на серийное производство.

Большие и сложные проблемы пришлось решить при создании скважинных приборов для исследования глубоких и сверхглубоких скважин, которые способны работать при экстремально высоких температурах и давлениях (температура до 200 °С, давление до 150–160 МПа).

Была реализована комплексная программа создания термобаростойкой отечественной элементной базы по техническим требованиям Тверского центра, в которой участвовали более пятидесяти

научных производственных объединений, НИИ, ОКБ и КБ. Организация постановки, научно-методическое сопровождение, приемка результатов всех этих работ проводились специалистами Тверского центра (В. П. Демидов и др.).

В течение 80–90-х годов разработаны и освоены в производстве более 100 наименований компонентов элементной базы (ЭБ), работоспособных в экстремальных условиях при геофизических исследованиях нефтегазовых скважин.

Для проведения испытаний компонентов ЭБ в условиях скважинной среды в НППГП “ГЕРС” создана испытательная база, оснащенная уникальным испытательным оборудованием, позволяющим проводить испытания на прочность и устойчивость компонентов ЭБ при воздействии различных факторов (Г. А. Калистратов и др.).

Внедрение новых термобаростойких компонентов в разработки СГП позволило создать в том числе уникальные приборы, обеспечивающие геофизические исследования глубоких, сверхглубоких и высокотемпературных скважин. Их применение дало возможность проводить исследования самой глубокой в то время в мире скважины Кольской СГ, а также сверхглубоких скважин Саатлинской, Уральской, Тюменской, Мутновской парогидротермальной.

В 1986 г. поставлен на серийное производство комплекс аппаратуры серии АГАТ, предназначенной для исследования высокотемпературных (до 200 °С) скважин.

Появление в начале 80-х годов первых микропроцессоров позволило поставить тематику по созданию цифровых скважинных приборов и телеметрической линии связи по кабелю. Эти работы, выполненные в середине – конце 80-х годов, определили сегодняшнюю конфигурацию цифровых скважинных приборов, выпускаемых массово в наши дни.

Для обеспечения производства наземной каротажной техники, каротажных лабораторий, станций, подъемников в 1986 г. на базе отдела вычислительной техники ВНИГИК организовано “Специальное конструкторское технологическое бюро скважинной и перфораторной техники” (СКТБ СПТ) с опытным производством (А. И. Зинченко, В. П. Боронин и др.).

Главной задачей СКТБ СПТ являлась разработка конструкторской документации для постановки на производство на предприятиях Министерства приборостроения СССР научных разработок, выпол-

нявшихся в Мингео СССР, и отдельных разработок, выполнявшихся в организациях Миннефтегазпрома. Основной стратегической целью работ этого периода было обеспечение перехода производственных геофизических предприятий отрасли на полную цифровую регистрацию данных геофизических исследований скважин.

Важным заданием СКТБ СПТ было создание каротажных подъемников для обеспечения разведочного бурения, транспортируемых на вертолетной подвеске. Несколько модификаций таких подъемников с электрическим и механическим приводами разработаны в короткие сроки, успешно испытаны, поставлены на серийное производство и сыграли важную роль в повышении темпов и эффективности разведочных работ в Западной, Восточной Сибири и других труднодоступных районах.

В конце 80-х годов появились первые персональные компьютеры типа IBM PC, на базе которых продолжалась дальнейшая компьютеризация технологий ГИС. Таким образом, было обеспечено создание первой в стране компьютеризированной каротажной лаборатории, ядром которой была IBM PC AT 386, ориентированной на работу с созданными к тому времени цифровыми скважинными приборами для исследования открытого ствола нефтегазовых скважин и обеспечивающей полный цикл работ от сбора данных от скважинных приборов до обработки материалов с целью выдачи оперативного заключения непосредственно на борту каротажной лаборатории.

В 1989 г. поставлен на производство комплекс аппаратуры серии “Скважина-2” для выполнения полного комплекса ГИС сборками модульных цифровых приборов с унифицированной цифровой телеметрией, с регистрацией данных каротажа компьютеризированной каротажной станцией типа “КАРАТ” на базе промышленных компьютеров и подъемников с механическими или гидравлическими приводами. Эти разработки в значительной степени приблизили уровень нефтегазопромысловой геофизики к мировому, обеспечив тем самым конкурентоспособность отечественной геофизики перед мощной экспансией транснациональных геофизических компаний.

Именно применение аппаратуры серии “Скважина-2” позволило в 1993 г. успешно провести работы с полным комплексом ГИС по компьютеризированным технологиям для западных добывающих компаний, работавших в России, результат которых был высоко оценен зарубежными заказчиками.

На основе этих работ создана каротажная лаборатория “КАРАТ-П” и скважинные комбинируемые приборы серии “П”, которые во многом определяют лицо российской геофизики на рынке каротажных услуг при исследовании открытого ствола.

В 80-е годы сформировалась существующая сегодня метрологическая база методов ГИС. При активном участии специалистов ВНИГИК разработаны и утверждены руководящие документы по ведомственным поверочным схемам основных методов каротажа, выработаны и приняты на уровне отраслевых и государственных стандартов общие технические требования к аппаратуре.

В Твери были значительно развиты работы по тематике геолого-технологических исследований (ГТИ), созданы, опробованы и освоены производством прибор раннего обнаружения и локализации объектов газопроявлений (ПРОЛОГ), лаборатория геологических исследований, активные дегазаторы различных типов для непрерывной дегазации буровых растворов, аппаратура виброакустического каротажа, различные типы газоанализаторов и хроматографов. Для определения технологических параметров разработаны и освоены выпуском усовершенствованные датчики технологических параметров (глубиномер, уровнемер, датчик веса на крюке, датчики плотности раствора и т. д.), выносной пульт бурильщика [22, 23].

Разработано несколько версий программного обеспечения сбора и обработки технологической, геологической и геохимической информации в реальном времени, созданы АРМ технолога, АРМ геолога, АРМ бурового мастера. Отработана система передачи геолого-технологической информации в реальном времени бурения удаленным пользователям, в том числе и по спутниковым каналам связи. Спроектированы, разработаны и освоены производством компьютеризированные станции геолого-технологических исследований “Разрез-2” и “СИРИУС”.

В области методического обеспечения ГТИ проведены работы по:

- получению геологической информации по данным технологических исследований;
- повышению геологической информативности газового каротажа;
- петрофизическому обоснованию энергокаротажа;
- нормализации механической скорости бурения;
- обоснованию критериев определения типа пластовых флюидов в залежи по соотношению легких углеводородов газовой части флюида;

- обоснованию выборов детекторов для газоаналитической аппаратуры при проведении газового каротажа;
- созданию нормативных документов по ГТИ.

С начала 90-х годов ВНИГИК параллельно с ГТИ начал заниматься проблемами геофизического обеспечения строительства горизонтальных скважин. В этом направлении выполнен ряд важных разработок: автономный сбросовый инклинометр, забойная телеметрическая система ЗТС-42 с комбинированным каналом связи.

Были разработаны принципы построения систем каротажа в процессе бурения, в том числе на буровом инструменте, был разработан и в дальнейшем освоен выпуск (ОАО НПЦ “Тверьгеофизика”, ЗАО НПП “ГЭЛС”, ЗАО НПП ГА “Луч”) аппаратурно-методический автономный комплекс для каротажа горизонтальных скважин на буровом инструменте – АМАК “ОБЬ”.

Разработана и внедрена интегрированная технология геофизического обеспечения строительства горизонтальных скважин.

Это обеспечило разработку аппаратурно-методических комплексов и идеологии их построения для решения проблемы информационного обеспечения строительства горизонтальных скважин [24].

Во многом решающую роль для создания совершенных скважинных приборов сыграли разработка ряда уникальных составных элементов и блоков скважинных приборов и организация их собственного производства в Твери.

В Твери разработаны и выпускаются уникальные термобаростойкие радиопрозрачные композитно-керамические корпуса приборов для электромагнитных и ядерно-магнитных методов каротажа (К. Л. Санто и др.), превосходящие по характеристикам западные образцы скважинные металлические термостаты для электронных блоков термостойкой аппаратуры (Э. П. Гель).

Было организовано собственное производство сверхсильных магнитов (И. Г. Леонович) и электродвигателей постоянного тока для скважинных приборов с их использованием (А. Е. Власкин).

К числу нетрадиционных направлений нашего скважинного приборостроения можно отнести разработку и постановку на серийное производство на Свердловском опытно-экспериментальном заводе геофизприборостроения аппаратуры рентгено-радиометрического каротажа РРК-36 (П. М. Вольфштейн) и методики ее применения на полиметаллических месторождениях.

В рамках работ по ГТИ разработана, выпускалась и применялась аппаратура для дефектоскопии бурового инструмента в процессе спускоподъемных операций электромагнитными методами (И. А. Двоеглазов).

Разработка методик и технологий ГИРС для обеспечения разведки и подсчета запасов нефти и газа в сложных геолого-технических условиях, создание компьютерных технологий сбора, обработки и интерпретации данных ГИРС

Мингео СССР определило для ВНИГИК задачу отслеживания, анализа и контроля эффективности ГИС при решении задач разведки и подсчета запасов нефти и газа с целью повышения эффективности разведочных работ за счет внедрения и применения современных методов ГИС.

Эта работа проводилась во ВНИГИК с охватом 4 пятилеток (1971–1975, 1976–1980, 1981–1985, 1986–1990 г.) [25].

Осуществлялось изучение комплексов ГИС, реализуемых в различных геолого-технических условиях, их выполнения и влияния этих обстоятельств на подготовку и прохождение отчетов с подсчетом запасов в ГКЗ СССР. Обобщение и анализ этих данных публиковались в открытой печати каждые 5 лет.

Анализировалась эффективность оперативной и сводной интерпретации, комплексы и качество ГИС в разрезе каждого производственного геологического предприятия Мингео СССР.

Анализы полного фактического материала работ отрасли убедительно показали высокую эффективность и результативность использования современных комплексов и методов ГИС в геологоразведке (табл.)

Во всех случаях эффективные толщины пластов принимались по ГИС, положение межфлюидных контактов – по данным ГИС и испытаний, в том числе все в большей степени и со все более высокой точностью – по данным испытаний приборами на кабеле в открытом стволе.

Это были наглядные результаты применения созданных нашими геофизиками количественных методов, аппаратуры и методик ГИС.

Таблица

Распределение месторождений, запасы по которым приняты ГКЗ СССР, по способам определения подсчетных параметров (в % от общего количества месторождений)

Параметр	Данные, по которым принято значение параметра	Периоды работы, годы			
		1971–1975 гг.	1976–1980 гг.	1981–1985 гг.	1986–1990 гг.
Коэффициент пористости (k_n)	ГИС	31	60	75	92
	ГИС и керн	23	12	7	7
	Керн	44	28	18	1
	По аналогии	2	–	–	–
Коэффициент нефтегазонасыщенности ($k_{нг}$)	ГИС	78	70	90	94
	ГИС и керн	8	9	2	5
	Керн	11	18	7	–
	По аналогии	3	3	1	1

В то же время по отдельным республикам, регионам, предприятиям выявлялись слабые места, резервы повышения эффективности разведочных работ, в том числе в применении ГИС.

В частности, показано, что внедрение называвшейся тогда “автоматической (машинной) интерпретации ГИС” неэффективно по техническим и организационным причинам, определены пути необходимых работ в этом направлении.

Уже с первых шагов развертывания научно-исследовательских работ в Твери большое внимание уделено вопросам компьютеризации процессов сбора, комплексной обработки и интерпретации геолого-геофизической информации при изучении месторождений нефти и газа.

В Калинин эти направления работ сформулированы и обоснованы в 1980–1982 гг. и оказались поистине инновационными. По своей постановке и принятым решениям по их реализации они существенно опередили свое время. Повсеместное в настоящее время широко-масштабное использование в технологиях ГИС современных достижений телекоммуникаций и Интернета, информационных технологий позволяет понять масштабность принятых в тот период решений по развертыванию широкомасштабной программы создания компьютеризированных технологий ГИС.

К началу 1985 г. на основе обобщения предыдущих работ по развитию методик интерпретации данных ГИС в различных геологических условиях и технологии обработки данных на ЭВМ предложена идея создания в Мингео СССР единой системы сбора и автоматизированной интерпретации данных каротажа с целью централизации работ по подсчету и учету геологических запасов нефти и газа на территории СССР.

Сформулированная в НПО “Союзпромгеофизика” задача создания системы “Подсчет” поддержана руководством Мингео СССР, внесена в Правительство и получила статус важной народно-хозяйственной проблемы повышения эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ в соответствии с принятым Постановлением Совета Министров СССР от 7 мая 1985 г. № 373 “О мерах по разработке и внедрению системы автоматизированной обработки данных геофизических исследований при разведочном бурении на нефть и газ”.

Роль головной организации была возложена на НПО “Союзпромгеофизика” (ВНИГИК), соисполнителями были определены ВНИИГеофизика, ВНИГНИ, ВНИИЯГГ.

В короткий срок коллективом специалистов НПО “Союзпромгеофизика” была осуществлена разработка программного и методического обеспечения. При участии специалистов ВНИИЯГГ было создано программное обеспечение для определенной Госпланом СССР ЭВМ СМ-1420, которое было сдано Государственной комиссии в начале 1988 г. Выполнено проектирование Отраслевой сети передачи данных системы “Подсчет” для подавляющего числа предприятий, на которых в соответствии с научно-технической концепцией системы планировалась установка системы “Подсчет” (Ж. П. Бородин). В основном эти проекты были реализованы Министерством связи СССР, и многие геофизические разведочные организации впервые получили нормальную телефонную связь.

Внедрение системы “Подсчет” первой очереди было осуществлено во второй половине 1988 г. во всех организациях, определенных в научно-технической концепции и оснащенных к тому времени вычислительными машинами СМ-4 и СМ-1420.

В дальнейшем в НПО “Союзпромгеофизика” принято решение о развертывании работ по созданию принципиально нового программного комплекса для решения задач интерпретации и подсчета запасов на персональных ЭВМ. Первая очередь такой системы (ГИНТЕЛ) была создана к середине 1989 г.

137 одно- и двухмашинных экспедиционных вычислительных комплексов на современных IBM PC, оснащенных системой ГИНТЕЛ, были поставлены в производственные организации Мингео СССР.

Одновременно были разработаны программные комплексы интерпретации на ПК "Log Tools", ориентированные на возможности использования программно-управляемых каротажных лабораторий типа "Карат", оснащенных ПК и обеспечивающих решение задач оперативной интерпретации. Комплексы "Log Tools" были оснащены богатым арсеналом программ для решения прямых и обратных задач.

Этот этап работ по компьютеризации завершен в 1991 г. Он привел к снятию проблемы того времени в использовании вычислительной техники практическими интерпретаторами ГИС. С этого, проделанного НПО "Союзпромгеофизика" первым в нашей стране шага, была начата реальная жизнь технологий автоматизированной интерпретации данных ГИС.

Научное и техническое обеспечение разведки и подсчета запасов сложных и уникальных месторождений

Тверской центр прикладной геофизики обеспечивал непосредственное участие (по указанию Мингео СССР и хозяйственным договорам с организациями) в обосновании комплекса ГИС, его реализации, петрофизическое обоснование, подготовку отчетов с подсчетом запасов углеводородов (УВ) для месторождений, которые существенно влияли на выполнение планов Мингео СССР по приросту запасов. Приведем несколько примеров.

В 1980–1988 гг. защищены запасы УВ примерно для десятка нефтегазовых месторождений на юго-западе ЯАССР. Малоамплитудные залежи с АНПД вскрывались на предельно минерализованных неглинистых рассолах с постоянным поглощением. Ряд скважин бурились на битумных растворах. Две из трех скважин пересекали ГНК и ВНК в пределах одного пластопересечения. Для их исследований в комплекс ввели трудоемкие исследования – гидродинамический каротаж через 0,2 м, отбор образцов сверлящим керноотборником, ГИС на двух жидкостях. Стоимость работ комплекса ГИС была меньше, чем средняя по стране. Все представленные отчеты с подсчетом запасов были приняты в авторском варианте. В последующие годы проведе-

ние этих работ перенесено на другие районы Восточной Сибири (Верхне-Чонское и Ковыктинское месторождения в Иркутской области, Сузунское месторождение и Тохомо-Юрубченская зона в Красноярском крае) и с той же высокой эффективностью. При сегодняшнем развертывании работ в Восточной Сибири востребованность этих пионерских работ очевидна.

В первой половине 80-х годов к подсчету запасов готовили Давлетабад-Донмезское месторождение газа в Туркменской ССР. По нашим рекомендациям, подкрепленным приказом Мингео СССР, выполнен комплекс ГИС на двух растворах различной минерализации, чтобы доказать наличие газа в алевролитах, и получены в нашей лаборатории данные о содержании воды на керне, отобранном на известково-битумном растворе. Прирост запасов, полученный без дополнительного бурения скважин, составил $0,5 \text{ трлн м}^3$. Месторождение сейчас является основным газовым ресурсом Туркменистана.

Использование геологоразведчиками наших методов и аппаратуры в специальных скважинах Уренгойского месторождения позволило обосновать увеличение его утвержденных запасов газа в 1,5 раза.

Аналогичные работы проводились на Ямбургском, Песчаноозерском, Василковском, Астраханском месторождениях России, Карачаганакском, Жанажольском, Кумкольском месторождениях Казахстана и многих других объектах.

Изучение минеральных ресурсов Калининской области

В нашем коллективе постоянно велись работы по изучению минеральных ресурсов Калининской области (В. Я. Соколов, В. В. Земляная, Б. Л. Лосев). Они позволили привлечь внимание к использованию крупного Октябрьского месторождения песчано-гравийной смеси, определить возможности использования техногенного сырья – терриконов Нелидовских угольных шахт для производства перспективных стройматериалов.

Следует особо отметить глубокую убежденность В. Я. Соколова в нефтегазоперспективности Тверской области. Он, по нашему мнению, справедливо считал, что результаты бурения Молоковской параметрической скважины не зачеркивают, а подчеркивают необходимость дальнейшего изучения этих перспектив.

Комплексирование ГИС и сейсморазведки

Осознание несомненной перспективности этого направления привело к вхождению (хотя и кратковременному) сейсмической геофизической экспедиции № 2 в пос. Эммаус в состав НПО “Союзпромгеофизика”. Для развития этого направления по инициативе Минтопэнерго России в Тверь была переведена группа высококвалифицированных специалистов сейсморазведчиков. Ныне они стали ядром НПП НК “Славнефть”.

* * *

В 1990 г. НПО “Союзпромгеофизика” с головным институтом ВНИГИК в г. Твери насчитывало 7640 сотрудников, работавших в трех НИИ, двух СКТБ, четырех опытно-методических экспедициях и их подразделениях, действовавших в 42 городах и рабочих поселках шести республик СССР. Непосредственно в Твери (ВНИГИК и СКТБ СПТ) работали 1255 человек.

В период перестройки и изменения политической ситуации в стране Тверской центр претерпел существенные организационные изменения. Ряд организаций: ВНИИГИС, ВНИПИвзрывгеофизика, экспедиции, лаборатории, географически расположенные вне Тверской губернии и за пределами страны, естественно, вышли из состава НПО.

Научный комплекс, находящийся в г. Твери, проходя ряд сложных преобразований, также разделился на несколько юридически самостоятельных предприятий, продолжающих свои исследования и разработки по традиционно сложившимся направлениям. В этих предприятиях в совокупности сегодня работают более 1200 человек, из них 15 докторов наук, более 100 кандидатов наук. К настоящему времени по сравнению с советским периодом увеличились их производственные площади, существенно выросли объем собственного приборостроения, станочная база. Их научно-технический потенциал востребован и эффективно используется нефтегазовой отраслью России и СНГ, находит спрос в дальнем зарубежье.

О нашем сегодняшнем дне – другие статьи этого выпуска.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гамма-гамма-метод исследования нефтяных скважин / Ю. А. Гулин. М.: Недра, 1975. 160 с. 72 библи.

2. Ядерная геофизика при исследовании нефтяных месторождений / Ф. А. Алексеев и др. М.: Недра, 1978.
3. Поляченко А. Л. Численные методы в ядерной геофизике. Энергоатомиздат, 1987.
4. Велижанин В. А., Головацкий С. Ю., Еникеева Ф. Х., Хаматдинов Р. Т. Скважинная ядерная геофизика: Справочник геофизика / Под ред. Кузнецова О. Л., Поляченко А. Л. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Недра, 1990. 318 с.: ил.
5. Геофизические методы исследования нефтяных и газовых скважин / Л. И. Померанц, М. Т. Бондаренко, Ю. А. Гулин, В. Ф. Козяр. Учебник для техникумов. М.: Недра, 1981. 376 с.
6. Изучение геофизическими методами нефтяных месторождений на поздней стадии разработки / В. А. Кошляк, А. И. Фионов, В. Ф. Козяр, Г. Г. Яценко, А. Арбузова. М.: Недра, 1983. 133 с.
7. Аппаратура и оборудование геофизических методов исследования скважин / Л. И. Померанц, Д. В. Белоконов, В. Ф. Козяр. Учебник для техникумов. М.: Недра, 1985. 271 с.
8. Геофизические исследования подсолевых отложений при аномальных пластовых давлениях / В. Ф. Козяр, А. В. Ручкин, Г. Г. Яценко. М.: Недра, 1983. 208 с.
9. Головацкая И. В., Гулин Ю. А. Временное методическое руководство по проведению гамма-гамма-каротажа в нефтяных и газовых скважинах аппаратурой РГП-2 и интерпретации результатов измерений. ВНИИГИС, ротопринт при бюро КМП ВЦ Облстатуправления. г. Калинин. 1978. 99 с. с ил.
10. Головацкая И. В., Гулин Ю. А., Еникеева Ф. Х., Велижанин В. А. и др. Определение емкостных свойств и литологии пород в разрезах нефтегазовых скважин по данным радиоактивного и акустического каротажа (наставление по интерпретации). Калинин, 1984. 12 с.
11. Хаматдинов Р. Т., Зотов А. Ф., Еникеева Ф. Х. Методические указания по проведению плотностного гамма-гамма-каротажа в нефтяных и газовых скважинах аппаратурой СГП2-АГАТ и обработке полученных результатов. Калинин: ВНИГИК, 1988. 42 с. 2 библ.
12. Хаматдинов Р. Т., Еникеева Ф. Х., Велижанин В. А., Журавлев Б. К. и др. Методические указания по проведению нейтронного и гамма-каротажа в нефтяных и газовых скважинах аппаратурой СРК и обработке результатов измерений. Калинин: НПО "Союзпромгеофизика". 1989. 81 с. 21 ил. 15 таб. 8 библ.
13. Методические указания по обработке и интерпретации материалов акустического каротажа нефтяных и газовых скважин / В. Ф. Козяр, Д. В. Белоконов, Л. Н. Грубова и др. М.: Изд. ВНИИЯГТ. 1986. 119 с.
14. Инструкция по интерпретации диаграмм методов электрического каротажа / Н. Н. Зефирова, В. Г. Фоменко, Н. С. Оникиенко и др. М.: ВНИИГеофизика, ВНИИГИС, ВНИГИК. 1983.

15. Инструкция по обработке БКЗ с комплектом палеток и теоретических кривых электрического каротажа. М.: ВНИИГеофизика, ВНИГИК, ВНИИ-ГИС, 1985.
16. Методическое руководство по интерпретации диаграмм индукционно-го, бокового каротажа и микрокаротажа / Н. Н. Зефилов, С. М. Зунделевич, Н. С. Оникиенко и др. М.: ВНИИГеофизика, 1989.
17. Методические указания по комплексной интерпретации данных БКЗ, БК, ИК / Е. В. Чаадаев, И. П. Бриченко, А. А. Левченко и др. Калинин: НПО "Союзпромгеофизика". 1990.
18. Методические рекомендации по определению электрических параметров пластов в скважинах с высокоминерализованной промывочной жидкостью / И. П. Бриченко, О. Н. Кропотов, Л. И. Павлова и др. Тверь: ВНИГИК. 1991.
19. Методические рекомендации по определению электрических параметров градиентных пластов по данным БКЗ, БК, ИК (с набором кривых профилирования зондов БКЗ, БК, ИК для типовых ситуаций) / С. Н. Максимов, Е. В. Чаадаев. Тверь: ВНИГИК. 1993.
20. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализа керна, опробования и испытания продуктивных пластов / Под редакцией Б. Ю. Вендельштейна, В. Ф. Козяра, Г. Г. Яценко. Калинин: НПО "Союзпромгеофизика". 1990. 261 с.
21. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах. ВНИИГеофизика, ВНИИЯГГ, ВНИГИК, ВНИПИвзрывгеофизика, ВИТР, ВНИИНПГ.
22. Скважинные геофизические информационно-измерительные системы. М.: Недра, 1996. 317 с.
23. Геолого-технологические исследования в процессе бурения. М.: Нефть и Газ, 1997. 688 с.
24. Научно-технический обзор "Состояние и перспективы развития геофизических исследований в горизонтальных скважинах", в двух частях. АИС. 1994.
25. Козяр В. Ф., Ручкин А. В., Синькова Т. Ф. Состояние и пути повышения эффективности использования данных ГИС при выделении продуктивных пластов и подсчете запасов нефти и газа в организациях бывшего Мингео СССР. Тверь: НППГ "ГЕРС", 1992. 82 с.

ООО

“Нефтегазгеофизика”

УДК 550.832

Р. Т. Хаматдинов
ООО “Нефтегазгеофизика”

ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ООО “НЕФТЕГАЗГЕОФИЗИКА”

Описываются современные компьютеризированные технологии для исследования необсаженных и обсаженных, вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин с целью решения геологических задач, оценки технического состояния скважин, их продуктивности, количественной оценки текущей нефтенасыщенности разрабатываемых пластов.

К началу XXI века практически исчерпаны возможности открытия гигантских месторождений углеводородов в доступных для освоения районах России. Большинство разрабатываемых месторождений находятся в средней и поздней стадиях разработки. Необходимый для устойчивого развития страны прирост запасов углеводородного сырья осуществляется путем поиска более мелких и глубокозалегающих залежей. Для них характерны сложное строение литологического состава, более низкие фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов, вмещающих углеводороды. В разведку вовлекаются новые “нетрадиционные” залежи, например, в битуминозных породах и породах кристаллического фундамента. Нефтенасыщение новых объектов часто низкое при многокомпонентном составе углеводородов, со значительной битуминозностью. В структуре запасов новых и разрабатываемых месторождений увеличивается доля вязких, тяжелых нефтей.

Сложные геолого-технологические условия залегания залежей и месторождений определяют соответствующее усложнение технологий

поисков, разведки и добычи, что объективно увеличивает себестоимость добытой нефти. Одним из путей повышения геологической и экономической эффективности поисковых и разведочных работ служат оперативная корректировка и оптимизация технологии разведки по результатам бурения и исследований первых скважин в условиях ограниченного отбора кернового материала. Резко возрастает ценность "эксклюзивной" информации, получаемой на ранней стадии изучения месторождений, для проектирования технологий добычи, увеличения нефтеотдачи за счет использования новейших технологий – бурения горизонтальных и боковых стволов, проведения гидроразрывов пластов, обработки разрабатываемых коллекторов поверхностно-активными веществами, растворителями и т. п.

Взросшие требования поисково-разведочных работ обуславливают решение более сложных задач по документированию свойств горных пород в условиях их естественного залегания и нарастающей добычи, многократно превосходящие по результативности изучение каменного материала в лабораторных условиях. Объективная оценка ресурсов и извлекаемых объемов углеводородов в таких объектах требует применения новых высоких технологий геофизических исследований, базирующихся на фундаментальных возможностях физических явлений, обеспечении прецизионных количественных измерений слабых сигналов на фоне усиливающихся полей и сложной компьютерной обработке первичных данных.

На месторождениях, находящихся в поздней стадии разработки, актуальными становятся задачи доразведки залежей, количественного мониторинга продуктивных объектов и оптимизации добычи углеводородного сырья, в том числе трудно извлекаемых запасов. Геофизические исследования при этом играют ключевую роль как информационная база для принятия управляющих решений.

Вовлечение страны в общую мировую экономику накладывает дополнительные задачи по обеспечению информационной полноты и адекватности геолого-геофизической и технологической информации к общепринятым в мировой практике требованиям. Одним из них является требование по завершенности технологий, рекомендуемых для производства работ.

ООО "Нефтегазгеофизика" традиционно ведет НИОКР, осуществляет изготовление и поставку производственным организациям геолого-геофизических технологий. Они затребованы и освоены в Рос-

сии, странах СНГ (Казахстан, Туркменистан, Белоруссия), Вьетнаме, Канаде, Китае.

1. Технологии исследований открытых стволов поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин кабельными приборами включают:

- теоретическое и методическое обоснование используемых методов ГИС;
- комплекс цифровых, программно-управляемых скважинных приборов в модульном исполнении;
- наземную измерительную и обрабатывающую компьютеризированную лабораторию. По заказу поставляется также программно-управляемый подъемник с гидравлическим или механическим приводом;
- программное обеспечение калибровки приборов и лаборатории, регистрации первичных геофизических данных, их редактирования, первичной обработки и оценки качества;
- технологическое оборудование для производства работ на скважине;
- программное и интерпретационное обеспечение для комплексной геолого-геофизической интерпретации данных ГИС;
- методические руководства и рекомендации по изучению исследуемых объектов;
- обучение персонала производственных организаций;
- производство сервисных работ.

1.1. *Теория и методика используемых методов ГИС* включают обоснование необходимого комплекса методов для исследований скважин в различных геолого-технических условиях с оценкой эффективности отдельных методов и комплекса ГИС в целом. Далее следуют теоретическое или основанное на применении физических либо математических моделей обоснование применения этих методов, расчет параметров измерительных зондов и основных петрофизических зависимостей. Эти процедуры обуславливают оптимизацию аппаратных решений, методик измерений и количественной обработки данных.

1.2. *Комплекс скважинных приборов "Каскад"* включает в себя основные типы и модификации приборов. Перечень используемых для исследования открытого ствола методов ГИС, обеспеченных приборами ООО "Нефтегазгеофизика", приведен в табл. 1.

Таблица 1

Перечень методов ГИС для исследований открытых стволов

Методы каротажа	Модификации скважинных приборов
Электрический каротаж	БКЗ, БК-3, ПС, резистивиметр БКЗ, БК-7, БК-9, ПС МК, БМК, МКВ
Электромагнитный индукционный каротаж	ИК (четырёхзондовый)
Радиоактивный каротаж	ГК, СГК, ГК+НГК, ГК+2ННК-Т, Г _х +2ННК-НТ, ГК+3ННК-Т, ГГКП, ГГК-ПЛ
Акустический каротаж	АК (компенсированный) АКД (компенсированный с длинным зондом) АВАК (с монопольными и дипольными преобразователями)
Ядерно-магнитный каротаж	ЯМТК-120, ЯМТК-175
Кавернометрия	4-рычажный каверномер-профилемер
Инклинометрия	ИОН (разработка Омского СКТБ)

Отличительные черты приборов "Каскад":

- модульное исполнение с унифицированными электромеханическими соединениями;
- программная управляемость;
- оснащённость унифицированной телеметрией, работа с наземной лабораторией на общую шину в режиме запрос-ответ независимо от соседних модулей с использованием кода "Манчестер-2" (стандарт MIL-STD-1553 В);
- питание от унифицированной сети 220 В, 50 Гц.

Скважинные приборы выпускаются с различной термобаростойкостью:

- 120 °С, 80–100 МПа;
- 175 °С, 120–160 МПа;
- 200 °С, 140–160 МПа.

1.3. Наземная измерительная и обрабатывающая лаборатория "Каскад" обеспечивает реализацию компьютеризированной технологии ГИС в нефтяных и газовых скважинах, начиная от проведения метро-

логических работ и заканчивая отработкой каротажных материалов непосредственно на месте производства работ с целью получения оперативных заключений. Выпускается в нескольких исполнениях:

- переносной (для транспортировки к месту проведения ГИС вертолетом или иным видом транспорта);
- стоечный (размещается в каротажном подъемнике);
- лабораторный (размещается в самоходной каротажной лаборатории).

Применение современных высоких технологий: супермощных сигнальных процессоров реального масштаба времени (ADSP), программируемых логических матриц (PLIS), программно-управляемых усилителей и фильтров, а также построение регистратора на базе серийного компьютера индустриального исполнения, программное обеспечение регистратора на основе операционной системы WINDOWS NT позволили создать высокопроизводительную гибкую систему сбора и обработки геофизической информации.

Программное обеспечение лаборатории обеспечивает выполнение следующих функций:

- управление работой скважинных приборов;
- тестирование наземного оборудования и скважинных приборов;
- сбор данных от цифровых и аналоговых приборов с их первичной обработкой и визуализацией на мониторе в реальном времени;
- запись первичных данных на жесткий диск в формате LIS-79;
- выдача твердой копии материалов в стандарте API;
- обеспечение метрологических измерений;
- редактирование и полевую обработку данных;
- передачу данных заказчику в формате LIS-79 или LAS 2.0 на гибких или магнитооптических дисках.

По согласованию с заказчиком к регистратору могут подключаться скважинные приборы других производителей с разработкой необходимого программного обеспечения тестирования, регистрации и первичной обработки данных.

1.4. Метрологическое обеспечение методов ГИС базируется на Государственных стандартных образцах горных пород и специальных аттестованных метрологических устройствах. Для метрологии радиоактивных методов используются Государственные стандартные образцы пористости и естественного гамма-излучения (г. Раменское), плотности (г. Тверь). Передача единиц измерения в производствен-

ные организации осуществляется с помощью аттестованных стандартных образцов предприятия СОП и полевых (скважинных) калибровочных устройств ПКУ. Для метрологии приборов электрического каротажа используются стандартные магазины сопротивлений и измерения в контрольных скважинах. Для приборов микро-МК и микробокового МБК каротажа используются специальные емкости с водой различной минерализации. Приборы индукционного каротажа контролируются с помощью тест-колец. Метрология приборов акустического каротажа осуществляется в специальной барокамере, а их поверка на скважине – по измерениям в обсадной колонне. Калибровка каверномеров осуществляется традиционно градуированными кольцами. Для поверки инклинометров в большинстве предприятий организованы специализированные поверочные стенды. Для поверки приборов ядерно-магнитного каротажа создан радиопрозрачный контейнер с пресной водой, помещенный в электромагнитный экран.

1.5. *Технологическое оборудование.* Требования заказчиков к сокращению времени задалживания скважины на исследования обуславливают необходимость проведения каротажных работ связками несколькими модулями отдельных методов ГИС. Это в свою очередь привело к необходимости создания специализированного набора технологического оборудования в составе:

- кабельного наконечника повышенной надежности и технологичности;
- технологического модуля, который снимает крутящий момент кабеля вращающимися элементами конструкции, измеряя натяжение кабеля на головке связки, давление, температуру скважинной жидкости, ударные нагрузки по продольной и поперечной осям с помощью акселерометров;
- соединительных узлов, обеспечивающих технологичность соединения модулей в сборки;
- гибких шаровых соединений для разводки прижимных и центрируемых приборов;
- устройства для осуществления вертикальной сборки;
- ловильного инструмента для ликвидации аварии при прихвате сборки в скважине.

1.6. *Программное и интерпретационное обеспечение обработки и геологической интерпретации первичных цифровых данных ГИС в сре-*

де Windows позволяет реализовать обе перечисленные функции в двух вариантах:

- независимое определение искоемых коллекторских параметров (литологического состава, коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности пород, эффективных толщин) по материалам каждого метода ГИС в отдельности. Из 3–5 полученных результатов геофизик-интерпретатор выберет “принятое” значение;
- комплексное определение тех же параметров с использованием совокупности (матрицы) тех же первичных данных. Предварительный анализ (кросс-плотинг) первичных данных ГИС позволяет обосновать модель, используемую в расчетах, и получить одно значение каждого параметра.

Два небольших примера иллюстрируют возможности последнего варианта. В первом (рис. 1) показан фрагмент разреза типичных юрских отложений Западной Сибири. Как правило, для них отсутствуют затруднения в выделении песчаных разностей и определения коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности пород. Однако вероятностная оценка получения притоков жидкости из пластов затруднена. При тех же значениях пористости и нефтегазонасыщенности притоки получают из средне- и крупнозернистых песчаников и алевролитов и не получают из тонко- и мелкозернистых. В этих условиях доказательство проницаемости пород по параметрам волны Стоунли приобретает решающий характер.

Второй пример связан с вулканогенными отложениями фундамента Западной Сибири. К ним приурочены крупные (не гигантские!) запасы нефти, поэтому несколько нефтегазовых объединений одновременно начали их ускоренную разведку. Устойчивые характеристики для выделения таких коллекторов предоставляют данные АК (параметры волны Стоунли) и ядерно-магнитного в сильном поле (ЯМК) каротажа (рис. 2). Данные остальных методов ГИС – ННК, ГГКП, БК, ИК, ВИКИЗ – позволяют произвести количественные определения коэффициентов пористости и нефтенасыщенности коллекторов.

2. Технология контроля технического состояния обсаженных скважин (КТСС) реализуется наземной лабораторией “Каскад” и набором скважинных приборов (модулей) в составе:

- технологический модуль (ТМ);

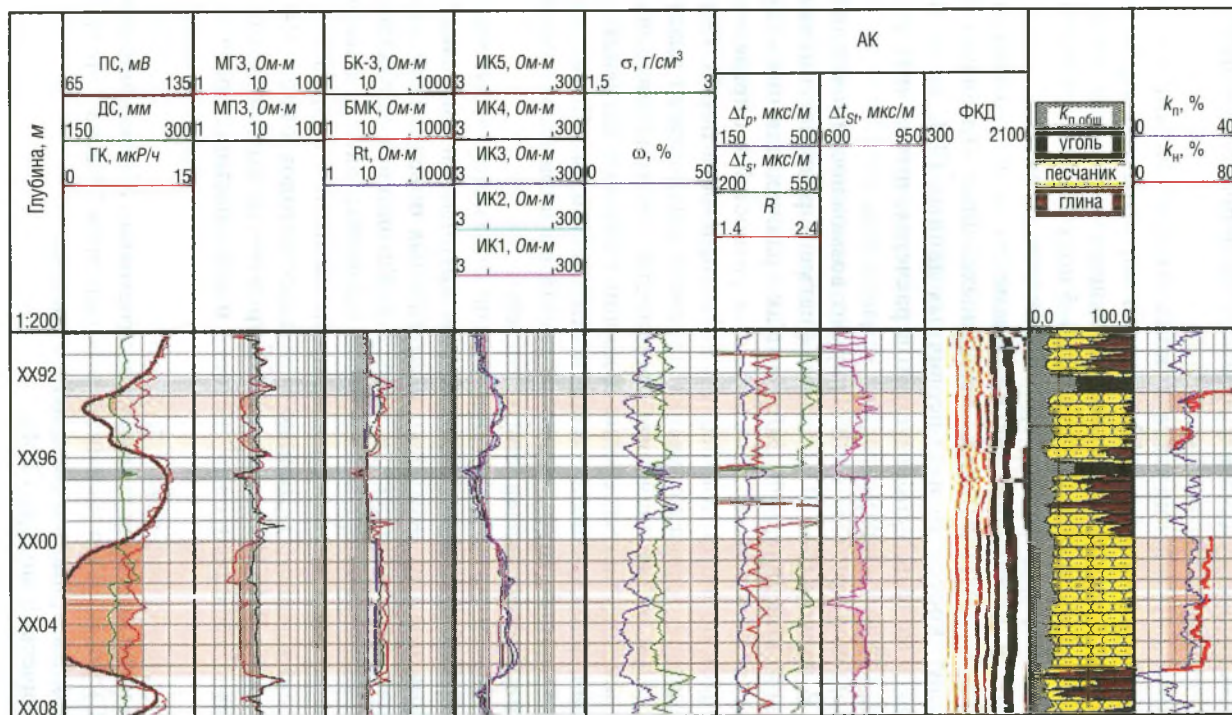


Рис. 1. Выделение и качественная оценка терригенных коллекторов по данным комплекса ГИС, включающего волновой акустический каротаж: по увеличению Δt_{st} выделяются проницаемые разности

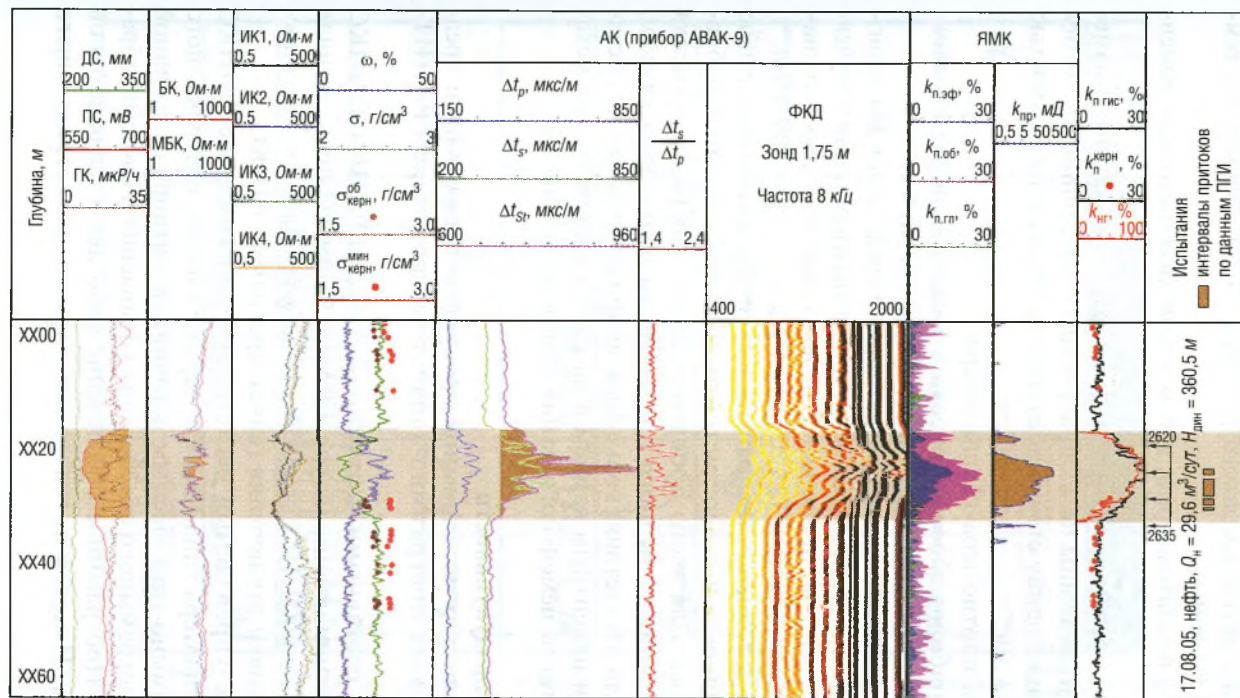


Рис. 2. Выделение и количественная оценка параметров коллектора в вулканогенной толще по комплексу ГИС, включающем ядерно-магнитный (в искусственном поле) и многоволновой акустический каротаж: цветом выделен коллектор; более интенсивным цветом – признаки его выделения; точки соответствуют значениям общей и минералогической плотностей и коэффициентам открытой пористости, измеренным на образцах керна; кривая ПС отражает отсутствие в коллекторе глин, а не его коллекторские свойства

- привязочный с активным локатором муфт, гамма-каротажа, температуры и давления;
- акустической цементометрии, в том числе двухчастотной цементометрии;
- акустического профилемера-толщиномера, позволяющего измерять диаметр скважины по 8 образующим с погрешностью не более $\pm 0,2$ мм и толщину стенки обсадной колонны с погрешностью не более $\pm 0,1$ мм;
- гамма-гамма-плотномера-толщиномера.

Комплекс приборов способен работать в единой сборке и выполнять исследования за одну спускоподъемную операцию.

Технология КТСС оснащена программными средствами для производства измерений, метрологической поверки и интерпретации полученных данных. Скважинные приборы КТСС выпускаются в двух исполнениях по термобаростойкости: 125 °С – 80 МПа и 175 °С – 140 МПа.

В авторском исполнении технология рассчитана на вероятностную оценку герметичности или негерметичности затрубного (межтрубно-го) пространства. Для этого производится количественная оценка полноты заполнения затрубного пространства цементным камнем, присутствия (или отсутствия) кольцевых микрозазоров между обсадной колонной и цементным камнем и на качественном уровне механического контакта цементного камня с породами (рис. 3).

3. Каротаж продуктивности

Для геофизических исследований продуктивности скважин предприятие выпускает программно-аппаратный комплекс ГРАНИТ-ОНИКС.

Основными составными частями комплекса ГРАНИТ-ОНИКС являются скважинная аппаратура ГРАНИТ, специализированная каротажная станция ОНИКС, средства обработки данных, интерпретации и подготовки заключения (пакет программ ОНИКС-2).

Программно-управляемый регистрирующий комплекс ОНИКС состоит из компьютера типа IBM PC, термоплоттера, интерфейсного блока с программно-управляемым источником питания скважинной аппаратуры, программного обеспечения управления и системы обработки данных. Программное обеспечение работает в операционной среде Windows. Имеется портативный вариант регистрирующего комплекса.

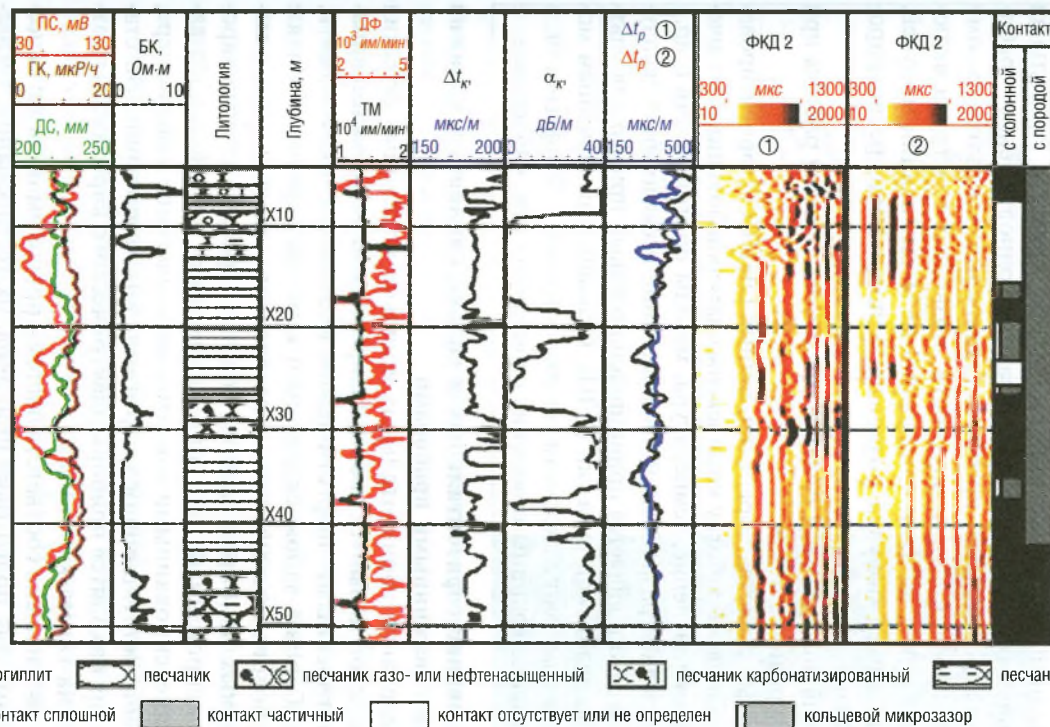


Рис. 3. Оценка качества затрубного пространства по данным акустической (АКЦ) и радиоактивной (СГДТ) цементометрии в интервале залегания газо- и нефтенасыщенных пород, которые подлежат безусловному отделению друг от друга:

1 – каротаж в открытом стволе; 2 – каротаж в обсаженной скважине

Скважинная аппаратура ГРАНИТ представлена набором модулей, каждый из которых представляет собой самостоятельный многопараметровый прибор, подключенный к транзитной центральной жиле кабеля. Основной особенностью аппаратуры является уникальная многоканальная телеметрия, обеспечивающая одновременную работу любого набора модулей при их подключении к одножильному каротажному кабелю. Это, в частности, позволяет без труда включать в систему новые модули или различные модификации модулей. Выпускаемый набор модулей позволяет одновременно регистрировать до 16 физических параметров в скважине.

Скважинная аппаратура ГРАНИТ предназначена для работы при температуре среды до 150 °С.

Программные средства обработки данных ОНИКС-2 ориентированы на оперативную обработку комплексных замеров большого количества параметров (давление, температура, методы приток-состав и др.).

Нашей последней разработкой в направлении исследования эксплуатационных скважин является принципиально новый прибор для ультразвуковых исследований скважин (УЗИ). Основным назначением модуля являются измерение скорости потока жидкости, ее плотности, а также определение границы появления свободного газа в скважине.

4. Исследование горизонтальных и сильно наклонных скважин автономными скважинными приборами

Для исследования горизонтальных и сильно наклонных скважин предприятие освоило выпуск специализированной автономной аппаратуры со встроенными энергетическим блоком и блоком памяти. Доставка приборов к забою скважины и каротаж осуществляются с помощью бурового инструмента. К настоящему времени освоен выпуск скважинных приборов радиоактивного каротажа (гамма-каротаж + компенсированный нейтронный каротаж), акустического каротажа с компенсированными зондами, акустического каверномера, многозондового индукционного каротажа, инклинометрии. На стадии завершения находятся приборы электрического каротажа и плотностного гамма-гамма-каротажа.

Технология оснащена соответствующими программными техническими средствами для подготовки приборов, их тестирования, регистрации и первичной обработки результатов исследований. На рис. 4 представлены результаты кавернометрии, выполненной в боковом

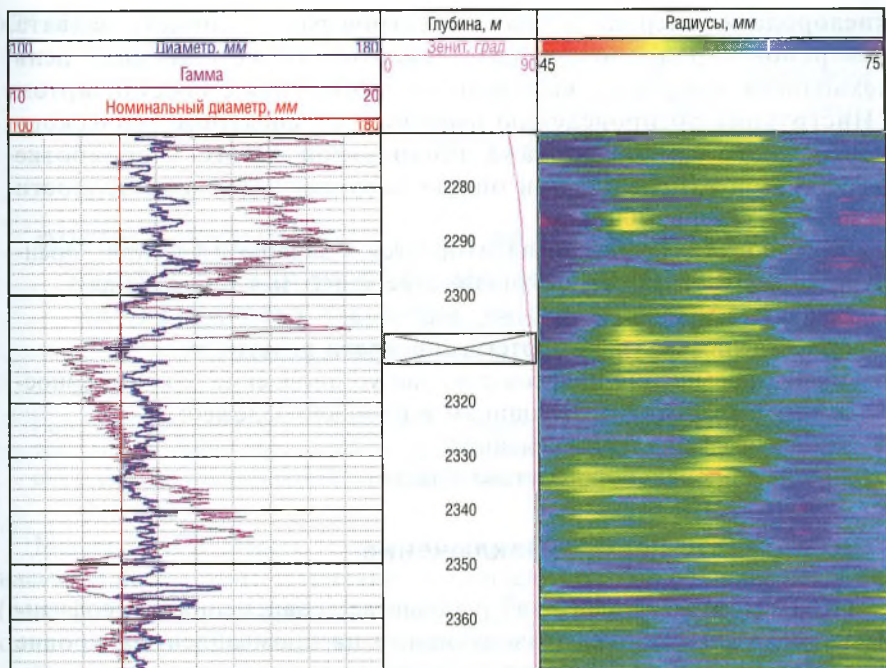


Рис. 4. Определение места установки пакера по данным автономного акустического профилемера

стволе автономным акустическим каверномером. Работы производились с целью определения ненарушенных участков ствола скважины для выбора места установки пакеров. Из рис. 4 видно, что ствол скважины сильно разрушен и только в интервале 2308–2312 м есть участок с диаметром, близким к номинальному, где рекомендовано установить пакер.

5. Технология мониторинга текущей нефтенасыщенности по данным спектрометрического импульсного нейтронного гамма-каротажа впервые в России была освоена специалистами нашего предприятия. Для этой цели совместно с ВНИИАвтоматики (г. Москва) проведена разработка и освоен выпуск специализированной аппаратуры С/О-каротажа типа АИМС, основанная на индивидуальности гамма-спектров неупругого рассеяния нейтронов на ядрах

кислорода и углерода и гамма-спектров радиационного захвата нейтронов породообразующих элементов. На сегодняшний день технология завершена, выпущена согласованная с Госстандартом "Инструкция по проведению импульсного спектрометрического нейтронного гамма-каротажа аппаратурой АИМС и обработке результатов измерений при оценке текущей нефтенасыщенности пород". г. Тверь, 2004.

Технология успешно эксплуатируется в Западной Сибири, Оренбургской области, Северо-Западных регионах и в Казахстане.

Решаются задачи:

- определения текущей нефтегазоносности пластов;
- анализ насыщения пластов с целью установления закономерностей их выработки по толщинам и площади залежей;
- выбор объектов для испытания;
- анализ минерального состава пластов.

Заключение

ООО "Нефтегазгеофизика" располагает современными геофизическими технологиями, позволяющими на промышленном уровне решать следующие геофизические задачи в процессе поиска, разведки и эксплуатации месторождений углеводородного сырья:

1. Выполнить полный комплекс геофизических исследований при поиске и разведке месторождений углеводородного сырья с момента начала исследований до подготовки геофизических материалов, необходимых для подсчета запасов.
2. Выполнить полный комплекс геофизических исследований технического состояния эксплуатируемых скважин и их продуктивности.
3. Осуществить мониторинг месторождений углеводородного сырья с количественной оценкой текущей нефтенасыщенности объектов.
4. Провести геофизические исследования горизонтальных и сильно пологих скважин с автономными скважинными приборами.
5. Осуществлять сервис и техническое перевооружение сервисных компаний в освоении новых методов ГИС: ЯМР, ГГК-ПЛ, СГК, АВАК и др.

УДК 550.832.543

А. А. Бубеев, В. А. Велижанин

ООО "Нефтегазгеофизика"

В. А. Земсков, О. М. Терешина

ООО "Techno Trading"

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕКУЩЕЙ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАЛАМКАС ПО ДАННЫМ 2ИНГК В УСЛОВИЯХ ОГРАНИЧЕННОГО КОМПЛЕКСА ГИС

На примере одного из месторождений Казахстана показаны возможности 2-зондового ИНГК для количественной оценки текущей нефтенасыщенности в условиях изменяющейся минерализации пластовых вод.

Метод ИНГК предназначен для определения (оценки) характера насыщения пластов по сечению поглощения тепловых нейтронов Σ (далее сечение поглощения) либо другим параметрам (компенсационная методика), зависящим от нейтронных характеристик среды.

Цель работы состояла в оценке возможности использования модели двойной воды для количественной оценки текущей нефтенасыщенности по данным метода 2ИНГК с тем минимальным набором априорной информации и данных ГИС, характерным для настоящего момента эксплуатации месторождения Каламкас (Казахстан). Комплекс ГИС, использовавшийся при обработке 2ИНГК, главным образом состоял из интегрального ГК и однозондового НК. Критерием оценки служили данные С/О-каротажа и незначительное число данных опробования.

В задачи работы входили выбор модели породы, определение нейтронных характеристик по скважинным измерениям (ввиду отсутствия данных по анализу керна), расчет текущей нефтенасыщенности.

Одним из основных факторов, влияющим на точность результатов оценки текущей нефтенасыщенности пластов на месторождении Каламкас, является закачка в них воды с различными физико-химическими свойствами (в частности минерализации) для поддержания пластового давления. Для этих целей используются альбская и сточная, а также их смеси в различных соотношениях. Исходная минерализа-

ция подземных вод юрских отложений составляла 170–175 г/л. Если в 1982 г. минерализация подтоварной воды составляла 150–160 г/л, то в 1992 г. – 99,6–126,5 г/л. К сожалению, на момент проведения исследований текущие характеристики пластовых вод отсутствовали.

Связи геофизических параметров с геологическими характеристиками строились на представлении породы как многокомпонентной среды, состоящей из твердой части и порового пространства, заполненного флюидом (нефть, газ, вода). При обработке данных 2ИНГК на месторождении Каламкас была принята следующая модель породы:

- твердая часть коллекторов описывается в рамках двухкомпонентной системы, представленной песчаником и глинистым материалом;
- поровое пространство состоит из пор, заполненных подвижной водой и углеводородами, а также из объема, занятого адсорбционной водой, обусловленной наличием глины.

Исходя из этого модель породы можно представить в виде:

$$k_{\Pi} + k_{\text{гл}} + k_{\text{пес}} = 1. \quad (1)$$

Водородосодержание глинистого пласта, объемная доля глины в котором $k_{\text{гл}}$, определяется следующим выражением:

$$k_{\text{п.нк}} = k_{\text{п.о}} + k_{\text{гл}} * (\omega_{\text{м.гл}} + \omega_{\text{х.гл}}), \quad (2)$$

$$k_{\Pi} = k_{\text{п.нк}} - \omega_{\text{х.гл}} * k_{\text{гл}}, \quad (3)$$

$$k_{\text{п.о}} = k_{\Pi} - \omega_{\text{м.гл}} * k_{\text{гл}}, \quad (4)$$

где $k_{\text{п.нк}}$ – пористость по НК; k_{Π} – общая пористость; $k_{\text{п.о}}$ – открытая пористость; $\omega_{\text{х.гл}}$ – содержание химически связанной воды глин; $\omega_{\text{м.гл}}$ – содержание адсорбционной воды глин.

Макросечение поглощения пласта определяется как сумма макросечений компонентов модели, помноженных на соответствующие объемные доли

$$\begin{aligned} \Sigma_a = & \Sigma_{\text{ск}} * (1 - k_{\Pi} - k_{\text{гл}}) + \Sigma_{\text{гл}} * k_{\text{гл}} + \Sigma_{\text{в.гл}} * k_{\text{гл}} * \omega_{\text{м.гл}} + \\ & + \Sigma_{\text{в}} * k_{\text{п.о}} * (1 - k_{\text{н}}) + \Sigma_{\text{н}} * k_{\text{п.о}} * k_{\text{н}}, \end{aligned} \quad (5)$$

где $\Sigma_{\text{в}}$ – сечение поглощения пластовой воды; $\Sigma_{\text{н}}$ – сечение поглощения нефти; $\Sigma_{\text{ск}}$ – сечение поглощения скелета; $\Sigma_{\text{гл}}$ – сечение поглоще-

ния глин с химически связанной водой; $\Sigma_{в.гл}$ – сечение адсорбционной воды глин.

Оценка параметров модели (5) в основном была выполнена по результатам измерений в скважинах. На подготовительном этапе проводились сопоставление начального и текущего положения ВНК и качественный анализ данных 2ИНГК для выделения заведомо водоносных, обводненных и нефтеносных коллекторов. На качественном уровне выделялись газонасыщенные интервалы стационарного НК и 2ИНГК. По возможности, уточнялась минерализация пластовых вод по пробам в соседних скважинах, эксплуатирующихся на исследуемые горизонты. Сечение воды глин выбиралось исходя из максимально возможной минерализации адсорбционной воды в условиях высокой минерализации пластовых вод [1], а именно 30 с.и. Значение $\omega_{м.гл}$ принималось равным 0,14–0,16.

Сечение поглощения глины $\Sigma_{гл}$ оценивалось по пластам чистых неразмытых глин. Для этого выделялись один или несколько глинистых пластов, для которых определялось сечение поглощения глинистого пласта $\Sigma_{гл.п}$ (рис. 1).

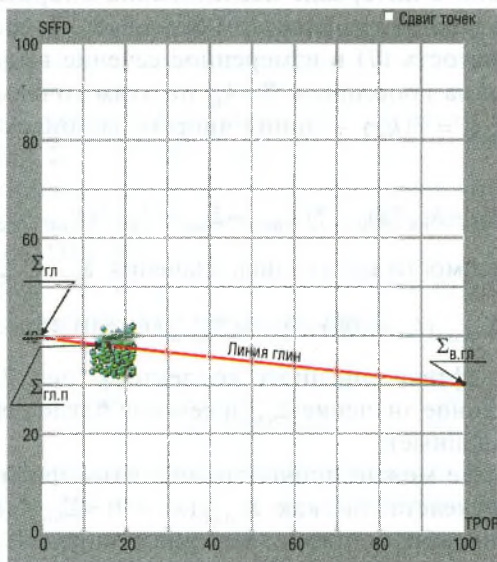


Рис. 1. Пример оценки параметров глин по данным каротажа

По введенному $\Sigma_{\text{гл}}$ значению с учетом значений $\omega_{\text{м.гл}}$ и $\Sigma_{\text{в.гл}}$ проводилась линия глин. При экстраполяции полученной зависимости до значения $k_{\text{п}} = 0$ было получено значение $\Sigma_{\text{гл}}$.

Далее для исследованного разреза выбирался один или несколько опорных водонасыщенных пластов. В качестве таких опорных пластов принимались пласты, характеризующиеся совпадением компенсационных счетов зондов 2ИНГК и показаниями ГК и ПС на уровне чистого песчаника. В качестве дополнительной информации использовались абсолютные отметки ВНК и заключение по результатам обработки открытого ствола.

Сечение поглощения скелета коллектора $\Sigma_{\text{ск}}$ определялось на основе результатов измерений сечения поглощения в скважине в negli-нистых водоносных пластах по формуле:

$$\Sigma_{\text{ск}} = \frac{\Sigma_{\text{вп.оп}} - \Sigma_{\text{в}} \cdot k_{\text{п.вп.оп}}}{1 - k_{\text{п.вп.оп}}}, \quad (6)$$

где $k_{\text{п.вп.оп}}$ – общая пористость опорного водоносного пласта.

При отсутствии в интервале исследования опорных пластов параметр $\Sigma_{\text{ск}}$ определялся графическим способом. После введения поправки за глинистость (7) в измеренное сечение выделялись водоносные пласты и на кроссплоте $\Sigma - k_{\text{п}}$ по этим точкам проводилась зависимость $\Sigma'_{\text{вп.оп}} = f(k_{\text{п}})$ – линия чистого водонасыщенного коллектора.

$$\Sigma'_a = \Sigma_a - k_{\text{гл}} * \omega_{\text{м.гл}} * (\Sigma_{\text{в.гл}} - \Sigma_{\text{ск}}) - k_{\text{гл}} * (\Sigma_{\text{гл}} - \Sigma_{\text{ск}}). \quad (7)$$

По этой зависимости получались значения $\Sigma_{\text{ск}}$ и $\Sigma_{\text{в}}$:

$$\Sigma_{\text{в}} = \Sigma'_{\text{вп.оп}}(k_{\text{п}} = 100), \quad \Sigma_{\text{ск}} = \Sigma'_{\text{вп.оп}}(k_{\text{п}} = 0) \quad (\text{рис. 2}).$$

Линия 100% нефтенасыщенного коллектора (рис. 2) проводилась через уже полученное значение $\Sigma_{\text{ск}}$ и сечение поглощения для нефти $\Sigma_{\text{н}}$ (априорные данные).

В первом случае можно проконтролировать правильность определения сечения скелета, так как $\Sigma_{\text{вп.оп}}(k_{\text{п}} = 0) = \Sigma_{\text{нп.оп}}(k_{\text{п}} = 0)$.

При обобщении обработанного материала определены возможные диапазоны значений сечения поглощения для компонентов модели, которые составили по сечениям пластовой воды $\Sigma_{\text{в}} \approx 60 - 70$ с.и., не-

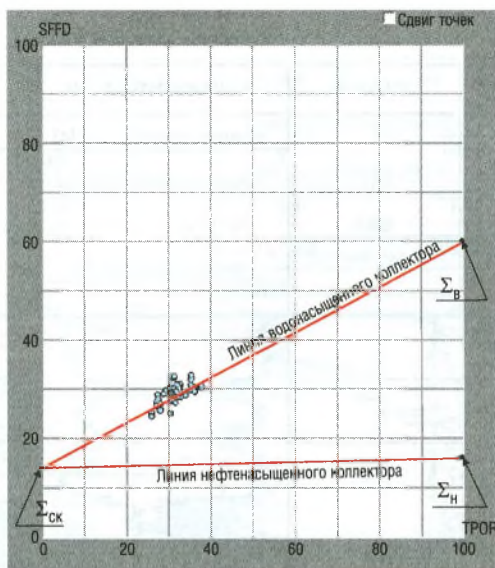


Рис. 2. Пример оценки параметров скелета породы по данным каротажа

фти $\Sigma_n \approx 18$ с.и., скелета $\Sigma_{ск} \approx 11-14$ с.и., скелета глин с химически связанной водой $\Sigma_{гл} \approx 35-42$ с.и.

В указанный диапазон измерения параметров компонент породы укладываются измерения, выполненные всеми комплектами аппаратуры 2ИНГК (АИНК-43).

После определения всех параметров модели производился расчет k_n по формуле, полученной из уравнения (5):

$$k_n = \frac{\Sigma'_a - \Sigma_{ск} - k_{п.о} * (\Sigma_v - \Sigma_{ск})}{k_{п.о} * (\Sigma_n - \Sigma_v)} \cdot \frac{k_{п.о}}{k_{п.}} \quad (8)$$

По описанной методике было обработано около 30 скважин. В четырех скважинах выполнен переход на исследовавшиеся горизонты и получены результаты опробования. Еще в четырех скважинах одновременно с 2ИНГК выполнялся С/О-каротаж. Оценка эффективности методики и подтверждаемости результатов проводилась как по

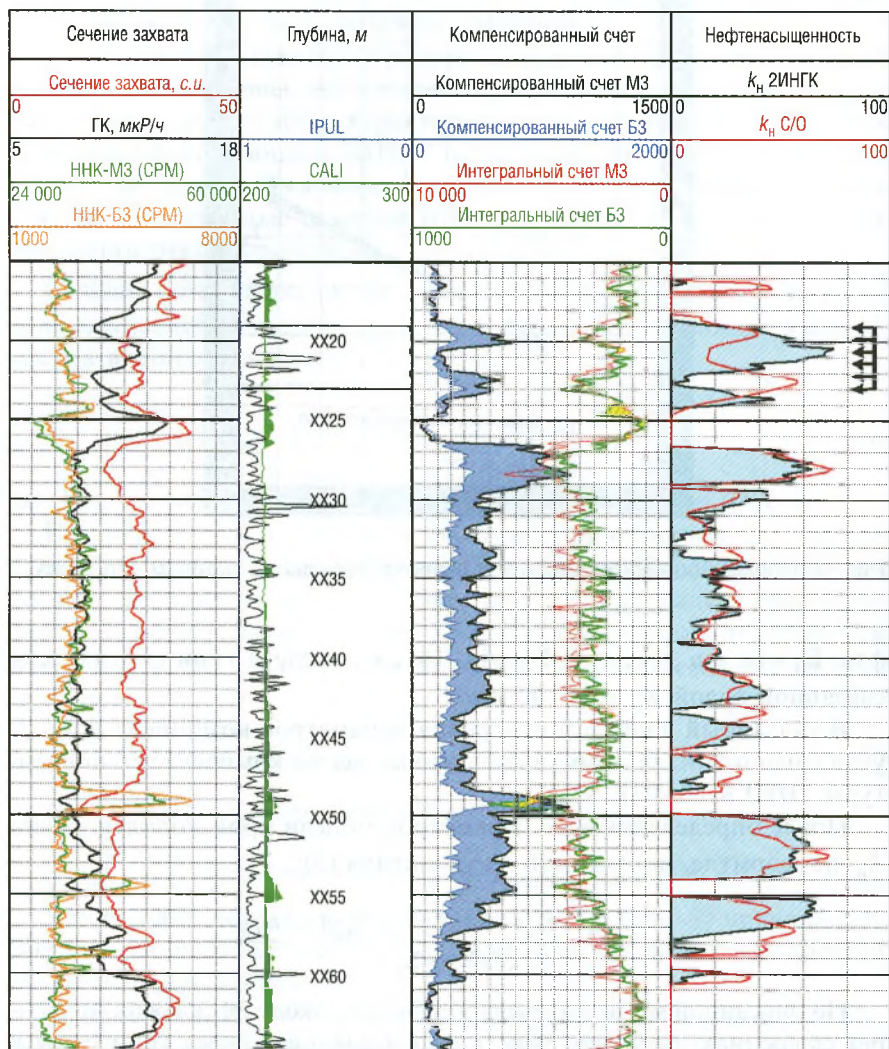


Рис. 3. Пример сопоставления оценок нефтенасыщенности песчано-глинистых коллекторов по данным 2 ИНГК и С/О-каротажа

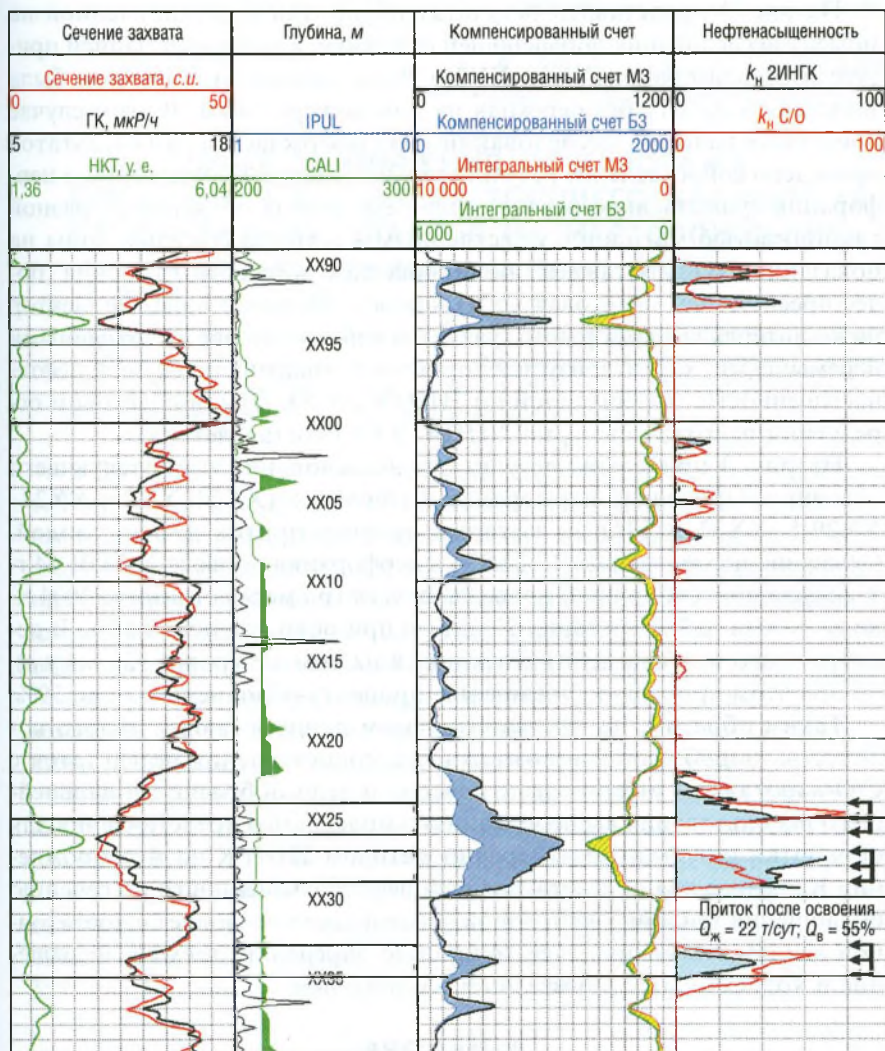


Рис. 4. Пример сопоставления оценок нефтенасыщенности песчано-глинистых коллекторов по данным 2 ИНГК и С/О-каротажа

результатам опробования, так и по сопоставлению с С/О-каротажом. На рис. 3 и 4 приведены примеры оценки результатов.

На рис. 3 представлен результат обработки в остановленной на момент исследования добывающей скважине, в интервале записи присутствует перфорация (XX19–XX23). В дальнейшем эта скважина была запущена в работу без перехода на другие горизонты. В этом случае критерием качества исследований и подтверждаемости результатов приведено сопоставление результатов 2ИНГК и С/О. В интервале перфорации существенное расхождение результатов объясняется разной глубиной методов, существенным влиянием ближней зоны на показания С/О-каротажа и проникновением жидкости глушения (более пресной, чем пластовая вода) в пласт. Мощный пласт-коллектор ниже интервала перфорации, разделенный в подошве уплотненными перемычками, характеризуется хорошим совпадением текущей нефтенасыщенности, рассчитанной по 2ИНГК и С/О. При попластовом осреднении расхождение k_n по 2ИНГК и С/О составляет ~5%.

На рис. 4 приведены результаты исследований и последующего освоения. Проведена перфорация интервалов (XX24–XX26; XX27–XX29,5; XX33–XX35), из которых получен приток нефти с водой. Скважина исследовалась 17.12.03 г., перфорация проведена 24.01.04 г. К сожалению, отбор проб проведен спустя три месяца в апреле 2004 г., полученный дебит составил 22 *мл/сут* при обводненности 55%. В декабре этого же года дебит сохранился на том же уровне (23 *мл/сут*), но при этом произошло увеличение процента обводненности до 79%.

Таким образом, по предварительным данным (ввиду малого количества опробований и возможности сопоставления результатов с С/О-каротажом) можно сделать вывод о целесообразности дальнейшего использования вышеописанного модельного представления для обработки результатов измерений методом 2ИНГК на месторождении Каламкас для подсчета текущей нефтенасыщенности по сечению поглощения тепловых нейтронов. Этот подход позволяет с достаточной для практических целей точностью определять текущее насыщение в коллекторах с двухфазным насыщением.

ЛИТЕРАТУРА

1. Элланский М. М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин (методическое пособие). Тверь: Изд. АИС. 2001. 209 с.

УДК 550.832.543

*С. Ю. Шигапова, Т. Е. Меженская, А. А. Волнухина**ООО "Нефтегазгеофизика"**Е. В. Мастерских, Г. П. Яковлева**ООО "Юганскнефтегазгеофизика"*

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ СО-КАРОТАЖА ДЛЯ ОЦЕНКИ ХАРАКТЕРА ТЕКУЩЕГО НАСЫЩЕНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НЕФТЕЮГАНСКОГО РАЙОНА В 2005 г.

Эффективность СО-каротажа на месторождениях Нефтеюганского района в поздней стадии разработки, с высокой обводненностью пластов составляет от 85% для низкодебитных скважин и 65% для высокодебитных скважин, где имели место большие воздействия на пласт.

В 2005 г. НПО "Октургеофизика" и ООО "Нефтегазгеофизика", г. Тверь совместно с ООО "Юганскнефтегазгеофизика", г. Нефтеюганск проведены исследования методом углерод-кислородного каротажа в эксплуатационных скважинах ОАО "Юганскнефтегаз" на месторождениях Нефтеюганского района. Исследуемые месторождения находятся на поздней стадии разработки, характеризующейся высокой степенью обводненности продуктивных пластов. Месторождения – пластово-сводовые, с низкой минерализацией пластовой воды от 15 до 20 г/л и применяемой системой заводнения поверхностными пресными и сеноманскими слабоминерализованными и подтоварными водами.

Продуктивные пласты-коллекторы Сургутского свода представлены терригенными меловыми отложениями полимиктового состава (пласты групп АС и БС). Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород-коллекторов изменяются в широких пределах. Открытая пористость составляет 16–25%, глинистость от первых процентов – до 35–40%. Начальные коэффициенты нефтенасыщения изменялись от 20 до 55% для пластов группы АС и от 50 до 70% для пластов БС.

Всего было выполнено 51 исследование, из них на Мамонтовском месторождении – 20, на Правдинском – 10, по 6 исследований на Лемпинском и Ю-Сургутском месторождениях, 4 – на Тепловском и по 1 на Усть-Балыкском, Кудринском, В-Сургутском, Солкинском и Ефремовском месторождениях.

Исследования проводились с целью оценки характера текущего насыщения ($k_{н.тек}$) неперфорированных пластов-коллекторов в скважинах, обсаженных стальными колоннами. Для решения этой задачи проводился комплекс ГИС, включающий исследования методами импульсного спектрометрического нейтронного гамма-каротажа (С/О-каротаж) аппаратурой серии АИМС (г. Тверь), спектрометрического гамма-каротажа (СГК) аппаратурой серии СГК-1024 (г. Тверь) и импульсного нейтрон-нейтронного гамма-каротажа (ИННК) аппаратурой серии АИНК (г. Москва). Скважинные исследования методами С/О-каротажа и СГК проводились НПО "Октургеофизика", методом ИННК – ООО "Юганскнефтегазгеофизика". Обработка и интерпретация полученных данных велась в ООО "Нефтегазгеофизика" и корректировалась специалистами ООО "Юганскнефтегазгеофизика".

Для решения задачи контроля текущей нефтенасыщенности коллекторов по данным С/О-каротажа использовалась технология, разработанная в ОАО "Нефтегазгеофизика", г. Тверь [1]. С целью обеспечения необходимой статистики и уменьшения погрешности определения $k_{н.тек}$ в исследуемых интервалах выполнялись два замера со скоростью регистрации 50,0–60,0 м/ч. Достигнутая абсолютная погрешность $k_{н.тек}$ (С/О) не превышала $\pm 10\%$ абсолютных величин в пересчете на мощность пласта в 1,0 м. Качество определения $k_{н.тек}$ (С/О) оценивалось и контролировалось на каждом этапе обработки.

Расчет нефтенасыщенности проводился как по методике нормализованных отношений $\langle C/O \rangle_{гинр}$ и $\langle Ca/Si \rangle_{гинр}$, так и по методике, основанной на приращении кривой $\langle C/O \rangle_{гинр}$. В обоих случаях проводилось исправление кривых $\langle C/O \rangle_{гинр}$ и $\langle Ca/Si \rangle_{гинр}$ за влияние технических условий каротажа, технического состояния эксплуатационной колонны, а также вводились поправки за пористость и глинистость коллекторов. Для расчетов использовались данные о пористости и глинистости, рассчитанные по данным обработки результатов каротажа в открытом стволе. В применяемой методике обработки данных С/О-каротажа использовались неизменные, оптимизированные диапазоны энергетических окон, обеспечивающие необходимую точность определения рассчитываемых параметров и сохранения неизменных метрологических характеристик.

Было исследовано 100 продуктивных интервалов, которые находились на разной степени обводненности и выработки.

По результатам проведенных исследований в 33 скважинах выполнен переход на новый эксплуатационный объект и проведено опробование. В 24 случаях получено совпадение результатов С/О-каротажа с данными освоения и в 9 случаях несовпадение. Таким образом, эффективность исследований С/О-каротажом составила 73%.

Критерии совпадения данных С/О-каротажа и опробования скважин по данным ОАО "Юганскнефтегаз" следующие:

характер текущего насыщения	обводненность
Н (нефтенасыщен)	до 25%
Н+В (нефтеводонасыщен)	от 25 до 50%
В+Н (водонефтенасыщен)	от 50 до 90%
СН (насыщенность слабая, остаточная)	свыше 90%

В качестве примера совпадения представлены результаты исследований по скв. 8422 /759 Мамонтовского месторождения (рис. 1).

Первоначально пл. АС5-6 в интервалах 2060,2–2082,4 м определялся нефтенасыщенным с $k_{н.нач}$ от 26 до 52,9%, в интервале 2083,0–2087,2 м нефтеводонасыщенным с $k_{н.нач}$ – 26–31,7%, ниже глубины 2087,2 м пласт водонасыщен. По результатам проведенных исследований пласт АС5-6 в интервалах 2060,2–2061,4, 2062,6–2063,0, 2063,4–2063,8, 2065,2–2065,6, 2066,0–2066,4 м определялся как пониженно-нефтенасыщенный с низкими ФЕС с $k_{н.тек}$ (С/О) от 27 до 32%, в интервале 2066,8–2068,0 м – нефтеводонасыщенный с $k_{н.тек}$ (С/О) – 50%, в интервале 2068,0–2071,0 м пласт водонефтенасыщен с $k_{н.тек}$ (С/О) – 43–30%. Пласт перфорирован в интервалах 2060,4–2061,8, 2062,6–2066,4 и 2067,0–2071,0 м. По результатам опробования скважины общий дебит составил 30 м³/сут с обводненностью продукции 30%, что хорошо подтверждает результаты С/О-каротажа.

Причины несовпадений однозначно не оцениваются. Сложность анализа этих случаев заключается в отсутствии дополнительных геофизических исследований в процессе освоения скважин по определению профилей притоков и техсостоянию эксплуатационной колонны. Из 9 случаев несовпадений в 6 скважинах наблюдалось увеличение процента обводненности от ожидаемого притока, и в 3 скважинах получены притоки с меньшей обводненностью.

На рис. 2 приведены результаты несовпадения С/О-каротажа и данные по освоению скв. 1824/9а Мамонтовского месторождения.

Первоначально пласт БС8 в интервалах 2333,2–2344,8 м определялся нефтенасыщенным с $k_{н.нач}$ от 56 до 64%, ниже глубины 2344,8 м пласт водонасыщен. По результатам проведенных исследований пласт БС8 в интервалах 2333,2–2335,6 и 2337,2–2339,6 м определяется как нефтенасыщенный с $k_{н.тек}$ (C/O) – 56–64%, в интервале 2340,8–2342,0 м – нефтеводонасыщен с $k_{н.тек}$ (C/O) – 43%, в инт. 2342,0–2344,8 м пласт водонефтенасыщен $k_{н.тек}$ (C/O) – 33% и ниже глубины 2347,2 м пласт водонасыщен. Перфорирован пласт в интервале 2333,0–2337,0 м. За 1-й месяц работы скважины дебит в

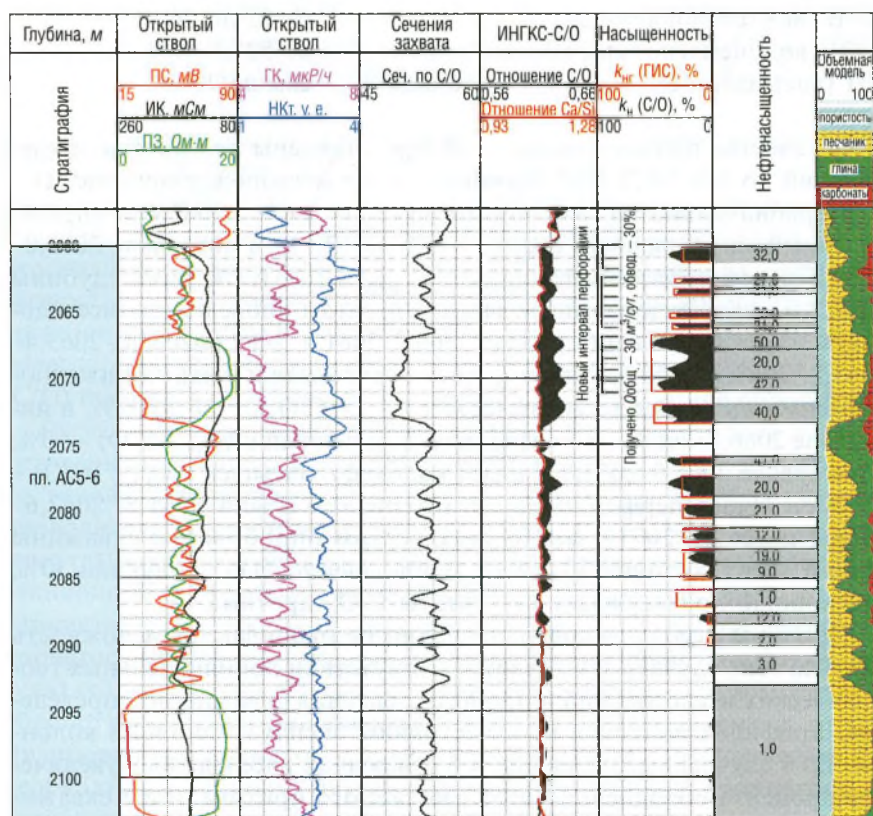


Рис. 1. Результаты исследований методом C/O-каротажа и опробования скв. 8422 Мамонтовского месторождения

среднем составил $94,0 \text{ м}^3/\text{сут}$ с обводненностью 84%, за 2-й месяц дебит увеличился до $195,0 \text{ м}^3/\text{сут}$, обводненность сократилась до 82%, на 16.01.2006 г. обводненность составляет 90% при общем дебите $540 \text{ м}^3/\text{сут}$.

В данной скважине представлен типичный случай несовпадения, когда ожидаемый приток по данным С/О-каротажа (нефть с небольшим содержанием воды) не совпадает с реальным.

Рассмотрим характер выработки пласта БС8 в данном районе залежи. Скважина расположена в центральной части эксплуатацион-

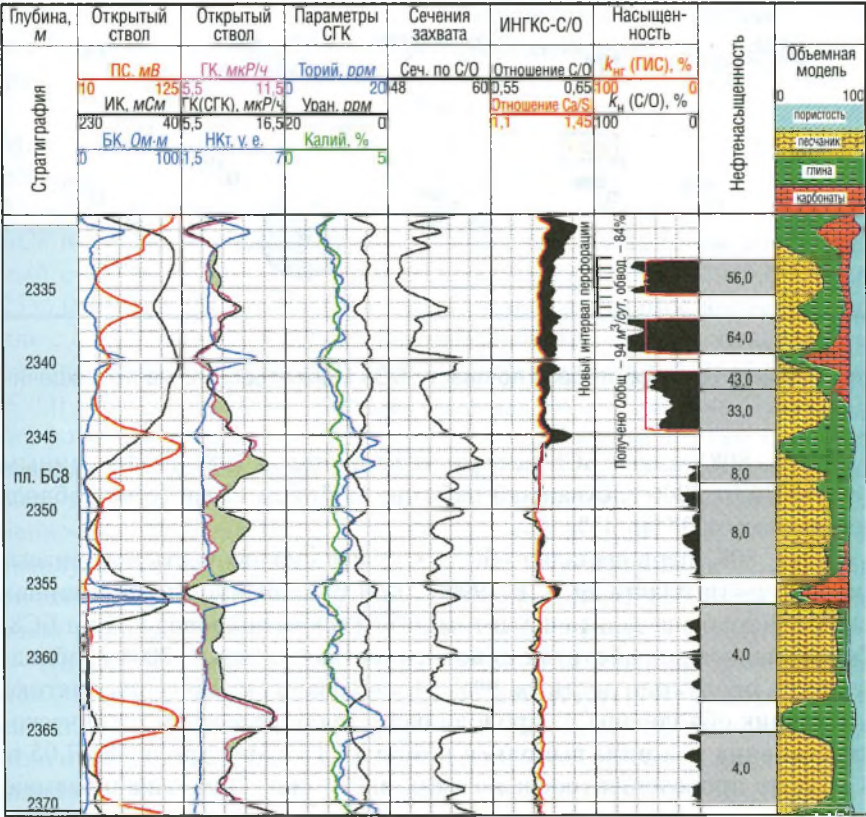


Рис. 2. Результаты исследований методом С/О-каротажа и опробования скв. 1824 Мамонтовского месторождения

однозначно не определен. Не исключено, что обводнение продукции происходит преимущественно за счет негерметичности колонны.

В связи с вышеизложенным пласт БС8 в скв. 1824 в кровельной части оставался нефтенасыщенным, что и показывают исследования СО-каротажа. Необоснованно большой дебит (при мощности интервала перфорации всего 4 м) по сравнению с близлежащими скважинами и высокое процентное содержание воды в продукции, скорее всего, связаны с "чужой" водой, например, с подтягиванием подогрешенных вод. Необходимо в ремонтный период провести исследование на профиль притока и источник обводнения.

На рис. 4 приведен противоположный случай несовпадения. По пласту, определяемому как водонефтенасыщенный, получен приток флюида с меньшей степенью обводненности.

По материалам ГИС-бурения в 1976 г. пласт БС8 в скв. 717/68 Мамонтовского месторождения в интервалах 2527,0–2541,6 м определялся нефтенасыщенным с $k_{н.нач}$ от 47,3 до 63,2%, ниже глубины 2544,2 м пласт был водонасыщен. По результатам С/О-каротажа пласт БС8 в интервале 2527,0–2528,0 м определен как водонефтенасыщенный с $k_{н.тек}$ (С/О) – 42%; в интервалах 2528,0–2528,6, 2529,6–2531,6, 2535,0–2536,0, 2537,8–2541,6 м пласт имеет остаточное нефтенасыщение с $k_{н.тек}$ (С/О) – 22–25%; в интервале 2534,0–2535,0 м пласт нефтewодонасыщен с $k_{н.тек}$ (С/О) – 52%; в интервале 2536,0–2537,6 м $k_{н.тек}$ (С/О) – 31%, насыщение определяется как вода с нефтью. Проведена перфорация в интервале 2527,0–2531,0 м. По результатам освоения скважины получен дебит 87,0 м³/сут с обводненностью продукции 50%, на 16.01.06 г. скважина работает дебитом 123 м³/сут с обводненностью продукции 65%. В районе расположения скв. 717 (рис. 3) эксплуатация на пласт БС8 практически отсутствует, за исключением скв. 8091, вскрытой перфорацией в 1985 г. В настоящее время скважина работает дебитом 17,5 м³/сут с обводненностью 93%.

Низкие значения $k_{н.тек}$ (С/О) и времени жизни тепловых нейтронов (ИННК) в кровельной части пласта БС8 в скв. 717, скорее всего, связаны с коллекторскими свойствами пласта и с неучтенными компонентами, входящими в состав глинистого цемента коллекторов пласта БС8.

Исходя из вышеизложенного можно отметить следующее:

1. По результатам освоения эффективность первого года применения метода углерод-кислородного каротажа для оценки текущего

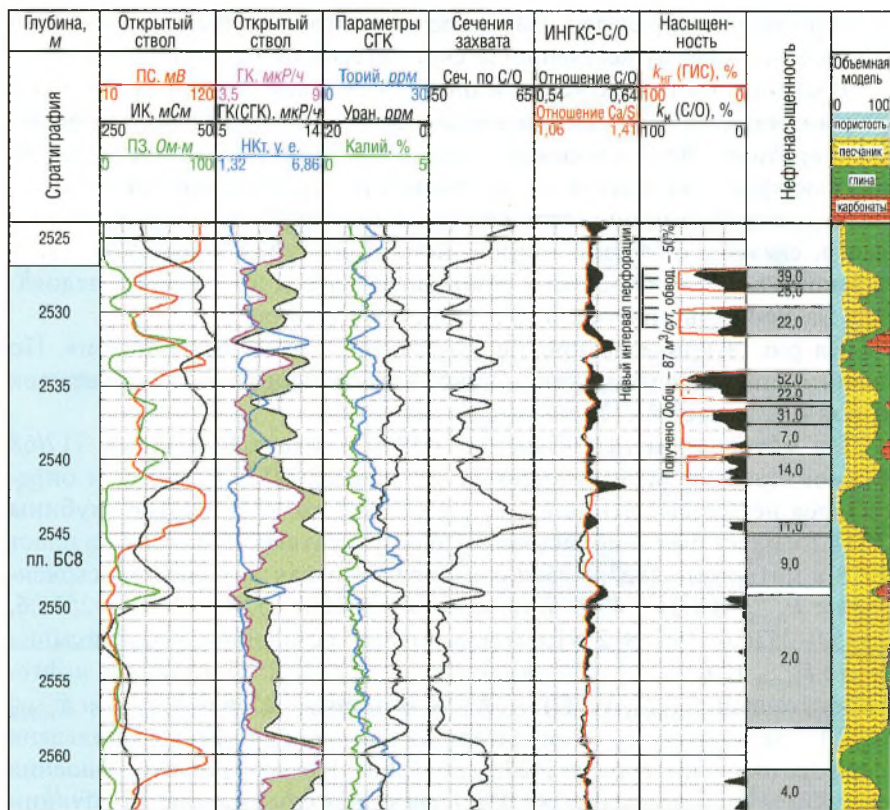


Рис. 4. Результаты исследований методом С/О-каротажа и опробования скв. 717 Мамонтовского месторождения

насыщения продуктивных пластов на месторождениях ОАО "Юганскнефтегаз" составляет 73%.

- Из 33 опробованных скважин высокие дебиты от 100 и более $\text{м}^3/\text{сут}$ получены в 20 скважинах и в 13 скважинах дебиты не превысили 50 $\text{м}^3/\text{сут}$. По высокодебитным скважинам несовпадения составляют 35% (13 совпадений и 7 несовпадений), по низкодебитным несовпадения составили 15% (11 совпадений и 2 несовпадения). Высокий процент несовпадений в высокодебитных скважинах, то есть в скважинах с большим воздействием на пласт, требует дополни-

- тельного анализа причин, которые, возможно, и не связаны с качеством заключений по данным С/О-каротажа.
3. Для анализа несовпадений необходимо проведение дополнительных геофизических исследований по определению параметров работы пластов. Результаты геофизических работ и анализ геологической и промысловой ситуации позволят выявить объективную причину несовпадений и наметить пути совершенствования технологии оценки текущего насыщения пластов методом углерод-кислородного каротажа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Инструкция по проведению импульсного спектрометрического нейтронного гамма-каротажа аппаратурой серии АИМС и обработке результатов измерений при оценке текущей нефтенасыщенности пород (терригенные отложения) МИ 41-17-1399-04 / В. А. Велижанин, В. С. Бортасевич, Д. Р. Лобода, Т. Е. Меженская, С. Н. Саранцев, Р. Т. Хаматдинов, В. Г. Черменский, Н. К. Глебочева, В. М. Теленков.

УДК 550.832.44

*Н. А. Смирнов, Н. Е. Пивоварова, А. С. Варыхалов,
В. А. Пантюхин, В. А. Велижанин
ООО "Нефтегазгеофизика"*

ПОВЫШЕНИЕ ДОСТОВЕРНОСТИ ОЦЕНКИ ГЕРМЕТИЗАЦИИ ЗАТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА АКУСТИЧЕСКИМ МЕТОДОМ

Показана высокая эффективность определения качества затрубной изоляции при комплексировании акустических цементомера, толщиномера, микросканера и СГДТ.

Введение

Оценка качества герметизации затрубного пространства нефтегазовых скважин является важнейшей задачей промысловой геофизики. Объемы работ по решению этой задачи растут год от года. Вме-

тельного анализа причин, которые, возможно, и не связаны с качеством заключений по данным С/О-каротажа.

3. Для анализа несовпадений необходимо проведение дополнительных геофизических исследований по определению параметров работы пластов. Результаты геофизических работ и анализ геологической и промысловой ситуации позволят выявить объективную причину несовпадений и наметить пути совершенствования технологии оценки текущего насыщения пластов методом углерод-кислородного каротажа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Инструкция по проведению импульсного спектрометрического нейтронного гамма-каротажа аппаратурой серии АИМС и обработке результатов измерений при оценке текущей нефтенасыщенности пород (терригенные отложения) МИ 41-17-1399-04 / В. А. Велижанин, В. С. Бортасевич, Д. Р. Лобода, Т. Е. Меженская, С. Н. Саранцев, Р. Т. Хаматдинов, В. Г. Черменский, Н. К. Глебочева, В. М. Теленков.

УДК 550.832.44

*Н. А. Смирнов, Н. Е. Пивоварова, А. С. Варыхалов,
В. А. Пантюхин, В. А. Велижанин
ООО "Нефтегазгеофизика"*

ПОВЫШЕНИЕ ДОСТОВЕРНОСТИ ОЦЕНКИ ГЕРМЕТИЗАЦИИ ЗАТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА АКУСТИЧЕСКИМ МЕТОДОМ

Показана высокая эффективность определения качества затрубной изоляции при комплексировании акустических цементомера, толщиномера, микросканера и СГДТ.

Введение

Оценка качества герметизации затрубного пространства нефтегазовых скважин является важнейшей задачей промысловой геофизики. Объемы работ по решению этой задачи растут год от года. Вме-

сте с тем комплекс методов и их методическое обеспечение в отечественном производстве практически не развивается с начала восьмидесятых годов, хотя в мировой практике произошли существенные сдвиги в направлении применения микроакустических методов [1, 2]. Методические руководство [3] по использованию комплекса АКЦ–СГДТ–акустический сканер носит характер пожеланий, так как анализ результатов измерений не формализован и применение этой методики предполагает наличие субъективного анализа.

Основным методом в геофизическом производстве остается традиционная акустическая цементметрия (АКЦ), причем часто в устаревшей модификации (начала 60-х годов), строящейся на измерениях амплитуды волны по колонне двухэлементным зондом. Оценка степени контакта цементного камня с колонной производится на основе измерений коэффициента затухания волны по колонне трехэлементным зондом (УЗБА, АК-В). Даже не обращая внимания на точность и отсутствие критериев оценки достоверности принцип таких измерений не позволяет выйти на определение количественных параметров, связанных с состоянием цементного камня. Поскольку динамические параметры волны по колонне при интегральных измерениях зависят не только от акустических свойств среды, по которой волна распространяется, но и от чисто технических причин, разделение эффектов требует привлечения дополнительных независимых измерений другими методами и совершенствования техники самого метода АКЦ. Простейшим примером технического эффекта является уменьшение амплитуды сигнала, передаваемого от аналогового прибора (УЗБА, АК-В) на поверхность, в зависимости от емкости геофизического кабеля, которая изменяется при вытяжке последнего под действием собственного веса. Таким образом, чем глубже находится интервал исследования, тем меньше амплитуда сигнала. Применение методики измерений коэффициента затухания волны по колонне в фиксированном временном окне устраняет вышеназванный недостаток, но не защищает от ошибок, связанных с неидентичностью электроакустических преобразователей и децентрализацией прибора в скважине.

Значительно лучше с точки зрения точности измерений дело обстоит при применении приборов с компенсированными зондами, однако оценки индекса цементирования (ВІ) требуют знания граничных значений коэффициента затухания для конкретных цементных смесей, а также интервалов залегания гель- и портландцемента. Кро-

ме того, из-за эквивалентности эффектов от различных дефектов цементного камня зачастую невозможно определить тип дефекта и соответственно сделать заключение о герметичности затрубного пространства.

Прогресс в решении задачи оценки герметичности крепления обсадной колонны связан с комплексированием метода АКЦ и других методов, позволяющих определить плотность цемента и степень его однородности в комплексе с АКЦ. К таким методам относятся гамма-гамма-дефектометрия (СГДТ), а также микроакустические измерения на преломленных (измерения коэффициентов затухания в секторах скважины) и отраженных (акустическое сканирование) волнах. Комплекс методов, в котором производятся формализованный анализ данных каждого из методов и взаимный учет оценок, позволяет повысить достоверность и формализовать заключение о герметичности затрубного пространства.

Оценка герметичности обсадки скважины на основе данных АКЦ и СГДТ

Параметры, получаемые прибором СГДТ (СГДТ-НВ), – плотности цементного камня в шести секторах, качество цементирования, эксцентриситет и толщина колонны, – могут быть использованы при формализованной оценке качества цементирования по данным АК и выдаче совместного заключения о качестве цементирования.

При расчете индекса цементирования BIG по данным АК используется формула:

$$BIG = (BATC - ALN_1) / (ALX_{1(2)} - ALN_1),$$

где ALN_1 – значение коэффициента затухания в свободной колонне, задаваемое в таблице параметров обработки; ALX_1 и ALX_2 – значения коэффициента затухания при плотном контакте портландцемента и гельцемента соответственно. Выбор типа цемента осуществляется по данным СГДТ.

При оценке плотности контакта цемент–колонна используется система неравенств, принятая в методике АКЦ:

- $0,8 = BIG$ – плотный контакт;
- $0,08 = BIG < 0,8$ – частичный контакт;
- $BIG < 0,08$ – отсутствие контакта.

В совместном заключении выдается пять градаций состояния цементного камня по критериям, приведенным в табл. 1.

Таблица 1

Критерии оценки состояния цементного камня

Тип контакта по АКЦ	Заполнение по СГДТ	Заключение АК+СГДТ
Отсутствие	Нет цемента Канал в гелцементе Неоднородный портландцемент Неоднородный гелцемент	Свободная колонна
Отсутствие	Гелцемент Портландцемент Канал в портландцементе	Круговой зазор
Частичный	Нет цемента	Свободная колонна
Частичный	Канал в портландцементе Канал в гелцементе	Канал в цементе
Частичный	Гелцемент Портландцемент Неоднородный портландцемент Неоднородный гелцемент	Кавернозный цемент
Плотный	Канал в гелцементе Неоднородный гелцемент	Кавернозный цемент
Плотный	Гелцемент Портландцемент Неоднородный портландцемент (смесь портланд- и гелцемент)	Плотный цемент

Пример обработки показан на рис. 1. В первой колонке изображены индекс цементирования и плотность цемента, во второй – толщина H_k и эксцентриситет колонны, в третьей – фазокорреляционная диаграмма, в четвертой – продольный разрез скважины. Три последние колонки показывают качество цементирования по данным АКЦ из расчета заполнения затрубного пространства портландцементом, качество цементирования по данным СГДТ и заключение о состоянии цементного камня на основе совместного анализа. В колонках качества цементирования произведено усреднение путем исключения интервалов мощностью менее 2 м. Следует обратить внимание, что

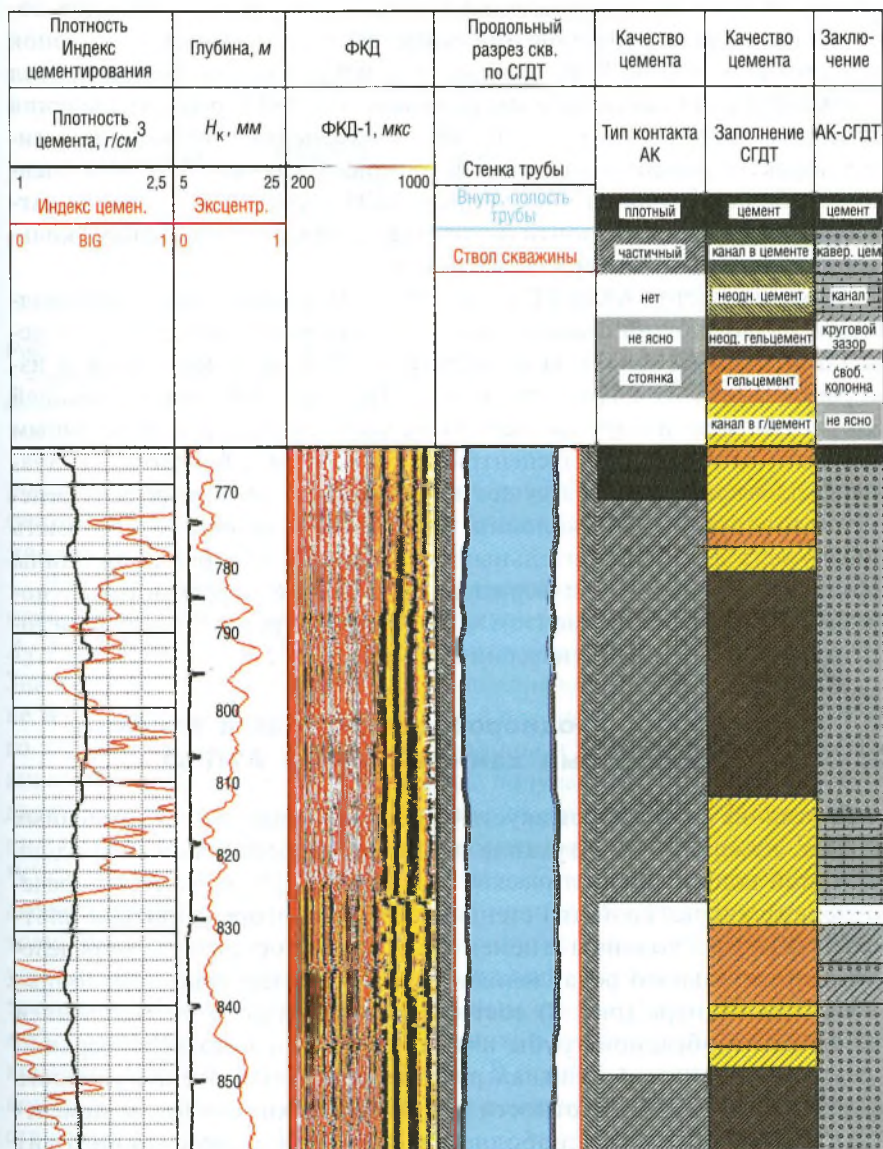


Рис. 1. Планшет результатов совместной интерпретации данных АКЦ и СГДТ

при формализованном анализе на основе данных двух методов колонка качества цементирования существенно отличается от колонок каждого из методов. Учет плотности цемента автоматически привел к изменению индекса цементирования, а характер распределения цемента в затрубном пространстве – к изменению заключения о типах дефектов цементного камня. В интервале глубин 827–850 м оценка "свободная колонна" по данным АКЦ с учетом заполнения затрубного пространства почти полностью заменилась на оценку "кольцевой зазор" или "кавернозный цемент"

Комплекс метод АКЦ-СГДТ, широко применяющийся в производстве и позволяющий оценить, как показано выше, тип дефектов цементного камня, зачастую недостаточен. Высокая погрешность измерения плотности вещества в затрубье, соизмеримая с разницей плотности гель- и портландцементов, часто приводит к ошибочным выводам, особенно при эксцентриситете колонны, близком к 1. Значение плотности цемента существенно зависит от точности определения толщины стенки колонны, поэтому весьма желательно иметь инструмент для дополнительных независимых измерений толщины вдоль образующей и подтверждающих наличие дефектов цементного камня. Таким инструментом могут быть микроакустические методы и, в частности, акустический сканер.

Определение неоднородности контакта колонны с цементным камнем. Сканер АТП-80

В отличие от приборов акустического каротажа на преломленных волнах, измеряющих затухание волны, распространяющейся вдоль обсадной колонны, акустический сканер АТП [5] позволяет определить резонансные свойства стенки колонны. Алгоритм оценки плотности контакта колонны с цементным камнем основан на определении относительного ослабления амплитуды реверберации колонны.

Сигнал сканера (рис. 2) состоит из отраженного от внутренней поверхности обсадной трубы импульса A_1 и сигнала реверберации обсадной колонны A_2 . Сигнал реверберации затухающий, скорость затухания зависят от плотности контакта стенки колонны с цементным камнем. В случае свободной колонны затухание происходит медленно, декремент затухания не более 3 дБ и амплитуда реверберации максимальна. При плотном контакте цементного камня или по-

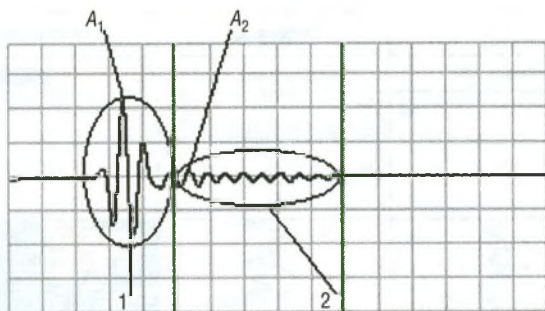


Рис. 2. Осциллограмма сигнала сканера:

1 – импульс, отраженный от внутренней стенки скважины; 2 – сигнал реверберации колонны

роды с колонной скорость затухания реверберации высокая, декремент затухания может достигать значения 20 дБ, амплитуда же снижается до уровня шумов.

Для оценки плотности контакта цементного камня с колонной измеряется отношение максимальной амплитуды сигнала реверберации A_2 к максимальной амплитуде первого отражения A_1 : $W_T = A_2/A_1$. Значение W_T , масштабированное по его значению в свободной колонне W_0 , $W_N = W_T/W_0$, является функцией плотности контакта цементного камня с колонной и толщины колонны и по физическому смыслу аналогично индексу цементирования, получаемому по данным стандартной цементометрии методом преломленных волн. Нормализация W_N позволяет получить индекс цементирования сканера WWN : $WWN = (2,5 - W_N)/1,2$. На рис. 3 приведен пример определения типа дефекта цементного камня. В первой колонке изображены значения толщины стенки колонны (THAV) и ее внутреннего диаметра (CALU), усредненные по восьми датчикам. В колонке глубин – индекс цементирования BI, рассчитанный по данным стандартного цементомера АК-73, и усредненное по восьми датчикам значение W_N – плотность контакта цемента с колонной WWM . В правой колонке – плотность контакта в форме развертки колонны с цветной кодировкой, соответствующей значениям WWN .

В целом кривые BI и WWM совпадают. Большая изрезанность кривой WWM объясняется узкой направленностью преобразователей

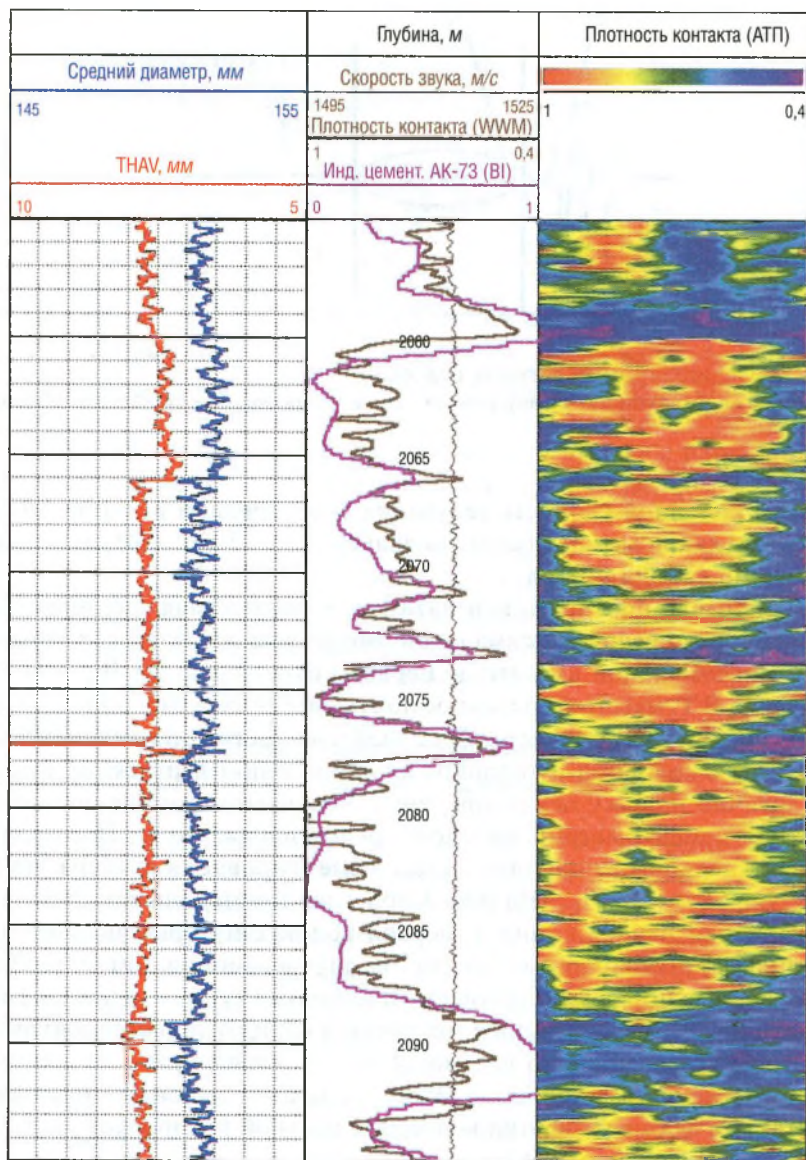


Рис. 3. Определение дефектов цементного камня по данным стандартного акустического цементомера и акустического сканера

прибора АТП и, соответственно, большей по сравнению со стандартной цементометрией разрешающей способностью. Параметры, измеренные АТП, в данном примере позволяют уточнить типы дефектов цементного камня, а именно: в интервале глубин 2078–2088 м имеется вертикальный канал. В интервале же 2088–2093 м плотность контакта по всему периметру колонны не вызывает сомнения. Разумеется, не всегда результаты измерений настолько обнадеживающие. Данный метод имеет серьезные ограничения в условиях наличия парафина на стенке трубы, неоднородности промывочной жидкости и других мешающих факторов.

Более устойчивым к помехам, хотя имеющим меньшую разрешающую способность по периметру колонны, является микроакустический цементомер с секционированными приемниками.

Оценка типа дефекта цементного камня.

Цементомер с секционированными приемниками МАЦ

Цементомер с секционированными приемниками МАЦ – прибор акустического каротажа с коротким секционированным измерительным зондом, предназначенный для определения характера дефектов цементного кольца (кольцевые зазоры, продольные каналы, каверны), которые в заключениях стандартной акустической цементометрии (АКЦ) даются в одной градации как *частичный контакт цементного камня с колонной*. Измерительный зонд МАЦ содержит компенсированный зонд, включающий в себя два цилиндрических излучателя (основная частота излучения 20 кГц) и два набора приемников по четыре приемника в каждом наборе, установленных в одном поперечном сечении и сдвинутых на 90° друг относительно друга. Таким образом, в файле регистрации содержатся сигналы волны по обсадной колонне, распространяющиеся от излучателя в четырех секторах, соответствующих положениям приемников. Основными измеряемыми параметрами являются коэффициенты затухания волны по колонне $ВАТ_i$ ($i = 1, 4$). Кроме того, вычисляется средний коэффициент затухания волны по колонне по суммированным волновым картинам $ВАТ_5$, аналогичный параметру α_k стандартного цементомера типа УЗБА.

При оценке качества цементирования использована методика, основанная на линейной зависимости коэффициента затухания волны по колонне от площади соприкосновения цемента с колонной [4].

С учетом наличия BAT_i ($i = 1, 4$) дополнительных параметров BAT_i введено пять градаций контакта цементного камня с колонной: 1 – свободная колонна; 2 – плотный контакт; 3 – кавернозный цементный камень; 4 – наличие вертикальных каналов в цементном камне; 5 – наличие кольцевого зазора между колонной и цементным камнем небольшой толщины. Тип дефекта цементного камня определяется по соотношениям измеренных значений коэффициентов затухания между собой и априорно заданных: коэффициента затухания волны по свободной колонне BAT_0 и при плотном контакте BAT_M . Критерии оценки приняты следующие:

- свободная колонна, если $BAT_5 \leq 2 BAT_0$;
- плотный контакт, если $BAT_5 \geq 0,8 BAT_M$ и все коэффициенты в секторах больше BAT_M ;
- кавернозный цемент, если $2BAT_0 < BAT_5$ и среднее отклонение коэффициентов затухания в четырех секторах от BAT_5 более 5;
- вертикальный канал, если $2BAT_0 < BAT_5$ и не менее двух коэффициентов затухания в секторах имеют значения больше $0,8 BAT_M$;
- кольцевой зазор, если $2BAT_0 < BAT_5$ и среднее отклонение коэффициентов затухания в четырех секторах от BAT_5 менее 5.

В качестве примера на рис. 4 приведен планшет результатов формализованного анализа. Первая колонка содержит текущие глубины, вторая – значения измеренных параметров: четыре коэффициента затухания волны по колонне, измеренные в четырех секторах $BAT_1 - BAT_4$ и коэффициент затухания волны по колонне, определенный по сумме сигналов четырех секторов BAT_5 . Третья – сопоставление коэффициентов затухания, измеренного МАЦ (BAT_5) и стандартным прибором АК с центрально расположенными одноэлементными приемниками BAT_9 . Четвертая – колонку цементирования, построенную по параметрам прибора МАЦ в соответствии с вышеприведенными критериями оценки состояния цементного камня. Пятая (объемная модель/МАЦ) – цветное изображение состояния контакта колонны с цементным камнем по образующей, плотность контакта пропорциональна изменению светового спектра. Шестая – колонку цементирования по данным АК. Сопоставление коэффициентов затухания волны по колонне BAT_5 и BAT_9 позволяет сделать вывод о достоверности измерений МАЦ, поскольку значения его параметра, вычисленного по сумме сигналов четырех секторов с точностью до погрешности измерений, совпадают с аналогичным параметром стандартного

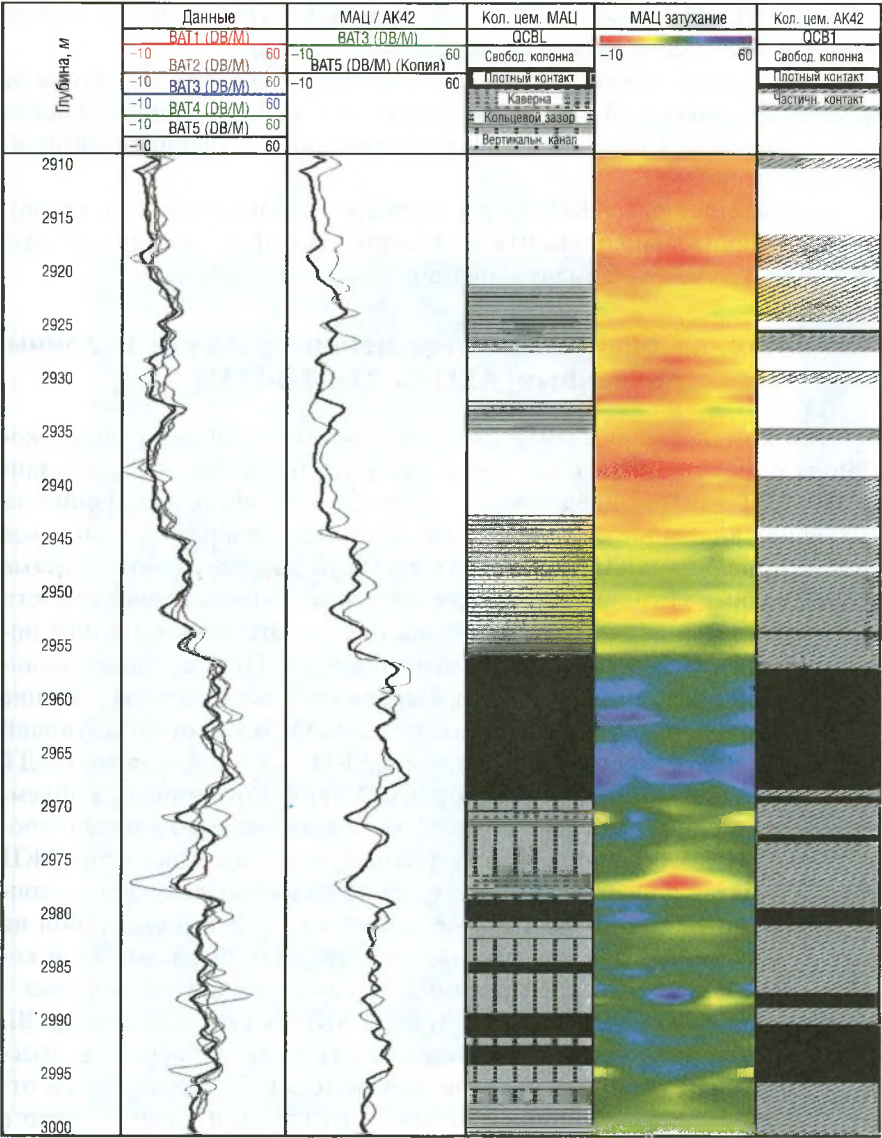


Рис. 4. Сравнение результатов оценки качества цементирования по данным МАЦ и АК-42

цементомера. Колонка 5 "объемная модель/МАЦ" наглядно показывает распределение дефектов цементного камня.

Естественно, использование при анализе только одного метода не исключает ошибок. В частности, отсутствие данных о марке цемента может привести к неверным оценкам граничных значений коэффициента затухания.

Наличие данных АКЦ, СГДТ и микроакустических методов позволяет значительно повысить достоверность формализованного заключения о качестве цементирования обсадной колонны.

Комплексная оценка качества цементирования колонны по данным АКЦ-СГДТ-АТП-МАЦ

При комплексной оценке качества цементирования толщина колонны определяется по данным АТП, плотность цемента – по данным СГДТ. Далее определяются граничные значения коэффициента затухания волны по колонне, которые участвуют в расчетах индекса цементирования АКЦ и микроакустического цементомера. Данные же последних методов служат критериями оценки неравномерности заполнения затрубного пространства и, соответственно, по ним определяются типы дефектов цементного камня. Пример такой комплексной оценки показан на рис. 5. Первая колонка содержит текущие глубины, вторая – колонку цементирования QCB и соответствующий ей индекс цементирования по данным АКЦ, третья – данные СГДТ (плотность цемента в шести секторах CDN) в форме кривых и объемной модели с цветовой кодировкой, четвертая – колонку цементирования QCBG, построенную по совместному анализу параметров АКЦ и СГДТ, пятая и шестая – соответственно содержат данные и колонку цементирования МАЦ в форме, аналогичной использованной на рис. 4. Шестая и седьмая – данные сканера АТП W_N в цветовой кодировке и колонку цементирования по данным сканера, восьмая – индексы цементирования сканера WWM, АКЦ+СГДТ BIG и МАЦ BI, девятая – колонку оценки герметичности затрубья на основе совместного формализованного анализа всех методов. К герметичным отнесены интервалы сплошного цементного камня и кавернозного с коэффициентом кавернозности не более 20%, определяемые не менее чем по двум методам. Совместное заключение существенно отличается от заключений по каждому из методов, однако оно более досто-

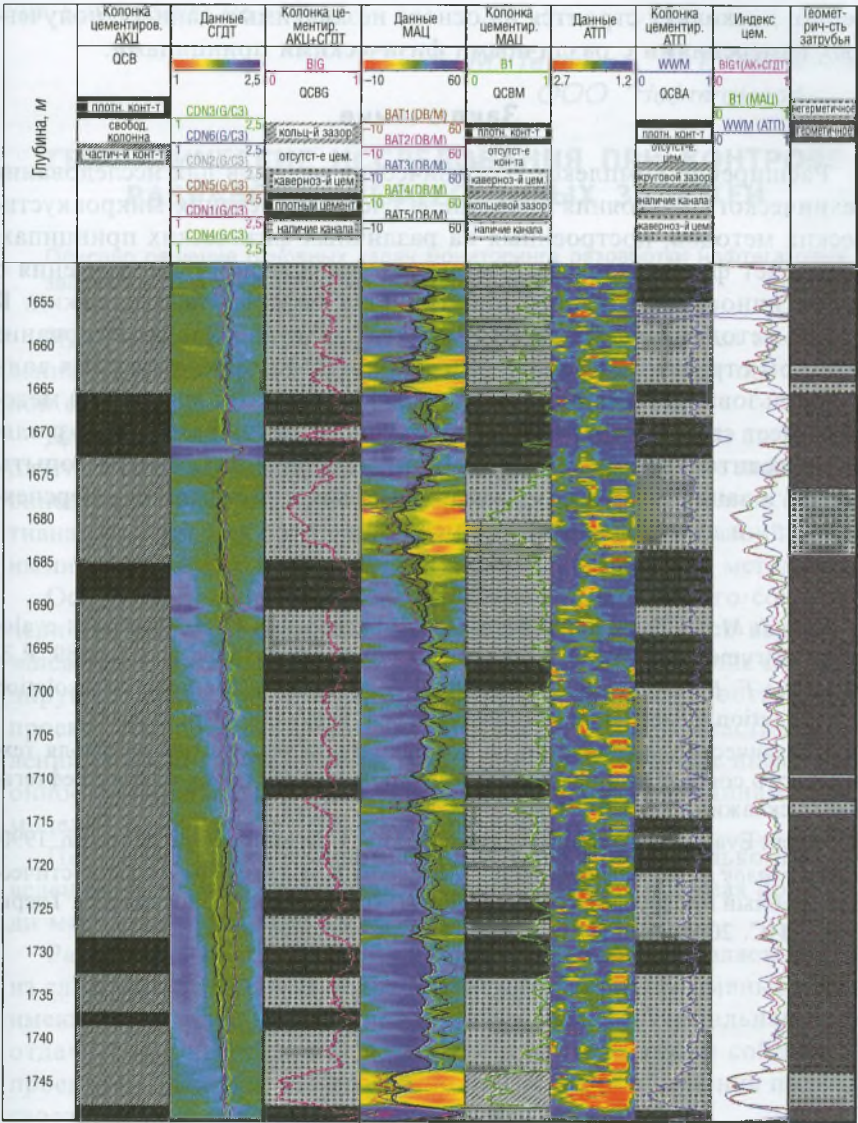


Рис. 5. Формализованная оценка герметичности затрубного пространства по данным методов: АКЦ–СГДТ–микроакустического (МАЦ) – акустического сканирования (АТП)

верно, поскольку строится на основе независимых данных, полученных измерениями с различными физическими принципами.

Заключение

Расширение комплекса геофизических методов для исследования технического состояния скважин за счет привлечения микроакустических методов, построенных на различных физических принципах, позволяет формализовать и повысить достоверность заключения о герметичности затрубного пространства нефтегазовых скважин. К таким методам прежде всего относятся акустическое сканирование методом отраженных волн и измерения методом преломленных волн с использованием секционированных зондов. Хотя каждый из методов имеет свои ограничения, в совокупности их параметры позволяют выделить различные дефекты цементного камня. Первые опыты использования такого комплексного подхода показали его перспективность в промышленном применении.

ЛИТЕРАТУРА

1. Schmidt M. G. The micro CBL – a second generation of radial cement evaluation instrument // SPWLA 30-th Annual Logging Sym. June 11–14, 1989. P.Z.
2. Stanko F. E., D'Angelo R. M. Method and apparatus for hydraulic isolation determination // US Patent #6018496. Int. Cl. G01V1/40. Jan. 25, 2000.
3. Методическое руководство по компьютерной технологии контроля технического состояния и качества цементирования обсадных колонн нефтегазовых скважин. Уфа: АО НПФ "Геофизика". 1997.
4. Cement Evaluation Guidelines: Western Atlas International Inc. Houston. 1990.
5. Варыхалов А. С., Белоконов Д. В., Пантюхин В. А., Рыбаков В. В. Акустический трубный профилемер-толщиномер АТП-73 // НТВ "Каротажник". Тверь: Изд. АИС. 2004. Вып.10–11 (123–124). С. 292.

УДК 550.832.5:622.276.5.001.42

В. М. Теленков, Р. Т. Хаматдинов
ООО "Нефтегазгеофизика"

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИ КОНТРОЛЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Описано решение основных задач мониторинга разработки нефтегазовых залежей и нефтяных оторочек методами ГИС.

Наиболее сложными объектами разработки являются месторождения с нефтегазовыми залежами и газовые месторождения с нефтяной оторочкой.

Для принятия своевременных мер по извлечению нефти по толщине пласта и площади месторождения необходимо постоянное информационное сопровождение процесса разработки. Наиболее полная и оперативная информация обеспечивается проведением исследований различными комплексами геофизических и гидродинамических методов.

Основной задачей геофизического информационного сопровождения являются определение основных закономерностей выработки залежей по толщине и площади месторождения, выявление слабодренующих участков залежей и зон эксплуатации с несоответствием проекту разработки (прорывы газа и воды, падение пластовых давлений ниже давления насыщения и т. д.). Геофизическое информационное сопровождение необходимо для ведения гидродинамических моделей разрабатываемых месторождений.

Получение качественной информации возможно только при проведении системных исследований в определенных объемах по площади месторождений конкретными комплексами ГИС.

Разработка подгазовых зон и нефтяных оторочек является одной из сложнейших задач. В большинстве случаев продуктивные пласты имеют трехфазное насыщение газ-нефть-вода. Максимальная нефтеотдача подобных залежей возможна при тщательном соблюдении проекта разработки, что возможно при условии получения полной и своевременной информации о состоянии залежи.

Основой системного контроля служат комплексы ГИС, предусматривающие набор геофизических методов по решаемым задачам, периодичность и объемы ежегодных исследований.

В качестве проекта предлагаются следующие комплексы ГИС (табл. 1).

Таблица 1

Решаемые задачи и комплексы ГИС

Решаемые задачи	Методы ГИС	Технология проведения исследований	Периодичность проведения исследований	Ежегодные объемы ГИС
1	2	3	4	5
Определение профилей притока, дебитов и состава флюидов	Гамма-каротаж Локация муфт и перфорационных отверстий Механическая и термокондуктивная расходомерия Влагометрия Резистивиметрия Гамма-плотнометрия Термометрия Барометрия	Исследования фонтанных скважин Исследования при компрессировании и свабировании Исследования механизированных скважин	Не менее 3 раз за период эксплуатации: безводный период; обводненность 40–60%; обводненность > 80%	10–20% фонда скважин
Определение профилей поглощения, выбор оптимального режима нагнетания	Гамма-каротаж Локация муфт и перфорационных отверстий Механическая расходомерия Термометрия Барометрия Дополнительно радиоактивная технология изотопов Na^{24} , Rn	Исследование при одном режиме нагнетания Исследования на 3 и более режимах нагнетания	Один раз в два года	50% фонда скважин
Определение ВНК	Гамма-каротаж Магнитная локация муфт Компенсационный нейтронный каротаж Импульсный нейтрон-нейтронный гамма-каротаж Углерод-кислородный каротаж Дополнительно термометрия	Исследования неперфорированных пластов в колонне Исследование через НКТ, исключая метод углерод-кислородного каротажа	Один раз в год	10–15% фонда скважин

Окончание табл. 1

1	2	3	4	5
Определение ГНК, ГВК	Гамма-каротаж Компенсационный нейтронный каротаж Импульсный нейтронный гамма-каротаж Дополнительно термометрия	Исследования перфорированных пластов в колонне и через НКТ	Один раз в год	10–15% фонда скважин
Определение текущей нефтегазо-насыщенности пластов	Гамма-каротаж Магнитная локация муфт Спектрометрический гамма-каротаж Компенсационный нейтронный каротаж Импульсный нейтронный гамма-каротаж Углерод-кислородный каротаж Термометрия Дополнительно акустический каротаж	Исследования неперфорированных пластов в колонне	Один раз в год	3–5% фонда в безводный период работы скважины, 20–25% в обводненный период и при прорыве газа в нефтенасыщенную часть залежи
Определение остаточной нефтенасыщенности обводненных перфорированных пластов	Гамма-каротаж Компенсационный нейтронный каротаж Импульсный нейтронный гамма-каротаж Термометрия Барометрия	Исследования по технологии закачки в пласт меченых нейтронно-поглощающих веществ	При ликвидации скважин и по спец. программам	Разовые исследования
Определение гидродинамических параметров пластов $P_{\text{заб.}}$, $P_{\text{пл.}}$, $K_{\text{прод.}}$, K гидропроводности, скин-фактора	Гамма-каротаж Барометрия Термометрия	Исследования действующих добывающих, нагнетательных и пьезометрических скважин	Два раза в год	30–35% фонда скважин

Перечень решаемых задач предполагает получение максимальной информации о состоянии разработки и включает следующее:

- определение эксплуатационных характеристик пласта по данным исследований профилей отдачи и поглощения нагнетаемой воды;
- определение гидродинамических параметров пластов;
- определение ВНК, ГНК, ГВК и текущего насыщения.

1. Определение профилей притока

По комплексу ГИС в каждой исследованной скважине определяются следующие параметры:

- интервалы притока;
- флюидальный состав притока;
- интегральный и дифференциальный дебиты;
- наличие заколонных перетоков;
- источник обводнения или загазованности продукции;
- гидродинамические характеристики пласта.

Для получения более объективной информации о работе пласта при различных депрессиях, определения гидродинамических параметров пласта по индикаторным диаграммам и выбора оптимального режима эксплуатации скважины рекомендуется, по возможности, проводить исследования на трех и более режимах.

Конечным результатом проводимых площадных исследований является установление основных закономерностей выработки залежи по толщинам пластов и площади месторождения.

Критерием периодичности исследований (табл. 1) служит охват выработкой пласта по толщине на разных этапах заводнения. Максимальная отдача флюидов по перфорированной части пласта происходит при подходе переднего фронта нагнетаемых и пластовых вод.

Минимальная – при обводнении продукции более 75-80%.

В качестве примера (рис. 1) приведены результаты определения профиля притока при трех различных депрессиях. Общий дебит изменяется от 70 до 295 м³/сут. Нижняя часть пласта обводнена. Максимальная отдача пласта по толщине достигается при дебитах 230 и 295 м³/сут. По результатам обработки индикаторной диаграммы определены пластовое давление, которое составило 238,0 атм, и коэффициент продуктивности, равный 39,8 м³/сут/атм.

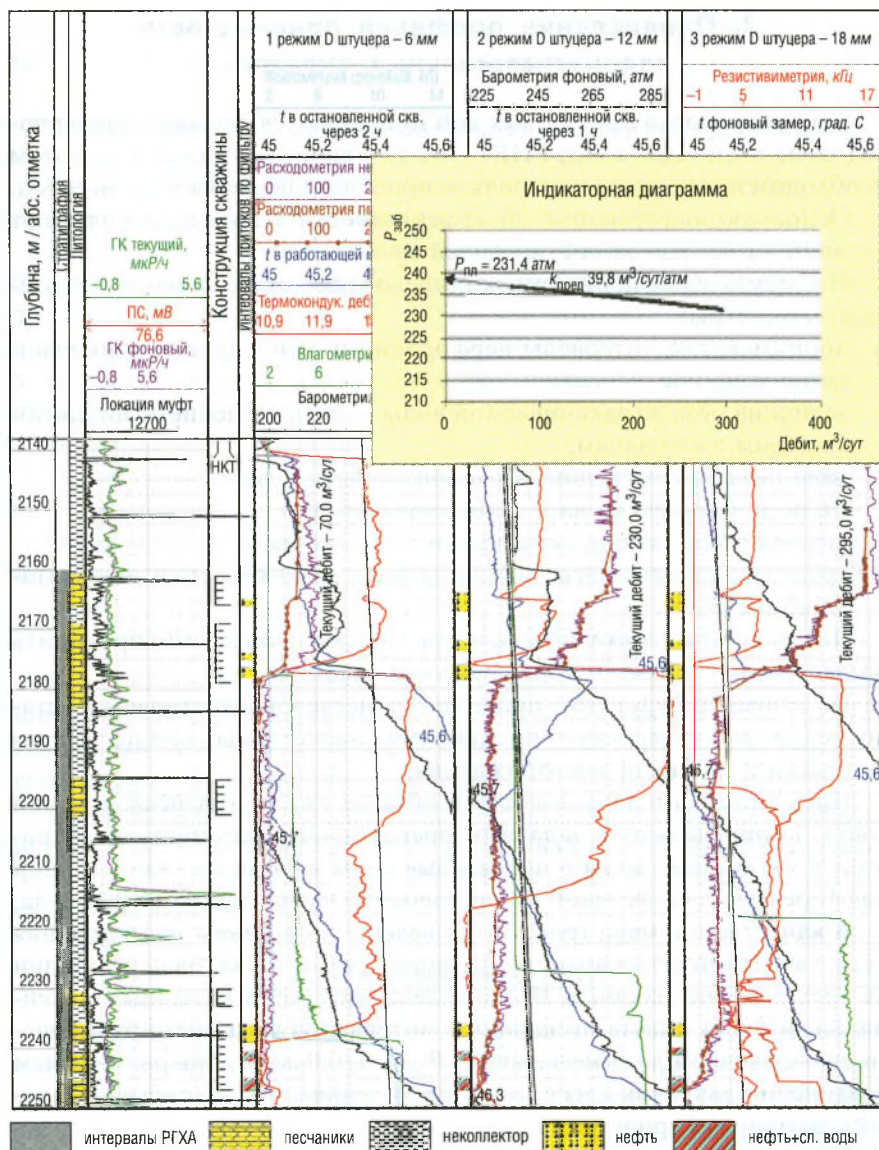


Рис. 1. Профиль притока и индикаторная диаграмма в фонтанной скважине при 3 режимах штуцера (терригенный разрез)

2. Определение профилей приемистости водонагнетательных скважин

При разработке подгазовых зон применяются системы барьерного (нагнетание воды в зоне ГНК) и законтурного заводнения, при этом необходим постоянный контроль за продвижением закачиваемых вод.

Основную информацию об эффективности заводнения получают по данным исследований профилей приемистости.

По результатам проводимых исследований определяются следующие параметры:

- принимающие интервалы перфорации и охват пласта заводнением по толщине;
- величина объема закачиваемой воды и распределение ее по поглощающим интервалам;
- наличие или отсутствие заколонных перетоков;
- гидродинамические параметры пласта;
- оптимальные величины давления нагнетания;
- пределы давления нагнетания для раскрытия трещин в эксплуатационном объекте.

Для получения всех указанных параметров необходимо проводить исследования на трех и более режимах закачки.

Конечным результатом проводимых исследований является установление закономерностей продвижения нагнетаемых вод по толщине пласта и площади месторождения.

Предлагаемая периодичность и объемы ежегодных исследований (табл. 1) определяются задачами оперативного регулирования процессов нагнетания воды в подгазовые зоны в связи со значительной дифференциацией фазовой проницаемости в системе газ-нефть-вода.

В качестве примера (рис. 2) приведены результаты исследования нагнетательной скважины при наличии трех интервалов перфорации на трех режимах закачки. По комплексу полученных данных максимальный охват пласта по наличию интервалов приемистости происходит на среднем режиме закачки ($P_{заб} - 330,0 \text{ атм}$), при дальнейшем повышении давления нагнетания, увеличения количества принимающих толщин не происходит.

По индикаторным диаграммам отмечается значительное отличие пластовых давлений (от 200 до 282 атм) и коэффициентов приемистости (от 0,12 до 2,09 м³/сут/атм) по интервалам перфорации. В сред-

нем наиболее проницаемом интервале пласта происходит раскрытие трещин при забойном давлении 336,4 атм.

3. Определение гидродинамических параметров пласта

По результатам гидродинамических исследований осуществляется контроль за энергетическим состоянием залежи.

Исследования проводятся во всех категориях скважин на этапах строительства и эксплуатации. Определяются следующие параметры:

- забойное давление;
- пластовое давление;
- коэффициенты продуктивности фактический и потенциальный;
- гидропроводность пласта;
- скин-фактор.

По результатам данных исследований производится выбор оптимальных режимов эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин.

Объемы и периодичность исследований определяются детальностью и сроками построения карт пластовых и забойных давлений (табл. 1).

Контроль текущей нефтегазонасыщенности

Более детальную и объективную информацию о текущей нефтегазонасыщенности продуктивных залежей, обсаженных стальными колоннами, можно получать при исследовании скважин различными комплексами радиоактивных методов.

Их различные сочетания позволяют оценивать текущую нефтегазонасыщенность на качественном и количественном уровнях для всего многообразия горно-геологических условий и условий разработки месторождений.

4. Определение ВНК

Определение начального и текущего положения водонефтяных контактов разрабатываемых залежей в скважинах, обсаженных стальными колоннами, для всего многообразия типов коллекторов и минерализации пластовых и закачиваемых вод является достаточно сложной задачей.

В терригенных коллекторах с эффективной пористостью от 20% и более при минерализации пластовой воды 18–20 г/л решение данной

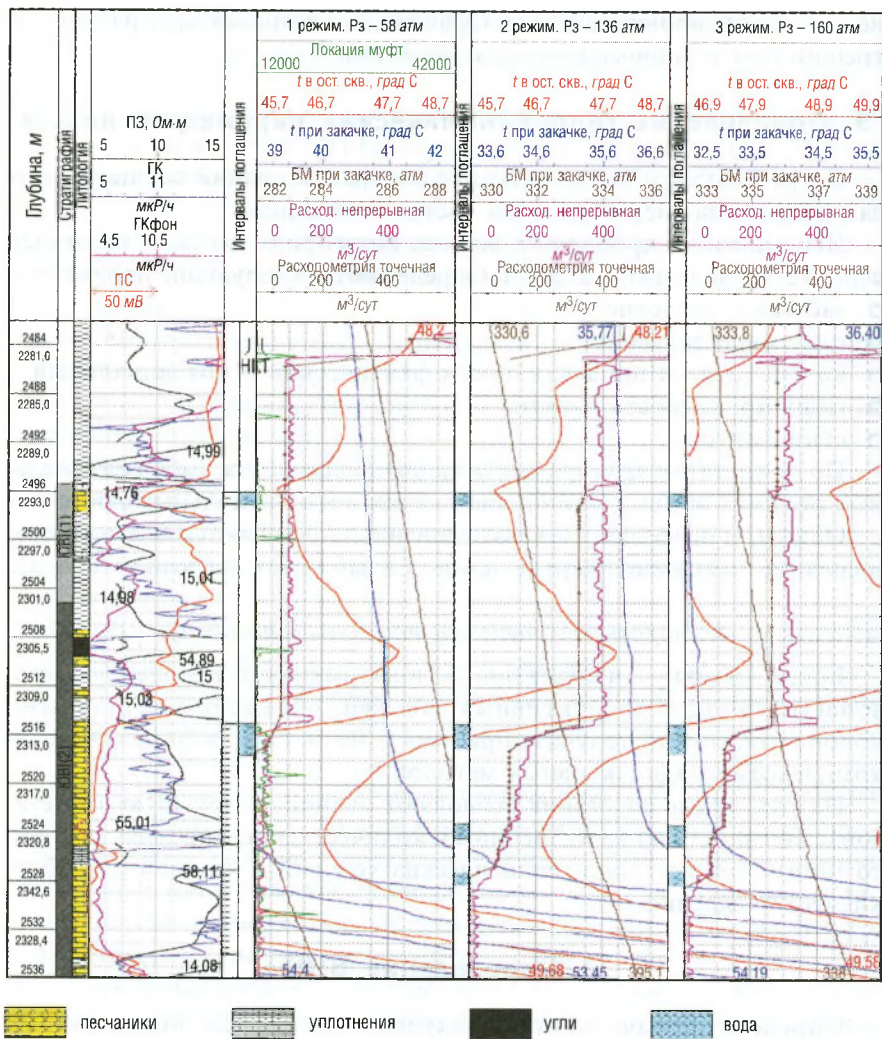
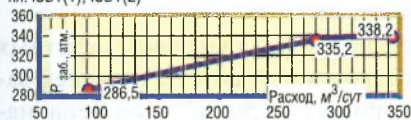
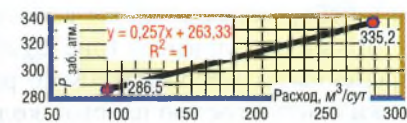


Рис. 2. Геофизические исследования нагнетательной скважины на 3 режимах

Скв. 323

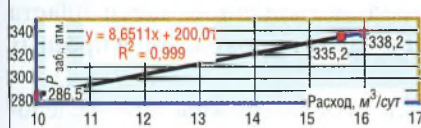
Индикаторная диаграмма
пл. ЮВ1(1), ЮВ1(2)

Скв. 323. Пл. ЮВ1(1), ЮВ1(2)

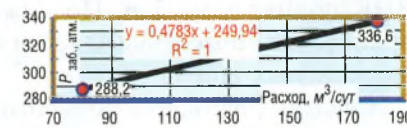
Определение $P_{пл}$ и $K_{прям}$ 

Индикаторная диаграмма

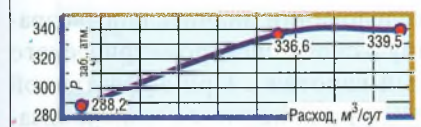
пл. КВ1(1), ин-л 2496,0 – 2487,0 м

Определение $P_{пл}$ и $K_{прям}$

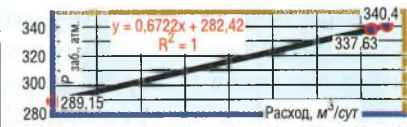
Пл. ЮВ1(2) интервал 2515,0 – 2525,0 м



Пл. ЮВ1(2), интервал 2515,0 – 2525,0 м



Пл. ЮВ1(2), интервал 2527,0 – 2534,0 м



		$K_{прям}$	$P_{пл}$
ЮВ1(1)	2496,0 – 2497,6	0,12	200,0
ЮВ1(2)	2514,8 – 2525,0	2,09	249,9
	2527,0 – 2534,0	1,48	282,4
		3,9	263,3

задачи возможно на качественном уровне путем исследований методами импульсного нейтрон-нейтронного гамма-каротажа в комплексе с нейтронным и гамма-каротажем.

В качестве примера (рис. 3) приведены результаты многократных временных замеров ИННК по разрабатываемой водоплавающей залежи с пористостью пластов-коллекторов от 22 до 26% при первоначальной минерализации пластовой воды 24 г/л. При абсолютной погрешности определения времени жизни тепловых нейтронов – 3%, эффект разделения нефтенасыщенной и водонасыщенной частей пласта составляет около 20%. За время исследований с 1982 по 1984 гг. ВНК поднялся на 5 м. По нижней водонасыщенной части пласта происходит опреснение пластовой воды за счет прохождения пресных нагнетаемых вод.

Следует учесть, что подобные результаты возможны при исследовании однородных, высокопористых, неглинистых коллекторов.

В случае ухудшения коллекторских свойств решение задачи по определению текущего положения ВНК возможно при заводнении пласта высокоминерализованными водами (более 50,0 г/л).

Эффективность геофизических исследований значительно возрастает при включении в комплекс импульсного спектрометрического гамма-каротажа (углерод-кислородный каротаж). При эффективной пористости коллекторов более 11–13% и независимо от минерализации пластовой воды эффективность определения ВНК с количественной оценкой текущей нефтенасыщенности близка к 90–95%.

В качестве примера (рис. 4) приведены результаты определения ВНК и текущей нефтенасыщенности. По результатам комплекса НКТ, ИНГК, ИНГК-С выделена водонасыщенная часть пласта в интервале 3214,5–3217,4 м, переходная нефтеводонасыщенная зона ($k_{н.тек}$ – 27–36%) в интервале 3206,5–3210,0 м, выше пласт нефтегазонасыщен ($k_{н.тек}$ нефтенасыщенной части пласта составляет 56%, нефтегазонасыщенной – 40%).

Предлагается минимальный объем ежегодных исследований (табл. 1), позволяющий контролировать положение ВНК в зоне разработки.

5. Определение текущей нефтенасыщенности

При контроле за состоянием выработки продуктивных залежей на количественном уровне при определении текущей и остаточной неф-

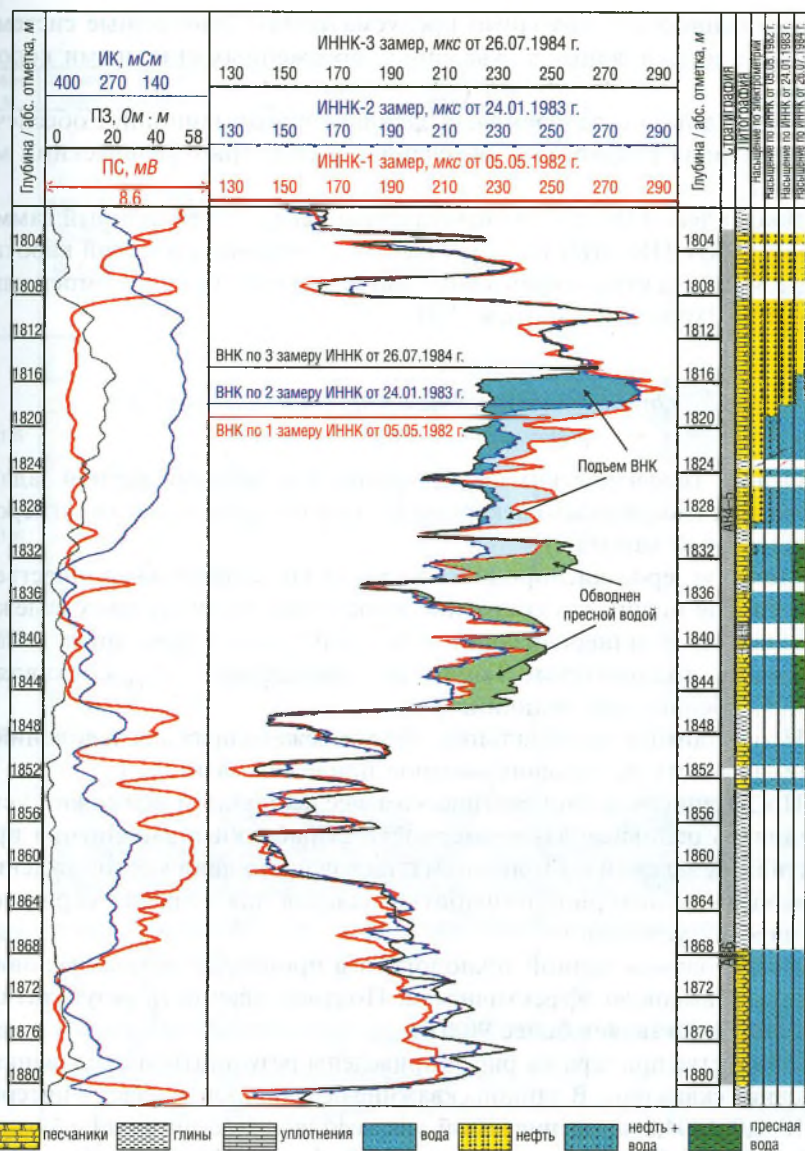


Рис. 3. Результаты исследований текущего положения ВНК методом ИННК (временные замеры)

тенасыщенности необходимо предусматривать площадные систематические исследования в скважинах, обсаженных стальными колоннами.

Площадные исследования, создающие информационное обеспечение контроля разработки, обеспечиваются ядерно-физическими методами.

В комплекс ГИС входят импульсный нейтрон-нейтронный гамма-каротаж (ИННК, ИНГК), импульсный спектрометрический каротаж (ИНГК-С), спектрометрический гамма-каротаж (СГК), компенсационный нейтронный каротаж (ННК).

Определение текущей нефтенасыщенности неперфорированных пластов

Основу геофизических исследований для решения данной задачи составляет импульсный спектрометрический гамма-каротаж (углерод-кислородный каротаж).

Метод углерод-кислородного каротажа позволяет на количественном уровне оценивать состояние выработки продуктивных залежей независимо от минерализации пластовых вод в терригенных и карбонатных коллекторах. Точность определения $k_{н.тек}$ составляет $\pm 15,0\%$ абсолютных величин.

Необходимые минимальные объемы ежегодных исследований и периодичность проведения замеров приведены в табл. 1.

По площадным систематическим исследованиям возможно устанавливать основные закономерности выработки и заводнения продуктивных залежей по толщинам пластов и площади месторождений, проводить мониторинг разработки пластов для решения горно-геологических условий.

Исследования данной технологией в производственных условиях показали высокую эффективность. Подтверждаемость результатами освоения составляет более 90,0%.

В качестве примера на рис. 4 приведены результаты исследования и освоения скважины. В данной скважине перфорирован пласт в интервале 1800,0–1804,0 м, оцениваемый как нефтеводонасыщенный с $k_{н.тек}$ от 65,0 до 20,0%. При освоении получено 49 м³/сут нефти и 45 м³/сут воды. К настоящему времени подобные испытания только в Западной Сибири проведены в сотнях скважин.

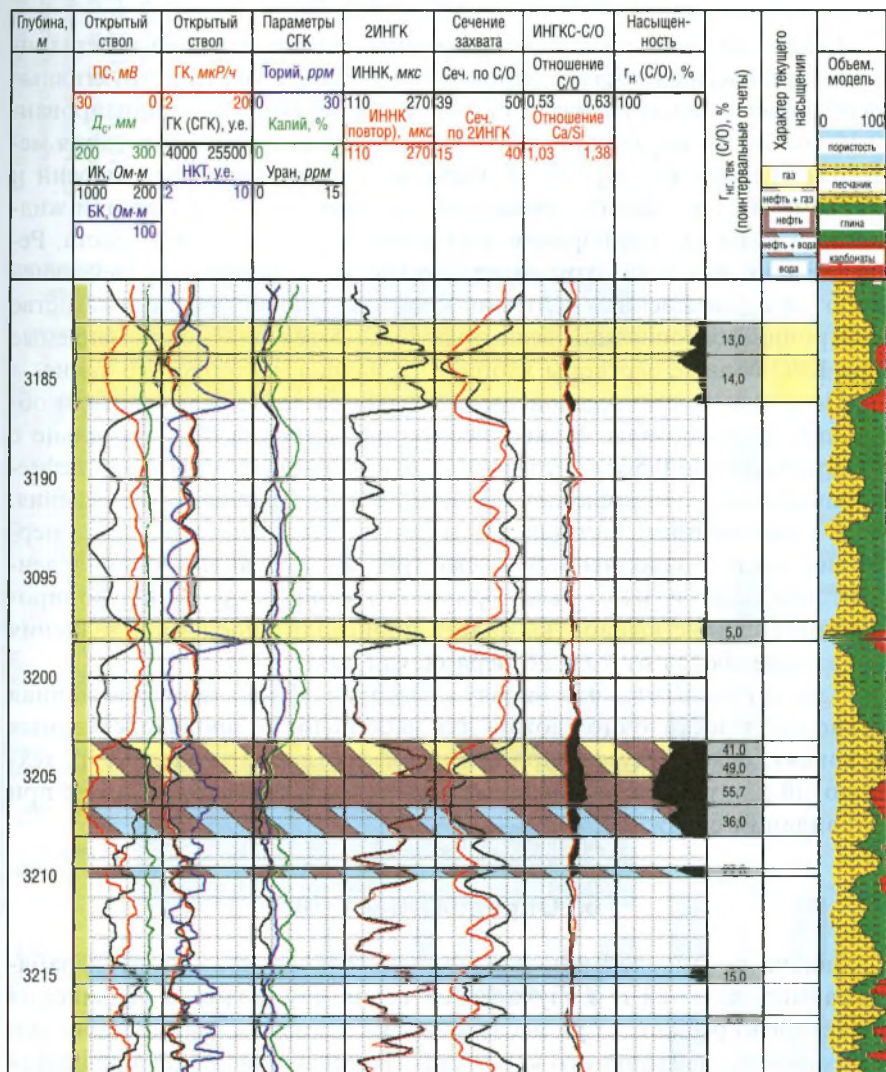


Рис. 4. Определение текущей нефтегазонасыщенности комплексом методов НК, ИНГК, ИНГК-С. Восточно-Прибрежное месторождение

Определение остаточной нефтенасыщенности перфорированных пластов

Более сложной задачей является определение текущей и остаточной нефтенасыщенности перфорированных пластов. Конструктивные особенности действующих скважин (наличие НКТ и механизированный способ эксплуатации) не позволяют проводить исследования методом углерод-кислородного каротажа. При глушении скважин и подъеме НКТ и насосов происходят проникновение задавочной жидкости в интервал перфорации и оттеснение нефти в глубь пласта. Решение данной задачи возможно при технологии каротаж-воздействие-каротаж с применением нейтронно-поглощающих веществ. В качестве нейтронно-поглощающих веществ используются широко применяемые при КРС водные растворы хлористого натрия и хлористого калия.

По результатам исследований выделяются нефтенасыщенные и обводненные интервалы. В заводненной части пласта поинтервально с детальностью до 0,5 м определяются коэффициенты остаточной нефтенасыщенности, динамической пористости и коэффициенты вытеснения.

В качестве примера приводятся результаты исследований по перфорированной заводненной залежи (рис. 6). Как видно из приведенных результатов, из-за неоднородности коллектора по перфорированной толщине выработка пласта происходит послойно, значения $k_{н.ост}$ изменяются от 10% до первоначальных.

Следует отметить, что наряду с высокой эффективностью данная технология достаточно сложна для исполнения в производственных условиях, рекомендуется при оценке эффективности различных технологий для увеличения нефтеотдачи, в конфликтных случаях и при ликвидации скважин.

6. Определение ГНК

Задача по определению газонефтяного контакта для неразрабатываемых залежей и в случае отсутствия двухфазного насыщения (газ+нефть) решается при исследованиях методами стационарного и импульсного нейтронного каротажа. Неоднозначно задача решается при исследованиях неоднородных и заглинизированных коллекторов.

Проблемы возникают при разработке подгазовых зон. Даже незначительные изменения термобарических условий в разрабатываемых

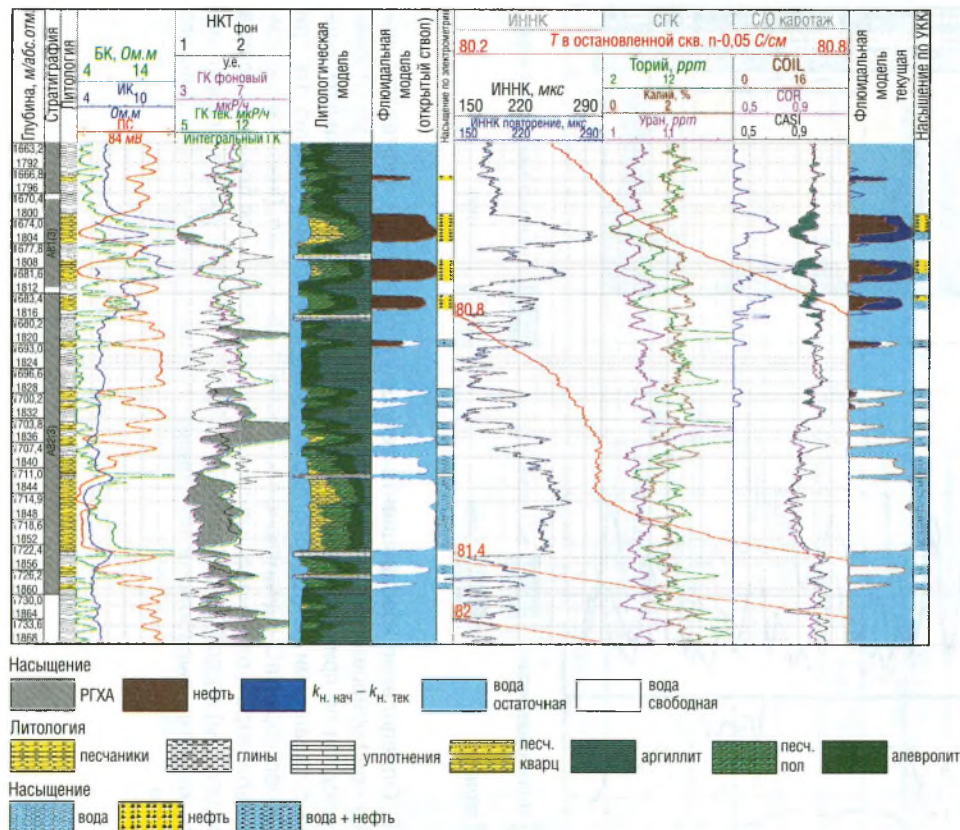


Рис. 5. Результаты определения текущего насыщения методами ИННК и ИНГК-С и испытания скважины

С целью определения текущего характера насыщения проведены исследования методами ИННК и ИНГК-С. Получены качественные характеристики и количественные параметры объектов разработки.

Результаты испытаний: перфорирован и испытан пласт АВ1(3) в интервале 1800,0 – 1804,0 м.

В результате испытаний получен приток жидкости дебитом $94 \text{ м}^3/\text{сут}$, в том числе:
 $Q_{\text{неф}} = 49 \text{ м}^3/\text{сут}$;
 $Q_{\text{вод}} = 45 \text{ м}^3/\text{сут}$

Определение коэффициентов остаточного насыщения
скв. 2749

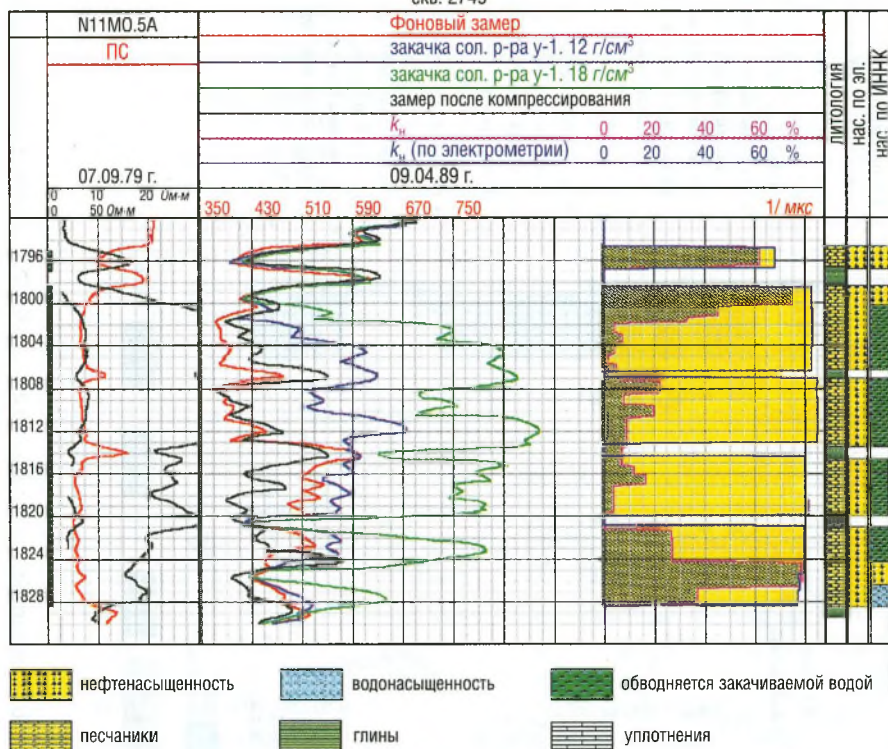


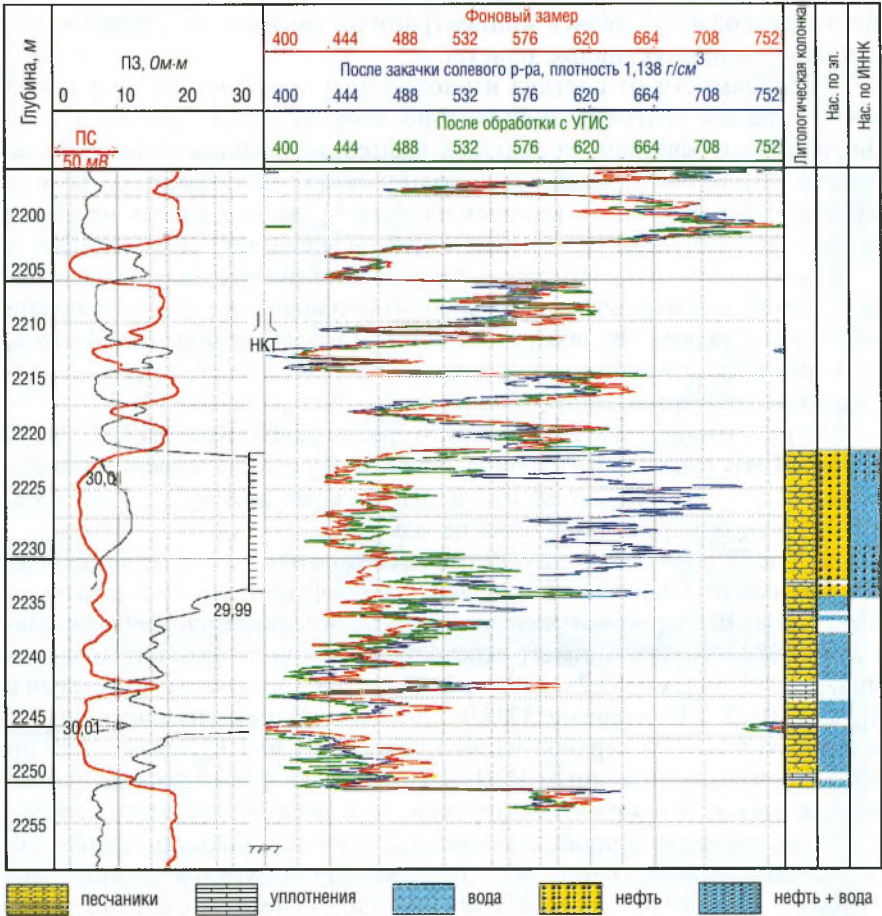
Рис. 6. Определение коэффициента текущей и остаточной нефтенасыщенности в перфорированных пластах проводится с использованием эксклюзивной методики по принципу "каротаж-воздействие-каротаж" с закачкой жидкостей с заданными нейтронопоглощающими свойствами. Обычно это три водных раствора NaCl в диапазоне плотностей 1,05–1,15 г/л. Линейная зависимость параметра λ от минерализации (при этом исключается влияние скелета горной породы) позволяет однозначно на количественном уровне охарактеризовать характер выработки и насыщения пласта с шагом 0,4–0,5 м по его толщине

ЗАО "Нефтегестехнология"
Министерства топлива и энергетики Российской Федерации
СП "Ванега-нефть"

Скважина № 547. Куст № 406
Месторождение: Ван-Еганское

Определение коэффициента остаточного насыщения методом ИННК-50 пл. БВ8 (2)

19-21.09.2000 г.



Продолжение рис. 6.

мой залежи приводят к внедрению нефти в газовую часть залежи или газа в нефтяную часть. Также отдельные газонефтяные залежи и нефтяные оторочки имеют переходную газонефтяную зону, из которой при определенных условиях могут быть получены нефть или газ.

Для решения поставленной задачи в комплекс предлагается метод углерод-кислородного каротажа, который по своей физической сущности позволяет измерять концентрацию углерода во флюидах, насыщающих продуктивные пласты.

В зависимости от состава и плотности углеводородного флюида концентрация углерода значительно изменяется от газа до нефти. Значения коэффициентов текущей нефтегазонасыщенности, определяемые по данным углерод-кислородного каротажа, также существенно отличаются. В чисто газовых пластах $k_{\text{нг}}$ колеблются в пределах от 10,0 до 25,0% при $k_{\text{нг}}$ в чисто нефтенасыщенных – 60,0–85,0%.

Следует отметить, что при интерпретации получаемых данных необходимо рассматривать возможность обводнения пласта, что можно исключить, используя данные стационарного нейтронного каротажа.

В качестве примеров по определению ГНК и выделению газонасыщенных и нефтенасыщенных пластов приведены рис. 4, 7.

По результатам исследований комплексом ННК, ИНГК-С, СГК (рис. 7) ГНК выделен на глубине 2444,8 м. В нефтенасыщенной части пласта $k_{\text{нг.тек}}$ составляет 65,0%, в газонасыщенной $k_{\text{нг.тек}}$ – 10–25%, значительной переходной зоны не отмечено.

На рис. 5 приведены результаты исследований продуктивной залежи, имеющей трехфазное насыщение (газ+нефть+вода). Результаты по выделению ВНК рассмотрены выше. В данной скважине нефтегазонасыщенная часть пласта имеет переходную зону нефтегазового насыщения. В интервалах 3182,2–3186,0 и 3197,2–3198,2 м пласт газонасыщен с $k_{\text{нг.тек}}$ – 10–25%. В интервале 3205,0–3207,5 м пласт нефтенасыщен с $k_{\text{нг.тек}}$ в среднем 60,0%. В верхней части пласта значения $k_{\text{нг}}$ снижаются до 40,0%, при этом по данным ИННК уменьшения общей насыщенности не отмечается, что характеризует пласт как нефтегазонасыщенный.

Такая дифференциация значений $k_{\text{нг}}$, определяемых по данным углерод-кислородного каротажа, позволяет проводить постоянный мониторинг за состоянием разработки подгазовых нефтенасыщенных зон.

Подобные работы на месторождениях России, к сожалению, проведены в незначительных объемах, что не позволяет давать рекомендации о граничных значениях $k_{\text{нг}}$ для различных горно-геологических условий, при которых возможно получение нефти и газа.

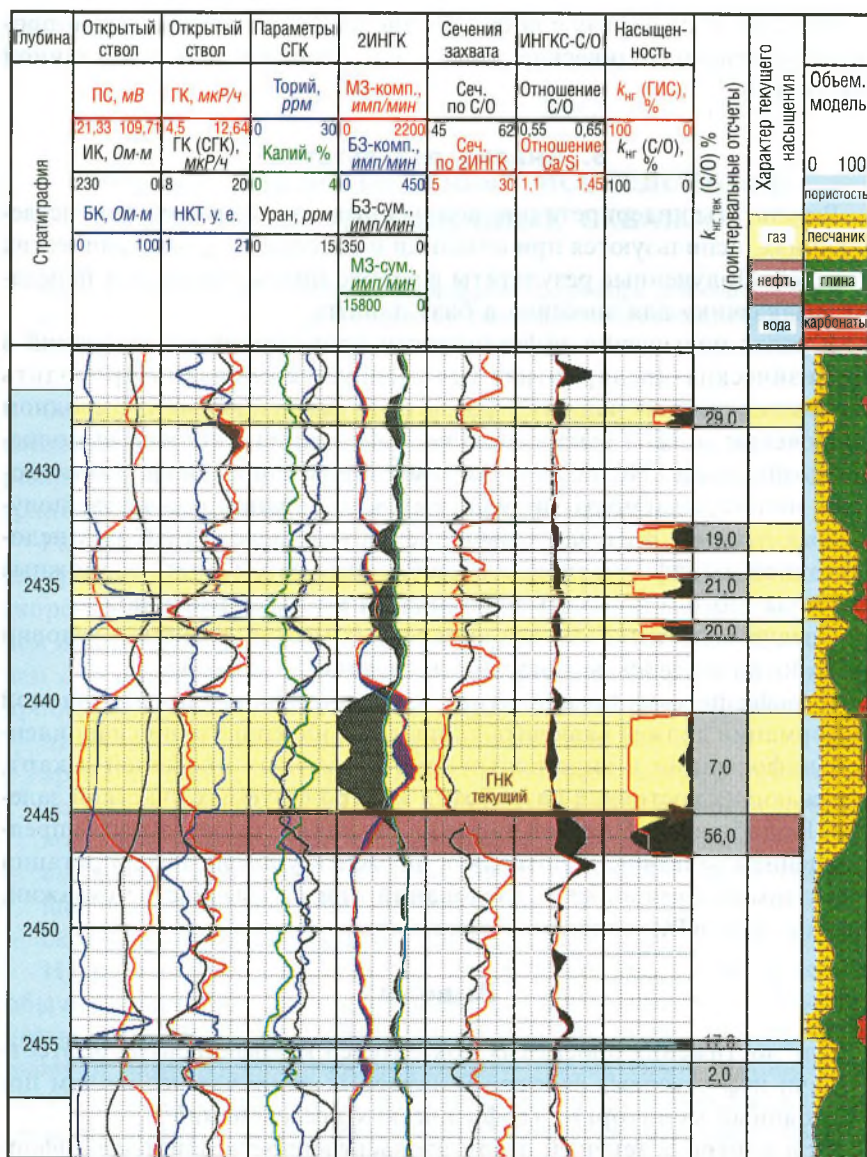


Рис. 7. Определение текущей нефтегазонасыщенности комплексом методов: НК, ИНГК, ИНГК-С. Губкинское месторождение

Предлагается наряду с широким внедрением в производство провести опытно-методические работы по совершенствованию данной технологии.

8. Анализ результатов

Результаты интерпретации, полученные при геофизических исследованиях, используются при создании и ведении гидродинамических моделей. Полученные результаты в необходимых стандартах передаются заказчику для внесения в базу данных.

В целях повышения эффективности проводимых исследований в геофизических предприятиях рекомендуется ежегодно проводить анализ полученных данных в форме сводных заключений. В сводном заключении должна быть отражена информация о степени выполнения комплексов ГИС по задачам и месторождениям, информативности и подтверждаемости проводимых исследований и качестве получаемых данных. В случае невыполнения комплексов ГИС или недостаточной их информативности необходимо рассмотреть возможные причины этого и наметить мероприятия по их устранению.

Следует отметить, что для конкретных месторождений и условий разработки комплексы могут быть частично изменены.

В геофизических предприятиях геологический анализ получаемой информации должен включать площадную интерпретацию накопленной информации в виде построения различных профилей и карт, отражающих состояние разработки контролируемых участков залежей. Подобная обобщенная информация наряду с оперативным представлением заказчикам позволяет повысить уровень интерпретации проводимых единичных исследований при строительстве скважин, работах при КРС и контроле разработки.

Выводы

1. Для достижения проектных показателей коэффициентов нефтеотдачи нефтегазовых залежей и нефтяных оторочек необходим постоянный мониторинг геофизических исследований.
2. При контроле текущей нефтегазонасыщенности наиболее информативен комплекс ядерно-физических методов.

УДК 550.832.46

А. С. Бувеч
ООО "Нефтегазгеофизика"

МОДУЛЬ УЛЬТРАЗВУКОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН

Показаны возможности нового ультразвукового прибора для определения скорости, плотности потока и появления газовой фазы в действующих скважинах.

Основным назначением нового прибора для ультразвуковых исследований эксплуатационных скважин (модуль УЗИ) является измерение скорости потока жидкости, ее плотности, а также определение границы появления свободного газа в скважине.

Работа модуля основана на измерении скорости распространения ультразвуковых импульсов и их затухания в среде. Для определения скорости измеряется время прохождения импульса между излучателем и приемником акустических импульсов на базе около 10 см, причем для определения скорости потока измеряется разность времен пробега импульсов вдоль потока в противоположных направлениях.

Модуль УЗИ имеет три измерительных канала:

- времени пробега ультразвуковых импульсов, отградуированный по шкале плотности флюида в процентах от плотности пресной воды при нормальной температуре;
- амплитуды принятых ультразвуковых импульсов, характеризующей затухание акустического сигнала;
- скорости потока жидкости.

На рис. 1 показаны типовые градуировочные характеристики обычного механического расходомера и прибора УЗИ. Кривые качественно отличаются. Показания механического расходомера не зависят от направления движения потока относительно прибора, что в ряде случаев существенно затрудняет интерпретацию, так как при движении прибора по направлению потока возможна смена направления вращения турбинки. Кроме того, к недостаткам механического расходомера следует отнести существование зоны нечувствительности в области малых дебитов (порог срабатывания) и огра-

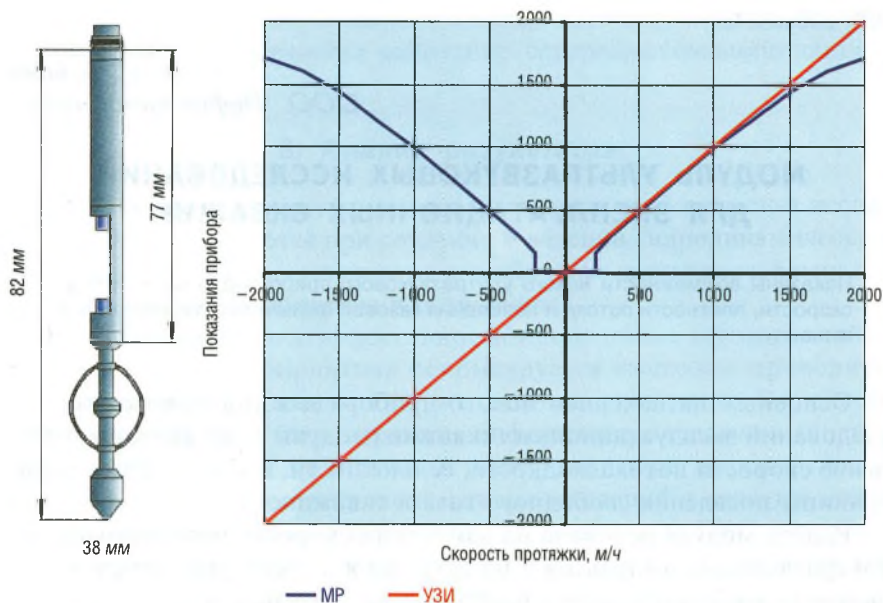


Рис. 1. Модуль УЗИ и сравнение типовых характеристик расходомера УЗИ и механического расходомера

нение в области больших дебитов. Расходомер УЗИ лишен этих недостатков.

Метрологические характеристики канала скорости потока проверялись на расходомерном стенде и в скважинах. На рис. 2 приведены данные по оценке измерительной характеристики канала скорости потока в скважинах при протяжке прибора с разной скоростью вверх и вниз в условиях отсутствия движения жидкости. Измерительная характеристика практически линейна и не имеет перегиба при изменении направления движения прибора

С целью сравнительной оценки данных, получаемых ультразвуковым и механическим расходомерами, выполнены одновременные измерения профиля поглощения и расхода этими типами приборов. Модуль УЗИ имеет транзитную жилу кабеля, что позволяет использовать его в любой комбинации с другими модулями аппаратуры ГРАНИТ. Профили поглощения, зарегистрированные модулем УЗИ



Рис. 2. Градуировочная характеристика ультразвукового расходомера, полученная в скважине при разных скоростях движения прибора

и механическим расходомером, качественно согласуются и соответствуют выделенным поглощающим интервалам по данным термометрии простаивающей скважины.

Расход по данным УЗИ составил $140 \text{ м}^3/\text{сут}$, по механическому расходомеру – $160 \text{ м}^3/\text{сут}$. Разрешающая способность канала скорости потока УЗИ оценивается величиной 45 м/ч , что соответствует дебиту $14 \text{ м}^3/\text{сут}$ в обсадной колонне 146 мм . Модуль УЗИ позволяет контролировать скорость потока в НКТ, при этом разрешающая способность улучшается до $2 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Канал измерения плотности модуля УЗИ отличается высокой разрешающей способностью – около $0,003 \text{ г/см}^3$ или $0,3\%$.

На рис. 3 приведены две кривые в простаивающей скважине (для оценки повторяемости) – после начала закачки и в процессе закачки.

Наличие на фоновых кривых аномалии ниже воронки НКТ позволяет проследить начало движения столба жидкости после начала закачки. На кривой действующей скважины четко видна нижняя граница поглощающего интервала против нижнего перфорированного пласта.

Для сравнения в левой колонке приведены термограммы, записанные одновременно с соответствующими кривыми плотности.

Высокая разрешающая способность при регистрации плотности позволяет получить дополнительную информацию о динамических процессах в стволе скважины.

Третий параметр, регистрируемый модулем УЗИ, – это канал амплитуды, характеризующей затухание акустического сигнала. Этот параметр позволяет эффективно выделять даже незначительное количество свободного газа в стволе скважины. Приняты специальные меры по сохранению работоспособности прибора в нефтегазовой смеси, где высокое затухание акустического сигнала затрудняет измерения.

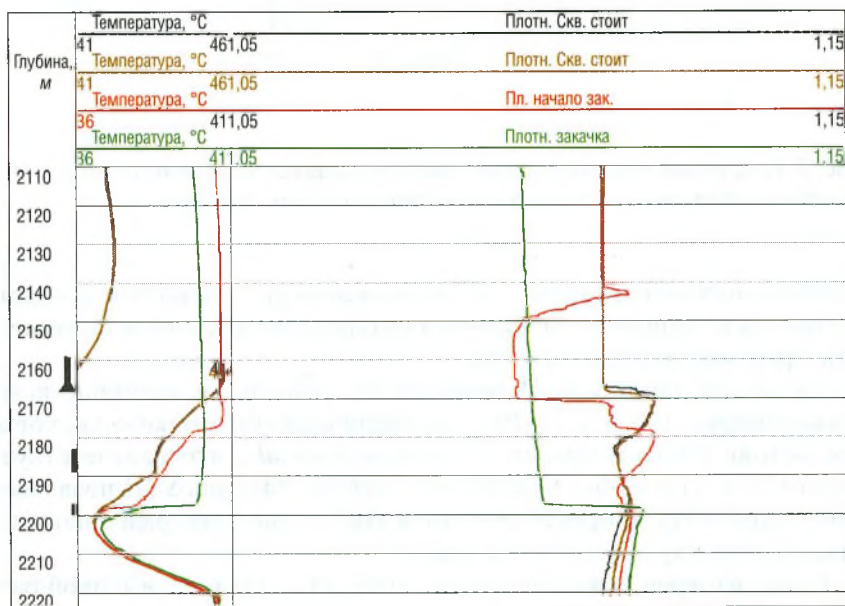


Рис. 3. Кривые плотности и термограммы, зарегистрированные в остановленной скважине после начала закачки и в процессе закачки

На рис. 4 приведены примеры реакции измерительных каналов плотности и амплитуды на приток солянки в воду и газа. Измерения проводились при протяжке модуля в модели горизонтальной скважины (Башгосуниверситет, г. Уфа). В интервалах закачки флюида отмечаются аномалии в каналах плотности и амплитуды, причем для газа аномалии в несколько раз больше.

Масштаб шкалы плотности справа и слева различается в пять раз. Масштаб глубин условный, поэтому не следует обращать внимание на взаимное смещение аномалий в обоих случаях.

На рис. 5 приведен пример реакции модуля УЗИ на приток газированной жидкости после компрессирования скв. 5295 Быстринской пл. Шкала плотности на рис. приведена в процентах от плотности пресной воды.

Амплитуда характеризует затухание акустического сигнала в среде. Газопроявление (даже незначительное) проявляется сильным затуханием по сравнению с водой и нефтью. По мере повышения дав-

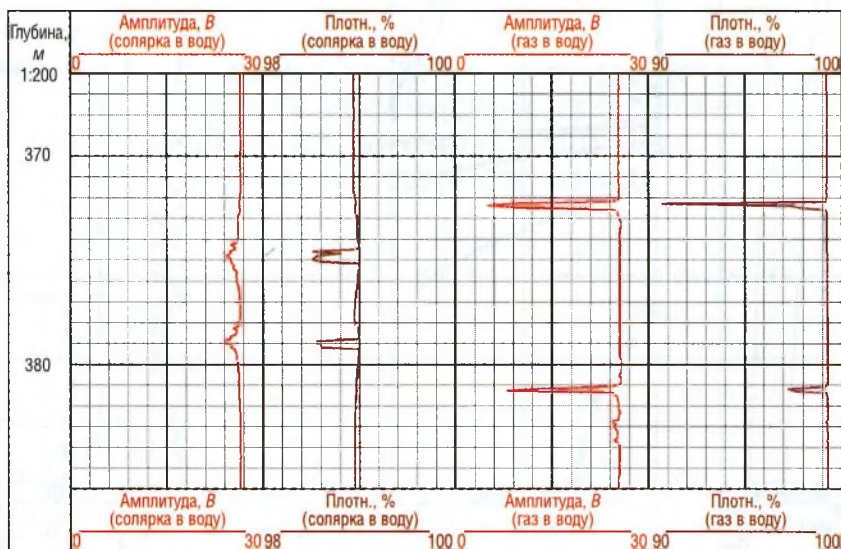


Рис. 4. Пример реакции модуля УЗИ на приток в горизонтальную трубу, заполненную водой, солянки (первая и вторая кривые) и газа (третья и четвертая кривые)

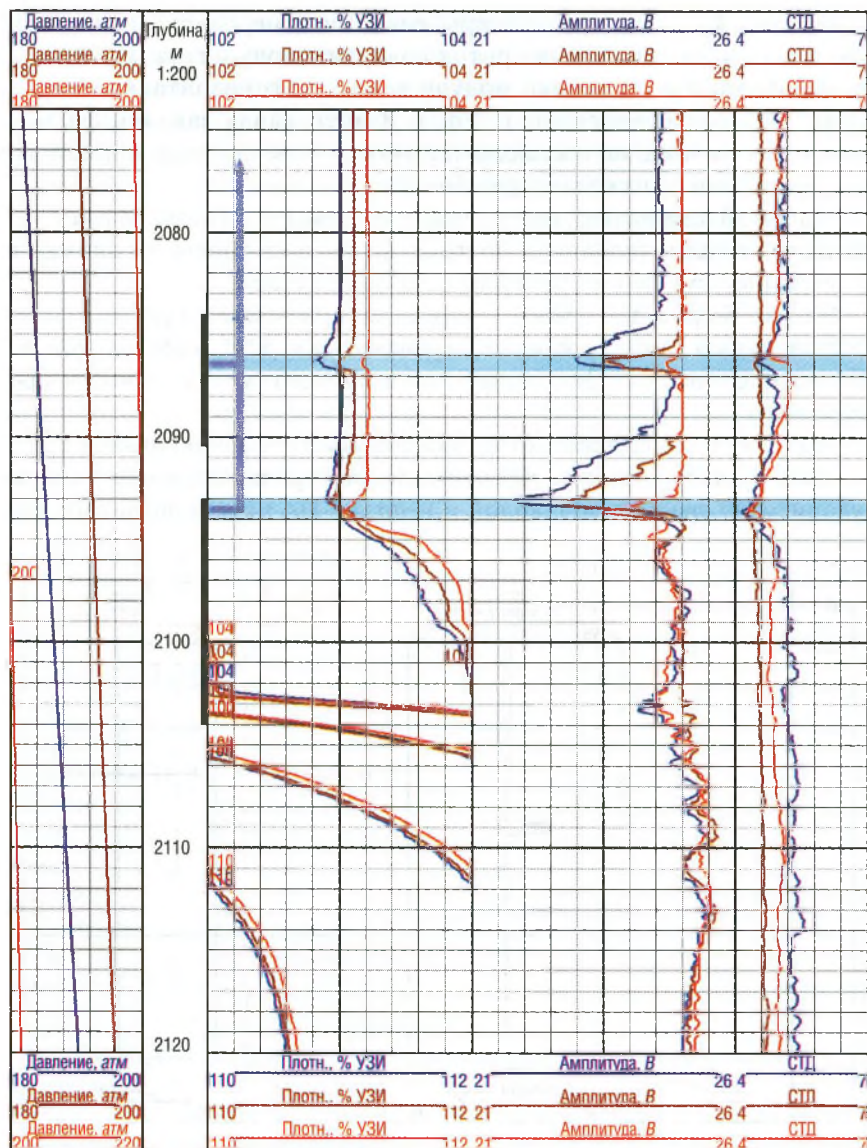


Рис. 5. Выявление слабых притоков газированной жидкости после компрес-
сирования скв. 5295 Быстринской пл.

ления при последовательных замерах газопроявление уменьшается, соответственно уменьшается амплитуда аномалий. Чувствительность УЗИ при выявлении интервалов притока газированной жидкости в данных условиях значительно выше чувствительности СТИ.

Опытно-методические работы, проведенные при содействии треста "Сургутнефтегазгеофизика" и Башгосуниверситета, позволяют сделать вывод о перспективности использования аппаратуры УЗИ в комплексе геофизических исследований эксплуатационных скважин.

УДК 550.832.582

*В. Ю. Барляев, В. В. Барташевич, В. К. Громцев,
А. С. Зеленов, Е. М. Митюшин, Р. Т. Хаматдинов
ООО "Нефтегазгеофизика"*

РАСШИРЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПРИМЕНЕНИЯ РОССИЙСКОЙ ТЕХНОЛОГИИ ЯДЕРНО-МАГНИТНОГО КАРОТАЖА В ИСКУССТВЕННОМ ПОЛЕ

Анализ результатов работ с новой технологией и аппаратурой ЯМК-ИП в более чем 100 скважинах России, Северной и Южной Америки показал их высокую эффективность.

С 2001 г. тверские геофизики проводят коммерческие работы по исследованию нефтяных и газовых скважин на основе российской технологии ядерно-магнитного каротажа в искусственном магнитном поле ЯМК-ИП [1, 2].

Лежащий в основе технологии новый способ регистрации эффекта ЯМР в скважине, использующий фокусированное радиочастотное поле и редкоземельный магнит, позволил поднять качество измерений. Способ защищен патентом Российской Федерации [3]. Получены патенты за рубежом (Норвегия, Великобритания, Канада, Мексика, Германия).

ления при последовательных замерах газопроявление уменьшается, соответственно уменьшается амплитуда аномалий. Чувствительность УЗИ при выявлении интервалов притока газированной жидкости в данных условиях значительно выше чувствительности СТИ.

Опытно-методические работы, проведенные при содействии треста "Сургутнефтегазгеофизика" и Башгосуниверситета, позволяют сделать вывод о перспективности использования аппаратуры УЗИ в комплексе геофизических исследований эксплуатационных скважин.

УДК 550.832.582

*В. Ю. Барляев, В. В. Барташевич, В. К. Громцев,
А. С. Зеленов, Е. М. Митюшин, Р. Т. Хаматдинов*
ООО "Нефтегазгеофизика"

РАСШИРЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПРИМЕНЕНИЯ РОССИЙСКОЙ ТЕХНОЛОГИИ ЯДЕРНО-МАГНИТНОГО КАРОТАЖА В ИСКУССТВЕННОМ ПОЛЕ

Анализ результатов работ с новой технологией и аппаратурой ЯМК-ИП в более чем 100 скважинах России, Северной и Южной Америки показал их высокую эффективность.

С 2001 г. тверские геофизики проводят коммерческие работы по исследованию нефтяных и газовых скважин на основе российской технологии ядерно-магнитного каротажа в искусственном магнитном поле ЯМК-ИП [1, 2].

Лежащий в основе технологии новый способ регистрации эффекта ЯМР в скважине, использующий фокусированное радиочастотное поле и редкоземельный магнит, позволил поднять качество измерений. Способ защищен патентом Российской Федерации [3]. Получены патенты за рубежом (Норвегия, Великобритания, Канада, Мексика, Германия).

По разработанной технологии выполнены работы более чем в 100 скважинах на объектах отечественных компаний ЛУКОЙЛ, ТНК-ВР, Сургутнефтегаз, Газпром, Сибнефть, СИДАНКО и на объектах западных компаний в Северной и Южной Америке.

Исследования по технологии ЯМК-ИП скважинным прибором ЯМТК в России выполнены в осадочном чехле и фундаменте Русской платформы, Тимано-Печорской и Западно-Сибирской плит. В пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции исследованы продуктивные комплексы карбона, девона, а также архея. В Тимано-Печорской НГП исследованы продуктивные отложения пермского возраста. В основной нефтегазоносной провинции России – Западно-Сибирской – выполнены исследования в разрезах верхнего (сеноман) и нижнего (неоком) мела, юры и палеозоя. Исследованные ЯМК-ИП разрезы включали осадочные, магматические и метаморфические породы. Продуктивные комплексы были в основном представлены терригенными (кварцевые и аркозовые песчаники) и карбонатными породами. Глубины интервалов исследования скважин находились в диапазоне 500–4500 м, максимальная температура составляла 128 °С, давление – 60 МПа, угол наклона скважин до 40°.

Сопоставление результатов определения фильтрационно-емкостных свойств по ЯМК-ИП и прямых измерений на образцах керна было проведено в терригенных, карбонатных, магматических породах. Результаты показали соответствие в широком диапазоне изменения коллекторских свойств этих пород.

По сравнению результатов ЯМК-ИП с данными стандартного комплекса ГИС установлено, что метод объективно характеризует геологическое строение разреза. Реализованный в технологии комплекс аппаратных и программно-методических решений позволил несмотря на объективно слабый по величине уровень регистрируемых сигналов ЯМР достичь достоверного и высокого разрешения по вертикали, сопоставимого с ВИКИЗ в терригенном разрезе и нейтронным каротажем в карбонатном разрезе.

Использование результатов ЯМК-ИП рекомендовано "Методическими рекомендациями по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом", согласованными с ГКЗ МПР России.

Главный вывод производственного применения заключается в том, что мы ни разу не столкнулись с геологическими условиями, то есть свойствами пород, при которых нельзя в полном объеме неза-

висимо от литологии оценить фильтрационно-емкостные характеристики и структуру порового пространства пород в скважине [4]. Ограничения ЯМК, связанные с наличием в пластах газа или тяжелых нефтей (битума), достаточно надежно снимаются в комплексе с ГИС (ЭК, РК) [5].

В то же время на первом этапе применения ЯМК-ИП мы столкнулись с ограничениями, связанными с термобарическими условиями, большим диаметром скважинного прибора ЯМТК, влиянием свойств бурового раствора (проводимость раствора) на характеристики зонда скважинного прибора.

Затруднения, связанные с термобаростойкостью, присущи всем геофизическим приборам и решаются выбором материалов, электронных элементов, конструкции и технологии. Там, где это не удается сделать, применяют термостаты. В данной статье сделана попытка объяснить некоторые особенности, которые свойственны приборам ЯМТК.

Электронная база для термостойкого скважинного прибора ЯМТК-Т подвергалась тестированию и отбору на температуру до 180–200 °С. Тем не менее в приборе осталось несколько элементов, которые не выдержали предъявляемых к ним требований – это накопительные высоковольтные электролитические конденсаторы для блока энергетики скважинного прибора и элементы предусилителя сигналов ядерной индукции, поэтому их поместили в термостаты. Обычный термостат с поглотителем тепла не подходил, так как позволял снизить температуру в скважинном приборе не более чем на 6 ч. Условия работы скважинного прибора ЯМТК таковы, что он может находиться в скважине до 10–24 ч, поэтому разработаны конструкция прибора и термостат с активным поглотителем тепла на основе элемента Пельтье. Элемент Пельтье под действием тока может создавать на своих различных поверхностях перепад температуры до 60 °С. Холодная поверхность Пельтье помещается в сосуд Дюара, а горячая поверхность соединяется с радиатором, отдающим тепло в скважину. Результат работы такого термостата показан на рис. 1. Внешняя температура скважинного прибора составляла 180 °С в течение 24 ч, внутренняя температура в термостате не превысила 120 °С. Скважинные испытания в Венесуэле при температуре 145 °С подтвердили эти результаты. Температура в термостатах не превысила 80 °С в течение 10 ч непрерывной работы прибора в скважине.

4. Высокопрочные и термостойкие материалы и элементы конструкции радиопрозрачного корпуса двух диаметров.

Эти работы проводились в кооперации с российскими и зарубежными фирмами, производителями материалов и элементов.

В результате созданы зонды двух типоразмеров:

- 145 мм – для скважин диаметром 190–290 мм;
- 120 мм – для скважин диаметром 160–215 мм.

Оба типоразмера зондов выполнены для работы при температуре от -50 до $+175$ °С и давлении до 120 МПа.

Было бы ошибкой считать, что вопрос термостойкости прибора решается только подбором электронных элементов и с помощью термостатов. Эти мероприятия позволяют сохранить работоспособность прибора при высоких температурах. Однако, кроме этого, необходимо гарантировать заказчику тот минимум метрологических характеристик прибора, при которых возможно получить надежный окончательный результат, то есть интегральные значения пористости и спектры распределения пористости по временам релаксации (T_2).

Зонд прибора ЯМК невозможно защитить от воздействий окружающей среды. Аналоговые цепи приемопередающего контура зонда под действием внешних условий – температуры, проводимости бурового раствора, сопротивления пластов в скважине меняют свои амплитудно-частотные и фазовые характеристики (АЧХ и ФЧХ). С увеличением температуры в скважине возрастает сопротивление приемопередающей катушки, при этом изменяются коэффициент передачи входных цепей и фаза сигналов спин-эхо. Аналогичное воздействие на входные цепи оказывает вносимое сопротивление, вызванное проводимостью бурового раствора и пластов, окружающих скважину. И в том и другом случае отношение сигнал/шум измеряемых сигналов спин-эхо уменьшается.

Изменения коэффициента передачи и фазы сигнала можно проконтролировать, для этого перед каждым циклом измерений сигналов ЯМР производят калибровку прибора. С помощью специальной катушки, находящейся в зонде, измеряют АЧХ зонда и фазу сигнала ядерной индукции. Эти данные в цифровом виде сопоставляют с аналогичными данными, полученными в нормальных условиях при базовой эталонировке прибора, и производят коррекцию амплитуды и фазы сигналов спин-эхо. Калибровка является неотъемлемой час-

тью цикла измерений. Все преобразования производят в скважинном приборе. Для этого процессор скважинного прибора "перерабатывает", примерно, 1 Мбайт измерительной информации в режиме калибровки и 10 Мбайт при измерении одной релаксационной кривой в одном цикле измерений. На дневную поверхность передают откорректированные на влияние окружающей среды значения релаксационной кривой (800 байт), кроме этого, переходные характеристики входных цепей, комплексный коэффициент передачи и целый ряд технических параметров (температура и напряжения в различных точках прибора, параметры радиоимпульсов и т. д., всего 90 мнемоник). Все эти данные позволяют контролировать состояние скважинного прибора. Комплексный коэффициент передачи может иметь при интерпретации самостоятельное значение, так как, помимо информации о влиянии скважины, несет информацию о сопротивлении пластов. Разрешающая способность коэффициента передачи по сопротивлению пластов сопоставима с коротким зондом ВИКИЗ и БМК.

Важнейшей метрологической характеристикой зондов является среднеквадратичное отношение шума зонда (прибора), измеренное при отсутствии сигнала ЯМР в процентах пористости (мнемоника-СКО). Это значение определяет отношение сигнал/шум сигнала ЯМР и чувствительность прибора. От значения СКО зависит качество спектров, которые получают при обработке релаксационных кривых.

На рис. 2 показано (при 3 накоплениях ЯМР сигнала), как изменялось СКО от температуры в скважине у двух различных приборов, изготовленных на температуру 125 °С. Черные точки соответствуют прибору № 1, светлые точки прибору № 2. Эти данные получены в скважинах с пресным буровым раствором. Черная и светлая кривые на рис. 2 построены путем подбора аппроксимирующих функций и интерполированы на 150 °С. Скважинные испытания термостойкого прибора, отмеченные квадратиками на рис. 2, подтвердили прогноз о неизбежном и резком возрастании СКО при температурах более 120 °С. СКО при температуре 145 °С увеличилось почти в 3 раза. Этот процесс связан с физикой явлений, изменяющих сопротивление элементов зонда при высоких температурах. Ослабить его возможно конструктивно на стадии проектирования и изготовления зонда, оптимизируя соотношение активной и реактивной составляющих сопротив-

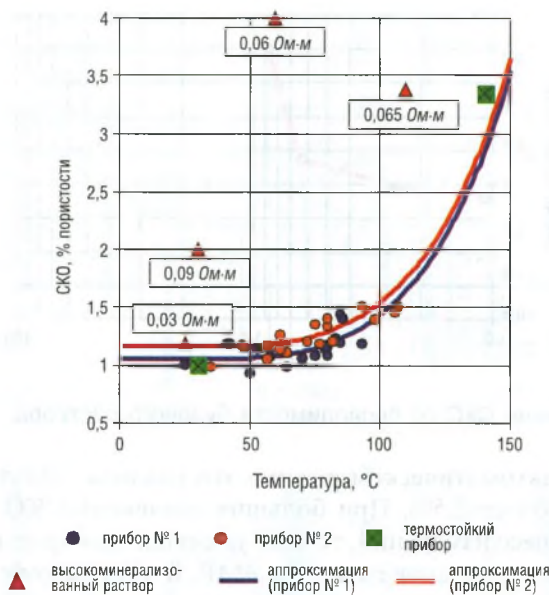


Рис. 2. Изменение СКО от температуры и сопротивления бурового раствора

ления зонда. Не следует также забывать, что с ростом температуры уменьшается сигнал ЯМР.

Резкое увеличение СКО можно также наблюдать и при увеличении проводимости бурового раствора. На рис. 2 треугольниками показаны значения СКО в скважинах с соленым буровым раствором, на рис. 3 – зависимость СКО от проводимости бурового раствора.

Таким образом, мы столкнулись с объективными физическими явлениями, которые снижают амплитуду сигнала ЯМР и резко повышают шум скважинного прибора (зонда) при температурах более 120 °C. Проводимость бурового раствора более 10 См также негативно сказывается на результатах измерений.

Поэтому, помимо разработки термостойкого прибора, необходимо было разработать устойчивые к шуму алгоритмы обработки релаксационных кривых, которые при малых отношениях сигнал/шум позволяют получить интегральные значения пористости во всем диапазоне ее изменения и неискаженные спектры сигналов. В настоя-

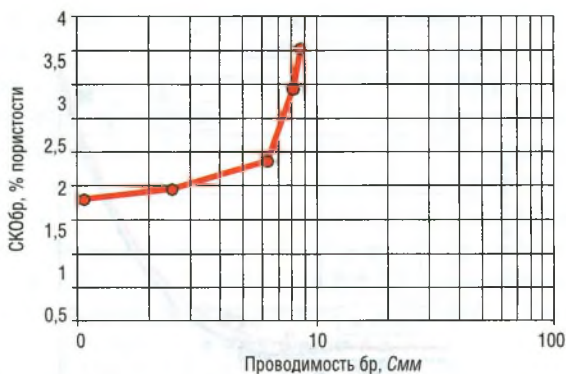


Рис. 3. Изменение СКО от проводимости бурового раствора

шее время в автоматическом режиме это удалось сделать при значении СКО не более 2,5%. При больших значениях СКО необходимо изменять процесс измерений, то есть уменьшать скорость каротажа и осуществлять накопление сигналов ЯМР. В противном случае достоверность восстановления спектров времен релаксации T_2 существенно снижается.

В качестве примера на рис. 4 показано, как изменяются амплитудно-частотная характеристика прибора (АЧХ), релаксационная кривая и спектры сигналов в одной и той же точке скважины после замены пресного раствора на соленый (0,065 Ом·м). Коэффициент передачи уменьшился в два раза, а СКО увеличилось в 3 раза. Спектр сигнала стал более "размытым". Однако интегральные значения пористости изменились незначительно. При накоплении сигнала по 7 измерениям спектр практически восстановил свою первоначальную форму.

Результаты измерений по разрезу в скважине (рис. 5) при ее заполнении пресным и высокоминерализованным раствором показали приемлемую воспроизводимость результатов обработки даже в области нижней границы применения метода. Автоматическая калибровка прибора и алгоритм обработки релаксационных кривых позволили без вмешательства оператора получить практически одинаковые результаты обоих измерений как по бинам (колонки 1, 2), так и по пористости (колонки 5, 6). Увеличение СКО при замере в соленом буровом растворе сказалось в незначительном размывании границ плас-

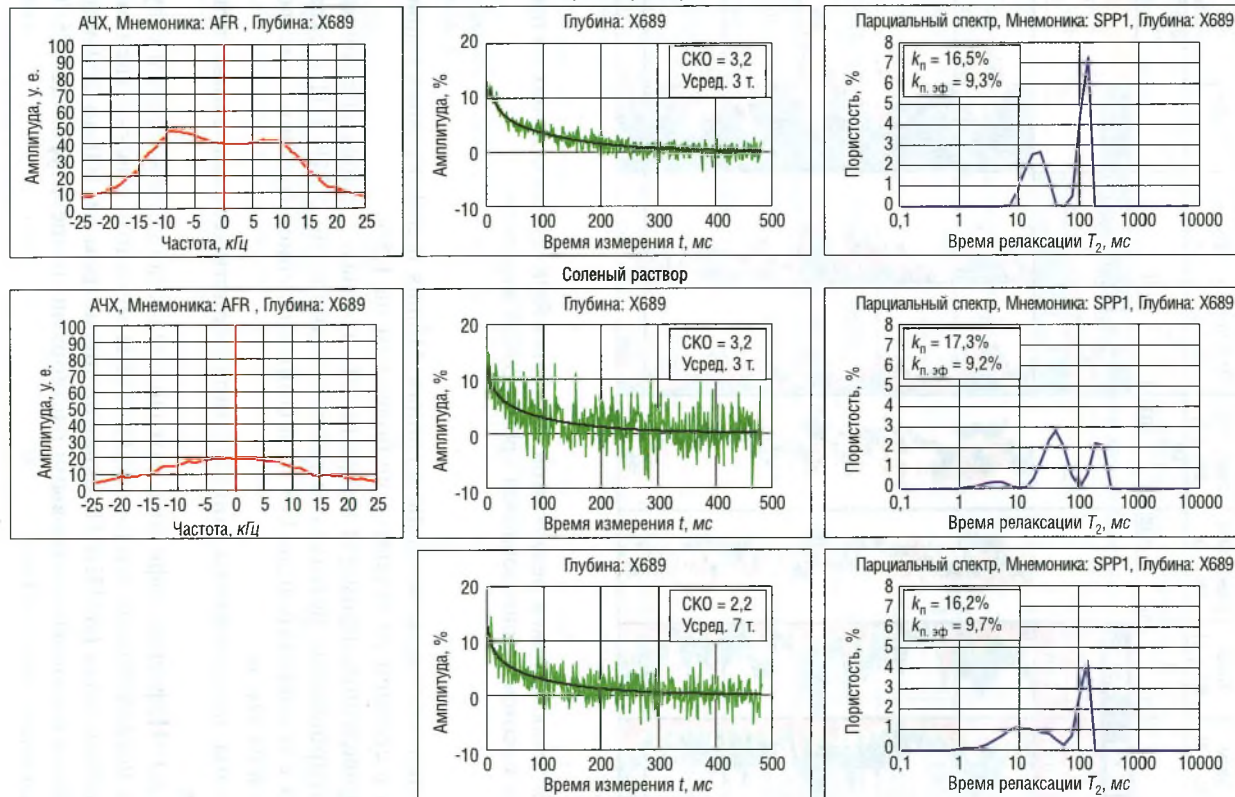


Рис. 4. Изменение АЧХ, СКО и спектров в скважине с пресным и соленым растворами

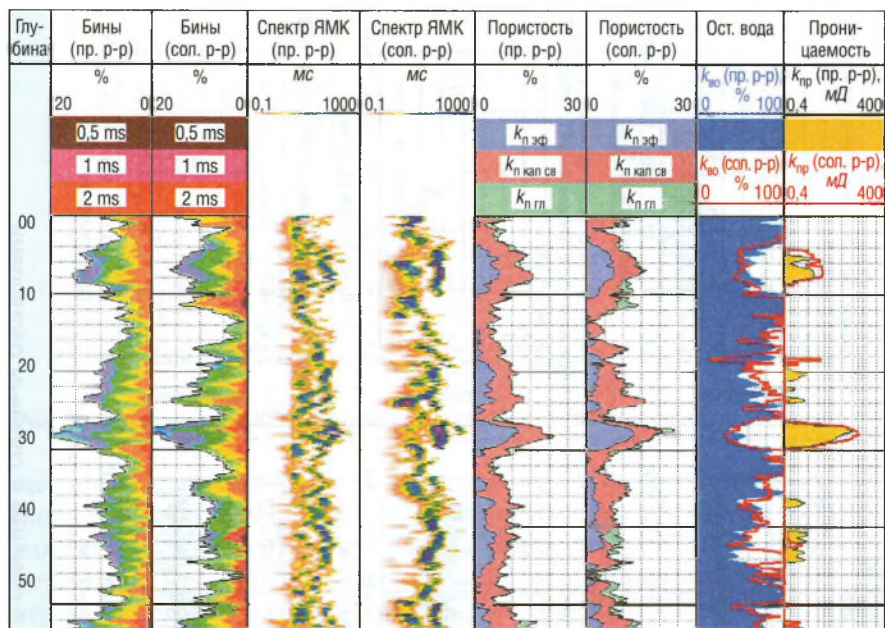


Рис. 5. Сопоставление результатов обработки ЯМК при измерениях на пресной и высокоминерализованной промывочной жидкости

тов и при определении воды в глинах. Общая и эффективная пористость в среднем отличаются не более чем на 1,5%.

Приведенные примеры показывают, что нам удалось обеспечить гарантированные результаты работы технологии ЯМК-ИП в скважинах с температурой до 175 °С и сопротивлением бурового раствора до 0,04 Ом·м.

В табл. представлены данные о характеристиках скважинных приборов.

ООО "Нефтегазгеофизика" готово предоставить заказчикам услуги по исследованию ядерно-магнитным методом в искусственном магнитном поле (ЯМК-ИП) скважин диаметром от 160 до 290 мм с пресными и солеными буровыми растворами, температурой до 175 °С и давлением до 120 МПа.

Таблица

	ЯМТК-145	ЯМТК-145-Т	ЯМТК-120-Т
Эксплуатационные характеристики			
1. Максимальная температура, °С	125	175	175
2. Максимальное давление, МПа	80	120	120
3. Максимальный диаметр прибора, мм без отклонителей	145	152	120
с отклонителями	165	170	134
4. Длина прибора, м	7,2	10,8	10,0
5. Масса прибора в собранном виде, кг	258	420	350
Технические характеристики			
1. Постоянное магнитное поле, Гс	175	168	148
2. Радиочастотное поле, Гс	0,6	0,6	0,6
3. Частота, кГц	≈720	≈710	≈630
4. Минимальное время раздвижки T_e , мс	0,8–1,2	0,8–1,2	0,8–1,2
5. Число эхо	до 1000	до 1000	до 1000
6. Скорость каротажа, м/ч	100	100	100
Показатели назначения			
1. Диапазон измерения амплитуды сигнала, %	1–100	1–100	1–100
2. Чувствительность, %	1	1	1
3. Диапазон измерения времени поперечной релаксации T_2 , мс	1–3000	1–3000	1–3000
4. Вертикальное разрешение, мм	620	620	620
5. Диаметр зоны исследования, мм	360	340	280
6. Толщина зоны исследования, мм	0,5–1	0,5–1	0,5–1

ЛИТЕРАТУРА

1. Первый российский прибор ядерно-магнитного каротажа с использованием поля постоянных магнитов / Е. М. Митюшин, В. Ю. Барляев, В. А. Мурцовкин, Р. Т. Хаматдинов // Геофизика. 2002. № 1. С. 43–50.

2. Ядерно-магнитный томографический каротаж / Р. Т. Хаматдинов, Е. М. Митюшин, В. Ю. Барляев, В. А. Мурцовкин, А. В. Малинин // НТВ "Каротажник". Тверь: Изд. АИС. 2002. Вып. 100. С. 138–169.
3. Пат. 2181901 РФ. Способ каротажа с использованием ядерно-магнитного резонанса и устройство для его осуществления / Митюшин Е. М., Барляев В. Ю., Хаматдинов Р. Т. 2002.
4. Малинин А. В. О некоторых возможностях ядерно-магнитного каротажа при геолого-техническом моделировании // НТВ "Каротажник". Тверь: Изд. АИС. 2004. Вып. 116–117. С. 23–43.
5. Khamatdinov R., Mityushin E., Murtsovkina V., Tiller D., Jonkers J. 2003, Field Test of a New Nuclear Magnetic Resonance Tool: Paper AAA. SPWLA 44 Annual Logging Symposium.

УДК 550.832.582

В. А. Мурцовкин, А. С. Зеленов
ООО "Нефтегазгеофизика"

РАСЧЕТ ЭЛЕКТРОПРОВОДНОСТИ И ПРОНИЦАЕМОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД ПО ДАННЫМ ЯДЕРНО-МАГНИТНОГО КАРОТАЖА

В работе представлены результаты, указывающие, что данные ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) могут быть использованы не только для оценки проницаемости горных пород, но также и для расчета их электропроводности. В основе предлагаемого подхода лежит капиллярно-решеточная модель порового пространства. Показано, что совместное использование данных ЯМК с результатами электрического каротажа позволяет выделять пласты, содержащие углеводороды.

Одним из достоинств метода ЯМК при изучении свойств горных пород является возможность получения информации о распределении пористости по размерам пор. Это позволяет не только определять общую пористость пород, но и разложить ее на компоненты: микропористость глин, пористость, заполненную капиллярно-связанной водой, и пористость со свободным флюидом (с выделением каверновой составляющей) [1, 2].

2. Ядерно-магнитный томографический каротаж / Р. Т. Хаматдинов, Е. М. Митюшин, В. Ю. Барляев, В. А. Мурцовкин, А. В. Малинин // НТВ "Каротажник". Тверь: Изд. АИС. 2002. Вып. 100. С. 138–169.
3. Пат. 2181901 РФ. Способ каротажа с использованием ядерно-магнитного резонанса и устройство для его осуществления / Митюшин Е. М., Барляев В. Ю., Хаматдинов Р. Т. 2002.
4. Малинин А. В. О некоторых возможностях ядерно-магнитного каротажа при геолого-техническом моделировании // НТВ "Каротажник". Тверь: Изд. АИС. 2004. Вып. 116–117. С. 23–43.
5. Khamatdinov R., Mityushin E., Murtsovkin V., Tiller D., Jonkers J. 2003, Field Test of a New Nuclear Magnetic Resonance Tool: Paper AAA. SPWLA 44 Annual Logging Symposium.

УДК 550.832.582

В. А. Мурцовкин, А. С. Зеленов
ООО "Нефтегазгеофизика"

РАСЧЕТ ЭЛЕКТРОПРОВОДНОСТИ И ПРОНИЦАЕМОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД ПО ДАННЫМ ЯДЕРНО-МАГНИТНОГО КАРОТАЖА

В работе представлены результаты, указывающие, что данные ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) могут быть использованы не только для оценки проницаемости горных пород, но также и для расчета их электропроводности. В основе предлагаемого подхода лежит капиллярно-решеточная модель порового пространства. Показано, что совместное использование данных ЯМК с результатами электрического каротажа позволяет выделять пласты, содержащие углеводороды.

Одним из достоинств метода ЯМК при изучении свойств горных пород является возможность получения информации о распределении пористости по размерам пор. Это позволяет не только определять общую пористость пород, но и разложить ее на компоненты: микропористость глин, пористость, заполненную капиллярно-связанной водой, и пористость со свободным флюидом (с выделением каверновой составляющей) [1, 2].

С другой стороны, именно распределение пор по размерам является основным фактором, определяющим такие процессы переноса, как фильтрация и электропроводность. Однако на практике для интерпретации данных ЯМК используются эмпирические подходы, учитывающие лишь интегральные или усредненные параметры спектральных распределений сигнала ЯМК, такие, например, как доли свободной и связанной воды или среднелогарифмическое время поперечной релаксации намагниченности флюидов T_2 . Так, например, за рубежом для оценки проницаемости наиболее широко используются два следующих подхода [3–5].

Модель Тимура-Коатеса

$$k_{\text{пр}} = a_{TC} k_{\text{п}}^{b_{TC}} \left(\frac{k_{\text{п.своб}}}{k_{\text{п.кап.св}}} \right)^{c_{TC}} \quad (1)$$

где $k_{\text{п}}$ – коэффициент пористости; $k_{\text{п.своб}}$ – пористость, занятая свободным флюидом (ИСФ); $k_{\text{п.кап.св}}$ – содержание капиллярно-связанной воды; a_{TC} , b_{TC} и c_{TC} – эмпирические константы. Значения констант a_{TC} , b_{TC} и c_{TC} подбираются для каждого типа пород на основе соответствующих лабораторных измерений на образцах этих пород.

Значения $k_{\text{п.кап.св}}$ и $k_{\text{п.эф}}$ определяются по спектру времен релаксации с помощью специальных отсеков, позволяющих разделить воду на подвижную, капиллярно-связанную и воду глин. Значения этих отсеков также определяются из лабораторных ЯМР-исследований соответствующих типов пород.

Модель среднего логарифмического времени релаксации T_2

$$k_{\text{пр}} = a_{LM} k_{\text{п}}^{b_{LM}} T_{2LM}^{c_{LM}}, \quad (2)$$

где a_{LM} , b_{LM} и c_{LM} – эмпирические константы, которые, как и в предыдущем случае, определяются в процессе лабораторных ЯМР-исследований соответствующих типов пород. Среднее логарифмическое время T_{2LM} определяют непосредственно из спектра времен поперечной релаксации по формуле

$$T_{2LM} = \exp \left(\frac{\sum \Delta k_{pi} \cdot \ln T_{2i}}{k_n} \right), \quad (3)$$

где Δk_{pi} – доля пористости, определяемая по спектру T_2 и соответствующая времени релаксации T_{2i} .

Осложняющим обстоятельством при использовании этих моделей является значительная вариабельность эмпирических констант, входящих в расчетные соотношения для проницаемости [6]. При этом существенно могут изменяться не только множители a_{TC} и a_{LM} , но и показатели степени. На практике при отсутствии информации о значениях показателей степени в формулах (1) и (2) обычно полагают, что $b_{TC} = b_{LM} = 4$ и $c_{TC} = c_{LM} = 2$. Кроме того, при использовании формулы (1) возникают вполне определенные трудности, связанные с выбором отсечек, разделяющих воду на свободную, капиллярно-связанную и воду глин.

Следует также отметить, что рассмотренные модели по своей сути нечувствительны ко многим особенностям конкретных спектральных распределений времен релаксации, поскольку разные по форме спектры могут иметь одинаковые интегральные или усредненные характеристики. В результате подобные подходы не позволяют в полной мере использовать возможности получаемой при ЯМК информации.

Капиллярно-решеточная модель

В настоящей работе предпринята попытка оценить электропроводность и проницаемость водонасыщенных горных пород непосредственно по спектрам времен релаксации намагниченности порового флюида T_2 , учитывая конкретные особенности их распределения. В основе этого подхода лежит капиллярно-решеточная модель порового пространства горных пород, предложенная в работе [7].

В этой модели поровое пространство представлено в виде трехмерной кубической решетки капилляров. Ее отличие от аналогичных моделей подобного типа заключается в способе учета распределения пор по размерам. Этот способ основан на том, что пористая среда разбивается на большое число одинаковых по размеру кубических ячеек. На каждую ячейку приходится один узел, в котором происходит пересечение трех взаимно перпендикулярных капилляров. Структура пор во всех ячейках одинакова. Отличие между ячейками зак-

лючается лишь в размере δ соответствующих им пор, который для всех пор в пределах одной ячейки принимается одинаковым.

Распределение размеров пор по ячейкам характеризуется некоторой функцией $f(\delta)$, которая по своему физическому смыслу представляет собой плотность вероятности того, что в произвольной ячейке поры имеют размер δ , и которая может быть определена непосредственно по спектру времен поперечной релаксации. Эта возможность, в свою очередь, основана на том, что время поперечной релаксации в поре пропорционально ее размеру. Исходя из этих представлений, в работе [7] для расчета проницаемости было получено выражение

$$k_{\text{пр}} = \frac{0,07}{a^2} \int_0^a \int_0^a \frac{(\delta_1 \delta_2)^4}{\delta_1^4 + \delta_2^4} f(\delta_1) f(\delta_2) d\delta_1 d\delta_2, \quad (4)$$

где a – размер кубических ячеек, в качестве которого используется максимальный размер пор δ_{max} . Индексы 1 и 2 у переменной интегрирования δ в этом выражении отражают двукратное интегрирование по спектру T_2 . Принимая во внимание, что $\rho T_2 = V/S$, где V и S – соответственно объем и площадь поверхности пор в ячейке, а ρ – поверхностная релаксационная активность, выражение (4) можно привести к виду

$$k_{\text{пр}} = 0,252 \rho^2 T_m^4 \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \frac{(T_{2i} T_{2j})^2}{T_{2i}^4 + T_{2j}^4} \cdot \frac{\Delta k_{\text{ui}}}{3T_m - 2T_{2i}} \cdot \frac{\Delta k_{\text{uj}}}{3T_m - 2T_{2j}}, \quad (5)$$

где $\Delta k_{\text{ui}(j)}$ – доли пористости, соответствующие временам релаксации $T_{2i(j)}$. Эти величины определяются непосредственно из спектра T_2 . Значение T_m соответствует максимальному времени релаксации в спектре T_2 .

Можно показать, что в случае достаточно узкого спектра T_2 выражение (5) существенно упрощается и принимает вид

$$k_{\text{пр}} = 0,014 (\rho \cdot k_{\text{п}} \cdot T_m)^2. \quad (6)$$

Нетрудно видеть, что это выражение по своей структуре совпадает с формулой (2), тем более что, как правило, коэффициент c_{LM} принимается равным 2.

К преимуществам предлагаемой модели можно отнести отсутствие необходимости использовать в спектре отсечки для разделения воды

на связанную и свободную, как в формуле (1), а также то, что вместо трех эмпирических констант (a_{TC} , b_{TC} , c_{TC} или a_{LM} , b_{LM} , c_{LM}) используется только одна, имеющая вполне определенный физический смысл константа – поверхностная релаксационная активность ρ .

Используя аналогичный подход, на основе капиллярно-решеточной модели в работе [7] получено соотношение для расчета параметра пористости горных пород P_n . Соответственно выражения для расчета параметра пористости через размеры пор и времена релаксации в спектре T_2 будут иметь вид

$$P_n = \frac{a^2}{2} \left(\int_0^a \int_0^a \frac{(\delta_1 \delta_2)^2}{\delta_1^2 + \delta_2^2} f(\delta_1) f(\delta_2) d\delta_1 d\delta_2 \right)^{-1}. \quad (7)$$

$$P_n = \frac{1}{2T_m^4} \left(\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \frac{1}{T_{2i}^2 + T_{2j}^2} \cdot \frac{\Delta k_{mi}}{3T_m - 2T_{2i}} \cdot \frac{\Delta k_{nj}}{3T_m - 2T_{2j}} \right)^{-1}. \quad (8)$$

Важной особенностью является то, что согласно формуле (8) параметр пористости горных пород может быть определен по данным только ЯМР-измерений и для его расчета не нужно никаких дополнительных параметров, требующих проведения специальных исследований. Это не только упрощает процедуру расчетов, но также исключает фактор субъективности, который может проявляться, когда необходимо "настраивать" модель дополнительными параметрами под конкретные условия измерений или типы пород.

Однако полученные соотношения для расчета электропроводности и проницаемости справедливы при условии изменения размеров пор в сравнительно узком диапазоне (в пределах порядка). В случае широкого спектра ЯМР, когда размер пор изменяется в пределах нескольких порядков, что справедливо, например для глинистых коллекторов, процедура расчета электропроводности и проницаемости усложняется. В этом случае необходимо использовать две (в редких случаях три) капиллярных решетки с разным масштабом ячеек, каждой из которых будет соответствовать своя часть спектра T_2 . При этом капиллярной решетке с мелкими ячейками будут преимущественно соответствовать поры глин и поры с капиллярно-связанной водой, а решетка с большими ячейками будет состоять из наиболее крупных пор, определяющих основной вклад в фильтрацию.

Следует отметить, что задача разбиения порового пространства на разномасштабные капиллярные решетки по своей физике неэквивалентна задаче о разделении свободной и связанной воды и ее решение может быть лишь приближенно использовано для оценки подобного разделения.

Для расчета проницаемости и проводимости каждой из таких решеток справедливы, соответственно, выражения (5) и (8), в которых суммирование проводится по отвечающим каждой из решеток части спектра T_2 . Полная электропроводность или проницаемость системы нескольких решеток равна сумме этих величин для каждой из решеток, что соответствует их параллельному включению.

Поскольку обоснование необходимости, а также сама процедура разбиения спектра T_2 на разномасштабные капиллярные решетки представляет собой достаточно громоздкую математическую задачу, рассмотрение которой не является целью настоящей работы, ограничимся лишь приведенным здесь кратким описанием используемой в данной работе общей схемы расчета электропроводности и проницаемости.

Примеры практического использования капиллярно-решеточной модели

Для иллюстрации возможностей предлагаемой капиллярно-решеточной модели рассмотрим некоторые результаты ее использования для расчетов проницаемости и электропроводности горных пород для разных месторождений, которые проводились как для образцов керна, так и по данным ЯМК. Для исследования керна использованы ЯМР-релаксометр CoreSpec-1000. Скважинные измерения проводились прибором ЯМТК, подробное описание которого дано в работах [8, 9].

Основная задача таких исследований заключалась в сравнении результатов расчетов проницаемости и электропроводности по спектрам T_2 на основе решеточной модели с результатами их лабораторных и скважинных измерений. Особый интерес при этом был связан с анализом возможности использования для таких расчетов скважинных данных ЯМК, для которых соотношение сигнал/шум существенно ниже, чем для лабораторных измерений.

Определение проницаемости горных пород по спектрам T_2

Результаты сравнения проницаемости образцов керна, рассчитанной по данным ЯМР для трех разных моделей (Тимур-Коатес, сред-

нее T_2 , решеточная модель) и измеренной по фильтрации азота, приведены на рис. 1. Расчет проницаемости по формулам (1) и (2) проведен, соответственно, при $b_{TC} = 4$; $c_{TC} = 2$ и $b_{LM} = 4$; $c_{LM} = 2$. Из сопоставления рисунков а), б) и в) следует, что решеточная модель в целом дает наилучшее совпадение с данными измерений, о чем свидетельствуют значения коэффициентов корреляции $k_{кор}$, которые для трех рассмотренных моделей соответственно равны 0,474; 0,747 и 0,855. Разнообразие свойств исследованных пород позволяет говорить о возможности применения решеточной модели для достаточно широкого класса терригенных коллекторов.

Пример определения проницаемости по скважинным измерениям спектров T_2 методом ЯМК с использованием решеточной модели показан на рис. 2.

Определение электропроводности горных пород по спектрам T_2

Проверка возможности использования модели для расчета электрического сопротивления проводилась на тех же образцах горных пород, что и в случае аналогичной проверки при расчете проницаемости (рис. 1). Сравнение рассчитанных значений параметра пористости с результатами его прямых измерений на образцах керна показано на рис. 3. Обнаруживая в целом неплохую сходимость ($k_{кор} = 0,943$), результаты расчета тем не менее дают несколько заниженные значения сопротивления в области низких пористостей ($k_{п} < 5\%$) и завышенные в области высоких пористостей ($k_{п} > 25\%$).

Примеры использования решеточной модели для расчета сопротивления пластов по данным ЯМК представлены на рис. 4. Чтобы проиллюстрировать возможный диапазон использования модели для пластов с разной литологией, сравнение результатов расчета сопротивления по ЯМК с результатами его измерения методом индукционного каротажа проведены для пластов с хорошими коллекторскими свойствами (рис. 4, а) и для глинистых отложений (рис. 4, б). С учетом снижения отношения сигнал/шум при скважинных ЯМК-исследованиях, а также разной разрешающей способности ЯМК и ИК измерений согласие результатов этих двух методов можно считать вполне удовлетворительным (рис. 4, последняя колонка).

Предложенную методику расчета сопротивления горных пород по спектрам T_2 следует использовать только в случае полностью водо-

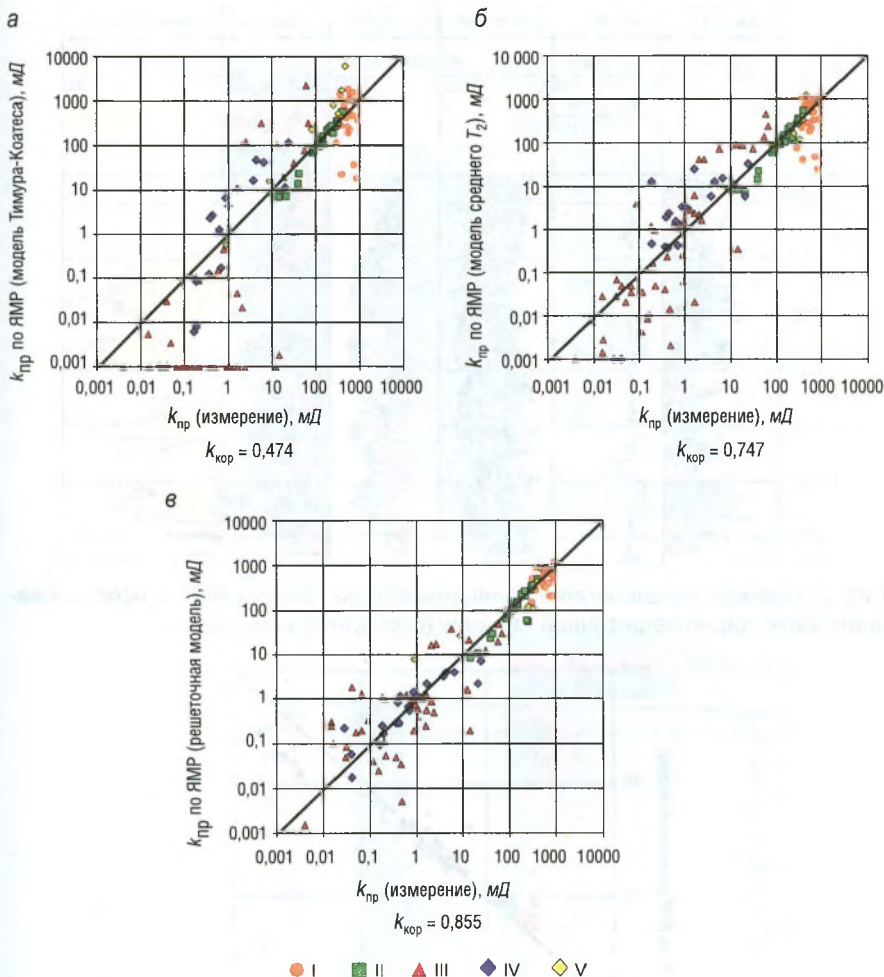


Рис. 1. Сравнение результатов прямого измерения проницаемости образцов керн (по фильтрации азота) с результатами ее расчета по данным ЯМР для разных моделей:

а – модель Тимура-Коатеса; б) модель среднего логарифмического T_2 ; в – капиллярно-решеточная модель. Шифр образцов пород: I–IV – Западно-Сибирская НГП (I – сеноманские, II – неокомские, III – юрские, IV – ачимовские отложения); V – Тимано-Печорская НГП (отложения среднего девона)

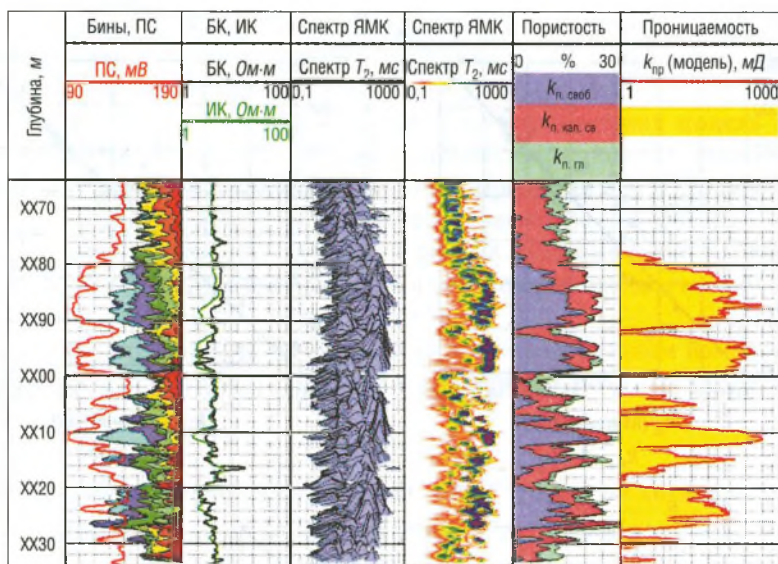


Рис. 2. Пример определения проницаемости по данным ЯМК с использованием капиллярно-решеточной модели (последняя колонка)

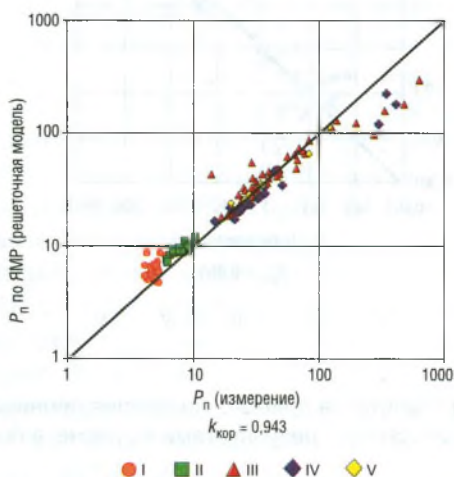


Рис. 3. Сравнение результатов расчета параметра пористости образцов керна по данным ЯМР при использовании капиллярно-решеточной модели с результатами измерения. Шифр образцов пород как на рис. 1

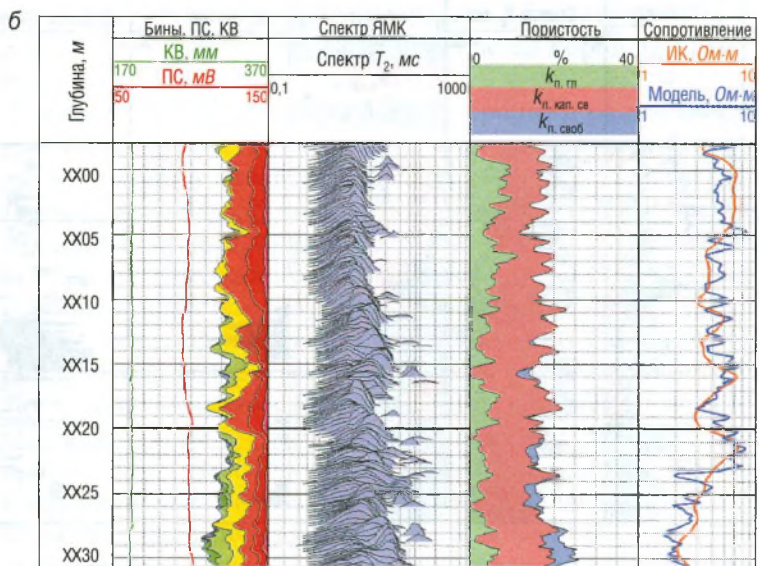
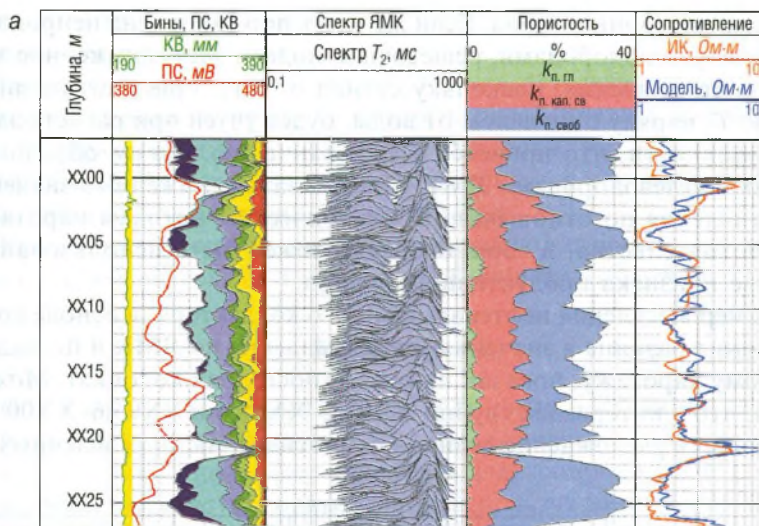


Рис. 4. Сравнение результатов определения удельного сопротивления по данным индукционного и ядерно-магнитного каротажа (последняя колонка) для пластов-коллекторов (а) и глинистого пласта (б)

насыщенных горных пород. Если же часть пор заполнена непроводящими ток углеводородами, решеточная модель даст заниженное значение сопротивления, поскольку сигнал от них, присутствующий в спектре T_2 наряду с сигналом от воды, будет учтен при расчете электропроводности, что приведет к ее увеличению. Таким образом, в пластах с углеводородами ЯМК будет давать заниженные значения сопротивления по отношению к электрическим методам каротажа. Это обстоятельство, в свою очередь, может быть использовано в качестве признака продуктивного пласта.

Пример выделения нефтенасыщенного коллектора, в основе которого лежит разница в значениях сопротивления по ЯМК и по индукционному каротажу, показан на рис. 5 (последняя колонка). Можно видеть, что в интервалах глубин XX07,2–XX08,4 и XX95,6–XX00,0 м наблюдается расхождение величин сопротивления, определенных по

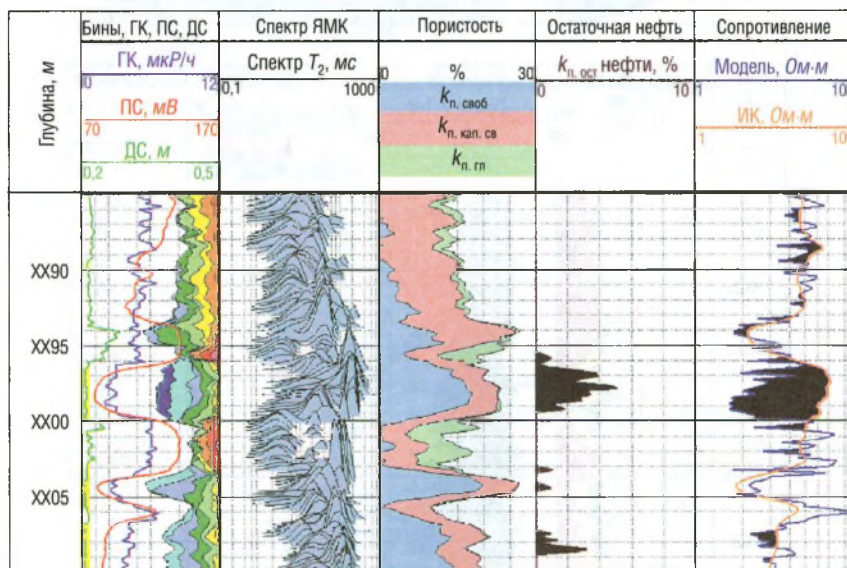


Рис. 5. Пример выделения нефтенасыщенного пласта при расхождении результатов определения сопротивления по данным индукционного и ядерно-магнитного каротажа (последняя колонка, интервалы глубин – XX07,2–XX08,4 и XX95,6–XX00,0 м)

двум этим методам, что является признаком наличия нефти в соответствующих отложениях.

Подтверждением этому могут служить результаты определения нефтенасыщенности, представленные на рис. 5 (предпоследняя колонка), которые были получены так называемым методом усиленной диффузии [3, 4], традиционно используемым в практике ЯМК для выделения нефтенасыщенных коллекторов.

Как следует из рис. 5, оба метода выделяют хорошо совпадающие между собой интервалы глубин залегания нефтесодержащих пород.

Заключение

- Представленные результаты лабораторных и скважинных исследований указывают на то, что рассмотренная капиллярно-решеточная модель позволяет описывать электропроводящие и фильтрационные свойства горных пород, используя данные метода ядерно-магнитного резонанса. Модель обнаруживает неплохую сходимость с экспериментальными данными в достаточно широком диапазоне проводимостей и проницаемостей пород разного литологического состава.
- Для настройки модели при расчете проницаемости, помимо данных ЯМР, требуется только один дополнительный параметр – релаксационная активность ρ . При расчете же параметра пористости P_{Π} используются исключительно данные ЯМР-исследований без привлечения дополнительных настроечных параметров, что исключает возможность какой-либо субъективной "подгонки" результатов расчетов. Таким образом, спектр времен релаксации T_2 содержит всю информацию, необходимую для расчета электропроводности водонасыщенных пород.
- Занижение значений сопротивления по данным ЯМР по отношению к результатам его прямых измерений является признаком присутствия углеводородов в коллекторе, при этом величина расхождения является мерой насыщенности пласта углеводородами.
- Возможность использования единой модели порового пространства для описания разных по своей физической природе процессов – электропроводности и фильтрации – служит в определенной степени свидетельством ее внутренней непротиворечивости, что позволяет надеяться, что развиваемые на ее основе подходы смо-

гут быть использованы для расчетов и других характеристик горных пород, таких, например, как кривые капиллярного давления, насыщенность, фазовые проницаемости.

ЛИТЕРАТУРА

1. Мурцовкин В. А., Топорков В. Г. Новая ЯМР-технология петрофизических исследований керна, шлама и флюидов // НТВ "Каротажник". Тверь: Изд. АИС. 2000. Вып. 69. С. 84–97.
2. Toporkov V. G., Murisovkin V. A., Rudakovskaya S. Yu. Evaluation of Filtration and Capacitive Properties of Rocks by Nuclear Magnetic Resonance in Terrigenous Non-Consolidated Section With Swelling Clay Minerals. Proceedings of SCA 2001 Symposium. Edinburgh. Paper 2001–64.
3. Dunn K.-J., Bergman D. J., LaTorraca G. A. Nuclear Magnetic Resonance. Petrophysical and Logging Applications. Pergamon. 2002. 294 p.
4. Коатес Д. Р., Хуао Л. Ч., Праммер М. Д. Каротаж ЯМР. Принципы и применение. Хьюстон. Халибартон. 1999. 336 с.
5. 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.
6. Kubica P. Statistical Tests of Permeability Estimates Based on NMR Measurements, paper VVV, in 36th Annual Logging Symposium Transactions, 1995: SPWLA.
7. Мурцовкин В. А. Модель для расчета характеристик пористых сред / Коллоидный журнал. 2002. Т. 64. № 3. С. 1–6.
8. 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. 138–171.
9. 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. Т. 1. С. 43–50.

УДК 550.832

В. А. Велижанин, Н. Ю. Комлев, В. А. Пантюхин, Ю. Л. Шеин
ООО "Нефтегазгеофизика"

ПРОГРАММНЫЕ СРЕДСТВА ООО "НЕФТЕГАЗГЕОФИЗИКА"

В статье описаны основные программные продукты ООО "Нефтегазгеофизика", предназначенные для коммерческого использования.

Производство ГИС на всех этапах, начиная от получения данных на скважине и кончая интерпретацией материалов, немыслимо в настоящее время без программного обеспечения (ПО).

ООО "Нефтегазгеофизика" обеспечивает программную поддержку технологии ГИС в соответствии с современными стандартами разработки ПО на всех его этапах – от сбора требований заказчика до этапа сопровождения как в гарантийный период, так и после его окончания.

Применяемые технологии разработки программных средств позволяют обеспечить высокую надежность разработанного программного кода и легкость модернизации и расширения возможностей.

Основные усилия при разработке ПО направлены на:

- максимальную интеграцию программных продуктов;
- поддержку основных международных стандартов обмена каротажными данными;
- максимальный учет требований потребителей по представлению материалов обработки и интерпретации материалов.

Далее дано краткое описание основных программных продуктов фирмы. Программы официально зарегистрированы в Роспатенте с получением соответствующих свидетельств.

Программное обеспечение регистрации и обработки данных

Каскад

Программное обеспечение одноименного семейства каротажных регистраторов, предназначенное для регистрации геофизических

данных в нефтяных и газовых скважинах, обеспечивает весь процесс регистрации от управления работой скважинных приборов до редактирования и полевой обработки каротажных данных:

- тестирование регистратора и скважинных приборов;
- выполнение базовых калибровок приборов с записью калибровочных данных на жесткий диск в соответствующие файлы базовых калибровок;
- необходимые режимы питания и настройки приборов при проведении ГИС;
- проведение полевых калибровок приборов;
- проведение каротажных исследований с записью результатов измерений на жесткий диск;
- первичное редактирование данных каротажа с корректировкой глубины по магнитным меткам и совмещением точек записи по глубине;
- связь и передачу данных через локальную сеть;
- выдачу первичных материалов каротажа на твердую копию;
- просмотр и редактирование материалов каротажа

LogPWin

Пакет программ предназначен для проведения первичной обработки данных радиоактивного, акустического, электрического и электромагнитного каротажа и обеспечивает выполнение следующих функций:

- редактирование, импорт и экспорт каротажных данных в формате LIS, LAS, ARMG, GEO-ACU и др.;
- просмотр каротажных данных в виде следующих объектов визуализации: кривая, гистограмма, керн, литологическая колонка, объемная модель, текстовая колонка, спектр и фазокорреляционная диаграмма и др.;
- расчет исправленных за влияние скважинных условий измерений геофизических параметров радиоактивного (пористости по данным нейтронного каротажа по тепловым и надтепловым нейтронам в открытом и закрытом стволах скважины аппаратурой СРК-1, СРК-42, СРК-73, СРК-76, РК-П, ДРСТ-3-90, АРК, АПРК и т. д.; естественной гамма-активности породы по данным интегрального гамма-каротажа в открытом и закрытом стволе скважины аппа-

ратурой СРК-1, СРК-42, СРК-73, СРК-76, РК-П, ДРСТ-3-90, АРК, АПРК и т. д.; массового содержания урана, тория и калия породы по данным спектрометрического гамма-каротажа в открытом и закрытом стволах скважины аппаратурой СГК-1024, СГК-1024ТБ и т. д.; плотности породы по данным плотностного гамма-гамма-каротажа в открытом стволе скважины аппаратурой СГП-76, СГП-73, СГП-2, РК-П и т. д.; плотности и индекса фотозлектрического поглощения породы по данным спектрометрического литолого-плотностного гамма-гамма-каротажа в открытом стволе скважины аппаратурой СГПЛ-73, СГПЛ-1Т и т. д.; времени жизни, сечения захвата тепловых нейтронов и других параметров по данным импульсного нейтрон-нейтронного и нейтронного гамма-каротажа в породе аппаратурой АИНК-42, АИНК-73 и т. д.) и других видов каротажа, контроль качества измерений;

□ обработку данных аппаратуры акустического каротажа серии 4АК, АВАК11, АК-Г, основанную на выделении в ВК записанных в открытом стволе скважины пакетов головных волн – продольной, поперечной и волны Стоунли и вычислении их интервальных времен, коэффициентов затухания для расчета коэффициента пористости, модулей упругости, коэффициента сдвиговой анизотропии и других физико-механических характеристик пород; обработку данных, записанных в обсаженных скважинах аппаратурой 4АК, АВАК11, АК-42ПМ (предназначенной для скважин малого диаметра) с целью оценки качества цементирования затрубного пространства, а также с использованием параметров СГДТ выдачи совместного заключения о качестве цементирования; определение толщины, внутреннего сечения колонны и контакт цементного камня с колонной, основанное на методе отраженных волн (прибор АТП-80);

□ расчет кажущихся сопротивлений зондов БКЗ, БК-3, БК-7, БК-9, МГЗ, МПЗ, БМК по данным измерений аппаратуры электрического каротажа (ЭК-1, ЭК-1Т, ЭК-73-ПЛ, БК-7/9-1Т, БК-7/9-1Т-К, МК-УЦ, БМК, МК-90); расчет кажущихся проводимостей и кажущихся сопротивлений по данным измерений зондов ИК аппаратуры ИКЗ-2, ИКЗ-2/40, ИК-П, 4ИК-45, 3ИК-45; расчет разностей фаз и кажущихся сопротивлений по данным измерений зондов ВИКИЗ аппаратуры ВИКИЗ и ВЭМКЗ; расчет удельных электрических сопротивлений по данным зондов БКЗ, БК-3, БК-7, БК-9, БМК аппа-

ратуры ЭК-1, ЭК-1Т, ЭК-73-ПЛ, БК-7/9-1Т, БК-7/9-1Т-К, БМК, МК-90 с учетом влияния скважинных факторов (сопротивления промывочной жидкости, диаметра скважины, глинистой корки); расчет удельных электрических сопротивлений по данным зондов индукционного каротажа аппаратуры ИКЗ-2, ИКЗ-2/40, ИК-П, 4ИК-45, 3ИК-45 с учетом влияния вмещающих пород; оценка электрических параметров разреза (сопротивления неизменной части пласта, сопротивления зоны проникновения, относительной глубины проникновения), полученных по данным аппаратуры БК-7/9-1Т-К, ИКЗ-2, ИКЗ-2/40, 4ИК-45, 3ИК-45;

- формирование и вывод каротажных данных на твердую копию.

ServiceM

Программное обеспечение обслуживания автономных скважинных приборов и глубиномера А1Т обеспечивает все этапы работы с автономными приборами при проведении каротажа:

- детальное тестирование автономных приборов на базе;
- проведение базовых калибровок;
- автоматическая подготовка приборов к каротажу, обеспечивающая спуск в скважину работоспособных приборов;
- тестирование глубиномера А1Т (НТВ "Каротажник". 2005. Вып. № 4–5) с дальнейшим обеспечением регистрации и визуализации показаний датчиков глубиномера во время каротажа автономными приборами;
- получение файла ВРЕМЯ–ГЛУБИНА в результате обработки данных регистрации глубиномера А1Т;
- контроль основных параметров автономных приборов после проведения каротажа;
- копирование данных регистрации на жесткий диск;
- редактирование данных регистрации и оценка качества проведенных измерений автономным прибором;
- просмотр скопированных данных регистрации в табличном виде;
- редактирование времени в файле ВРЕМЯ–ГЛУБИНА;
- получение выходных файлов LIS, развернутых как по времени, так и по глубине с совмещением точек записи;
- первичную обработку данных регистрации (см. комплекс программ LogPWin);

- оперативную протоколизацию процессов тестирования, подготовки приборов к каротажу и послекаротажных работ, что помогает оператору и инженеру при работе с прибором;
- протоколизацию на жестком диске процессов подготовки приборов к каротажу и послекаротажных работ с прибором, что позволит оценить действия оператора на скважине и качество функционирования приборов.

ОНИКС-2

Интегрированная программная система для регистрации и обработки данных геофизических исследований обсаженных скважин позволяет провести полный цикл работ по информационному обеспечению геофизических исследований эксплуатационных и разведочных нефтегазовых скважин (ГИЭС), включая:

- поддержку при проведении исследований различными типами скважинной аппаратуры и регистрацию их результатов на диск (при использовании регистратора ОНИКС);
- ввод, обслуживание и хранение различной информации ГИЭС;
- обработку данных ГИЭС вплоть до автоматизированного получения интерпретационного заключения;
- представление результатов исследований и обработки в виде законченных отчетов.

Программные средства обработки данных ОНИКС-2 ориентированы на оперативную обработку комплексных замеров большого количества параметров (давление, температура, методы приток-состав и др.). Поскольку программная система ОНИКС-2 является интегрированной, то есть позволяет производить как регистрацию данных, так и их обработку, наибольший эффект в плане оперативности дает применение обрабатывающей подсистемы для обработки данных, зарегистрированных с использованием станции ОНИКС. Ввод внешних по отношению к системе ОНИКС-2 данных производится в формате LAS.

В системе обработки можно выделить два уровня.

Первый уровень предусматривает обработку кривых последовательностью методов, записанных в файлы микропрограмм. Этот уровень представляет собой гибкий, но в то же время и более сложный для использования инструмент.

Второй уровень образуется комплектом макропрограмм, реализующих сложные алгоритмы обработки. Макропрограммы позволяют полностью автоматизировать обработку вплоть до создания отчетов с предварительными интерпретационными заключениями. Обработка может производиться как в стационарных условиях, так и непосредственно при работе на скважине в полуавтоматическом режиме с целью получения и передачи заказчику предварительных результатов исследований. Результаты обработки выводятся в графическом виде (планшеты) и в виде файлов Microsoft Office.

ОНИКС-2 обеспечивает широкие возможности по представлению данных ГИЭС и результатов обработки в графическом виде, в том числе:

- просмотр кривых (или комплексных замеров);
- оперативное размещение графиков кривых в любых удобных форматах и масштабах;
- автоматическое отображение на графике элементов конструкции скважины и использование различного рода примитивов;
- сохранение полученного размещения графиков вместе с конструкцией скважины и примитивами в виде файла планшета.

Для получения конечного документа о проведенных ГИЭС планшеты и заключения могут выводиться на печатающие устройства с использованием всех графических возможностей.

Программное обеспечение обработки и интерпретации

LogWin

Комплекс программ предназначен для обработки и анализа данных электрического, электромагнитного, радиоактивного и акустического каротажа нефтегазовых скважин с целью получения геофизической информации, необходимой для принятия решений при интерпретации материалов по отдельной скважине. Возможности комплекса очень широки и, в частности, включают:

- управление данными;
- импорт, экспорт, сохранение и восстановление информации в архиве;
- редактирование данных ГИС;
- расчет статистических характеристик и распределений;

- построение кроссплотов;
- кластерный анализ;
- оценка качества результатов обработки;
- построение интерпретационной модели с записью в библиотеку моделей;
- просмотр и корректировка параметров модели;
- моделирование геофизических параметров для условий объекта изучения;
- получение объемных параметров породы в рамках выбранной интерпретационной модели;
- оценка характера насыщения порового пространства;
- получение твердой копии.

MaГИСтр

Программа предназначена для использования геофизической и геологической службой предприятия при работе с каротажными данными.

Целью разработки было создание редактора для работы с каротажными данными, обеспечивающего единый логический и пользовательский интерфейс для импорта-экспорта каротажных данных, их просмотра и редактирования, для облегчения работы каротажной и геологической службы геофизического предприятия, создания полного цикла редактирования каротажных данных различных форматов (просмотр, редактирование, монтаж и вывод диаграмм) с обеспечением максимальной автоматизации процесса.

Ограниченный вариант программы, предназначенный только для чтения, просмотра и вывода диаграмм, рекомендуется для служб заказчика.

LogWin-ЭК

Назначение – обработка в поточечном и попластовом режимах результатов измерений зондами электрического и электромагнитного каротажа.

- поточечная обработка включает введение в показания зондов поправок за скважину (ИК, БК, БКЗ, ВИКИЗ), скин-эффект (ИК), вмещающие породы (ИК-деконволюция) и в переводе результатов обработки данных ИК, ВИКИЗ в единицы УЭС (Ом·м);

- поплавовая обработка включает поплавовое определение УЭС пород с учетом влияния зоны проникновения и вмещающих пород и оценку качества результатов измерений. Поплавовое определение УЭС одиночных пластов с учетом влияния зоны проникновения и вмещающих пород проводится с использованием интерпретационной модели одиночного пласта в однородных вмещающих породах. Метод определения УЭС пластов – поиск решения из условия минимума функции невязки теоретических и фактических отсчетов. Результатом интерпретации являются электрические параметры пласта: удельное электрическое сопротивление пласта ρ_n , зоны проникновения $\rho_{зп}$ и относительный диаметр зоны проникновения D/d ;
- оценка качества кривых включает визуальную (качественную) оценку сопоставимости результатов измерений различными зондами ЭК и ЭМК, выполняемую, например, по результатам поточечной обработки, и количественную оценку сопоставимости, заключающуюся в выявлении систематических погрешностей измерений зондами БКЗ, БК, ИК, БМК и в уточнении УЭС ПЖ в поплавовом режиме.

LogWin-Azimuth

Назначение – обработка данных инклинометрии.

Заказчику выдаются результаты поинтервальных измерений, план и профиль скважины, строится трехмерное представление:

- расчет кривизны по данным непрерывных и точечных замеров независимо от последовательности заведения разного типа данных;
- построение проекций траектории ствола скважины на горизонтальную и вертикальную плоскости и вывод на печать графиков ориентации скважины;
- просмотр скважины в трехмерном представлении;
- программа производит увязку данных инклинометрии по глубине к разрезу в графическом редакторе;
- редактирование как в графическом редакторе, так и с клавиатуры при табличном отображении данных;
- выбор метода усреднения данных на интервалах перекрытия замеров;

- расчет данных по пластам;
- оценка качества замера кривизны по сопоставлению данных угла и азимута разных замеров между собой в интервалах перекрытия по глубине и индикация точек в этих интервалах, в которых расхождения по углу и азимуту между замерами превышают допустимые значения;
- анализ данных на наличие интервалов с резко изменяющимися значениями угла и азимута в пределах одного замера;
- выбор формы вывода твердой копии результатов данных инклинометрии;
- неразрушающая данные фильтрация сбоев муфт.

LogPWin-AIMS

Программный комплекс предназначен для обработки данных импульсного спектрометрического нейтронного гамма-каротажа и обеспечивает выполнение следующих функций: редактирование первичных каротажных данных, контроль качества первичных и расчетных данных, оценку текущей нефтенасыщенности пород, формирование заключения с выдачей твердой копии, запись результатов обработки в форматах LAS и LIS для передачи заказчику.

Контроль качества при получении текущей нефтенасыщенности пород выполняется на уровне первичных данных каротажа и на всех этапах обработки по результатам расчетов соответствующих погрешностей, а именно:

- на уровне первичных данных каротажа по повторному замеру по результатам оценки систематической и полной случайной погрешностей, а также оценки статистической погрешности измерений;
- на уровне параметров энергетической шкалы по результатам оценки ее линейности и погрешности удержания;
- на уровне расчетных параметров по результатам оценки диапазона предельно возможных значений, их статистической, систематической и полной случайной погрешностей определения;
- на уровне нефтенасыщенности по результатам повторного замера с оценки систематической и полной случайной погрешностей.

Оценка нефтенасыщенности пород предусматривает выбор модели обработки (размерности, учитываемых факторов), задание источника (импорт, расчет) и способа получения дополнительной инфор-

мации (пористость, глинистость, карбонатность), точную привязку энергетической шкалы и расчет нефтенасыщенности по схеме, представляющей комбинацию оценок с использованием нормализованных отношений $<C/O>$ и $<Ca/Si>_{неупр}$, приращения кривой $<C/O>$.

Выдача заключения предусматривает формирование и выдачу в табличном и графическом видах результатов определения нефтенасыщенности пород с оценкой их погрешности для представления заказчику.

УДК 550.832

В. А. Пантюхин, Д. В. Белоконь
ООО "Нефтегазгеофизика"

АППАРАТУРНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС "КАСКАД"

Описан аппаратурно-методический комплекс нового поколения "Каскад", реализующий обязательный комплекс ГИС необсаженных скважин.

Аппаратурно-методический комплекс (АМК) "Каскад" предназначен для геофизических исследований разведочных и эксплуатационных скважин, бурящихся на нефть и газ и обеспечивает проведение обязательного комплекса ГИС для решения геологических задач при общих и детальных исследованиях структурных, поисковых, оценочных, разведочных и эксплуатационных скважин в соответствии с "Правилами геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах", утвержденными Министерством топлива и энергетики и Министерством природных ресурсов РФ (приказ № 445/223 от 28.12.1999 г.)

В состав АМК "Каскад" входят:

- наземный регистрирующий комплекс (далее НРК) "Каскад" с необходимым программно-методическим обеспечением;
- комплект скважинных комбинируемых приборов (модулей);
- вспомогательное оборудование.

мации (пористость, глинистость, карбонатность), точную привязку энергетической шкалы и расчет нефтенасыщенности по схеме, представляющей комбинацию оценок с использованием нормализованных отношений $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle_{неупр}$, приращения кривой $\langle C/O \rangle$.

Выдача заключения предусматривает формирование и выдачу в табличном и графическом видах результатов определения нефтенасыщенности пород с оценкой их погрешности для представления заказчику.

УДК 550.832

В. А. Пантюхин, Д. В. Белоконь
ООО "Нефтегазгеофизика"

АППАРАТУРНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС "КАСКАД"

Описан аппаратурно-методический комплекс нового поколения "Каскад", реализующий обязательный комплекс ГИС необсаженных скважин.

Аппаратурно-методический комплекс (АМК) "Каскад" предназначен для геофизических исследований разведочных и эксплуатационных скважин, бурящихся на нефть и газ и обеспечивает проведение обязательного комплекса ГИС для решения геологических задач при общих и детальных исследованиях структурных, поисковых, оценочных, разведочных и эксплуатационных скважин в соответствии с "Правилами геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах", утвержденными Министерством топлива и энергетики и Министерством природных резервов РФ (приказ № 445/223 от 28.12.1999 г.)

В состав АМК "Каскад" входят:

- наземный регистрирующий комплекс (далее НРК) "Каскад" с необходимым программно-методическим обеспечением;
- комплект скважинных комбинируемых приборов (модулей);
- вспомогательное оборудование.

Для обеспечения работы приборов других производителей в составе сборок дополнительно изготавливаются модули сопряжения. С использованием модуля сопряжения МС-ИОН обеспечивается, в частности, работа прибора ИОН-1 (разработка Омского СКБП) в сборках модулей серии "Каскад". При проведении работ по контролю технического состояния скважин приборами типа ЦМ или СГДТ (разработки НПФ "Геофизика") возможна совместная работа этих приборов с приборами серии "Каскад" при использовании модуля сопряжения МС-ЦМ.

Перечень скважинных приборов серии "Каскад" приведен в табл. 1. Справка о регистрируемых параметрах приведена в табл. 2.

Таблица 1

Перечень скважинных приборов серии "Каскад"

Наименование модуля	Шифр
1	2
Модуль технологический	ТМ
Модуль активного локатора муфт	АЛМ
Модуль для измерения температуры и давления	ТД
Модуль интегрального гамма-каротажа	ГК
Модуль спектрометрического гамма-каротажа	СГК
Модуль компенсированного нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым или надтепловым нейтронам	ННКт (ННКнт)
Модуль комбинированный радиоактивного каротажа (ГК-2ННК)	СРК
Модуль комбинированного радиоактивного каротажа (ГК-НГК)	НГК
Модуль комбинированный радиоактивного каротажа (2ГК-3ННК)	АРК
Модуль компенсированного акустического каротажа	4АК
Модуль компенсированного акустического каротажа с длинным зондом	4АКД
Модуль компенсированного гамма-гамма-плотностного каротажа	ГГКП
Модуль литоплотностного гамма-гамма-каротажа	ГГК-ЛП
Модуль индукционного каротажного зондирования	4ИК
Модуль комбинированный электрического каротажа (БКЗ, БК-3, ПС, резистивиметр)	БКЗ, БК

Окончание табл. 1

1	2
Модуль комбинированный двойного бокового каротажа (БК-7, БК-9, ПЗ, ПС, резистивиметр)	2БК
Модуль комбинированный двойного бокового каротажа (БКЗ, БК-7, БК-9, ПС, резистивиметр)	БКЗ, 2БК
Модуль каверномера-профилемера (четырёхрычажный, механический)	4СКП
Модуль микрометодов и микробокового каротажа	МК, БМК
Модуль инклинометра (ИОН-1, разработка Омского СКБП)	ИОН

Таблица 2

Параметры, регистрируемые приборами серии КАСКАД

Метод	Параметр	Ед. измерения	Диапазон
1	2	3	4
ГК	МЭД естественного гамма-излучения	мкР/ч	0–250
СГК	Регистрация спектров		
	Массовое содержание урана	$10^{-4}\%$	0,5–200
	Массовое содержание тория	$10^{-4}\%$	0,5–200
	Массовое содержание калия	%	0,1–20
ННК	Кажущаяся водонасыщенная пористость	%	1–40 %
ГГК-П	Объемная плотность горных пород	г/см ³	1,7–3,0
ГГК-ЛП	Регистрация спектров		
	Объемная плотность горных пород	г/см ³	1,7–3,0
	Индекс фотоэлектрического поглощения	барн/электрон	1–7
КС, БКЗ	Кажущиеся сопротивления зондов БКЗ	Ом · м	0,2–5000
БК-З	Кажущееся сопротивление	Ом · м	0,5–20000
БК-7/9	Кажущееся сопротивление зондов	Ом · м	0,2–40000
Резист.	Сопротивление промывочной жидкости	Ом · м	0,02–20
ПС	Потенциал самопроизвольной поляризации	мВ	
МК	Кажущиеся сопротивления микрозондов	Ом · м	0,1–40
БМК	Кажущееся сопротивление	Ом · м	0,5–800

Окончание табл. 2

1	2	3	4
ИК	Кажущаяся проводимость несколькими зондами	мСм/м	3–3000
Проф.	Средний диаметр скважины	мм	120–750
Инкл.	Зенитный угол	град	0–120
	Азимут	град	0–360
Терм.	Температура	°С	0–200
Манометр	Давление	МПа	0–150
АК	Регистрация волновых пакетов		
	Интервальное время Р-волны	мкс/м	125–550
	Интервальное время S-волны	мкс/м	180–1000

Все скважинные приборы серии “Каскад” рассчитаны на работу с трехжильным грузонесущим геофизическим кабелем длиной до 7000 м и имеют:

- унифицированное питание скважинных приборов – 50 Гц, 220 В;
- унифицированную цифровую телеметрическую линию связи с наземным регистрирующим комплексом, использующую код “Манчестер-2” (стандарт MIL-STD-1553B и ГОСТ Р 24394-80) в режиме “запрос-ответ”;
- унифицированный семижильный межмодульный интерфейс, обеспечивающий работу скважинных приборов в сборках.

Питание модулей осуществляется параллельно по первой (ЖК1) и второй (ЖК2) жилам по отношению к оплетке кабеля напряжением 220 В частотой 50 Гц. Третья жила кабеля используется только в приборах электрического и электромагнитного каротажа для организации электрической связи с обратным токовым или измерительным электродом на поверхности.

Передача команд от НРК и прием данных от модулей осуществляются по 2-проводной линии связи ЖК1 и ЖК2 каротажного кабеля с трансформаторной развязкой от линии.

Обмен данными между скважинными приборами и НРК осуществляется с использованием кода “Манчестер-2” в режиме “запрос – ответ”. Исключение составляют модули акустического каротажа 4АК и АКД, которые передают по кабелю аналоговый сигнал (волновой

пакет). Длительность передаваемых слов – $937,5 \pm 5$ мкс. В зависимости от типа прибора реакция прибора на команду "Опрос прибора" может быть различной. Возможны два варианта реакции прибора на эту команду. В первом варианте (сбор – передача) прибор на полученную команду организует опрос прибора, собирает данные и затем передает их НРК, во втором варианте (передача – сбор) прибор сначала отвечает собранными данными, а затем организует новый цикл опроса прибора. Первый вариант используется в тех приборах, для которых время сбора данных мало, а также в приборах акустического каротажа. Второй вариант используется в приборах радиоактивного каротажа (в ответ на команду прибор передает накопленные счета или спектры по каналам и организует новый цикл накопления), а также в приборах электрического и электромагнитного каротажа, для которых цикл опроса каналов достаточно длительный.

Для обеспечения работы модулей в сборках проведена унификация приборных головок. Входная и выходная приборные головки каждого прибора имеют семь контактов. Назначение этих контактов следующее: 1 – "1ЖК" (1-я жила кабеля), для передачи информационных сигналов и напряжения питания прибора; 2 – "2ЖК" (2-я жила кабеля), для передачи информационных сигналов и напряжения питания прибора; 3 – "3ЖК" (3-я жила кабеля), может использоваться только приборами электрического каротажа для связи с обратным токовым или обратным измерительным электродом, для передачи или измерения сигнала ПС; 4, 5, 7 – резерв; 6 – "ОК" (оплетка кабеля или "общий" источник питания).

Для соединения кабельного наконечника типа НКБ-3-60 с первым (верхним) прибором сборки приборов используется переходное устройство, обеспечивающее электрическое и механическое соединение жил каротажного кабеля и его оплетки с входной приборной головкой.

При эксплуатации модульных приборов используется дополнительное вспомогательное оборудование. В состав этого оборудования входят:

- головка свободного вращения;
- межприборные шарнирные соединители шарового типа;
- электромагнитные разделители;
- центраторы;
- рессоры;

- отклонители;
 - ловушки;
 - комплект оснастки для вертикальной сборки на устье скважины.
- Вспомогательные устройства предназначены для:
- улучшения проходимости приборов в скважине (головка свободного вращения, соединительные устройства),
 - обеспечения необходимого положения приборов в скважине (отклонители, прижимные рессоры, центраторы),
 - устранения конфликтов электромагнитного характера при работе в сборках (электромагнитные разделители),
 - повышения технологичности выполняемых работ (комплект для вертикальной сборки),
 - совместимости с приборами и кабельной головкой (переходная головка).

Головка свободного вращения предназначена для обеспечения свободного вращения каротажного кабеля относительно скважинных приборов. Рекомендуются для использования при работе со скважинными приборами, снабженными прижимными рычагами такими, как ГГКП, ГГК-ЛП, 4СКП и МК, БМК. Отметим, что головкой свободного вращения снабжен также технологический модуль. Головка свободного вращения рекомендуется к использованию в том случае, когда использование технологического модуля по тем или иным причинам невозможно.

Соединительные устройства представляют собой шарнирные соединители шарового типа и предназначены для механического и электрического соединения различных приборов в сборках.

Прижимные рессоры выполнены в виде стальной упругой пластины, которая с помощью хомутов надевается на скважинный прибор. Такие рессоры используются, как правило, с приборами нейтронного каротажа в скважинах большого диаметра.

Электромагнитные разделители предназначены для электрической и/или магнитной изоляции скважинных приборов в сборках. Электромагнитные разделители применяются в тех случаях, когда необходимо:

- обеспечить отсутствие прямого электрического контакта между различными приборами в сборках;
- отдалить токовые и/или измерительные электроды в зондах электрического каротажа от проводящих корпусов других приборов в сборках;

- отдалить приборы с датчиками магнитного поля от магнитных корпусов других приборов в сборках.

Комплект для вертикальной сборки на устье предназначен для выполнения работ по вертикальной сборке модульных приборов на устье скважины.

По возможности использования модулей в сборках различаются головные, транзитные и концевые модули.

Таблица 3

Исполнение модулей

Шифр модуля	Исполнение модуля	Рекомендуемое положение в скважине
ТМ	Транзитный	Свободное
АЛМ	Транзитный	Свободное
ТД	Транзитный	Свободное
ГК	Транзитный	Свободное
СГК	Транзитный	Свободное
ННК-Т (НТ)	Транзитный	Прижатое
СРК	Транзитный	Прижатое
НГК	Транзитный	Прижатое
АРК	Транзитный	Прижатое
4АК	Транзитный	Центрированное
4АКД	Концевой	Центрированное
ГГКП	Концевой	Прижатое
ГГК-ЛП	Концевой	Прижатое
4ИК	Транзитный	Отклоненное
БКЗ, БК	Транзитный	Отклоненное
2БК	Транзитный	Отклоненное
БКЗ, 2БК	Транзитный	Отклоненное
4СКП	Транзитный	Прижатое
МК, БМК	Концевой	Прижатое
ИОН	Концевой	Свободное

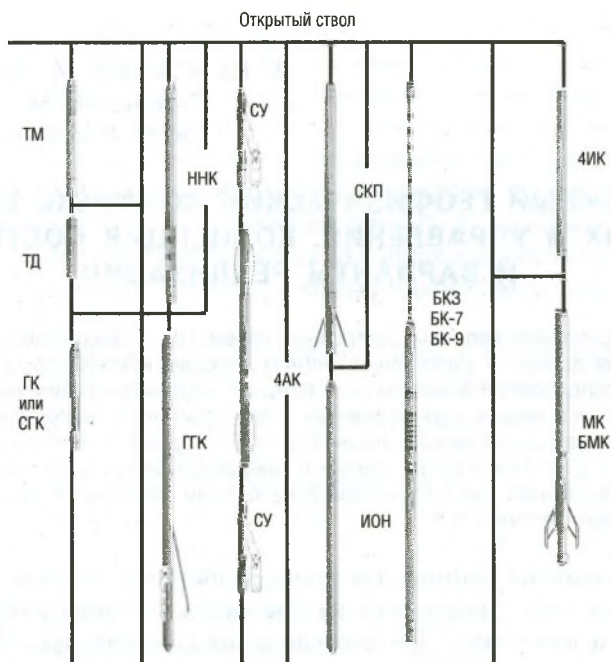


Рис. Рекомендуемые варианты комбинирования модулей

В табл. 3 приведены данные об исполнении каждого модуля. Как видно из табл. 3, разработанные модули, с точки зрения механического исполнения, практически не имеют ограничений на комбинировемость. Исключение составляют модули плотностного каротажа, микрометодов и инклинометрии.

Определенные ограничения возникают также при комбинировании с приборами электрического каротажа (БКЗ, БК и 2БК, а также БКЗ, 2БК), имеющими в своем составе, с одной стороны, гибкие зонды, а с другой стороны, зонды бокового каротажа (БК) в одно- или двухзондовой модификации.

Рекомендуемые варианты сборок представлены на рис.

УДК 550.832

*А. Ю. Юматов, А. А. Веселков,
С. А. Стрельцов, М. А. Юматов
ООО "Нефтегазгеофизика"*

НАЗЕМНЫЙ ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС СБОРА ДАННЫХ И УПРАВЛЕНИЯ. КОНЦЕПЦИЯ ПОСТРОЕНИЯ И ВАРИАНТЫ РЕАЛИЗАЦИИ

Рассматриваются вопросы построения наземных геофизических комплексов сбора данных и управления (регистрирующих комплексов) для проведения исследований в нефтяных и газовых скважинах. Описываются реализации комплекса в двух вариантах – две или более персональные ЭВМ (комплекс на основе регистратора "Карат П") и одной персональной ЭВМ в комплексе с системой сбора данных на цифровых сигнальных процессорах. Особое внимание уделяется общей концепции построения современных каротажных систем.

Измерительная техника для проведения геофизических исследований в скважинах разделяется на две части: зондовую (скважинные приборы) и наземную. Для исследования скважин применяются более 200 типов скважинных приборов. Наземные устройства обеспечивают спускоподъемные операции кабельных регистрирующих связей, питание и управление скважинными приборами, сбор, обработку и запись измерительной информации.

Рассматривается концепция построения системы сбора, обработки данных и управления, входящей в состав регистрирующего комплекса для проведения геофизических исследований в скважинах. Цель и задачи системы – цифровое (логическое) управление скважинными приборами, цифровая фильтрация и регистрация данных.

Современные регистрирующие комплексы (регистраторы) должны удовлетворять ряду требований по параметрам сигналов, по скорости приемо-передачи команд управления и массивов данных, по скорости обработки поступающей измерительной информации, точности ее сопоставления с параметрами времени и глубины исследования. В связи с развитием вычислительной техники, системного и прикладного программного обеспечения, широким применением сетевых технологий к регистраторам предъявляются дополнительные требования. Современные регистраторы должны работать на базе

персонального компьютера и обеспечивать подключение и работу без ограничений любых общеупотребительных периферийных устройств (например, сетевой адаптер LAN) совместно со специфическими устройствами, функционирующими в режиме жесткого реального времени. Должен быть реализован многозадачный режим работы с полностью параллельным исполнением прикладных процессов.

Известны разработки зарубежных фирм [1–3]. Главными недостатками для применения в российских условиях являются высокая стоимость и ориентация на работу со скважинными приборами собственного производства.

Ранее разработанный регистратор "Карат П" [4] работает под управлением среды реального времени, ориентированной на операционную систему (ОС) MS-DOS. Характерное время реакции этой системы составляет 10 мкс. "Карат П" обеспечивает подключение и работу всего спектра скважинных приборов. Однако в плане пользовательского интерфейса DOS и DOS-подобные системы существенно уступают современным многозадачным ОС семейства Windows. Подобные ОС (Windows 2000, Windows XP) позволяют, например, параллельно с процессами измерений производить обработку ранее полученных данных, что трудно осуществимо в DOS.

К сожалению, ОС семейства Windows не являются (в отличие от DOS) так называемыми ОС реального времени, то есть не способны обеспечить достаточно малого (порядка единиц *микросекунд*) времени реакции на внешние события. Следовательно, реализация каротажного регистратора на базе ОС Windows "напрямую" невозможна, поскольку в составе любого наземного измерительного комплекса ряд устройств требует управления и обработки событий в жестком реальном времени.

Задача по совмещению преимуществ Windows-систем (удобство пользовательского интерфейса, обилие на рынке готовых продуктов под эту линейку) и DOS-систем (возможности ОС реального времени, простота доступа к аппаратуре, наличие серьезных наработок в области изготовления каротажных комплексов) была решена следующим образом. Регистратор представляет систему из двух персональных компьютеров. "Головной" операторский компьютер работает под управлением ОС Windows-2000/XP, "ведомый" – под управлением DOS + мультизадачный расширитель VMD (virtual mode driver), используемый в регистраторах семейства "Карат П" [4]. Все внешние устройства, необходимые для полноценной работы регистратора (глу-

биномер, источники питания, коммутационные поля и т. д.), подключены к "ведомому" компьютеру. Между собой компьютеры сопряжены при помощи специализированного устройства, поддерживающего дуплексную связь по стандарту 1284.3 (EPP1.9) с коммерческой скоростью порядка 800 Kb/s. Подобных скоростей вполне достаточно для осуществления полноценного диалога оператора с оборудованием регистрирующего компьютера при одновременной передаче зарегистрированных данных на "ведущий" компьютер. Подробнее такая каротажная система описана в работе [5]. Стоит отметить, что при таком построении часть устройств регистратора, не требующая управления в режиме реального времени, может быть перенесена на "ведущий" компьютер без серьезной переработки программного обеспечения.

Однако при всех очевидных плюсах подобная конструкция обладает и рядом недостатков. К ним можно отнести, прежде всего, наличие минимум двух полноценных персональных компьютеров в составе станции и использование морально устаревшей и официально не поддерживаемой разработчиком ОС – MS-DOS. Для устранения этих недостатков была разработана (и успешно реализована) другая модель каротажного регистратора под управлением ОС Windows-2000(XP), имеющая в своем составе только один персональный компьютер. Как уже отмечалось выше, реализовать сбор, обработку данных и управление скважинными приборами в масштабе реального времени и в условиях многозадачного режима работы только средствами ОС Windows не представляется возможным. Требуется разработка технических средств, которые позволят разделить процессы реального времени (обработка внешних сигналов, событий и т. д.) и процессы, исполняемые ОС Windows, и не имеющие прямого отношения к процессу каротажа. Эту задачу можно решить включением периферийных микропроцессоров и элементов буферизации в схемы систем реального времени, а также набором системотехнических решений построения таких систем.

Для решения задачи предложена каскадная организация системы (рис.), где информация передается последовательно от одного узла к другому.

Для сбора и обработки оцифрованных данных измерительной информации в качестве первого (измерительного) звена в предлагаемой системе применяется сигнальный микропроцессор ADSP-2185N производства фирмы Analog Devices. Такой же микропроцессор использует-

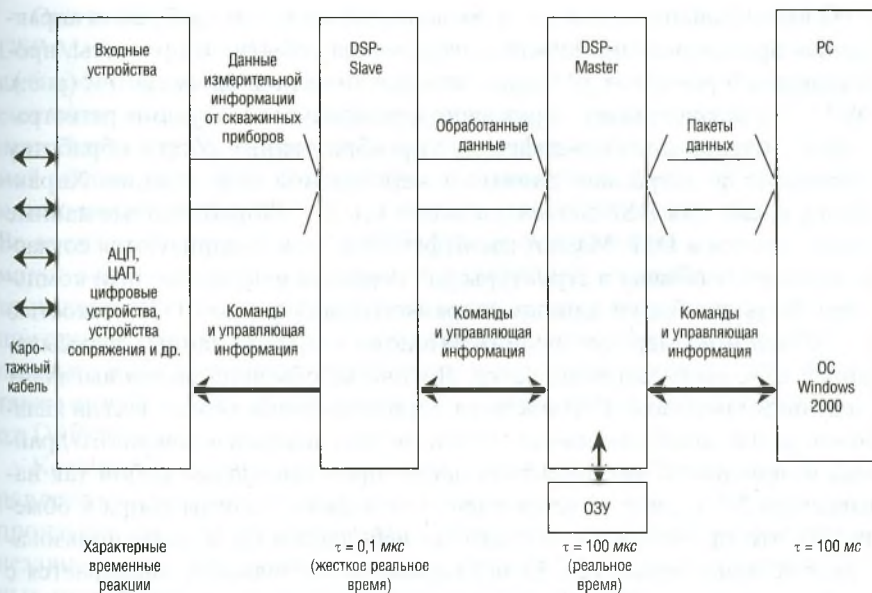


Рис. Организация системы сбора, обработки данных и управления регистрирующего комплекса для проведения геофизических исследований в скважинах

ся и в качестве второго (управляющего) звена системы. Выбор микропроцессоров ADSP-2185N определяется их быстродействием (80 MIPS), специализированным для обработки больших объемов цифровой информации набором команд, наличием последовательных портов с расширенными функциями, параллельных портов с функцией прямого доступа к памяти, а также возможностью изменения конфигурации самого микропроцессора и большинства его узлов для работы в различных режимах, что обеспечивает универсальность и гибкость работы микропроцессора в большом спектре задач. DSP-Slave первого (измерительного) звена настроен на работу в режиме Host Memory Mode, что обеспечивает свободный доступ к его внутренней памяти программ и данных микропроцессору второго (управляющего) звена. DSP-Master второго (управляющего) звена настроен на работу в режиме Full Memory Mode, что обеспечивает максимально возможный набор цифровых портов для подключения периферийных устройств.

Проектирование системы производилось с учетом требуемых характерных времен реакции каждого из узлов на события и процессы, происходящие в реальных условиях эксплуатации подобных систем (рис.). DSP-Slave осуществляет управление аналоговыми модулями регистратора и запуском аналого-цифрового преобразования, сбор и обработку (цифровую фильтрацию) данных измерительной информации. Характерное время для DSP-Slave составляет 0,1 мкс. Обработанные данные пересылаются в DSP-Master, где буферизуются и организуются согласно протоколу обмена в структуры для передачи в персональный компьютер. Большие блоки данных сохраняются в буферном ОЗУ емкостью 512 Кбайт и по мере готовности Windows к приему данных пересылаются в персональный компьютер. Логически обмен данными выглядит следующим образом. Устройством, инициирующим обмен, всегда является персональный компьютер. При помощи специализированного драйвера и небольшой интерфейсной части, представляющей собой так называемый NT-сервис, ведется опрос готовности системы сбора к обмену. Все это происходит с достаточно небольшим по меркам пользовательских приложений (20–50 мс) периодом. Готовность оценивается с очень высоким относительно подавляющего большинства работающих на персональном компьютере приложений приоритетом (поскольку производится драйвером режима ядра) и почти не замечен оператору-пользователю. В случае обнаружения готовности осуществляются проверка наличия новых данных и немедленное их получение, если данные обнаружены. Для передачи команд (данных) в систему сбора используется метод отложенных запросов, то есть команда будет передана адресату асинхронно относительно момента подачи команды оператором при обнаружении готовности системы сбора к обмену. Команды буферизуются при отсутствии немедленной готовности системы сбора, что позволяет одному драйверу обслуживать несколько пользовательских приложений и передавать серии команд. Задержка передачи при этом не превышает 100 мс и не доставляет оператору никаких неудобств.

На уровне драйвера реализован кольцевой буфер для данных, что делает получение данных приложениями также асинхронным относительно процессов обмена с системой сбора.

В процессе обмена с персональным компьютером DSP-Slave никак не задействован, что позволяет физически распараллеливать процессы регистрации/обработки внешних сигналов и обмен данными между системой сбора и компьютером.

Основное направление потоков данных в системе – от DSP-Slave через DSP-Master в персональный компьютер. Основные потоки управляющей информации направляются в обратную сторону. DSP-Master является центральным звеном управления системы. Для выполнения определенной задачи DSP-Master либо загружается соответствующей программой от персонального компьютера, либо получает номер необходимой к исполнению функции, находящейся в уже загруженной программе. Во время выполнения задачи DSP-Master и персональный компьютер могут обмениваться командами, управляющей информацией и пакетами данных, но непосредственное выполнение программы или функции производится автономно от персонального компьютера, что и обеспечивает выполнение задач в масштабе реального времени. DSP-Slave также автономно выполняет задачи согласно программе, загруженной от DSP-Master.

Каскадная организация системы сбора, обработки данных и управления позволяет обеспечить параллельное выполнение многих процессов внутри самой системы, а также полностью обеспечивает независимость задач регистрации данных от возможных параллельных процессов, выполняемых персональным компьютером, к которому подключена система.

По мнению авторов, данная концепция является наиболее эффективным и полным решением поставленных задач по организации системы сбора, обработки данных и управления. Разработка системы в настоящее время находится на этапе опытно-конструкторских работ. Созданы опытные образцы, проводятся испытания и тестирование всех узлов системы в различных режимах.

ЛИТЕРАТУРА

1. Atlas Wireline Services. Western Atlas International. Inc. 1991.
2. Well Services. Schlumberger. Inc. 1986.
3. Well Logging Services. 1990 Edition. Computalog. Inc. 1990.
4. Хаматдинов Р. Т., Велижанин В. А., Веселков А. А. и др. Российская компьютеризированная технология каротажа нефтяных и газовых скважин // Компьютеризированные технологии исследований нефтяных и газовых; Под ред. д. т. н. Р. Т. Хаматдинова. Тверь: НПП "ГЕРС". 1995. С. 4–9.
5. Юматов А. Ю., Веселков А. А., Еришов С. Л. Система сбора данных для проведения геофизических исследований в скважинах: концепция построения // Международная научно-техническая конференция "Компьютерные технологии в управлении, диагностике и образовании" (КТУДО).

УДК 550.832.543

В. А. Велижанин, Н. Г. Лобода, В. Г. Черменский
ООО "Нефтегазгеофизика"

ИССЛЕДОВАНИЕ ПОГРЕШНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ С/О-КАРОТАЖА

Проанализированы возможности различных методик интерпретации данных С/О каротажа и оценки влияния на них различных факторов.

Известно, что определение текущей нефтенасыщенности по данным импульсного спектрометрического нейтронного гамма-каротажа (ИНГКС-С/О) может быть выполнено несколькими способами [1, 2, 3]. Наиболее распространенными являются методики оценки нефтенасыщенности по полученным на моделях и расчетами методом Монте-Карло зависимостям параметров $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle_{неупр}$ от нефтенасыщенности, пористости и минерального состава породы, где $\langle C/O \rangle$ есть отношение скоростей счета в спектре гамма-излучения неупругого рассеяния нейтронов (ГИНР) в энергетических окнах углерода и кислорода, а $\langle Ca/Si \rangle_{неупр}$ соответственно в энергетических окнах кальция и кремния. Две основные методики оценки нефтенасыщенности коллекторов по данным $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle_{неупр}$ упоминаются в литературе под названиями *оценка нефтенасыщенности с использованием нормализованных отношений $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle_{неупр}$ и оценка нефтенасыщенности по приращению $\langle C/O \rangle$* .

Оценка нефтенасыщенности коллекторов с использованием нормализованных отношений $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle_{неупр}$ опирается на линейность связи эффекта литологии для кривых $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle_{неупр}$ при любом значении пористости пласта. При обработке данных ИНГКС-С/О в рамках указанной методики выбирается интервал опорного коллектора с известным насыщением (как правило, водоносный), проводится корректировка кривых $\langle C/O \rangle$, $\langle Ca/Si \rangle_{неупр}$ на влияние пористости $\langle C/O \rangle_{испр}$ $\langle Ca/Si \rangle_{неупр,испр}$. С учетом заданного насыщения опорного коллектора в указанном интервале проводится совмещение кривых $\langle C/O \rangle_{испр}$ и $\langle Ca/Si \rangle_{неупр,испр}$, после чего с учетом текущей пористости пласта – нормализация совмещенных кривых $\langle C/O \rangle_{испр}$ и

$\langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{неупр.испр}}$, то есть выравнивание их чувствительности к литологии. Текущая нефтенасыщенность рассчитывается как разность нормализованных кривых $\langle \text{C/O} \rangle_{\text{норм}}$ и $\langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{неупр.норм}}$, отнесенная к разнице $D_{\text{сог}}$ значений $\langle \text{C/O} \rangle$ в нефте- и водонасыщенной породе при соответствующих значениях пористости и содержании карбонатов

$$k_{\text{н}} = (\langle \text{C/O} \rangle_{\text{норм}} - \langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{ГИНР.норм}}) / D_{\text{сог}},$$

$$\langle \text{C/O} \rangle_{\text{норм}} = (\langle \text{C/O} \rangle_{\text{испр}} - \langle \text{C/O} \rangle_{\text{испр.опор}}),$$

$$\langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{ГИНР.норм}} = (\langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{испр}} - \langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{испр.опор}}) / P_{\text{лит}}.$$

Оценка нефтенасыщенности коллекторов по приращению $\langle \text{C/O} \rangle$ осуществляется по следующей схеме. Сначала строится опорная кривая $\langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{неупр.опор}}$ с учетом базового значения $\langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{неупр}}$ в коллекторе и текущей пористости. Приращение $\langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{неупр}}$ над $\langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{неупр.опор}}$ определяет карбонатность породы

$$V_{\text{Ca}} = [\langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{неупр}} - \langle \text{C/O} \rangle_{\text{неупр.опор}}] / D_{\text{Ca/Si}},$$

где $D_{\text{Ca/Si}}$ – это разница значений $\langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{неупр}}$ в известняке и песчанике при соответствующих значениях пористости. Затем строится опорная кривая $\langle \text{C/O} \rangle_{\text{опор}}$ с учетом базового значения $\langle \text{C/O} \rangle$ в водоносном пласте, текущей пористости и карбонатности V_{Ca} . Значение нефтенасыщенности определяется выражением

$$k_{\text{н}} = [\langle \text{C/O} \rangle - \langle \text{C/O} \rangle_{\text{опор}}] / D_{\text{сог}},$$

где $D_{\text{сог}}$ есть разница значений $\langle \text{C/O} \rangle$ в нефте- и водонасыщенных пластах при соответствующих значениях пористости и содержании карбонатов.

Как показывает практика, в большинстве случаев значения нефтенасыщенности коллекторов, определяемые по приращению $\langle \text{C/O} \rangle$ и по нормализованным отношениям $\langle \text{C/O} \rangle$ и $\langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{неупр}}$, совпадают. На рис. 1 приведена типичная ситуация оценки нефтенасыщенности по двум рассматриваемым методикам, однако встречаются ситуации, когда результаты обработки данных C/O-каротажа по этим методикам значительно отличаются друг от друга. На рис. 2 приведен пример сопоставления нефтенасыщенностей, полученных по приращению $\langle \text{C/O} \rangle$ ($k_{\text{н}}(D_{\text{сог}})$) и по нормализованным отношениям $\langle \text{C/O} \rangle$ и $\langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{неупр}}$ ($k_{\text{н}}(C/O)_{\text{норм}}$). Результаты двух схем обработок отличаются на десятки

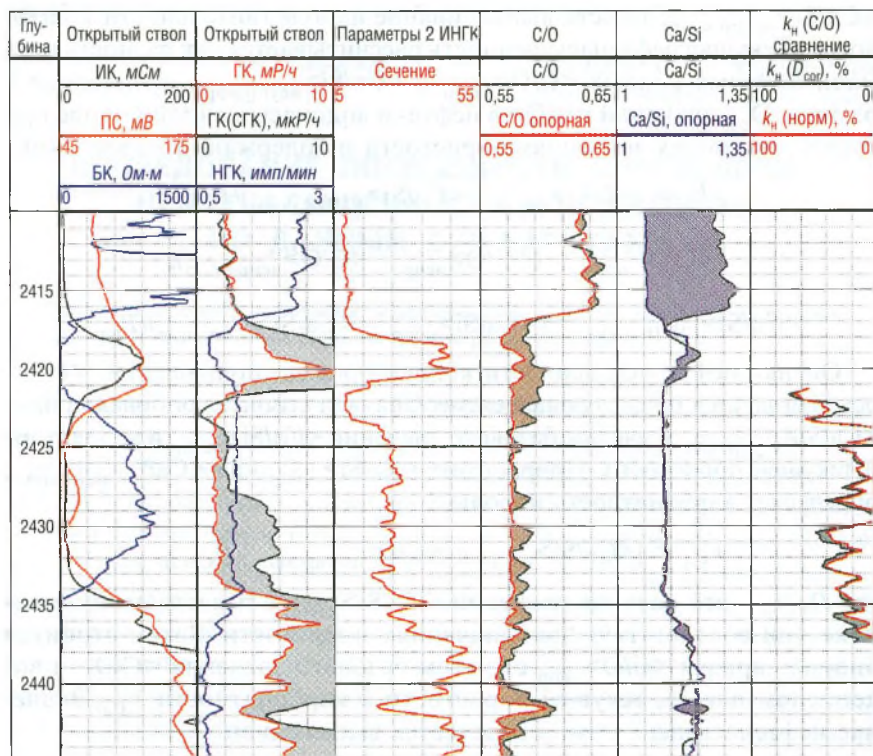


Рис. 1. Пример оценки нефтенасыщенности пород по данным ИНГКС-С/О (АИМС):

k_n ($D_{сог}$) – нефтенасыщенность, рассчитанная по приращению $<C/O>$; k_n (C/O) – нефтенасыщенность, рассчитанная по нормализованным отношениям $<C/O>$ и $<Ca/Si>_{неупр}$

(20–30) процентов абсолютных. Поскольку обе методики построены на компенсации влияния условий измерений, то причинами данных различий, во-первых, могут быть изменяющиеся характеристики ближней зоны (диаметр скважины, плотность и состав цемента и др.) против исследуемых и опорного пластов. Причинами таких различий могут быть также непостоянные либо неточно учитываемые свойства пластов-коллекторов (минерализация пластовых вод, минеральный состав скелета породы, глинистость и др.). Для того чтобы оп-

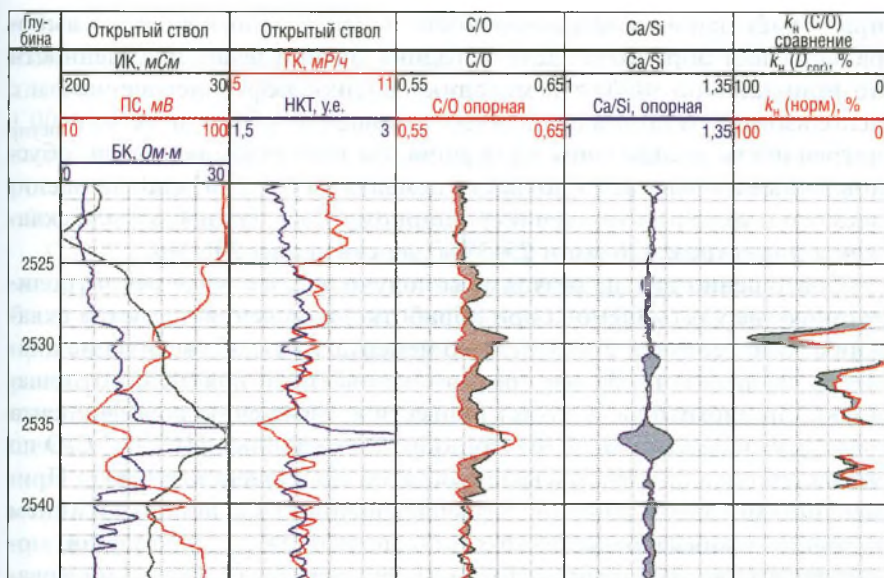


Рис. 2. Пример оценки нефтенасыщенности пород по данным ИНГКС-С/О (АИМС):

k_n (D_{cor}) – нефтенасыщенность, рассчитанная по приращению $\langle C/O \rangle$; k_n (C/O) – нефтенасыщенность, рассчитанная по нормализованным отношениям $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle_{неупр}$

ределить, какая из методик менее подвержена влиянию данных факторов, проведена серия работ по математическому моделированию показаний аппаратуры С/О-каротажа (на примере аппаратуры АИМС) методом Монте-Карло.

Сравнение методик на предмет оценки их устойчивости начато с исследования влияния неконтролируемых либо слабоконтролируемых факторов условий проведения каротажа (параметров ближней зоны) на величину погрешности определения коэффициента нефтенасыщенности.

На первом этапе выполнена оценка погрешности определения нефтенасыщенности, вносимая изменением плотности цемента против оцениваемого пласта по отношению к опорному пласту. Анализ полученных данных показал, что погрешность определения коэффициента нефтенасыщенности при неконтролируемом (не учитываемом

при обработке) изменении плотности цемента мало зависит от выбора методики обработки. Для методики оценки нефтенасыщенности по приращению $\langle C/O \rangle$ и методики оценки нефтенасыщенности с использованием нормализованных отношений $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle_{\text{неупр}}$ погрешности определения коэффициента нефтенасыщенности, обусловленные изменением плотности цемента на $0,4 \text{ г/см}^3$ против оцениваемого пласта по отношению к опорному, составили 4–6% для скважины диаметром 196 мм и 25–30% для скважины 296 мм.

Совершенно другие результаты получились в случае неконтролируемого (не учитываемого при обработке) изменения диаметра скважины. В интервалах с плотностью цемента $1,8 \text{ г/см}^3$ увеличение диаметра скважины на 50 мм против оцениваемого пласта по отношению к опорному пласту может привести к завышению коэффициента нефтенасыщенности на 7–9% при обработке данных ИНГКС- C/O по методике оценки нефтенасыщенности по приращению $\langle C/O \rangle$. Применение методики оценки нефтенасыщенности с использованием нормализованных отношений $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle_{\text{неупр}}$, напротив, может снизить коэффициент нефтенасыщенности на 14–15%. В интервалах с плотностью цемента $1,00 \text{ г/см}^3$ (нет цемента) аналогичное изменение диаметра скважины приводит к снижению коэффициента нефтенасыщенности независимо от выбираемой схемы обработки. Однако для методики оценки нефтенасыщенности по приращению $\langle C/O \rangle$ погрешность определения коэффициента нефтенасыщенности составляет 15–20%, в то время как при использовании нормализованных отношений $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle_{\text{неупр}}$ величина погрешности достигает 30–35%. Таким образом неконтролируемое изменение диаметра скважины может быть одной из причин существенного различия результатов двух схем обработок. Степень же влияния изменения данного параметра на погрешность оценки нефтенасыщенности меньше при использовании методики оценки нефтенасыщенности по приращению $\langle C/O \rangle$.

На следующем этапе проведена оценка влияния неконтролируемого (не учитываемого при обработке) изменения толщины стенки обсадной колонны против оцениваемого пласта по отношению к опорному пласту. Проведены расчеты для скважин диаметром 196 мм обсаженных колонной 146 мм, при этом толщина стенки обсадной колонны варьировалась от 12 до 8 мм. По результатам расчетов погрешность оценки коэффициента нефтенасыщенности в интервалах с

плотностью цемента $1,8 \text{ г/см}^3$, обусловленная неконтролируемым изменением толщины обсадной колонны на 4 мм, не превысила 10% для обеих методик обработки. В интервалах с плотностью цемента $1,00 \text{ г/см}^3$ погрешность оценки коэффициента нефтенасыщенности, вызванная теми же изменениями толщины обсадной колонны, возросла до 35–40% и по-прежнему не зависела от выбора методики обработки данных.

Следующей характеристикой ближней зоны, которая, по нашему мнению, могла бы внести различия в результаты двух схем обработки, была минерализация промывочной жидкости. Результаты расчетов, проведенных для скважины диаметром 196 мм с различными диаметрами обсадной колонны (146 и 168 мм), не подтвердили предположения. Оказалось, что методика оценки нефтенасыщенности по приращению $\langle C/O \rangle$ и методика оценки нефтенасыщенности с использованием нормализованных отношений $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle_{\text{неупр}}$ имеют, примерно, одинаковую чувствительность к изменению минерализации промывочной жидкости. Так, например, для методики оценки нефтенасыщенности по приращению $\langle C/O \rangle$ погрешность определения коэффициента нефтенасыщенности, обусловленная изменением минерализации промывочной жидкости на 100 г/л , составила 7–11% в интервалах с плотностью цемента $1,8 \text{ г/см}^3$ и 10–15% в интервалах с плотностью $1,00 \text{ г/см}^3$, а для методики оценки нефтенасыщенности по нормализованным отношениям $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle_{\text{неупр}}$ – 9–12% и 10–15%, соответственно. Приведены данные для скважины 196 мм, обсаженной колонной 146 мм. Расчеты при других технических условиях (диаметр скважины, диаметр обсадной колонны) показали, что погрешность оценки коэффициента нефтенасыщенности, вызванная изменением минерализации промывочной жидкости на 100 г/л против оцениваемого пласта по отношению к опорному пласту, не превышает 20–25%.

Аналогичные расчеты выполнены для определения чувствительности двух методик обработки к изменению минерализации пластовых вод. Оказалось, что и в этом случае чувствительность двух методик, примерно, одинакова. Согласно результатам расчетов погрешность оценки коэффициента нефтенасыщенности, обусловленная изменением минерализации пластовых вод на 20 г/л , составляет 5–10% для обеих методик. При изменении минерализации пластовых вод на 100 г/л погрешность определения коэффициента нефтенасыщенности может достигать 20–25%.

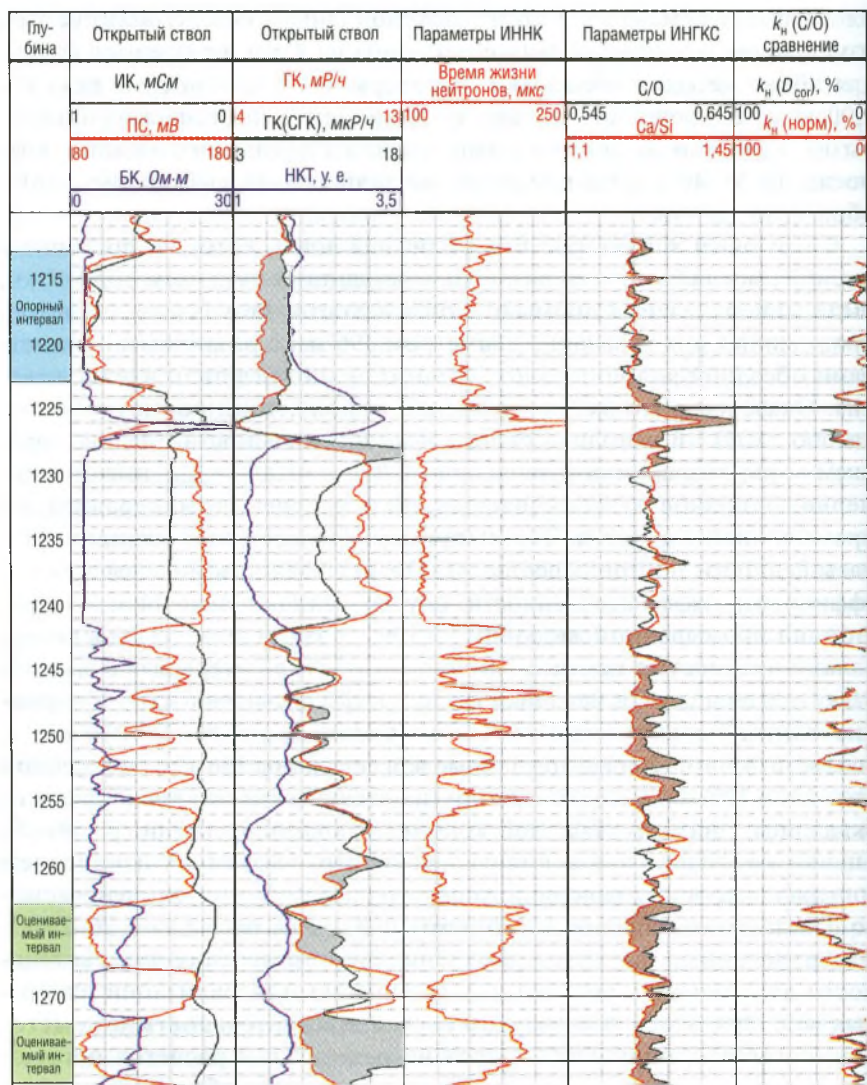


Рис. 3. Пример оценки нефтенасыщенности пород по данным ИНГКС-C/O (АИМС).

$k_n (D_{cor})$ – нефтенасыщенность, рассчитанная по приращению $<C/O>$; $k_n (C/O)$ – нефтенасыщенность, рассчитанная по нормализованным отношениям $<C/O>$ и $<Ca/Si>_{неупр}$

На рис. 3 приведен пример обработки данных ИНГКС-С/О по двум методикам. В данном примере оцениваемые пласты (1263–1267 и 1272–1276 м) и опорный пласт (1214–1223 м) представляют терригенные коллекторы с одинаковыми свойствами (глинистостью, пористостью, карбонатностью). Однако в исследуемых коллекторах наблюдается значительное увеличение времени жизни нейтронов, определяемое по данным ИННК, что является одним из признаков изменения минерализации пластовых вод. Результаты обработки данных С/О-каротажа по двум методикам достаточно хорошо согласуются. Аналогичная ситуация наблюдается и при постоянном уровне минерализации вод. На рис. 4 сравниваются результаты обработки данных по двум методикам для подобного случая. Приведенное сравнение результатов обработки данных по двум методикам подтверждает, что мето-

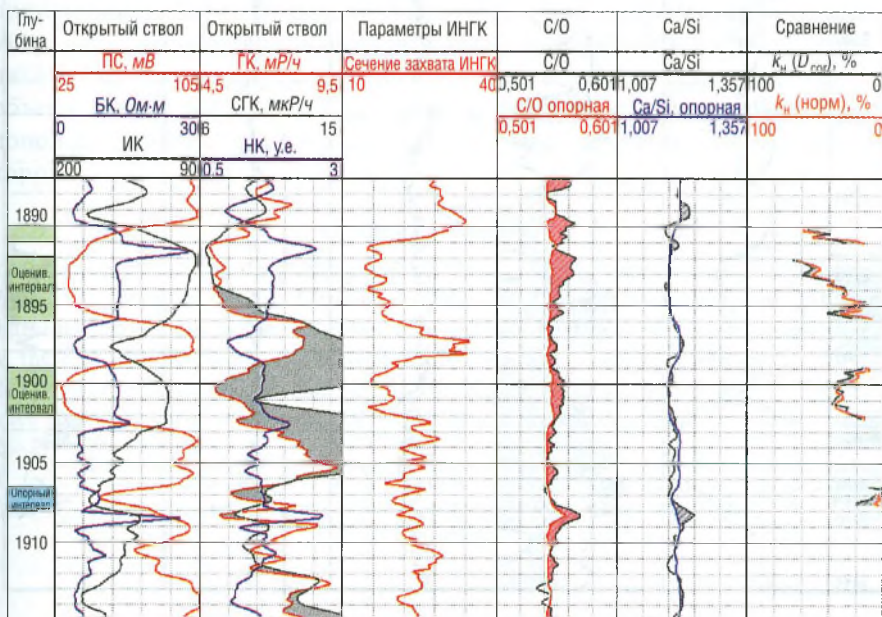


Рис. 4. Пример оценки нефтенасыщенности пород по данным ИНГКС-С/О (АИМС):

$k_n(D_{cor})$ – нефтенасыщенность, рассчитанная по приращению $\langle C/O \rangle$; $k_n(C/O)$ – нефтенасыщенность, рассчитанная по нормализованным отношениям $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle_{неупр}$

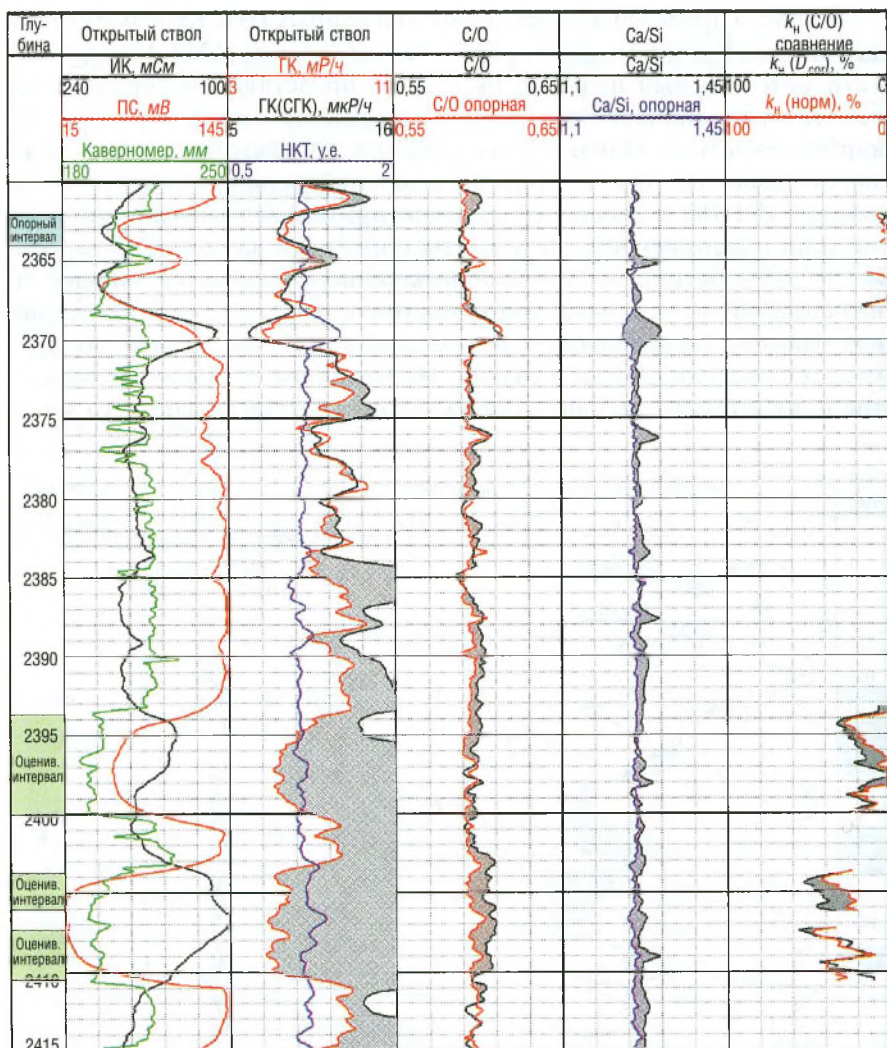


Рис. 5. Пример оценки нефтенасыщенности пород по данным ИНГКС-C/O (АИМС):

$k_n (D_{cor})$ – нефтенасыщенность, рассчитанная по приращению $<C/O>$; $k_n (C/O)$ – нефтенасыщенность, рассчитанная по нормализованным отношениям $<C/O>$ и $<Ca/Si>$ неупр

дики имеют, примерно, одинаковую погрешность к изменению минерализации пластовых вод.

Проведенные исследования показали, что методика оценки нефтенасыщенности по приращению $<C/O>$ и методика оценки нефтенасыщенности с использованием нормализованных отношений $<C/O>$ и $<Ca/Si>_{неупр}$ имеют одинаковую чувствительность к изменению большинства параметров ближней зоны (плотности и составу цемента, минерализации промывочной жидкости, толщине стенки обсадной колонны). Единственным фактором (из рассмотренных), который может привести к принципиальному различию результатов обработки по двум методикам, является диаметр скважины. При этом влияние неконтролируемого изменения диаметра скважины на величину погрешности оценки коэффициента нефтенасыщенности более слабое при использовании методики оценки нефтенасыщенности по приращению $<C/O>$. Однако существуют и другие факторы, которые могут обуславливать различие результатов обработок по двум методикам. На рис. 5 приведен один из таких примеров. Для того чтобы объективно установить причины имеющихся различий, необходимы дополнительные исследования свойств оцениваемых пластов-коллекторов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Roscoe B. A., Stoller C., Adolph R. A., Boutemy Y., Cheeseborough J. C. III, Hall J. S., McKeon D. C., Pittman D., Seeman B. and Thomas S. R. // A New Throung-Tubing Oil-Saturation Measurement System. Paper SPE 21413, presented at the SPE Middle East oil Show. Bahrain, November 16–19, 1991.
2. Jacobson A., Ethridge R. and Simpson G. A new small-diameter, high-performance reservoir monitoring tool. SPWLA 39th Annual Logging Symposium, Mae 26–29. 1998.
3. Jacobson L. A. and Wyatt D. F. Elemental yields and complex lithology analysis from the pulsed spectral gamma log // The Log Analyst. Jan-Feb. 1996.

УДК 550.832

Э. Р. Горохова, О. Б. Максимова, С. В. Мрозовская
ООО "Нефтегазгеофизика"

ОБ УЧЕТЕ ВЛИЯНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СТВОЛА СКВАЖИН НА ИНФОРМАТИВНОСТЬ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ МЕТОДОВ ГИС

Анализируется влияние различных факторов технического состояния ствола скважин на точность определения количественных параметров пород методами ГИС.

Один из способов повышения качества ГИС – снижение влияния скважинных условий. Решение этой задачи обеспечивается:

- выбором оптимального комплекса геофизических исследований скважин исходя из литологии разреза и технических условий в скважине на момент проведения исследований;
- соблюдением технологий бурения, уменьшением интервала времени между разбуриванием перспективного интервала и проведением каротажа;
- соблюдением технологии каротажа.

Основным фактором, влияющим на качество результатов интерпретации, является влияние скважинных условий на результаты измерений. Недопустимыми являются понижение требований к техническому состоянию скважины на момент проведения каротажа, а также использование геофизической аппаратуры в неблагоприятных условиях. Рассмотрим некоторые примеры того, как необоснованный выбор комплекса ГИС и осложнение технических условий проведения каротажа влияют на однозначность интерпретации получаемых данных.

На рис. 1 приведен пример исследования скважины в терригенном разрезе. Заказанный интервал проведения каротажа – 1380 м. Столь значительный интервал проведения детальных исследований является грубым нарушением действующих регламентов по проведению геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах (см. "Техническую инструкцию по ГИС"). Проведен анализ материалов ГИС, полученных при заданных геолого-технологичес-

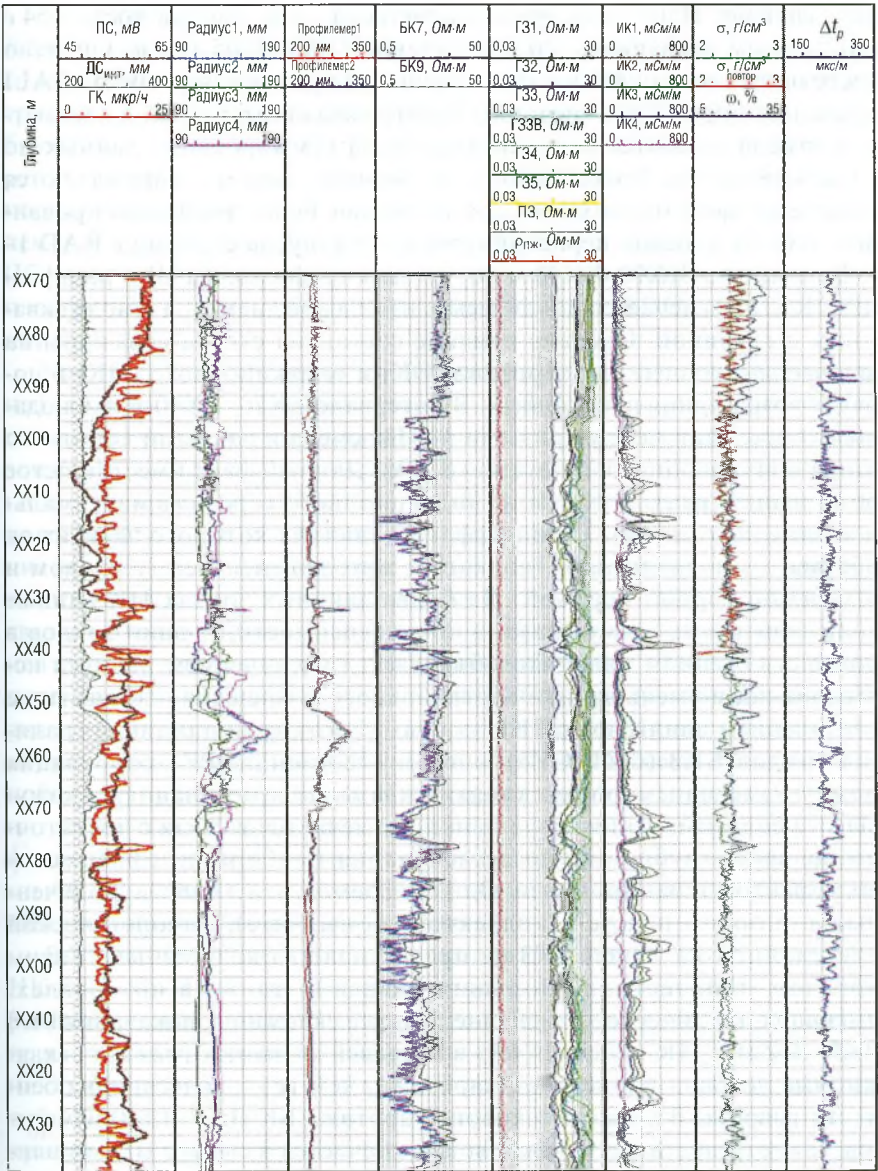


Рис. 1. Наличие сходимости в интервале перекрытия ГК-П

ких условиях. Плотность бурового раствора – $1,2 \text{ г/см}^3$, вязкость – 54 с (по данным заказчика), сопротивление ПЖ – $0,05 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. Оценено состояние ствола скважины: интегральная кривая каверномера CALI позволяет определить средний диаметр скважины, но детали геометрии ствола являются сглаженными из-за суммирования данных по двум плоскостям. Более информативными в данном случае являются кривые профиломеров C1 и C2, а также еще более дифференцированные замеры взаимно перпендикулярных радиусов скважины RAD 1–4. В интервале XX70–XX40 м по данным профиломера C1 и радиусомера RAD3 отмечается циклическое изменение диаметра ствола скважины с глубиной. Оценено влияние состояния ствола скважины на данные электрического каротажа (ЭК) и индукционного (ИК) в порядке возрастания длин зондов. В интервале XX70–XX40 м наблюдается корреляция между кривыми профиломера и данными короткого зонда индукционного каротажа (IC1A). Данный факт имеет простое объяснение – на короткий зонд индукционного каротажа максимальное влияние оказывает скин-эффект, величина которого зависит от объема и минерализации жидкости, находящейся между зондом и изучаемой горной породой. На более длинных зондах ИК данные аномалии также присутствуют, но в зависимости от длин зондов в более сглаженном виде, что объясняется увеличением радиуса исследования и уменьшением вертикального разрешения совместно с увеличением длины зонда. На данных коротких (и длинных) градиент-зондов БКЗ (GZ1–GZ5) и потенциал-зонда (PZ) корреляция между изменением формы стенки скважины и показаниями кажущегося сопротивления визуально не отмечается в связи с достаточно большой глубиной исследования приборами и наложением эффектов экранирования. Однако совместить отсчеты, полученные в опорном пласте-неколлекторе (аргиллите), с теоретической двухслойной палеткой БКЗ не представляется возможным. Таким образом, в интервалах больших каверн, а также в интервалах, имеющих циклическое изменение радиуса скважины, показания БКЗ (GZ1–GZ5) и ИК (IC1A–IC4A) в большей степени отражают скважинные условия проведения каротажа, чем геологические особенности разреза. В данных бокового каротажа БК (LL7, LL9) изменение геометрии ствола скважины не отмечается в связи с малым влиянием скважины из-за низкого значения УЭС ПЖ; отмечается корреляция с разрезом.

Методы определения литологии и пористости в интервале XX70–XX40 м представлены основным и повторным замерами плотностного гамма-гамма-каротажа ГГК-П (RHOV и RHO₋) (скорости регистрации соответственно 200 и 100 м/ч), в интервале XX70–XX40 м наблюдается хорошая сходимость материала. При совместном рассмотрении данных каротажа ГГК-П, кавернометрии и ИК существует корреляция между кривыми диаметра скважины по данным профилемера (C1), кажущейся проводимостью по короткому зонду ИК (IC1A) и кривым плотности по основному и повторному замерам плотностного гамма-гамма-каротажа (RHOV и RHO₋ соответственно) (рис. 1).

Корреляция наиболее четко прослеживается именно между указанными кривыми из-за соизмеримости их вертикальной разрешающей способности. Вертикальная разрешающая способность короткого зонда ИК (IC1A) соизмерима с разрешающей способностью бокового микрокаротажа МБК (MLL), ГГК-П (RHOV) и нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам ННК-Т (водородосодержание по ННК-Т – TRNP). Однако МБК и ГГК-П являются прижимными, поэтому на них отмечается резкое снижение качества данных в связи с плохим прижатием датчиков. Кривая водородосодержания нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (TRNP) в данном интервале также коррелирует с кривыми одного из взаимно перпендикулярных радиусов (RAD3) и профилемера (C1), но влияние геометрии ствола на данные ННК-Т значительно слабее из-за неприжимной конструкции прибора. Интерпретация АК в представленном интервале также затруднена вследствие аномально высокого коэффициента рассеяния на стенках скважины. Корреляция между данными АК, ГК, НК и БК прослеживается только в интервалах, не подвергшихся дополнительной проработке.

Выберем опорные пласты для оценки достоверности методов АК–НК–ГГК-П. Наиболее детально отражают геологические свойства разреза данные гамма-каротажа ГК (GR), так как на данный метод не влияет конфигурация ствола скважины. Увеличение глубины проникновения фильтра ПЖ в пласт приводит к выполаживанию кривой ПС на границах пласта и к уменьшению амплитуды отклонения кривой ПС, таким образом, ухудшается корреляция данных ГК и каротажа самопроизвольной поляризации ПС (SP), поэтому для выбора интервалов руководствуемся показаниями ГК. При последователь-

ном рассмотрении разноглубинных интервалов можно сделать вывод об улучшении состояния ствола скважины с глубиной. Рассмотрим положение проекций точек выбранных интервалов в системе координат АК–НК–ГГК–П на рис. 2.

Желтые, оранжевые и красные точки соответствуют выбранным песчаникам. Яркость окраски соответствует увеличению глубины. Глины отражены холодной цветовой гаммой. По результатам кросс-плотинга прослеживается закономерное ухудшение расчленяющей способности методов АК–НК–ГГК–П вверх по разрезу с увеличением промежутка времени между вскрытием интервала бурением и проведением каротажа. Таким образом, в верхнем участке разреза расчленяющая способность комплекса АК–НК–ГГК–П резко снижается. Погрешность определения k_{Π} в средней части разреза – 5–7%, в верхней достигает 10%.

Совпадение основных и контрольных замеров, взаимная корреляция кривых, записанных принципиально различной аппаратурой в разные спускоподъемные операции (СПО) (ЭК, ИК, РК, АК), позволяет сделать вывод о хорошем качестве регистрации данных.

Аномально высокое влияние технологических условий на данные ГИС свидетельствует о нарушении технологии проведения исследований во время подготовки скважины:

- превышение интервала времени между бурением и каротажом;
- использование буровых растворов с пониженной вязкостью.

Любая из двух вышеуказанных причин (или обе вместе) приводит к увеличению кавернозности ствола скважины, изменению геометрии от кругового к овальному. По результатам исследования данной скважины дать однозначное заключение по литологическому расчленению разреза, коллекторским свойствам и оценке насыщенности коллекторов в верхнем интервале мощностью 800 м затруднительно. В нижней части разреза, составляющей 400 м, интерпретационные параметры определяются с удовлетворительной точностью.

Рассмотрим результаты оценки качества регистрации данных по другой скважине того же региона, представленной на рис. 3.

Состояние ствола скважины. Соппротивление ПЖ = 0,063 Ом·м. Скважина характеризуется изменением диаметра ствола в диапазоне от 307 до 510 мм. Данные условия накладывают ограничения на применение методов электрического и электромагнитного каротажа по теории методов и по применению аппаратурных средств. Для

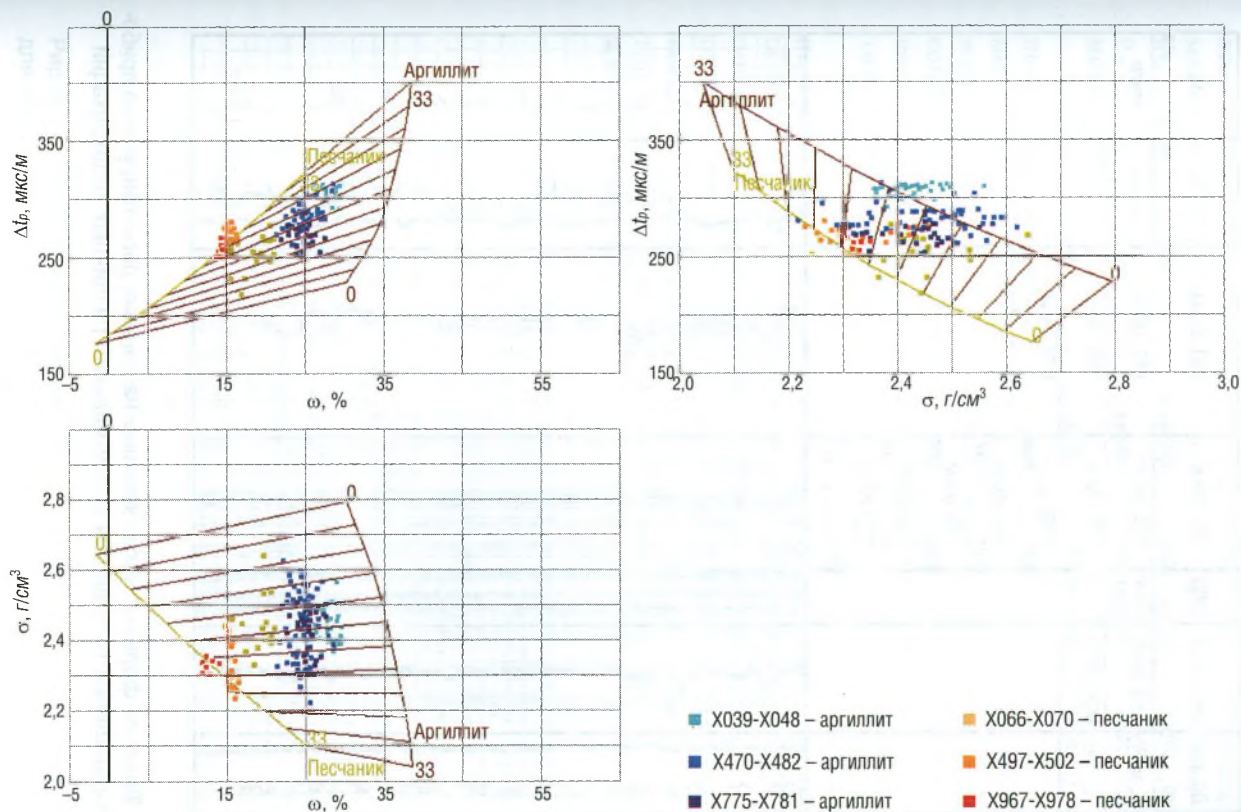


Рис. 2. Ухудшение расчленяющей способности комплекса АК-НК-ГГК-П с увеличением времени, прошедшим между вскрытием интервала бурения и проведением в нем каротажа

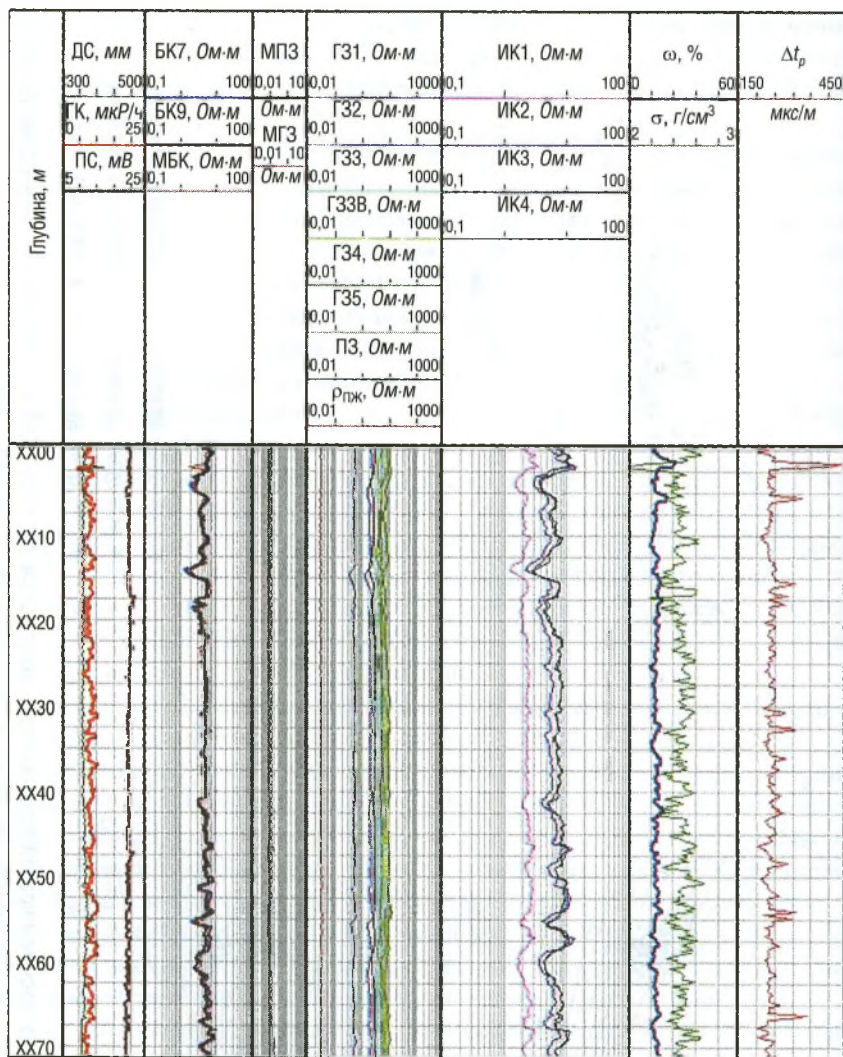


Рис. 3. Влияние формы ствола скважины на данные, регистрируемые приборами определения кажущегося сопротивления различных модификаций

всех методов электрического и электромагнитного каротажа математическое моделирование влияния скважинных условий проведено для диаметров ствола скважины от 80 до 360 мм; соотношение ρ_{Π}/ρ_c (ρ_{Π} – сопротивление пласта; ρ_c – сопротивление скважины) – менее 250.

Качество регистрации данных ГИС является удовлетворительным, то есть наблюдается сходимость основного и повторного замеров. В интервалах глубин, характеризующихся диаметром скважины менее 360 мм, при определении удельного электрического сопротивления (УЭС) в попластовом режиме, зарегистрированные показания кажущегося сопротивления (КС) лежат в области допустимых погрешностей.

Применение индукционного каротажа в скважинах с высокими значениями скин-фактора ограничено в связи с большими значениями скин-фактора. Кроме того, аппаратура индукционного каротажа, используемая в данном примере, применима для скважин диаметром от 90 до 400 мм (Руководство по эксплуатации). Величины поправок в значения кажущихся проводимостей за геометрический фактор представлены на рис. 4. Данные приведены для диаметра скважины 150–400 мм.

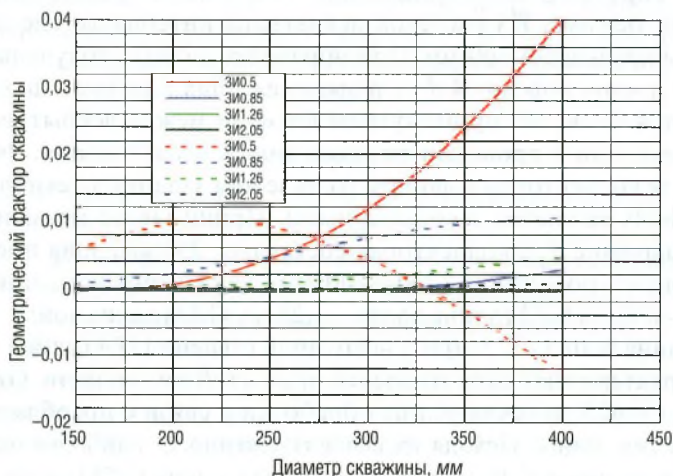


Рис. 4. Палетка определения величины геометрического фактора скважины для аппаратуры ИКЗ-2Т

Зонд	Поправки к γ_k , мСм/м Прибор на оси скважины	Поправки к γ_k , мСм/м Прибор на стенке скважины
ЗИ0.5	0–500	–125–162
ЗИ0.85	0–37	10–125
ЗИ1.26	0	62
ЗИ2.05	0	0–12

Благоприятным условием проведения бокового каротажа (БК) является понижающее проникновение, при котором величина вводимой поправки за геометрический фактор в показания БК значительно меньше, чем при повышающем проникновении. Однако при $d_z > 0,25 d_c$ (d_z – диаметр зонда; d_c – диаметр скважины) геометрический фактор резко возрастает, что ограничивает применение БК. Существующая аппаратура бокового каротажа имеет диаметры зонда от 73 до 96 мм, следовательно, область применения ограничена диаметрами ствола от 290 до 376 мм, что не позволяет эффективно использовать данные БК при интерпретации материалов.

В связи с ранее изложенным БКЗ является основным методом определения сопротивления. Определение УЭС пласта проводилось в попластовом режиме. Из расчетов исключены интервалы, где диаметр скважины превышает 360 мм. При обработке данных получены значения зоны проникновения $4 d_c$, а в вышележащих пластах – до $6 d_c$, что объясняется большим промежутком времени между вскрытием пластов-коллекторов и проведением скважинных исследований. Значения $(4–6) d_c$ для коллекторов в данном разрезе при заданных технологических условиях являются закономерными. Принимая во внимание, что среднее значение d_c в коллекторах составляет 350 мм, зона проникновения ориентировочно – 1400–2100 мм. Таким образом, показания градиент-зондов GZ2 (длина зонда – 1,25 м), GZ3 (длина зонда – 2,5 м), GZ3В (длина зонда – 2,5 м) и в некоторой степени GZ4 (длина зонда – 4,5 м), характеризуют сопротивления промытой зоны пласта. GZ1 (длина зонда – 0,425 м) исключен из обработки в связи с преобладающим влиянием скважины. Исходя из вышеизложенного, наиболее достоверную информацию о УЭС пласта предоставляет зонд GZ5 (длина зонда – 8,5 м), но и его применение ограничено сильным влиянием вмещающих пород.

ПС выположена, как и в предыдущей скважине, вследствие глубокого проникновения промывочной жидкости в пласт. Применение ГГК-П ограничено, так как механизм прижимной лапы рассчитан на диаметр скважины, не превышающий 400 мм.

Необходимо отметить, что потеря данных при каротаже открытого ствола является невосполнимой. Не существует альтернативных методов для проведения детального расчленения разреза и оценки характера насыщения в обсаженных скважинах. Тем не менее данная информация является необходимой при выполнении работ по контролю за разработкой, определении мест негерметичности обсадных труб и наличии перетоков в скважинах действующего фонда. На представленных двух скважинах не удалось однозначно решить поставленные задачи несмотря на расширенный комплекс ГИС. Это вызвано слабой информативностью методов ГИС при данных геолого-технологических условиях. Следует отметить, что качество регистрации данных в обеих скважинах хорошее. На показания методов влияют следующие факторы: высокая кавернозность ствола скважины, а также цикличное изменение радиуса скважины, что является причиной плохого прижатия датчиков приборов, высокая минерализация промывочной жидкости, сокращающая область применения индукционного каротажа. Сокращение интервала проведения ГИС и следовательно, времени между разбуриванием и изучением интересующих горизонтов позволит значительно повысить качество материалов ГИС.

ЛИТЕРАТУРА

1. Васильев Ю. М., Мильничук В. С., Арабаджи М. С. Общая и историческая геология. М.: Недра, 1977.
2. Дахнов В. Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1962.
3. Померанц Л. И., Бондаренко М. Т., Гулин Ю. А., Козяр В. Ф. Геофизические методы исследования нефтяных и газовых скважин. М.: Недра, 1981.
4. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. М.: Минэнерго России, 2001.