

# Информационные сообщения

---

---

УДК 550.832

*В. Т. Перельгин, В. Н. Даниленко, А. А. Сергеев*  
*АО НПП «ВНИИГИС»*

## **СОВРЕМЕННАЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ПЛАТФОРМА ВНИИГИС ДЛЯ РЕШЕНИЯ СЛОЖНЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ ЗАДАЧ В НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ**

Представлены основные достижения ВНИИГИС по следующим направлениям: контроль нефтенасыщенности комплексом радиоактивных методов, пространственные методы исследований околоскважинного пространства, контроль технического состояния скважин, технологии для исследования и добычи трудноизвлекаемых запасов, гидродинамический каротаж приборами на кабеле и сверлящие керноотборники, технология глубинного промыслового мониторинга разработки месторождений.

*Ключевые слова: контроль нефтенасыщенности, радиоактивные методы, наклономер, вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП), электромагнитная дефектоскопия, трудноизвлекаемые запасы, сверлящий перфоратор, гидродинамический каротаж, пробоотборник, керноотборник.*

АО НПП «ВНИИГИС» является одним из крупнейших научно-производственных центров геофизических исследований скважин в России. В настоящее время компания представляет собой группу собственно ВНИИГИС и целого ряда малых предприятий, занимающихся сервисными работами и созданием и усовершенствованием совместно с ВНИИГИС новых разработок, направленных на решение сложных геолого-технических задач.

В последние десятилетия мировая нефтегазовая отрасль все настойчивее стремится извлекать нефть и газ из нетрадиционных источников – битуминозных песчаников и глинистых сланцев, которые относятся к категории трудноизвлекаемых запасов. Становятся все более актуальными вопросы контроля процесса эксплуатации месторождений углеводородов, подземных хранилищ газа, охраны окружающей среды, требующие создания эффективных технологий контроля целостности крепления ствола скважин.

В АО НПП «ВНИИГИС накоплен большой опыт в решении следующих задач. Рассмотрим последовательно этот опыт.

### **Технологии ВНИИГИС для контроля нефтенасыщенности комплексом радиоактивных методов**

Разработан аппаратурно-методический комплекс импульсных нейтронных методов каротажа для определения коэффициента текущей нефте- и битумонасыщенности коллекторов. Комплекс включает аппаратуру и методы спектрометрического импульсного нейтронного гамма-каротажа (ИНГК-С), углеродно-кислородного каротажа (С/О), интегрального импульсного нейтронного каротажа в модификациях ИННК и ИНГК, спектрометрического гамма-каротажа (СГК). Приборы ИННК и ИНГК могут дополняться модулями магнитного локатора муфт (МЛМ) и гамма-каротажа (ГК), выполняться в термостойком варианте (до 150–175 °С).

Метод ИНГК-С в основном выполняется в режиме С/О-каротажа, то есть с использованием спектральных отношений из спектров ГИНР и ГИРЗ (рис. 1) и дальнейшим расчетом коэффициента текущей нефтенасыщенности на основе физического моделирования. В последнее время при обработке данных ИНГК-С по регистрируемым спектрам проводятся расчеты количественного содержания отдельных химических элементов: Cl, C, O, H, Ca, Si, Mg, S, Fe, Na, Al и других. Они производятся на основе математически рассчитанных спектров различных элементов с привязкой к спектрам физических моделей, записанных конкретным прибором. Опыт показывает, что информативность данного комплекса находится на уровне 80–90% подтверждаемости, что является очень хорошим результатом, учитывая массу методических и аппаратурных ограничений, влияющих на эффективность импульсных нейтронных методов [1].

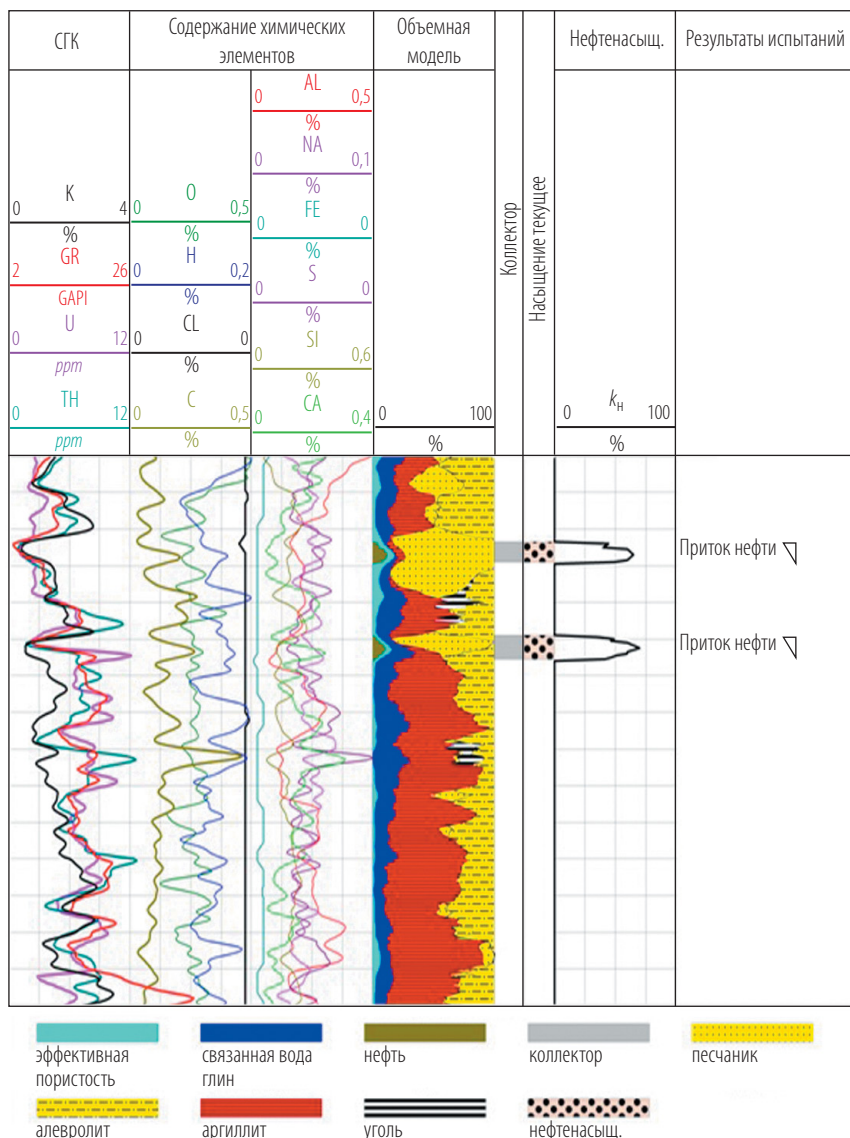


Рис. 1. Результаты обработки данных метода ИНГК-С для расчета литологической модели и определения насыщения коллекторов в разведочной скважине

Данные комплекса методов ИНГК-С (С/О), ИННК (ИНГК), СГК позволяют получать большое число различных параметров и обеспечивают достоверное описание исследуемого разреза нефтегазовой скважины, выделение коллекторов и количественное определение характера их насыщения. Комплекс весьма востребован для решения широкого круга геолого-геофизических задач как на месторождениях старого фонда, так и для исследования строящихся скважин. Модернизация комплекса с использованием опыта проведенных исследований направлена на дальнейшее улучшение технологичности проводимых работ и повышение их результативности и информативности.

Успешно прошла опытно-промышленное опробование на объектах «Лукойл-Пермь» инновационная разработка – двухзондовый скважинный прибор спектрометрического импульсного многоканального нейтронного гамма-каротажа ЦСП-2ИМКС-73 (рис. 2). Прибор построен с применением современных схемотехнических решений и кристаллов на основе бромида лантана. За одну спуско-подъемную операцию аппаратура реализует широкий комплекс ядерно-физических методов геофизических исследований скважин: двухзондовый спектрометрический импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГК-С), в том числе углеродно-кислородный (С/О) каротаж, двухзондовый импульсный нейтронный гамма-каротаж (2ИНГК), спектрометрический и интегральный гамма-каротаж (СГК, ГК), и может заменить используемый комплекс скважинных приборов ядерно-геофизических методов каротажа для оценки нефтенасыщенности в обсаженных скважинах малого диаметра. Проводится научно-исследовательская работа по изготовлению варианта данной аппаратуры на кристаллах германата висмута. Идет разработка программного обеспечения для обработки и интерпретации материалов ГИС с целью определения минералогического состава горных пород, количественной оценки органического углерода [1].

Во ВНИИГИС разработана технология диагностики нетрадиционных коллекторов на основе зондирования комплексом нейтронных методов.

По технологии дефицита плотности и водородосодержания подтверждаются определенные по ГИС коллекторы и выделяются дополнительные низкопроницаемые и трещиноватые нефтегазоносные коллекторы, в том числе относящиеся к нетрадиционным. Наиболее эффективной и информативной аппаратурой для таких исследований

является разработанная в последние годы пятизондовая аппаратура спектрометрического нейтронного гамма-каротажа КСПРК-Ш, реализующая методы трехзондового спектрометрического нейтронного гамма-каротажа (ЗСНГК), двухзондового нейтрон-нейтронного каротажа (2ННК) и спектрометрического гамма-каротажа (СГК), обладающая высокими технологическими возможностями. Разработан и добавлен в комплекс локатор муфт с толщиномером и датчиком давления. Эта аппаратура позволяет полностью реализовать технологию зондирования околоскважинного пространства по комплексу нейтронных методов, определить наличие и фазовое состояние углеводородных флюидов в прискважинной зоне, а также их распределение в радиальном и вертикальном направлениях [2].

Измерения нейтронными методами с помощью пятизондового прибора КСПРК-Ш сопряжены во времени и пространстве и позволяют решить следующие геологические задачи:

- выделение нефтеносных и газоносных коллекторов с оценкой коэффициентов нефте- и газонасыщенности и их изменение в радиальном направлении. Это значительно повышает достоверность выделения нефтегазоносных интервалов и позволяет получить информацию о динамике флюидов в прискважинной зоне как в открытом столе, так и в обсаженной скважине;

- выделение интервалов выпадения парафинов, битумов, солей, заколонных перетоков, газовых пробок (блокирующих выход нефти), обводненных пресными водами в обсаженной скважине. Это позволяет правильно организовать капремонт скважин;

- выделение интервалов низкопроницаемых нефтегазоносных пластов по свободному газу в прискважинной зоне как объектов, требующих специального подхода к их освоению и ввода в эксплуатацию;

- литологическое расчленение разреза;

- выявление заколонных перетоков и скоплений газа;

- оценка степени заполнения заколонного пространства цементом и камнем;

- контроль ремонтно-изоляционных работ в нефтегазовых скважинах;

- выделение трещин гидроразрыва пласта.

После многочисленных испытаний, опытно-методических и производственных работ на скважинах аппаратура КСПРК-Ш узнаваема у заказчиков и успешно работает в производственном режиме.



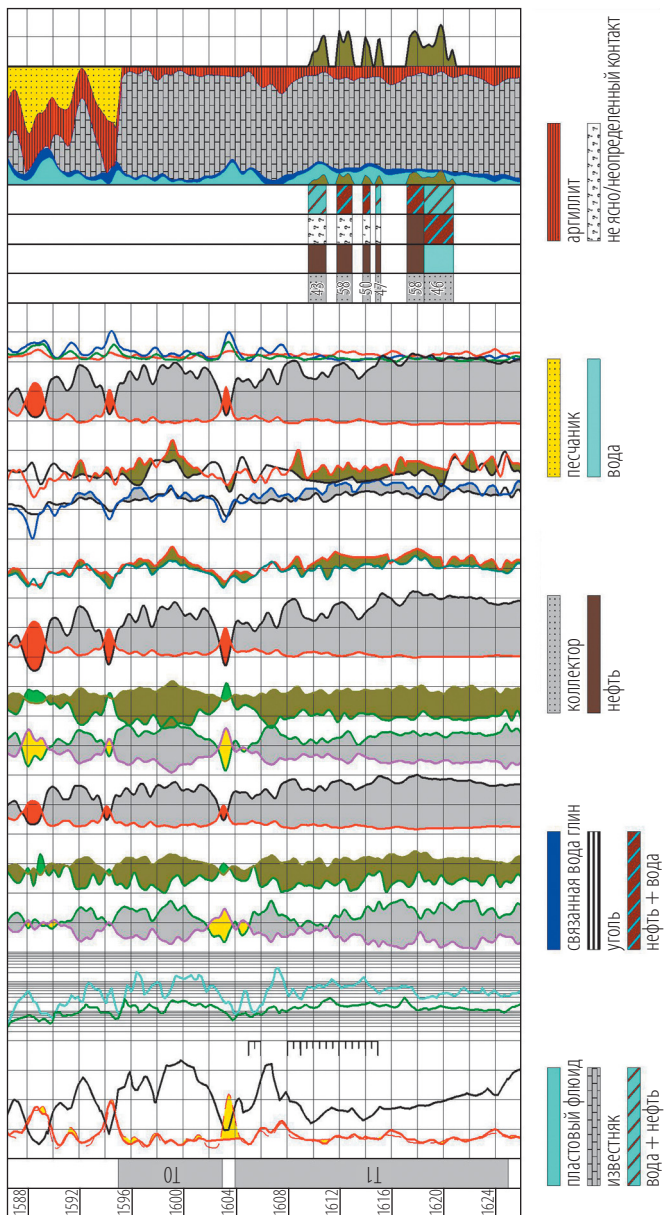


Рис. 2. Результаты обработки материалов, полученных прибором ЦСП-2ИМКС-73 в эксплуатационной скважине





Созданы технологии, позволяющие решить целый ряд задач, возникающих при эксплуатации скважин и подземных хранилищ газа, на основе разработанных в АО НПП «ВНИИГИС» и АО НПФ «ГИТАС» приборов и методик спектрометрического гамма-каротажа, широкодиапазонного спектрометрического нейтронного-гамма-каротажа (СНГК-Ш) [3]. Учет взаимосвязи показаний нейтронных и нейтронно-гамма методов позволяет разработать методики оценки плотностных и емкостных характеристик пород [4–7].

С точки зрения оптимального использования физических предпосылок и их математического представления в технологии интерпретации представляет особый интерес способ, основанный на моделировании взаимосвязи НГК и ННК-Т от водонасыщенности ( $k_v$ ) [5]. По оценке насыщенности коллекторов строится флюидальная модель. Пример построения флюидальной модели коллекторов на основе показаний ННК-Т и НГК приведен на рис. 3.

### **Пространственные методы исследований околоскважинного пространства**

Во ВНИИГИС продолжают работы по совершенствованию скважинной сейсмической аппаратуры в плане повышения функциональности, термостойкости (175–200 °С) и использования ее совместно с наземной сейсморазведкой 2D и 3D. Расширяется круг задач, решаемых ВСП, не только по изучению структуры околоскважинного пространства, но и по контролю за гидроразрывом пластов, выделению застойных зон нефти в обводненных месторождениях, а также при проектировании мест заложения нагнетательных скважин при эксплуатации месторождений.

ВНИИГИС совместно с ГИТАС первые в России проводят работы методом обращенного годографа (МОГ ВСП), специфика которого позволяет изучать структуру околоскважинного пространства по всему интервалу исследования с его подзабойной частью включительно. Система наблюдений при проведении работ МОГ ВСП заключается в перемещении положений пунктов взрыва при фиксированном положении приемников (от 8 до 100 шт.). По сравнению с работами непродольного ВСП модификация МОГ ВСП позволяет обеспечить более высокое соотношение сигнал–шум и существенное сокращение времени при проведении полевых работ, простой скважины уменьша-

ется в два раза и происходит увеличение в два раза эффективности работ. Всего наработано более 10 объектов, в том числе есть опыт работы в структурах Роснефти, Газпрома и за рубежом.

Совместная интерпретация данных МОГ ВСП и наземной сейсморазведки, а также переинтерпретация данных наземной сейсморазведки позволила выделить маломощные и малоамплитудные пласты, имеющих большое значение в условиях подземных газовых хранилищ.

Потребность в непрерывной записи и в определении ориентации сейсмоприемников при мониторинге гидроразрыва пласта привела к модернизации аппаратуры ВСП. В результате была создана аппаратура АСПУ-48-МЦП, имеющая следующие особенности:

- возможность применения высокоскоростной телеметрической линии связи (512 *кбит/с*) для осуществления прямой передачи сигналов, что ускоряет работы методами сейсморазведки и позволяет проводить сейсмический мониторинг в реальном времени, однако ограничивает максимальное количество одновременно используемых модулей;

- наличие энергонезависимой памяти большого объема в скважинных модулях, обеспечивающей непрерывную регистрацию сейсмических данных в течение не менее 24 часов, что позволяет проводить сейсмический мониторинг с большим количеством скважинных модулей;

- наличие 24-разрядного дельта-сигма аналого-цифрового преобразователя, что расширяет динамический диапазон и улучшает характеристики преобразования сигнала;

- предусмотрена регистрация меток времени, получаемых от приемников GPS/ГЛОНАСС для синхронизации записей сейсмического мониторинга в нескольких скважинах;

- использование современного интерфейса USB упрощает выбор компьютера;

- наличие акселерометров, обеспечивающих определение ориентации модулей в наклонных и в горизонтальных скважинах, а также магнитометров, обеспечивающих определение ориентации в необсаженных скважинах, позволяющих в некоторых случаях отказаться от дополнительных операций по определению ориентации модулей при сейсмическом мониторинге;

- заложенные при проектировании аппаратуры возможности аварийного управления прижимным устройством позволяют освободить

скважинные модули при наиболее вероятных неисправностях аппаратуры и каротажного кабеля;

– многофункциональное технологическое программное обеспечение, функционирующее в ОС Windows любых версий, начиная с XP, позволяющее проводить различные виды работ (ВСП, многопикетный режим НВСП, сейсмический мониторинг, МСК и др.), а также осуществлять глубокий контроль качества регистрируемых данных (выполнять режекторную и полосовую фильтрацию, вычисление спектров, различные виды суммирования накоплений).

Для выявления в разрезах скважин продуктивных трещинных коллекторов большое значение приобретает оценка пространственной ориентации трещиноватости пород в околоскважинном пространстве. Во ВНИИГИС разработан нефтяной вариант электрического сканера диаметром 73 мм (АЭСБ-73) повышенной разрешающей способности с 16-секционным фокусированным электродом. Электрический сканер позволяет выделять интервалы трещиноватости и в комплексе с имиджерами FMI (FMS, EMI) отличать вторичную (технологическую) трещиноватость от глубоких, возможно насыщенных, трещин.

Накоплен опыт определения структурно-тектонических особенностей нефтегазовых залежей, выявления в них трещинных коллекторов с помощью индукционного пластового наклономера (ИПТН).

Развитие элементной базы позволило в 2020 г. создать модификацию аппаратуры индукционной наклонометрии с цифровой обработкой сигналов. В этой модификации сигналы индукционного зонда оцифровываются непосредственно на радиочастоте и все дальнейшие преобразования выполняются в цифровом виде с помощью высокопроизводительного микроконтроллера. В результате значительно снизилась температурная зависимость параметров и удалось расширить рабочий температурный диапазон. Применение микроконтроллера также позволило измерять и передавать по каротажному кабелю значения диагностических параметров, таких как частоты и амплитуды сигналов генераторов, флаги ошибок, серийный номер прибора, причем с сохранением обратной совместимости с имеющимися наземными средствами регистрации и обработки. Удалось также реализовать цифровое автоматическое управление скоростью вращения электродвигателя привода зонда, что упростило работу оператора на скважине.

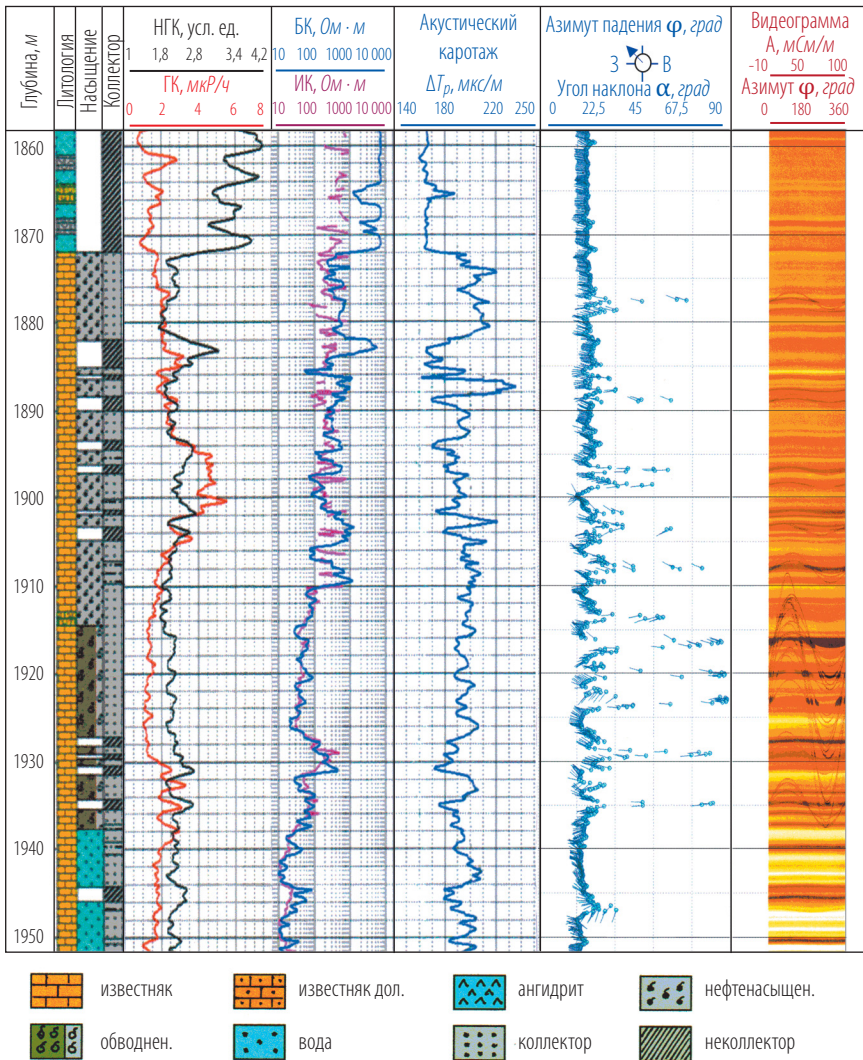


Рис. 4. Пример характера обводнения вертикальной трещиноватости Восточного участка Оренбургского газоконденсатного месторождения

Метод ИПТН не только позволяет выделять межпластовые границы в скважине и их пространственное положение, но и может успешно использоваться для выделения вертикально- и субвертикально-трещинных коллекторов в разрезах скважин, выбора пластов для гидроразрыва по естественным вертикальным и субвертикальным трещинам, для проектирования оптимальной ориентации заложения наклонно-направленных и горизонтальных скважин (ГС), выявления в продуктивных пластах «языков» вертикального обводнения и подтягивания водонефтяного контакта (ВНК) и для решения других промыслово-разведочных задач.

Так, на одной из скважин Оренбургского газоконденсатного месторождения были выявлены по ИПТН вертикальные и субвертикальные трещины (рис. 4).

### **Контроль технического состояния нефтегазовых скважин**

Широкое распространение в России и ряде зарубежных стран, таких как Китай, Казахстан, Белоруссия и страны Ближнего Востока, получили разработанные во ВНИИГИС электромагнитные дефектоскопы ЭМДС-ТМ-42 и совместно с НПФ «ГИТАС» приборы МИД-К. В частности, в Китай поставлено более 50 приборов этого типа в обычном и модульном исполнении.

Электромагнитные дефектоскопы МИД-К обеспечены современной телеметрической системой, позволяющей передавать большие объемы информации с высокой точностью измерений. МИД-К включают осевой зонд  $Z$ , два поперечных зонда ( $X$ ,  $Y$ ), зонд ГК, датчик давления и термометр. Аппаратура позволяет определять толщину первой и второй колонн, дефекты, интервалы коррозии и перфорации в двухколонных конструкциях, а также используется для мониторинга технического состояния обсадных колонн и НКТ на подземных хранилищах газа (ПХГ) и нефтегазовых скважин.

Особую актуальность в трех- и четырехколонных конструкциях скважин приобретает проблема раздельного выделения дефектов и определения толщины стенок по каждой колонне в отдельности. Становится актуальным изучение не только третьей, но и четвертой от оси скважины колонны, а также колонн большого диаметра – до 473–508–610 мм. ВНИИГИС совместно с ГИТАС успешно реализует проект в данном направлении.

Совместно с АО «ГИТАС» разработан новый прибор МИД-4 для контроля технического состояния скважин до пяти колонн включительно с определением толщины стенок четырех колонн. Дефектоскоп МИД-4 получил широкое применение в странах дальнего зарубежья.

В приведенном на рис. 5 примере оценки технического состояния пятиколонной скважины в интервале 1 обнаружены сквозное нарушение в пятой и четвертой колоннах (18", 13 3/8") и сильная коррозия в третьей колонне (9 5/8").

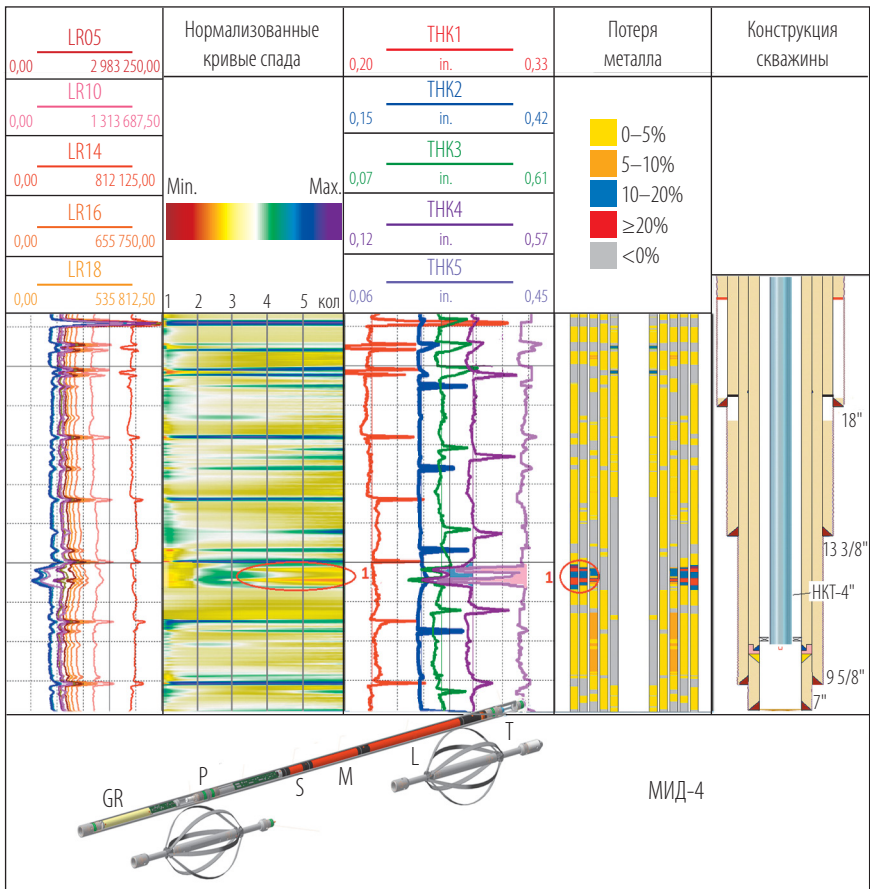


Рис. 5. Пример оценки технического состояния пятиколонной скважины

После успешных скважинных испытаний начались поставки автономного варианта магнитоимпульсного дефектоскопа (МИД).

В последние годы проведены исследования и разработаны магнитоимпульсные дефектоскопы с азимутальным и радиальным разрешением – МИД-К-ГК-С, МИД-СК-100. В различных модификациях аппаратуры используется от 6 до 12 датчиков.

С распространением в стране и за рубежом колтюбинговых установок все большую популярность получает аппаратура «Дефектоскоп-колтюбинг», предназначенная для контроля в реальном времени технического состояния гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ), используемых в колтюбинговых установках. Расширен диапазон исследуемых ГНКТ: 33, 38, 41, 50 мм. Ведутся разработки универсальной головки для дефектоскопа-колтюбинга, которая будет иметь возможность исследовать весь диапазон диаметров ГНКТ.

Прошел производственные испытания внутритрубный дефектоскоп МИД-ПТП. Аппаратура, перемещаясь вместе с потоком флюида (нефть, газ) и сканируя внутреннюю поверхность, позволяет исследовать промышленные трубопроводы для их аттестации с последующим мониторингом, с указанием дефектов и зон коррозии, с представлением количественных диаграмм или таблиц осредненной по окружности толщины трубы в миллиметрах.

Для обеспечения экологической безопасности эксплуатации нефтегазовых месторождений и оценки технического состояния работающей нефтегазовой скважины в НПФ «ГИТАС» совместно со специалистами ВНИИГИС разработана специализированная двухмодульная аппаратура ОТСК-ОСЗП для работы на кабеле. Она включает в себя все последние разработки в области магнитоимпульсной дефектоскопии и спектрометрического нейтронного гамма-каротажа и состоит из двух комплексов аппаратур: МИД-Сканера (или МИД-4), совмещенного с пятизондовой аппаратурой КСПРК-Ш. Аппаратура ОТСК-ОСЗП может быть совмещена с любым аппаратурным комплексом диаметром от 48 мм и выше. Термобаростойкость аппаратуры увеличена до 150 °С и 110 МПа соответственно. Проведены испытания новой зондовой части аппаратуры с целью улучшения работы в нефтяных скважинах. В настоящее время аппаратура востребована как в России, так и за рубежом, награждена Первой премией Правительства Российской Федерации. Разработан и проходит скважинные испытания автономный вариант аппаратуры ОТСК-ОСЗП.

Разработана также технология мониторинга изменения газонасыщенности подземных объектов хранения газа на основе метода переходных процессов с периодической передачей информации в центр наблюдений.

### **Технологии ВНИИГИС для исследования и добычи трудноизвлекаемых запасов**

Проблемы, возникающие при заканчивании скважин на этапах разобщения пластов и вторичного вскрытия пласта в сложных геолого-технических условиях, позволяют относить эту ситуацию к проблеме трудноизвлекаемых запасов. Практика показывает, что в сложных геолого-технических условиях цементирование, проводимое даже с использованием широкого спектра улучшающих технологических и технических средств (расширяющиеся тампонажные смеси, расхаживание колонны обсадных труб, установка заколонных пакеров и т. д.), не всегда способно исключить или уменьшить влияние причин возникновения заколонных перетоков. В этих условиях одним из методов, способствующих решению такой задачи, может стать вибрационное воздействие на цементный раствор, находящийся в заколонном пространстве. Такое воздействие, проводимое непосредственно после задавливания, приводит к более эффективному замещению промывочной жидкости цементным раствором в потенциально опасных зонах: кавернах, желобах, эксцентричного положения обсадных труб, неустойчивых перемычек между продуктивными и водоносными пластами – и формированию контакта с колонной и породой. Во ВНИИГИС разработана технология вибрационного воздействия на тампонажную смесь в процессе цементирования скважин, создаваемого дебалансным вибратором на каротажном кабеле ВЭМС-Д. Прибор предназначен для проведения работ в широком спектре технических условий при температурах до 150 С° и давлении 98 МПа.

Положительные результаты работ, проведенных вибраторами ВЭМС-Д на месторождении Шанли (КНР) и в 20 скважинах месторождения Узень (Казахстан) свидетельствуют об эффективности метода и эксплуатационной надежности аппаратуры [8].

Остается неизменной необходимость применения щадящих методов вторичного вскрытия в условиях, когда сохранение качества разобщения, достигнутого в процессе крепления, приобретает первостепенное



значение. Разработанный во ВНИИГИС аппаратурный ряд сверлящих перфораторов ПС-112М, ПГСП-2, ПГСП-3 позволяет выполнять широкий спектр задач при вводе в эксплуатацию и при ремонте скважин. Для вскрытия карбонатных коллекторов с ухудшенными фильтрационными свойствами и продуктивных объектов с глубокой зоной кольматации разработан сверлящий перфоратор ПГСП-3, позволяющий выполнять более протяженные каналы диаметром 20 мм, глубиной до 300 мм. По результатам опробований проведена модернизация гидравлической системы прибора, обеспечивающая возможность применения в наклонно-направленных и в ГС. Продолжаются работы по созданию малогабаритного перфоратора, предназначенного для вскрытия боковых отводов, забуриваемых в скважинах старого фонда и в бурящихся скважинах, обсаженных трубами диаметром 114, 127 и 140 мм.

Положительный опыт работ с применением метода межскважинной сейсмотомографии, проводимых ВНИИГИС совместно с ООО НПП «ИГИС» (А. Г. Болгаров) для решения различных задач в области инженерной геологии, результаты опробования метода в условиях нефтегазовых месторождений Башкортостана и за рубежом являются предпосылкой эффективного использования межскважинной томографии для изучения строения месторождений природных битумов (сверхвязких нефтей) и контроля их разработки. Большими возможностями в реализации метода межскважинной томографии обладает созданная во ВНИИГИС совместно с «СейсмоСетСервис» и ГИТАС цифровая многомодульная сейсмическая аппаратура АМЦ-ВСП, являющаяся образцом аппаратуры нового поколения [9].

### **Гидродинамический каротаж приборами на кабеле, опробование пластов и сверлящие керноотборники**

На сегодняшний день ВНИИГИС успешно поставляет на геофизический рынок параметрический ряд аппаратурно-методических комплексов гидродинамического каротажа (ГДК) и опробования пластов: АГИП-К, АГИС-Б и АИПД-7-10.

Для отбора герметичных проб жидкости и газа на заданной глубине ВНИИГИС в своем арсенале имеет пробоотборники ПГМ-36-300, ППГ-36-300, СПГ-65. Для проведения гидродинамических исследований скважин в дополнение к пробоотборнику ПГМ-36-300 разработан автономный манометр МТГ-25.

Дальнейшее развитие получил автономный пробоотборник ПМ-36-300А для горизонтальных и наклонных скважин. Эти пробоотборники в специальных контейнерах крепятся между трубами НКТ, затем при помощи наземного ремонтного оборудования связка труб НКТ и пробоотборников спускается в интервал испытания или добычи продукции.

В связи с возросшими требованиями к отбору качественных глубинных проб пластовой нефти и газа разработан баростойкий транспортировочный контейнер с термостатом, обеспечивающий температурный режим пробы такой же, как в условиях нахождения в скважине. В процессе транспортировки данные о состоянии пробы в реальном времени передаются по сотовым каналам связи в центр исследования пластовых проб.

Стали актуальными такие вопросы, как отбор проб в межколонном пространстве, азотная компенсация отбираемой пробы. ВНИИГИС совместно с ПАО «Татнефть» в настоящее время проводит мероприятия по внедрению новой линейки пробоотборников для выполнения таких работ. В интервал испытания пробоотборник спускается или на каротажном кабеле, или на скребковой проволоке или крепится в байпасе. Требования к этим пробоотборникам существенно отличаются: диаметр скважинного прибора не более 28 мм, объем пробы не менее 300 мл, длина не более 2000 мм. В настоящее время проводятся пусконаладочные работы на эксплуатационных скважинах ПАО «Татнефть».

Дальнейшее развитие технологии БСТ связано с информационным обеспечением гидроразрыва пластов и многостадийного гидроразрыва (МГРП).

Опыт общения с предприятиями, владеющими технологиями МГРП, показал необходимость обновления информации со скважины при ГДИС один раз в секунду. Использование кабельных систем передачи информации при ГРП почти невозможно. Нами была предложена технология беспроводной передачи данных – автономный манометр, который снабжен передатчиком данных системы БСТ. Через определенные расстояния колонна НКТ снабжена муфтами с встроенными приемопередатчиками (ретрансляторами) БСТ. Ретрансляторы обеспечивают скорость передачи с частотой обновления информации в одну секунду.

Для повышения информативности и качества образцов горных пород, отбираемых сверлящими керноотборниками, а также обеспе-

чения соответствия их размерности стандарту исследования керна колонкового бурения проводятся испытания экспериментального образца сверлящего керноотборника СКТ-3М2, предназначенного для отбора образцов диаметром 30 мм и длиной до 55 мм. Ведется подготовка к производству опытных образцов этого прибора, опробование которых намечено на осень текущего года. Продолжаются работы по керноотборнику для отбора образцов керна диаметром 38 мм и малогабаритного сверлящего керноотборника МСК, предназначенного для исследования скважин диаметром от 142 до 170 мм.

Успешно применяется при исследовании технического состояния обсаженных скважин старого фонда и при проведении ремонтных работ сверлящий керноотборник ПКС-112, позволяющий отбирать образцы обсадных труб и цементного камня в скважинах, обсаженных трубами диаметром 140–168 мм.

### **Технология глубинного промышленного мониторинга разработки месторождений**

В настоящее время системы геофизического контроля процесса добычи нефти получили новый стимул к развитию в связи с повсеместным применением совместной эксплуатации нескольких объектов разработки одной скважиной. Для возможности контроля выработки запасов по каждому объекту была разработана телеметрическая система гидродинамических исследований скважин ТМС ГДИС «Арлан», позволяющая производить сбор необходимых параметров в режиме реального времени с помощью геофизических датчиков, размещенных на погружном добывающем оборудовании. Технология позволяет вести мониторинг ключевых параметров объекта разработки в режиме реального времени под работающим электроцифровым насосом (ЭЦН) без извлечения оборудования из скважины, с формированием архивных данных на удаленном сервере. Технология применяется на месторождениях ОАО «Роснефть» и «РН-Удмуртнефть».

Для исследования скважин, оборудованных шаговыми насосами (ШГН) с автономным питанием, разработана система ТМС АСИК ГДИС «Арлан» с электромагнитным каналом связи. Ее отличие от вышеописанной заключается в применении системы с автономным питанием без использования проводных каналов связи. Принцип передачи данных основан на электромагнитном канале связи. Данная

телесистема может применяться практически в любой скважине, где нет возможности использования проводных каналов связи, в том числе в горизонтальных и многоствольных скважинах. В этом случае доставка и установка телеметрической системы производится отдельным спуском.

## ЛИТЕРАТУРА

1. *Машкин К. А., Коротченко А. Г., Сафонов П. А. и др.* Развитие аппаратуры и методики контроля текущей нефтегазонасыщенности пластов-коллекторов ядерно-физическими методами каротажа // Нефть. Газ. Новации. 2018. № 2. С. 54–58.
2. *Кондрашов А. В., Лысенков А. И., Даниленко В. В.* Комплексная скважинная аппаратура КСПРК-Ш // XIX Научно-практическая конференция «Новая техника и технологии для геофизических исследований скважин». Тезисы докладов конференции в рамках XXI Международной специализированной выставки «Газ. Нефть. Технологии-2013». Уфа: Изд-во «НПФ Геофизика», 2013. С. 194–202.
3. *Даниленко В. Н., Лысенков А. И., Чузунов А. В. и др.* Применение спектрометрии естественного гамма-излучения для решения прикладных задач // Скважинные нефтяные технологии на рубеже веков. Уфа: ОАО НПП «ВНИИГИС». 2000. С. 111–138.
4. *Гайфуллин Я. С., Даниленко В. Н.* Оценка плотностных характеристик горных пород на основе нейтронных методов каротажа // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2020. Вып. 4 (304). С. 87–98.
5. *Гайфуллин Я. С., Даниленко В. Н.* Опробование технологии построения флюидальных моделей коллекторов в обсаженных скважинах по данным нейтронных методов каротажа с использованием априорной информации // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2019. Вып. 4 (298). С. 18–29.
6. *Лысенков А. И.* Хлорный каротаж на базе стационарных нейтронных источников // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2006. Вып. 7–8. С. 109–128.
7. *Борисов В. И., Борисова Л. К., Гулимов А. В., Зараменских Н. М.* Использование широкодиапазонной спектрометрической модификации НГК для оценки плотности сред через обсадную колонну // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2006. Вып. 7–8 (148–149). С. 139–154.
8. *Яруллин, Р. К., Лысенков А. И., Ахметзянов В. А.* Вибратор электромеханический скважинный ВЭМС-Д // Разведочная и промысловая геофизика: теория и практика: Сборник докладов 9-й Молодежной научно-практической конференции. Уфа: Информреклама, 2014. Вып. 8. С. 39–41.
9. *Сафиуллин Г. Г., Ахметшин Н. М., Мамлеев Т. С. и др.* Этапы развития аппаратуры и технологии скважинной сейсморазведки во ВНИИГИС // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2016. Вып. 7 (265). С. 52–69.