

ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

№ 1

860 | 2024

ЕЖЕМЕСЯЧНЫЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ И ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЖУРНАЛ, ИЗДАЕТСЯ С 1956 г.,
ВХОДИТ В ПЕРЕЧЕНЬ РЕЦЕНЗИРУЕМЫХ НАУЧНЫХ ИЗДАНИЙ ВАК



24 ПЕРЕРОЖДЕНИЕ ЛЕГЕНДЫ.
КАК СОЗДАВАЛАСЬ
ГАЗОВАЯ ТУРБИНА
НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ
АЛ-41СТ-25

42 ОПЫТ СТРОИТЕЛЬСТВА СЕНОМАНСКИХ
ГАЗОВЫХ СКВАЖИН С СУБГОРИЗОНТАЛЬНЫМ
ОКОНЧАНИЕМ БОЛЬШОЙ ПРОТЯЖЕННОСТИ
НА ПЕСЦОВОЙ ПЛОЩАДИ УРЕНГОЙСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ

72 КОНЦЕПТУАЛЬНЫЕ ПОДХОДЫ
К ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ
ОБЪЕКТОВ ТРАНСПОРТА ГАЗА
ПРИ СБЛИЖЕНИИ СО ЗДАНИЯМИ
И СООРУЖЕНИЯМИ

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ПЛАТФОРМА «МУЛЬТИМЕТОДНЫЙ МНОГОЗОНДОВЫЙ НЕЙТРОННЫЙ КАРОТАЖ». ИННОВАЦИОННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ НЕЙТРОН- НЕЙТРОННОЙ ЦЕМЕНТОМЕТРИИ ДЛЯ ОПЕРАТИВНОЙ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗОНАПОЛНЕННЫХ СКВАЖИН

УДК 550.832.53

С.Н. Меньшиков, к.э.н., ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, Россия), S.Menshikov@adm.gazprom.ru

П.П. Слугин, ПАО «Газпром», P.Slugin@adm.gazprom.ru

С.А. Кирсанов, к.т.н., ПАО «Газпром», S.Kirsanov@adm.gazprom.ru

Л.Б. Поляченко, к.ф.-м.н., ООО «ИНТ «ГеоСпектр» (Москва, Россия), info@int-geos.ru

А.Л. Поляченко, д.ф.-м.н., ООО «ИНТ «ГеоСпектр», info@int-geos.ru

С.А. Егурцов, ООО «ИНТ «ГеоСпектр», S_Egurtsov@int-geos.ru

Ю.В. Иванов, к.т.н., ООО «ИНТ «ГеоСпектр», Y_Ivanov@int-geos.ru

Многие крупные месторождения углеводородного сырья ПАО «Газпром» в традиционных регионах присутствия компании находятся в промышленной разработке уже несколько десятков лет. Восточные территории России, подвергающиеся нефтегазовому освоению, характеризуются значительно более сложными, а иногда уникальными горно-геологическими условиями. Указанные обстоятельства определяют актуальность проблемы поддержания инфраструктурных объектов месторождений углеводородов в безопасном и работоспособном состоянии. Важнейшая часть этих объектов – фонд скважин.

В процессе строительства и эксплуатации скважины подвергаются различным внешним и внутренним нагрузкам и воздействиям технологического и геологического характера.

В результате в цементной крепи скважины (цементном кольце) могут формироваться дефекты объемно-контактного типа: вертикальные каналы и трещины, кольцевые микрозазоры на границах с обсадной колонной и горными породами, разрывы сплошности, каверны и др.

В итоге нарушается герметичность затрубного пространства, возникают межпластовые и меж- или заколонные (затрубные) перетоки. Пустотное пространство цемента заполняется флюидом (газ, вода, нефть, рапа, их смеси). Мигрируя по каналам в цементном камне, флюид может выйти на поверхность. Возникает угроза промышленной и экологической безопасности. В связи с этим контроль технического состояния и конструкционной целостности цементной крепи скважин требует особого внимания.

В статье рассмотрена инновационная технология нейтрон-нейтронной цементометрии, предназначенная для оперативной оценки технического состояния газонаполненных скважин. Показаны ее преимущества перед существующими альтернативными решениями.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: МУЛЬТИМЕТОДНЫЙ МНОГОЗОНДОВЫЙ НЕЙТРОННЫЙ КАРОТАЖ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ПЛАТФОРМА, ТЕХНОЛОГИЯ НЕЙТРОН-НЕЙТРОННОЙ ЦЕМЕНТОМЕТРИИ, КОНСТРУКЦИОННАЯ ЦЕЛОСТНОСТЬ, ЦЕМЕНТНАЯ КРЕПЬ СКВАЖИНЫ, ЦЕМЕНТНОЕ КОЛЬЦО.

АКТУАЛЬНОСТЬ ПРОБЛЕМЫ

Цементирование обсадных колонн нефтегазовых скважин проводится для обеспечения выполнения ими своего функционального назначения и преследует три главные цели. Первая – разобщение нефте-, газо- и водоносных горизонтов для их изоляции

друг от друга, исключения межпластовых перетоков и предотвращения смешивания флюидов, обеспечение максимально длительного периода безводной добычи углеводородов. Вторая – повышение общей конструкционной прочности (цементирование скважин снижает влияние на обсадные трубы сил,

возникающих при подвижках горных пород) и поддержание целостности скважин. Третья – защита металлических труб от коррозионного воздействия вмещающей среды.

Один из важнейших показателей технического состояния скважин – целостность их цементной крепи (цементного кольца), которая может быть охарактеризована комплексом параметров: сцеплением цементного камня с колонной и вмещающей породой, интегральной заполненностью затрубного и межколонного пространства цементным камнем, наличием дефектов объемного типа и их заполненностью флюидом, наличием проявления межколонных давлений, движением флюида по заколонному пространству, заполненностью дефектов флюидом.

Для контроля технического состояния цементной крепи применяются специальные методы геофизических исследований скважин (ГИС), получившие общее название «цементометрия» (буква «Ц» в используемых далее аббревиатурах). Под цементометрией понимаются контроль качества цементирования обсадных колонн на этапе строительства и изучение состояния цементного кольца за колонной в обсаженных скважинах [1, 2]. Логично распространить это понятие и на оценку технического состояния и конструкционной целостности цементной крепи незаглушенных многоколонных скважин в газовой среде, в ходе которой определяются степень разрушенности/дефектности, герметичность, интегральный объем заполнения цементом затрубного пространства, характер заполнения полостей в цементном камне флюидом. Именно решению этого комплекса задач посвящена технология нейтрон-нейтронной цементометрии (ННК-Ц) скважин.

Технология ННК-Ц – отечественная импортозамещающая разработка, составная часть технологической платформы мультиметодного многозондового нейтронного каротажа (ММНК) [3, 4] – основана на регистрации методом нейтрон-нейтронного каротажа (ННК) контрастности по водородосодержанию между цементным камнем и флюидами в затрубном пространстве скважины. Технология предназначена для оценки/диагностики технического состояния и целостности цементной крепи (цементного кольца) незаглушенных газонаполненных скважин, не выводимых из эксплуатации.

ПРЕИМУЩЕСТВА ТЕХНОЛОГИИ НЕЙТРОН-НЕЙТРОННОЙ ЦЕМЕНТОМЕТРИИ ПЕРЕД СУЩЕСТВУЮЩИМИ АЛЬТЕРНАТИВНЫМИ РЕШЕНИЯМИ

Стандартные методы цементометрии скважин, входящие в обязательный комплекс ГИС для изучения качества цементирования колонн [2], – это плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-Ц) с приборами ряда ЦМ, СГДТ и др., основанный на оценке средней плотности затрубного пространства с цементным

камнем и заполняющими его пустоты флюидами, и акустический каротаж (АКЦ) с отечественными приборами или аппаратурой зарубежного производства (например, Schlumberger Limited), показания которых зависят от степени сцепления цементного камня с колонной и породой, что характеризует наличие/отсутствие цемента в затрубном пространстве и качественно – степень его разрушенности. Указанные методы позволяют определить интегральную долю цемента в затрубном пространстве и при необходимости его азимутальное распределение по периметру скважины. Однако их применение в условиях фонда действующих газовых и газоконденсатных скважин связано с рядом ограничений, не характерных для метода ННК-Ц. Эта технология имеет ряд преимуществ физического, конструктивно-технологического, технического, методического и экономического характера:

- методы ГГК-Ц и АКЦ применимы только в скважинах, заполненных водой или жидкостью глушения, но неприменимы в действующих газовых скважинах, заполненных газом или газожидкостной смесью, что типично для газовых и газоконденсатных объектов, в то время как ННК-Ц работает в скважинах с любым заполнением: газ, вода, нефть, их смеси;
- оба метода, ГГК-Ц и АКЦ, работают лишь в нефтегазовых скважинах без насосно-компрессорных труб (НКТ) или с предварительно извлеченными НКТ. Технология ННК-Ц применима в скважинах и без НКТ, и с НКТ (со всей используемой номенклатурой НКТ, эксплуатационных колонн и диаметров скважин);
- по указанным причинам для проведения исследований в нефтяных и газовых скважинах с НКТ методы ГГК-Ц и АКЦ требуют извлечения НКТ и глушения скважин, что связано со значительными технологическими сложностями, временными и экономическими затратами, обусловленными выводом скважины из эксплуатации, в то время как ННК-Ц может работать в действующих нефтяных и газовых скважинах под давлением в газовой среде и при наличии НКТ;
- ввиду перечисленных особенностей методы ГГК-Ц и АКЦ непригодны для проведения оперативного (без глушения) и экономичного мониторинга технического состояния газовых скважин, что актуально для скважин нефтегазоконденсатных месторождений, эксплуатируемых длительное время. Напротив, такой экспресс-метод, как ННК-Ц, дает возможность решить задачу оперативной оценки состояния цементной крепи скважин. А это, в свою очередь, особенно при использовании аппаратуры ряда ММНК с модулем магнитоимпульсной дефектоскопии, применяемым для оценки состояния стальной крепи, позволяет объективно оценить целесообразность вывода скважины в капитальный ремонт, когда (при необходимости) может быть использован обязательный комплекс ГИС, включающий методы ГГК-Ц и АКЦ;

– методы ГГК-Ц и АКЦ предусматривают применение специализированной цементометрической аппаратуры, в то время как ННК-Ц реализуется серийными, широко распространенными двухзондовыми приборами нейтронного каротажа – 2ННК-Т и (или) 2ННК-Нт – или включающими эти зонды многозондовыми приборами ряда ММНК, разработанными для исследования пласта и проведения цементометрии. Для решения задач ННК-Ц используются те же данные каротажа «на пласт», которые обрабатываются с иными интерпретационными функционалами и по другим алгоритмам. Это обстоятельство значительно упрощает, а де-факто снимает для ННК-Ц всегда очень трудо-, время- и финансово емкую проблему создания специализированной цементометрической скважинной аппаратуры;

– методы ГГК-Ц и АКЦ для корректной оценки состояния цемента требуют знания и учета коэффициентов пористости (K_p) и нефтегазонасыщения ($K_{нг}$) пород-коллекторов, поскольку эти параметры также влияют на показания зондов цементометрии. K_p и $K_{нг}$ желательнее измерять похожими физическими методами, в той же спуско-подъемной операции (СПО) и знать с необходимой точностью. Однако пористость и особенно нефтегазонасыщение достоверно известны далеко не всегда и, как правило, измеряются в другой СПО и другими приборами, работающими «на пласт». Все это существенно усложняет технологию и интерпретацию стандартных методов в целом. По сравнению с ними ННК-Ц значительно проще, поскольку технология требует проведения лишь одной СПО с использованием комплексного прибора, а методика интерпретации практически не зависит от свойств пласта, K_p и $K_{нг}$;

– из предыдущего пункта вытекает еще одно важное технологическое и экономическое преимущество ММНК, реализующего ННК-Ц: за одну СПО с одним прибором он позволяет исследовать одновременно и пласт, и цемент. Стандартным методам (ГГК-Ц и АКЦ) для этого требуется проведение двух СПО с разными приборами, а затем – поквантовая увязка по глубине каротажных кривых во всех проведенных операциях и вынужденный переход от индивидуальной к комплексной интерпретации;

– применение приборов АКЦ, особенно их зарубежных вариантов, помимо того что характеризуется перечисленными ранее ограничениями и недостатками, подразумевает очень высокие требования к подготовке ствола скважин для проведения ГИС. Например, необходимы тщательная очистка внутренней поверхности стенки эксплуатационной колонны, операции по достижению однородности жидкости глушения в исследуемом интервале ствола скважины и др. В отечественной практике это часто трудно выполнимо (или совсем невыполнимо) и всегда влечет за собой существенное увеличение времени

и стоимости подготовительных работ, т. е. делает цементометрию крайне нетехнологичной и дорогостоящей. Предлагаемый метод не требует подобной и вообще специальной подготовки скважины;

– как было указано ранее, техническое состояние цементной крепи (цементного кольца) скважин характеризуется комплексом параметров. Из этого следует, что одно лишь качество сцепления обсадной колонны с цементом и породой не является универсальным показателем состояния цементной крепи. Практика показывает, что цемент может быть плотно схвачен с обсадной колонной в ближней зоне, а заколонные перетоки и межколонное давление вызваны движением флюида по несплошности цементного камня и трещинам в нем. Именно поэтому важна оценка состояния и конструкционной целостности цементного кольца по комплексу показателей, получаемых не только прямыми, но и косвенными измерениями;

– в скважинах действующего эксплуатационного фонда применение ННК-Ц более предпочтительно, чем стандартных методов цементометрии еще и потому, что только в режиме работающей (не заглушенной) скважины возможно более достоверно решать задачи по выявлению межколонных и межпластовых перетоков флюидов по зазорам и пустотам цементного камня, поскольку после глушения (обязательного для проведения ГГК-Ц и АКЦ) процессы перетоков и их последствия (в том числе межколонное давление) не проявляются, соответственно, невозможно установление их причин;

– иногда состояние цементного камня в прискважинной зоне коллектора бывает причиной снижения проектных показателей по добыче. При этом выявление подобных фактов и их исследование с помощью цементометрии возможны только в естественных условиях пласта (без глушения), т. е. только методом ННК-Ц. Влияние на прискважинную зону коллектора жидкости глушения, необходимой для проведения ГГК-Ц и АКЦ, делает такое изучение невозможным.

Перечисленные недостатки и ограничения стандартных методов побудили ООО «ИНТ «ГеоСпектр» при поддержке ПАО «Газпром» провести комплекс теоретических и опытно-экспериментальных исследований, а также математическое моделирование, в результате чего была создана удовлетворяющая всем указанным ранее условиям инновационная технология ННК-Ц [4, 5].

Необходимо отметить, что поскольку предложенный метод использует радионуклидные источники, изотропно излучающие быстрые нейтроны, в настоящее время он может быть реализован только в интегральном варианте, так как азимутальная развертка для изучения распределения цемента по периметру на практике пока невозможна из-за высокой проникающей способности быстрых нейтронов и трудности их коллимации. Данное ограничение снижает детальность исследований ННК-Ц относительно

акустических методов, но позволяет использовать описанную технологию на безальтернативной основе в условиях действующих скважин нефтегазоконденсатных месторождений без их глушения и извлечения НКТ.

ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ НЕЙТРОН-НЕЙТРОННОЙ ЦЕМЕНТОМЕТРИИ

Физической основой ННК-Ц является значительная контрастность по водородосодержанию между цементным камнем ($W_{\text{ц}} = 0,35-0,40$) и флюидами в затрубном пространстве, находившимися там или попавшими туда из пласта. Водородосодержание последних сильно отличается от цементного:

$$W_{\text{в}} \gg W_{\text{г}}; W_{\text{г}} \ll W_{\text{ц}}, \quad (1)$$

где $W_{\text{в}}$, $W_{\text{г}}$ и $W_{\text{ц}}$ – водородосодержание воды, газа и цементного камня соответственно.

Вследствие некачественного исходного цементирования, приводящего к частичному отсутствию цементного камня в заколонном пространстве скважин, или разрушения цементного камня в процессе эксплуатации и заполнения образовавшихся в нем пустот (каверн, каналов и трещин) флюидами заметно изменяется среднее водородосодержание затрубного пространства скважины ($W_{\text{затр}}$) в зависимости от объемной доли цемента (Cem). Величина $W_{\text{затр}}$ (Cem) и ее изменение уверенно фиксируются нейтронными зондами ННК за счет их высокой чувствительности к изменению концентрации водорода в любой из зон системы «скважина – пласт» в пределах глубинности ННК, в данном случае – зоны затрубного пространства.

Под величиной Cem понимается объемная интегральная доля цементного камня в затрубном пространстве скважины в текущем кванте глубины. По смысловому наполнению это показатель целостности цементного камня, или просто целостность. Cem выражается в процентах от среднего объема затрубного пространства на данной глубине, приходящегося на 1 квант глубины (обычно 0,1 м).

Эквивалентной и равноправной с Cem , но противоположной по смыслу искомой величиной при ННК-Ц служит *показатель разрушенности цементного камня* (S), или кратко *разрушенность*, определяемая как доля пустот в цементном камне в текущем кванте глубины, заполненных тем или иным флюидом затрубного пространства. S также выражается в % и относится к 1 кванту глубины. Величины Cem и S связаны соотношением:

$$\text{Cem} + S = 100 \% ; 0 \leq \text{Cem}, S \leq 100 \% . \quad (2)$$

При переходе от интервалов с целым (не разрушенным) или максимально качественным (полным) цементным кольцом к интервалам с отсутствующим или полностью разрушенным цементным кольцом

величина Cem падает от 100 до 0 %, а S , наоборот, растет от 0 до 100 %.

Водородосодержание всех сред (W_i) выражается в виде их водородных индексов, т.е. в единицах водородосодержания пресной воды, принимаемого за 1, или в эквивалентном водосодержании: $0 \leq W_i \leq 1$.

В строящихся скважинах флюид в затрубном пространстве представляет собой промывочную жидкость, оставшуюся там в местах некачественного цементирования, с водородосодержанием $W_{\text{пж}} \approx 1$. В зрелых и старых скважинах этот флюид – пластовая вода с $W_{\text{в}} \approx 1$ или газ из пласта с водородосодержанием примерно в интервале 0,001–0,100. Оба флюида могут заполнять трещины и пустоты в разрушающемся цементном камне.

Контрастность по водородосодержанию ($\Delta W_{\text{фл}}$) в паре «цемент – флюид» равна разности водородных индексов (водородосодержаний) обеих компонент:

$$\Delta W_{\text{фл}} = W_{\text{ц}} - W_{\text{фл}}, \quad (3)$$

где $W_{\text{фл}}$ – водородосодержание флюида.

Для перечисленных флюидов затрубного пространства – промывочной жидкости, пластовой воды и газа – водородная контрастность имеет примерно следующие значения (в долях): $\Delta W_{\text{пж}} \approx \Delta W_{\text{в}} \approx -0,60$; $\Delta W_{\text{г}} \approx 0,37$.

Таким образом, $\Delta W_{\text{фл}}$ в реальности всегда имеет большое абсолютное значение, а для жидкостей и газов еще и разные знаки. Оба свойства водородной контрастности (большое абсолютное значение и смена знака при переходе от жидкости к газу) способствуют увеличению чувствительности метода ННК-Ц и надежности определения искомых параметров Cem и S .

Если цемент замещает промывочную жидкость, для которой $W_{\text{пж}} \approx 1$, или в него внедряется пластовая вода с $W_{\text{в}} \approx 1$, то среднее водородосодержание затрубного пространства скважины ($W_{\text{затр ж}}$ (Cem)) приближенно равно:

$$W_{\text{затр ж}} (\text{Cem}) \approx 0,01 \cdot [\text{Cem} \cdot W_{\text{ц}} + (100 - \text{Cem}) \cdot W_{\text{пж}}] \approx \approx W_{\text{пж}} + 0,01 \cdot \Delta W_{\text{пж}} \cdot \text{Cem} \approx 1 - 0,006 \cdot \text{Cem} (\%) = = 1 - 0,6 \cdot \text{Cem} (\text{д. ед.}). \quad (4)$$

Значит, фактически измеряемое среднее водородосодержание затрубного пространства с ростом доли цемента в нем от 0 до 100 % линейно уменьшается с высоким коэффициентом чувствительности, равным контрастности: $\Delta W_{\text{пж}} \approx -0,60$. При этом водородосодержание затрубного пространства падает от $W_{\text{затр ж}}(0) \approx W_{\text{пж}} \approx 1$ до $W_{\text{затр ж}}(100) \approx W_{\text{ц}} \approx 0,40$, обеспечивая максимальную дифференциацию в 2,5 раза. Показания зондов ННК при этом значительно возрастают.

Если в цемент внедряется газ из пласта с типовым водородосодержанием $W_{\text{г}} \approx 0,03$, то среднее

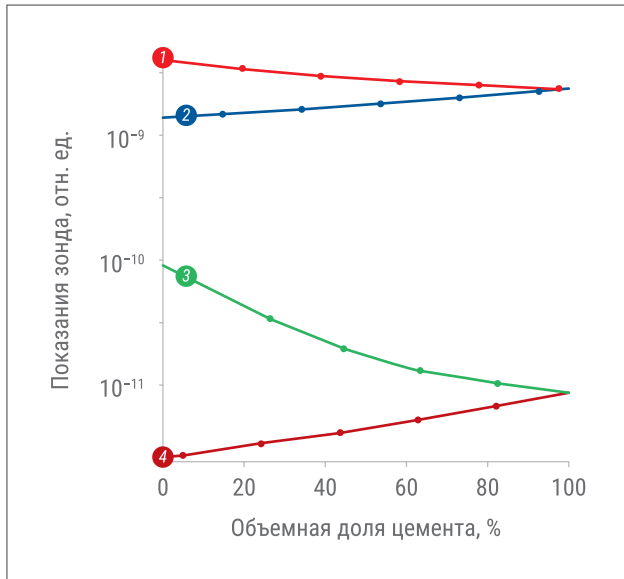


Рис. 1. Основные палеточные зависимости показаний малого (1, 2) и большого (3, 4) зондов ННК-Т скважинного прибора с зондовой установкой ЗНГК-С + 2ННК-Т от доли цемента в затрубном пространстве обсаженной газонаполненной скважины с насосно-компрессорными трубами ($D_{\text{СКВ}}/D_{\text{ЭК}}/D_{\text{НКТ}} = 216/168/73$): 1, 3 – в пустотах цемента – газ; 2, 4 – в пустотах цемента – вода или промывочная жидкость; $D_{\text{СКВ}}, D_{\text{ЭК}}, D_{\text{НКТ}}$ – диаметр скважины, эксплуатационной колонны и насосно-компрессорной трубы соответственно, мм

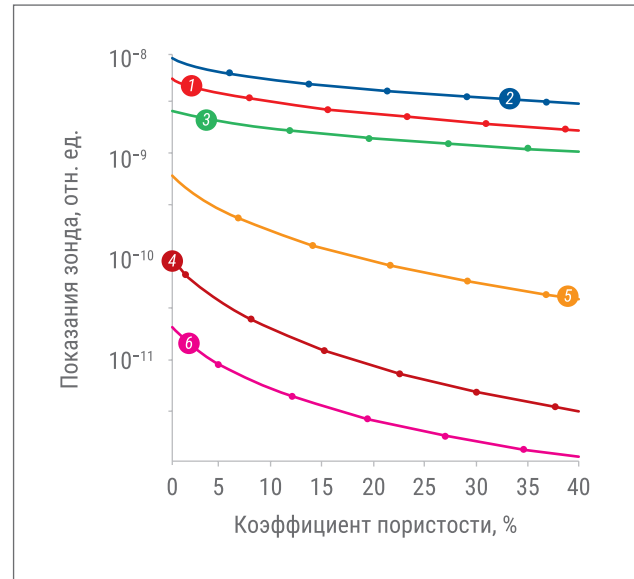


Рис. 2. Влияние полного разрушения цемента на зависимости скоростей счета зондов ННК-Т от пористости при замещении цемента водой или газом: 1–3 – зависимости показаний малого теплового зонда скважинного прибора с зондовой установкой ЗНГК-С + 2ННК-Т от пористости при целом цементе (1), разрушенном цементе с замещением газом (2) и водой (3); 4–6 – аналогичные зависимости для большого теплового зонда. Скважина ($D_{\text{СКВ}}/D_{\text{ЭК}}/D_{\text{НКТ}} = 216/168/73$) заполнена газом, пластовая вода пресная

водородосодержание затрубья ($W_{\text{затр.г}}(\text{Сем})$) примерно равно:

$$W_{\text{затр.г}}(\text{Сем}) \approx 0,01 \cdot [\text{Сем} \cdot W_{\text{ц}} + (100 - \text{Сем}) \cdot W_{\text{г}}] \approx \approx W_{\text{г}} + 0,01 \cdot \Delta W_{\text{г}} \cdot \text{Сем} \approx 0,03 + 0,0037 \cdot \text{Сем} (\%) = = 0,03 + 0,37 \cdot \text{Сем} \text{ (д. ед.)}. \quad (5)$$

Значит, в газоносных пластах все наоборот: измеряемое водородосодержание затрубного пространства с ростом доли цемента в нем от 0 до 100 % линейно увеличивается с коэффициентом чувствительности, равным контрастности: $\Delta W_{\text{г}} \approx 0,37$. При этом водородосодержание затрубного пространства резко меняется от $W_{\text{затр.г}}(0) \approx W_{\text{г}} \approx 0,001$ –0,100 до $W_{\text{затр.г}}(100) \approx W_{\text{ц}} \approx 0,40$. Показания зондов ННК при этом значительно уменьшаются.

Описанное поведение среднего водородосодержания затрубного пространства и показаний ННК при заполнении пустот в цементном кольце жидкостью или газом позволяет решить обратную задачу оценки показателя целостности (Сем), или дополняющего его эквивалентного показателя разрушенности: $S = 100 - \text{Сем} (\%)$. Потенциал метода ННК-Ц при использовании большого числа нейтронных зондов разных типов позволяет определить также тип флюида, внедрившегося в цемент, и тем самым локально – характер насыщения призабойной зоны пласта.

Приведенные качественные физические соображения о механизме работы метода ННК-Ц подтверждаются

графиками на рис. 1–3, иллюстрирующими точные количественные зависимости показаний зондов 2ННК-Т от определяемого показателя целостности цемента (рис. 1) и от двух основных, часто неконтролируемых, помех – пористости (рис. 2) и газонасыщенности (рис. 3).

Из рис. 1–3 видно, что полное разрушение цемента приводит к изменению показаний зонда в 1,3–3,0 раза (зависит от длины зонда): их падению при замещении цемента водой и росту при замещении газом. При этом за счет изменения пористости в интервале 3–36 % показания зонда падают примерно во столько же раз.

Расчет показал, что влияние изменений коэффициента газонасыщения ($K_{\text{г}}$) примерно такое же по величине, как и $K_{\text{п}}$, хотя и с другим знаком. Равноправность влияний $K_{\text{г}}$ и $K_{\text{п}}$ объясняется тем, что в газоносных породах оба коэффициента воздействуют на ННК в основном через один комплексный параметр водородосодержания пор, равный приближенно объемной водонасыщенности пласта:

$$W = K_{\text{п}} \cdot K_{\text{в}} = K_{\text{п}} \cdot (1 - K_{\text{г}}), \quad (6)$$

где $K_{\text{в}}$ – коэффициент водонасыщения.

Таким образом, влияния параметров пласта ($K_{\text{п}}$, $K_{\text{г}}$ и W), с одной стороны, и разрушения цементного камня (S , Сем), с другой, соизмеримы и значительны. Следовательно, они должны взаимно учитываться.

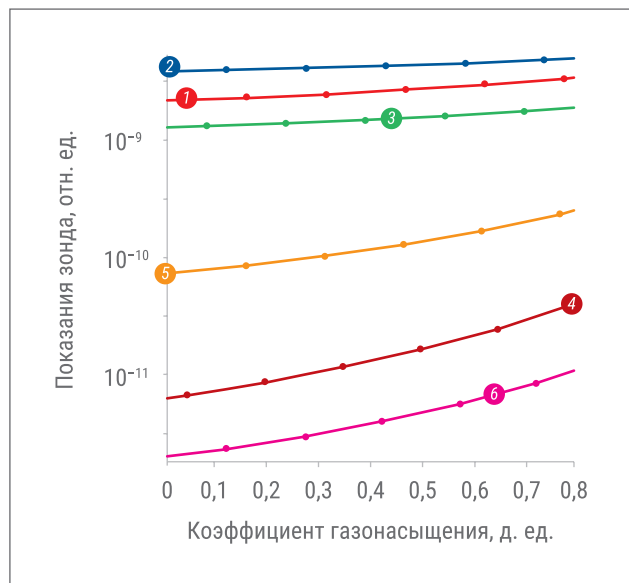


Рис. 3. Влияние полного разрушения цемента на зависимости скоростей счета зондов ННК-Т от газонасыщенности при замещении цемента водой или газом: 1–3 – зависимости показаний малого теплового зонда скважинного прибора с зондовой установкой ЗНГК-С + 2ННК-Т от газонасыщенности при целом цементе (1), разрушенном цементе с замещением газом (2) и водой (3); 4–6 – аналогичные зависимости для большого теплового зонда. Скважина ($D_{\text{скв}}/D_{\text{ак}}/D_{\text{нкт}} = 216/168/73$) заполнена газом, пластовая вода пресная, коэффициент пористости – 20 %

Если при проведении ННК-Ц пористость и газонасыщенность по разрезу известны, а кроме того, имеются палеточные зависимости для их учета по методике ММНК [6], то, в принципе, возможна интерпретация ННК-Ц традиционным методом палеток. Для случаев, когда таких данных нет либо они устарели или ненадежны, в рамках технологии ННК-Ц разработана методика, в которой влияние вариаций свойств пласта, особенно K_p и K_r , минимизировано, чтобы сделать его значительно более слабым, чем влияние разрушенности цемента, т.е. свойства пластов можно не знать и не учитывать. Это важнейшее достоинство технологии обеспечивается специальной нормализацией зондов ННК [4].

Необходимо обратить внимание на следующую важную физическую особенность метода ННК-Ц. При изменении доли цемента в затрубном пространстве (за счет его разрушения, частичного отсутствия после первичного некачественного цементирования или внедрения в него флюидов) меняется не только среднее водородосодержание затрубного пространства, но и его средняя плотность. Именно на этой особенности основана стандартная цементометрия ГГК-Ц по плотностному гамма-гамма методу с низкоэнергетическими радионуклидными гамма-источниками. Однако в отличие от метода ГГК-Ц в заполненном жидкостью и цементом затрубном пространстве при изменении доли цемента от 100

до 0 % (полном разрушении) существенное снижение его средней плотности с 1,86 до 1,00 г/см³ влияет на показания ННК-Ц многократно слабее по сравнению с влиянием роста $W_{\text{затр}}(\text{Сем})$ с 0,40 до 1,00. Точные оценки показывают, что в самых разнообразных геолого-технических условиях и для любых типов цемента от легкого до тяжелого вклад вариаций плотности в измеряемый эффект в скоростях счета ННК не превышает нескольких процентов, что позволяет им пренебречь, поскольку эффект от изменения водородосодержания при этом составляет десятки процентов.

АППАРАТУРНО-ПРОГРАММНЫЕ КОМПЛЕКСЫ ДЛЯ НЕЙТРОН-НЕЙТРОННОЙ ЦЕМЕНТОМЕТРИИ

Задача оценки целостности цемента должна решаться модификациями метода ННК-Т/Нт. При этом может применяться как стандартное оснащение полевой геофизической партии, так и аппаратура ряда ММНК с использованием наиболее чувствительных к Сем и S «зондов на цемент», исходя из петрофизических соотношений (1) – (5), а также учитывая различие зависимостей показаний ННК от Сем при заполнении пустот в цементном кольце жидкостью или газом. Выбор аппаратуры определяется типом стоящих задач, их комплексностью. Например, технология ННК-Ц может быть реализована с применением ряда комплексной аппаратуры (КА) ММНК, содержащей зонды ННК-Т и ННК-Нт, КА типа КРНЗ-48. Примером дальнейшего развития технологии может служить модернизированный вариант КРНЗ-48, получивший название КА ММНК-50. Под него было создано и новое программное обеспечение. Работа по модернизации аппаратурно-программного комплекса осуществляется при поддержке Фонда содействия развитию малых форм предприятий в научно-технической сфере. Указанные приборы предназначены для исследования пласта и проведения цементометрии.

ПРОГРАММНО-ИНТЕРПРЕТАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ НЕЙТРОН-НЕЙТРОННОЙ ЦЕМЕНТОМЕТРИИ

Программно-интерпретационное обеспечение технологии ННК-Ц включает в себя несколько компонент [4]. Главными, алгоритмически, программно и информационно выражающими содержание и специфику методики ННК-Ц являются:

- программа N-Cement [7], решающая обратную задачу интерпретации нейтронной цементометрии ННК-Ц в целях количественной оценки разрушенности (или целостности) цементного камня по результатам обработки каротажных кривых «цементных» зондов ММНК с учетом данных априорной информации;
- база данных интерпретационных палеточных зависимостей для ННК-Ц в обсаженных газовых скважинах DB_NNK-CEMENT (база данных палеток

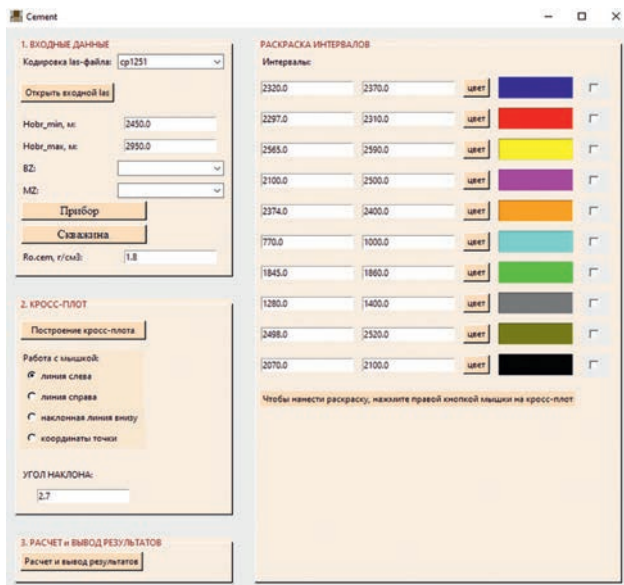


Рис. 4. Главное окно программы N-Cement

ММНК) от основных влияющих параметров геолого-технических условий [8].

Программа N-Cement рассчитывает цементограмму – объемную долю цементного камня (в %) от всего затрубного пространства в каждом кванте глубины или пропластке. Пример главного окна программы показан на рис. 4.

РЕЗУЛЬТАТЫ ТЕСТИРОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ НЕЙТРОН-НЕЙТРОННОЙ ЦЕМЕНТОМЕТРИИ

Алгоритм обработки данных был создан на основе теоретических исследований, анализа имеющегося опыта применения ННК для решения задач нефтегазовой геофизики с применением технологий «цифрового моделирования» и использованием последних версий пакетов программ POLE и MATSTEND [6].

Для подтверждения алгоритма проводилось сопоставление с результатами оценки состояния цементного кольца, выполненного одним из основных стандартных методов ГГК-Ц (скважинный прибор

СГДТ). Кривая плотности заколонного пространства, рассчитанная по ГГК-Ц, принималась за эталонную.

Выбор метода ГГК-Ц/СГДТ для тестирования технологии ННК-Ц объясняется двумя причинами. Во-первых, оба метода по-разному определяют одну и ту же физическую величину – объемную долю цемента в затрубном пространстве, только ГГК-Ц – по средней плотности затрубного пространства, а ННК-Ц – по его среднему водородосодержанию. Во-вторых, метод ГГК-Ц/СГДТ обеспечивает достаточно высокую точность оценки Сет , если выполнены условия его применимости: водонаполненные скважины и превышение плотности цемента над плотностью промысловой жидкости в затрубном пространстве не менее чем на $0,4 \text{ г/см}^3$.

Для тестирования технологии ННК-Ц были подобраны водо- и газонаполненные обсаженные скважины в разных геолого-промысловых условиях нефтегазоконденсатных месторождений. Примеры полученных результатов приведены на рис. 5–7 в виде сопоставления каротажных кривых плотности затрубного пространства, измеренного методами/приборами ГГК-Ц/СГДТ и ННК-Ц/ММНК. Измерения по технологии ННК-Ц проводились скважинными приборами с зондовыми установками ЗНГК-С + 2ННК-Т и НГК-С + 2ННК-Т + 3ННК-Нт. Хорошая сходимость кривых свидетельствует о достоверности результатов нейтронной цементометрии с применением технологии ННК-Ц.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработанная инновационная импортопережающая технология ННК-Ц, предназначенная для оперативной оценки технического состояния газонаполненных обсаженных скважин, представляет собой составную часть развиваемой отечественной технологической платформы ММНК.

Технология ННК-Ц обеспечивает оперативное получение достоверных и точных данных в объеме, достаточном для проведения оценки состояния и целостности цементной крепи (цементного кольца) скважины, экспертизы ее промышленной безопас-

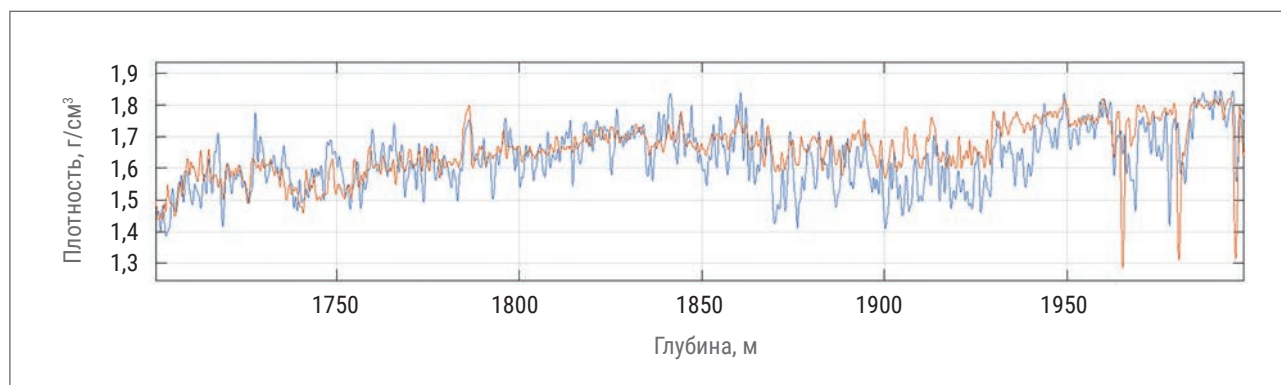


Рис. 5. Сопоставление кривых плотности заколонного пространства, полученных независимо методами нейтрон-нейтронной (синяя кривая) и гамма-гамма цементометрии (красная кривая) при оценке степени разрушенности цемента. Скважина заполнена жидкостью. Месторождение Тамбейской промышленной зоны

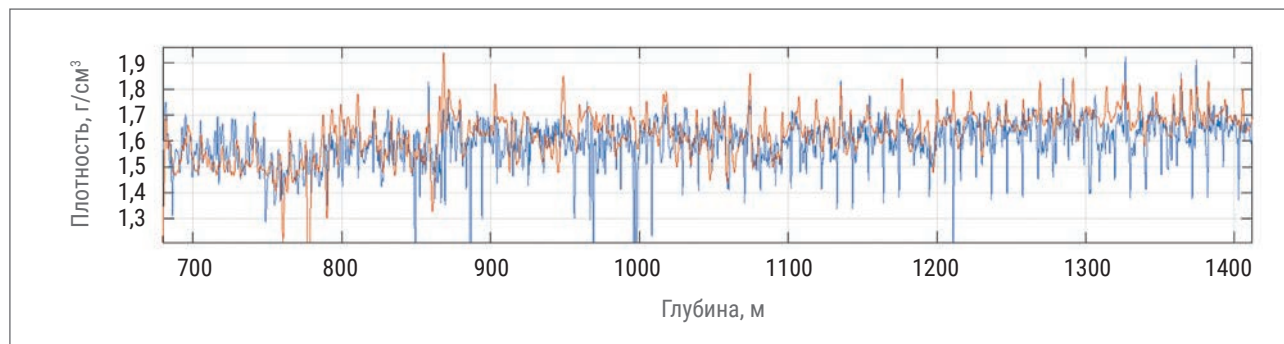


Рис. 6. Сопоставление кривых плотности заколонного пространства, полученных независимо методами нейтрон-нейтронной (синяя кривая) и гамма-гамма цементометрии (красная кривая) при оценке степени разрушенности цемента. Скважина заполнена газом. Одно из месторождений на п-ове Ямал

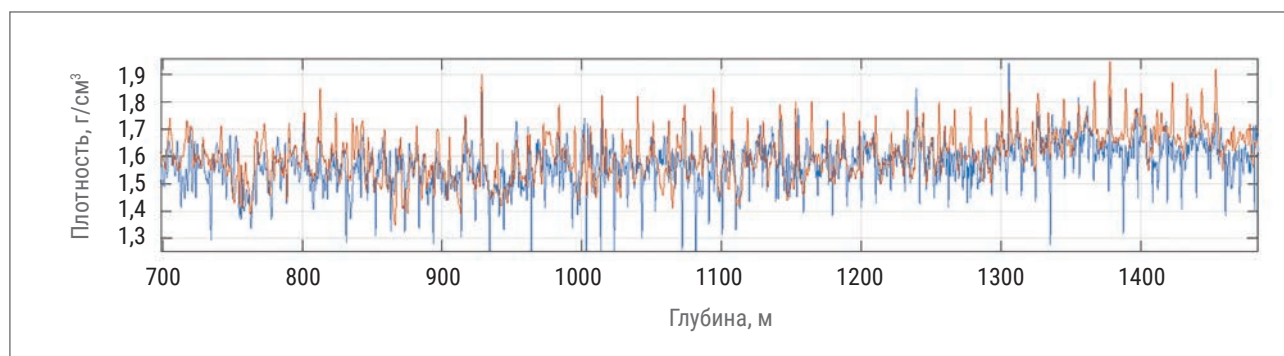


Рис. 7. Сопоставление кривых плотности заколонного пространства, полученных независимо методами нейтрон-нейтронной (синяя кривая) и гамма-гамма цементометрии (красная кривая) при оценке степени разрушенности цемента. Скважина заполнена газом. Одно из месторождений на п-ове Ямал

ности и информационного обеспечения процесса планирования и проведения геолого-технических мероприятий на фонде скважин ПАО «Газпром».

Возможности технологии ННК-Ц позволяют охарактеризовать ее как потенциально наиболее уни-

версальную для оперативной оценки технического состояния и целостности цементной крепи (цементометрии интегрального типа), особенно в действующих газонаполненных скважинах, не подвергающихся глушению и извлечению НКТ. ■

ЛИТЕРАТУРА

- ГОСТ Р 54362–2011 Геофизические исследования скважин. Термины и определения // Кодекс: электрон. фонд правовых и норматив.-техн. док. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200086063> (дата обращения: 09.01.2024).
- Российская Федерация. Министерство природных ресурсов, Министерство топлива и энергетики. Об утверждении Правил геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах: приказ М-ва природ. ресурсов Российской Федерации от 28.12.1999 № 323 и М-ва топлива и энергетики Российской Федерации от 28.12.1999 № 445 // Кодекс: электрон. фонд правовых и норматив.-техн. док. URL: <https://docs.cntd.ru/document/901753812> (дата обращения: 09.01.2024).
- Ахмедсафин С.К., Кирсанов С.А., Егурцов С.А. и др. Технологическая платформа «Мультиметодный многозондовый нейтронный каротаж» и ее применение для исследования скважин нефтегазоконденсатных месторождений. Современное состояние и направления развития // Газовая промышленность. 2022. № S2 (833). С. 108–112.
- Методические рекомендации по применению технологии и методики нейтрон-нейтронной цементометрии действующих скважин нефтегазоконденсатных месторождений и подземных хранилищ газа (технология ННК-Ц) / под ред. А.Л. Поляченко. М. и др.: ПолиПРЕСС, 2023. 88 с.
- Патент № 2778620 Российская Федерация, МПК G01V 5/10 (2006.01). Метод нейтрон-нейтронной цементометрии – ННК-Ц для контроля качества цементирования облепченными и обычными цементами строящихся скважин и состояния цементного камня эксплуатируемых нефтегазовых скважин, заполненных любыми типами флюидов: № 2022102130; заявл. 28.01.2022; опубл. 22.08.2022 / Поляченко А.Л., Поляченко Л.Б., Поляченко Ю.А. и др. // Patenton: сайт. URL: <https://patenton.ru/patent/RU2778620C1> (дата обращения: 09.01.2024).
- Методические рекомендации по применению технологии и методики мультиметодного многозондового нейтронного каротажа (ММНК) для определения газонасыщенности пластов-коллекторов в обсаженных скважинах НГКМ и ПХГ / под ред. А.Л. Поляченко. М. и др.: ПолиПРЕСС, 2022. 204 с.
- Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ № 2021613443 Российская Федерация. Программа интерпретации данных нейтронной цементометрии при исследовании обсаженных скважин нефтегазоконденсатных месторождений аппаратурой мультиметодного многозондового нейтронного каротажа – ММНК (программа «N-Cement»): № 2021612511; заявл. 01.03.2021; опубл. 09.03.2021 / Поляченко А.Л., Поляченко Л.Б., Поляченко Ю.А. и др. // Федеральный институт промышленной собственности: офиц. сайт. URL: https://www.fips.ru/register-doc-view/fips_servlet?DB=EVM&Do cNumber=2021613443&TypeFile=html (дата обращения: 09.01.2024).
- Свидетельство о регистрации базы данных № 2022622979 Российская Федерация. База данных интерпретационных палеточных зависимостей для нейтрон-нейтронной цементометрии ННК-Ц в обсаженных газовых скважинах «DB_NNK-CEMENT»: № 2022622945; заявл. 11.11.2022; опубл. 21.11.2022 / Поляченко Л.Б., Поляченко А.Л., Егурцов С.А. и др. // Федеральный институт промышленной собственности: офиц. сайт. URL: https://new.fips.ru/register-doc-view/fips_servlet?DB=DB&DocNumber=2022622979&TypeFile=html (дата обращения: 09.01.2024).