

Новый способ и аппаратура для диагностики технического состояния скважин на нефтегазовых месторождениях и подземных хранилищах газа

■ Нетребко А.А., Климов В.В., Кубанский ГТУ, г. Краснодар

Аннотация. Рассматривается проблема обнаружения геофизическими методами мест негерметичности в обсадных колоннах и межпластовых перетоков флюидов в заколонном пространстве нефтегазовых скважин. Показано, что при малых утечках (по газу) применение существующих технических средств в большинстве случаев не эффективно.

Особое внимание уделяется практическому применению методов высокочувствительной малоинерционной термометрии и спектральной шумометрии. Указанные методы реализуются с помощью разработанных высокочувствительных термометров нового поколения ВМСТ-1, обладающих малой тепловой инерцией и инновационных приборов механо-акустического каротажа СМАШ-42, позволяющих регистрировать шумы в заколонном пространстве скважин, обусловленных перетоками флюидов с помощью измерительных рычагов, прижимаемых к внутренней поверхности обсадных колонн и являющихся элементами связи – волноводами между заколонным пространством и приемниками акустических шумов.

Ключевые слова: скважина; муфтовые соединения; геофизические исследования; механоакустический каротаж; спектральная шумометрия; скважинный термометр; точность; тепловая инерция; новая технология; эффективность.

Большинство нефтегазовых месторождений находятся на поздней стадии эксплуатации. Эксплуатационная надежность и экологическая безопасность скважины как сложного инженерного объекта во многом определяется техническим состоянием обсадных колонн и цементного камня. Повреждения труб обсадных колонн при наличии флюидопроводящих каналов в цементном камне могут привести к возникновению скоплений газа и заколонным перетокам. Поэтому, все большую актуальность приобретают проблемы:

- определения негерметичных муфтовых соединений с малыми утечками (по газу);
- определения путей миграции газа и ликвидации межколонных давлений;
- ликвидации межколонных и межпластовых перетоков жидкости и газа.

В процессе эксплуатации скважин повреждения обсадных колонн могут

быть вызваны механическими напряжениями, в различных частях обсадных труб под воздействием внутреннего давления при проведении технологических операций (например: опрессовках, нагнетании в пласт различных жидкостей и др.), а также действиями внешнего горного давления. На поздней стадии эксплуатации могут образовываться коррозионные повреждения обсадных труб (особенно при наличии углекислого газа и сероводорода в пластовом флюиде). При длительной эксплуатации нефтегазовых скважин в условиях перепадов температур и давлений может возникнуть расслабление муфтовых соединений, и, как следствие, произойти нарушение герметичности обсадных колонн.

Следует отметить, что в соответствии с руководящими документами РД 39-1-1190-84 и РД 153-39.0-072-01, действующими в нефтегазовой отрасли, негерметичные муфтовые соединения, сквозные

«проржавления» и другие повреждения обсадных колонн обнаруживают методами широкополосного акустического каротажа (АКЦ), спектральной шумометрии, термометрии, расходомерии, локации муфтовых соединений, трубных профилемеров, индукционной и магнитоимпульсной дефектоскопии и др. Однако эффективность решения данных проблем указанными методами с использованием приборного обеспечения (как отечественного, так и зарубежного производства) невелика из-за малой чувствительности, технического несовершенства и множественных ограничений к применению в газовых скважинах и нефтяных скважинах с большим газовым фактором [1–7].

Кроме того, традиционные подходы и существующие методики оценки качества цементирования скважин методами широкополосного и волнового акустического каротажа принципиально не позволяют определить качество разобщения пластов-коллекторов с различным флюидосодержанием, т.к. ограничиваются лишь оценкой состояния контактов цементного камня по границам «колонна-цемент-порода» и не предполагают наличие флюидопроводящих каналов в самом цементном камне. Выявление мест негерметичности обсадных колонн и заколонных перетоков, представляет довольно сложную задачу, поскольку при этом необходимо создание условий для возникновения аномалий акустического и теплового полей в местах предполагаемой негерметичности крепи или заколонных перетоков.

Ниже рассмотрим основные ограничения к применению в указанных условиях методов широкополосного акустического каротажа, спектральной шумометрии и термометрии.

Качество материалов акустического

каротажа в значительной степени зависит от положения прибора в скважине (в обсадной колонне) относительно ее оси. Путем исследований установлено, что эксцентриситет прибора не должен превышать 8 мм (при частоте излучаемых колебаний 25 кГц), а перекося продольной оси прибора – всего $0,4^\circ$ [7]. Для акустического прибора CBL фирмы Schlumberger эксцентриситет в 10 мм приводит к уменьшению регистрируемой амплитуды акустической волны на 50% [8].

Кроме того, пузырьки газа, растворенного в буровом растворе, в сотни раз увеличивают затухание акустических волн и сигнал до приемника зачастую не доходит. При изменении давления в скважине диаметр пузырьков газа также изменяется, что создает ряд необычных явлений и эффектов, затрудняющих понимание происходящего. Например, увеличение давления приводит к уменьшению диаметра пузырьков, снижению затухания акустической волны и увеличению амплитуды волнового пакета. Это может быть неправильно истолковано как нарушение сцепления цементного камня с обсадной колонной и изоляции затрубного пространства [9]. Наличие частиц выбуренной породы в промывочной жидкости, отложений на внутренних стенках обсадной колонны (парафина, карбонатов, продуктов коррозии и т.д.), а также значительная шероховатость их внутренней поверхности также резко снижают эффективность акустических методов [10, 11], что обуславливает необходимость использования многочастотного акустического зондирования. Поэтому аппаратура акустического каротажа в настоящее время строится как минимум двухчастотной [12]. Тем не менее использование акустического метода для получения количественной

информации и определения характеристик дефектных участков труб обсадных колонн в скважине сильно затруднено из-за указанных выше факторов.

Известно, что уровень шумов, возникающих за счет движения флюидов, зависит в первую очередь от скорости их движения. Поэтому может сложиться парадоксальная ситуация, когда с помощью метода шумометрии могут быть выявлены перетоки флюидов малые по объему, но движущиеся с большой скоростью и не выявлены значительно большие объемы флюидов, движущиеся с малой скоростью.

Для повышения чувствительности и достоверности метода шумометрии разработан новый способ механоакустического каротажа, включающий спуск в обсадную колонну скважинного прибора с измерительными рычагами-волноводами, контактирующими верхними концами с преобразователями акустических сигналов, а нижними – с обсадной колонной (патент России № 2102597, кл. E 21B 47/14).

Указанным способом с большей достоверностью определяются утечки в муфтовых соединениях (по газу) и перетоки флюидов в заколонном пространстве скважин за счет контактного принципа съема информации с обсадной колонны, позволяющего минимизировать искажающее влияние внутриколонной среды на результаты измерения интенсивности и спектра шумов (например: шумов механического происхождения из-за трения скважинного прибора об обсадную колонну, шумов кабеля и др.). Кроме того, необходимо отметить, что каротажный кабель по сути является струнным резонатором с переменной длины и резонансной частотой, непосредственно передающий механические колебания от порыва ветра и других воздействий на кабель-

ный наконечник скважинного прибора. Указанные шумы механического происхождения затрудняют или делают невозможным выделение акустических сигналов, обусловленных перетоками флюидов в заколонном пространстве скважин.

Другим прямым методом для обнаружения мест негерметичности в обсадных колоннах и межпластовых перетоков флюидов в заколонном пространстве скважин является метод термометрии. Однако с его помощью оказывается возможным выявление только значительных по объему утечек и перетоков флюидов, приводящих к заметным температурным аномалиям, причем в газовых скважинах положительные и отрицательные температурные аномалии возникают еще и от эффектов сужения и расширения каналов перетока, т.е. в общем случае тепловые эффекты неоднозначны.

Поэтому нами разработан комбинированный термоакустический способ обнаружения мест негерметичности в обсадных колоннах, межколонных и межпластовых перетоков флюидов (патент России № 2405936, E 21 B 47/14).

Для реализации термоакустического способа разработан агрегатированный комплекс, который включает:

- высокочувствительный малоинерционный термометр ВМСТ-1 (патенты России № 2193169, кл. G01K7/24 и № 2315268, кл. G01K7/24);
- прибор механоакустического каротажа СМАШ-42, не имеющий аналогов в России и за рубежом (патент России № 2102597, кл. E 21B 47/14);
- активный локатор магнитных аномалий ЛПМ-42 (патент России № 2328731, G 01 N 27/82), а также внутритрубный магнитный локатор дефектов и повреждений труб (патент России № 207258, G 01 N 27/82).

Рассмотрим основные особенности построения указанных приборов.

1. Прибор механоакустического каротажа СМАШ-42

Приборы СМАШ-42 состоят из:

- микрокаверномера (для измерения среднего внутреннего диаметра обсадных труб и определения их проходного сечения);
- спектрального шумомера (для обнаружения малых утечек в муфтовых соединениях и по телу труб, а также перетоков флюидов за эксплуатационными обсадными колоннами).

Микрокаверномер имеет резистивный датчик перемещений, включенный в частотно задающую цепь генератора импульсов. В зависимости от внутреннего диаметра труб измерительные рычаги раскрываются на больший или меньший угол, что приводит к изменению положения ползунка датчика перемещений и частоты колебаний генератора импульсов регистрируемых на поверхности.

Датчиками аппаратуры спектральной шумомерии СМАШ-42, преобразующими акустические сигналы шумов в электрическое напряжение, служат пьезоэлементы из керамики ЦТС-19, связанные с внутренней поверхностью обсадных труб с помощью специальных волноводов, в качестве которых используются измерительные рычаги микрокаверномера.

Такая концепция построения скважинных приборов СМАШ-42 позволяет:

- исключить эффект «размазывания» шумовой аномалии и локализовать зону исследования (подобно медицинскому стетоскопу);
- резко снизить негативное влияние параметров жидкости, заполняющей обсадную колонну (часто газированной);

- обеспечить высокую разрешающую способность аппаратуры и получить более высокую чувствительность по сравнению с аппаратурой аналогичного назначения отечественных и зарубежных производителей.

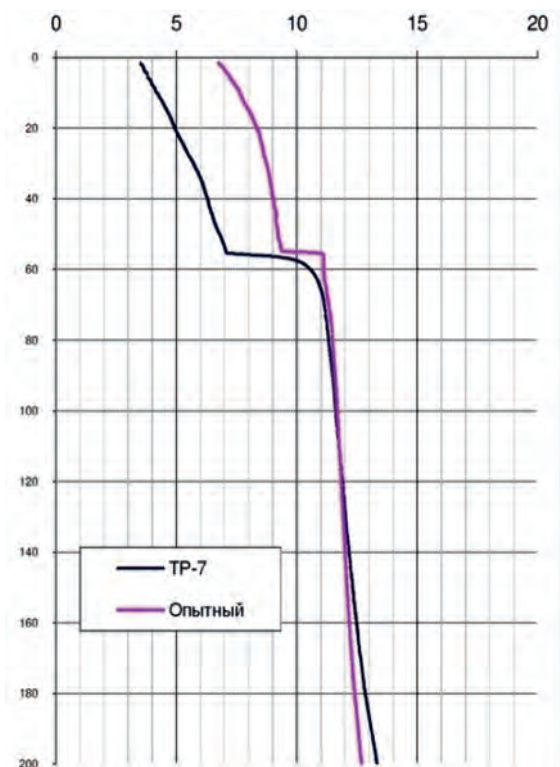
2. Высокочувствительный малоинерционный скважинный термометр ВМСТ-1

Серийные скважинные термометры мало пригодны для проведения «тонких» работ по обнаружению мест негерметичности в обсадных колоннах с малыми утечками (по газу) и выявлению перетоков флюидов в заколонном пространстве скважин из-за их большой тепловой инерции, недостаточной чувствительности и перегрева термочувствительных элементов выше температуры окружающей среды под действием электрического тока, протекающего в измерительной схеме.

Повысить достоверность регистрации теплового поля вдоль оси скважины за счет устранения «размазывания» температурных аномалий, обусловленного значительной тепловой инерцией известных скважинных термометров, оказалось возможным за счет кардинального изменения конструкции датчиков температуры и электронной схемы.

Сопоставительные испытания с серийными термометрами как в лабораторных, так и в реальных скважинных условиях, показали, что тепловая инерция серийного термометра ТР7-341 многократно превышает тепловую инерцию термометра ВМСТ-1.

На рисунке 1 приведены фрагменты термограмм, характеризующих реакцию термометров ТР7-341 и ВМСТ-1, где скачок температуры в момент перехода из воздуха в воду, зарегистрированный термометром ТР7-341, оказался «разма-



▲ Рис. 1. Реакция термометров TP7-341 и BMCT-1 на скачок температуры.

занным» по глубине скважины на 12,5 метра, тогда как BMCT-1 четко зарегистрировал момент перехода практически горизонтальным участком кривой, и его показания установились на базе 0,83 метра. Из приведенных данных можно сделать вывод, что тепловая инерция термометра BMCT-1 меньше тепловой инерции термометра TP7-341 в 15 раз.

На рисунке 2 приведены фрагменты термограмм, зарегистрированных в добывающей газовой скважине и свидетельствующих о том, что с помощью термометра BMCT-1 эффективно работающая часть пласта в интервале 1375–1385 метров выделяется более четко.

Разработанные новые технические решения позволили получить высокие технические характеристики скважинного термометра BMCT-1, что, в свою очередь, обеспечило его широкое применение при проведении ГИС по определению путей миграции газа в заколонном пространстве скважин и утечек в муфто-

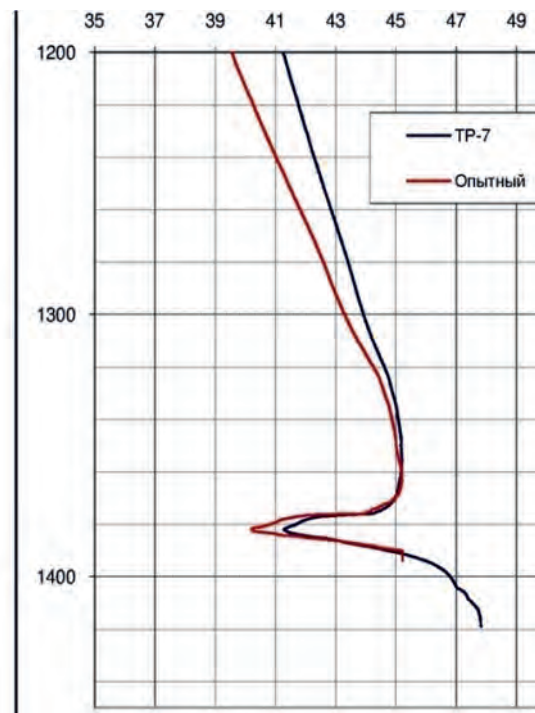


Рис. 2. Реакция термометров TP7-341 и

▲ BMCT-1 в зоне залегания в момент перехода из воздуха в воду продуктивного пласта.

вых соединениях обсадных колонн.

На рисунке 3 (сверху вниз) показаны геофизические скважинные приборы нового поколения [15] для диагностики технического состояния нефтегазовых скважин, а именно:

- индукционный скважинный дефектоскоп ИДК-105М (для выявления в обсадных колоннах порывов, трещин, сквозных проржавлений, отверстий кумулятивной и щелевой перфорации и т.д.);
- дифференциальный магнитный локатор ДЛМ-42 (для выделения интервалов перфорации на месторождениях с АВПД);
- высокочувствительный малоинерционный скважинный термометр BMCT-1 (для обнаружения перетоков флюидов в заколонном пространстве скважин);
- локатор магнитных аномалий ЛПМ-80 (для выявления зон распространения интенсивной коррозии и потери металла в обсадных колоннах);



◀ Рис. 3. Комплекс геофизических приборов для контроля технического состояния крепи скважин.

• скважинный механоакустический прибор СМАШ-42, (для определения проходного сечения и выявления перетоков флюидов за обсадными колоннами методом контактной спектральной шумометрии).

• Указанный комплекс приборов показал высокую эффективность (как в вертикальных, так и в наклонно-горизонтальных скважинах на нефтегазовых месторождениях и подземных хранилищах газа Краснодарского края) при выполнении следующих работ:

- обнаружении негерметичных муфтовых соединений с малыми утечками;
- определении интервалов кумулятивной, пескоструйной и щелевой перфорации в сложных условиях (в скважинах с АВПД и высокими температурами) с точной «привязкой» их к продуктивным пластам;
- оценке качества цементирования и разобщения пластов-коллекторов;
- обнаружении зон перетоков флюидов в заколонном пространстве скважин;
- определении путей и области распространения герметизирующих составов при ремонтно-изоляционных работах (РИР) по устранению перетоков флюидов;

• определении источников обводнения добываемой углеводородной продукции.

Технология проведения исследований включает:

- спуск в скважину высокочувствительного малоинерционного термометра ВМСТ-1, совмещенного с локатором магнитных аномалий ЛПМ-42 (или стандартным локатором муфт);
- регистрацию температуры и температурных аномалий вдоль ее ствола с «привязкой» к муфтовым соединениям обсадных колонн по глубине;
- выделение интервалов глубин, в которых наблюдаются отклонения температурных аномалий от геотермы;
- регистрацию шумовых сигналов в интервалах расположения обнаруженных температурных аномалий при закрытых рычагах-волноводах прибора механоакустического каротажа СМАШ-42;
- регистрацию шумовых сигналов в интервалах расположения обнаруженных температурных аномалий при раскрытых рычагах-волноводах прибора СМАШ-42;
- сопоставление амплитудно-частотных характеристик шумовых

сигналов при закрытых и раскрытых рычагах-волноводах.

При этом при закрытых рычагах-волноводах преимущественно регистрируются шумы внутриколонного пространства скважины (фон), к которым при открытых рычагах-волноводах добавляются шумы, обусловленные движением флюидов в заколонном пространстве.

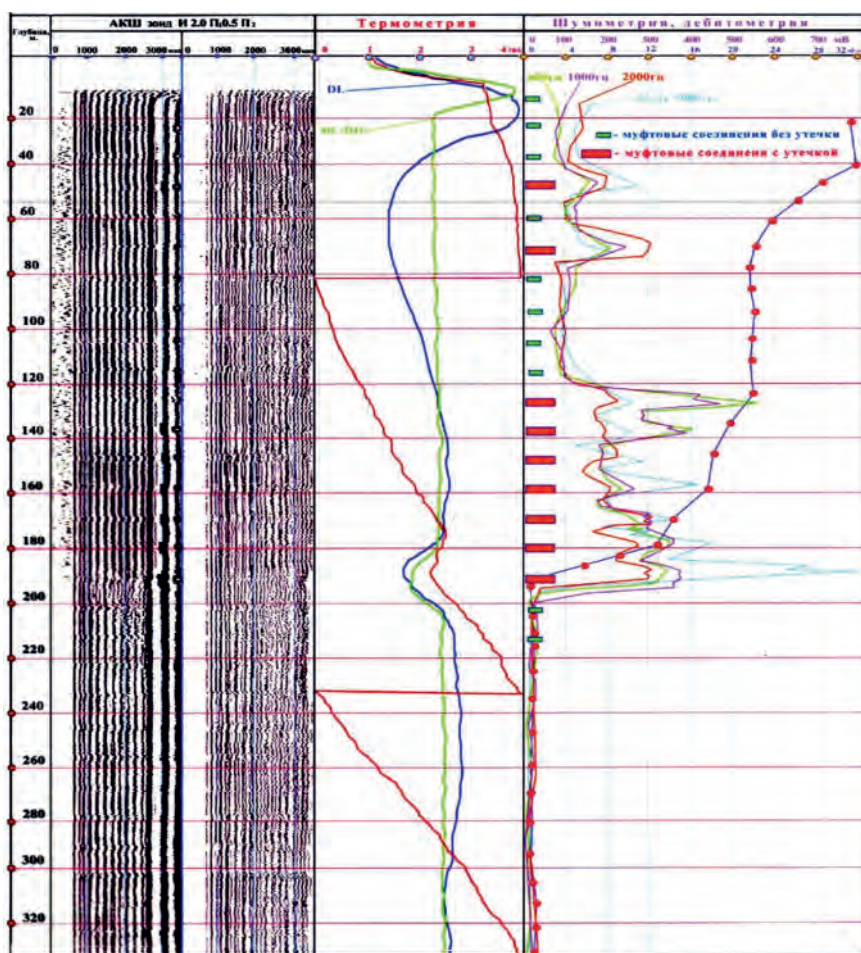
Исследования проводят как при наличии, так и при отсутствии давления в межколонном пространстве скважины. По изменению амплитудно-частотных характеристик зарегистрированных шумовых сигналов в местах выявленных температурных аномалий при закрытых и раскрытых рычагах-волноводах судят о наличии или отсутствии перетоков флюидов, т.е. о качестве разобщения пластов-коллекторов в заколонном пространстве скважин.

В результате проведенных исследований установлено, что в газовых скважинах (и в нефтяных скважинах с большим газовым фактором) перетоки флюидов в их заколонном пространстве нередко происходит в «гейзерном» режиме, когда чередуются процессы накопления и прорыва газовой шапки. В данном случае следует увеличивать время регистрации газогидродинамических шумовых сигналов в каждой точке наблюдения.

На рисунке 4 приведены фрагменты каротажных диаграмм в одной из скважин Куцевского ПХГ, в которой в верхней части эксплуатационной колонны (в интервале 0–200 метров) было несколько негерметичных (по газу) муфтовых соединений.

На первом поле приведены результаты исследований, полученные с помощью серийного прибора широкопо-

► Рис. 4.
Фрагменты диаграмм,
зарегистрированных
в верхней части
эксплуатационной
колонны с
негерметичными
муфтами
(выделены красным
цветом).



лосного акустического каротажа (АКШ-5), серийного прибора ТР7-341 и спектральной шумометрии (прибор СМАШ-42 с центральными частотами спектра 600, 1000, 2000 и более 5000 Гц).

Серийные приборы АКШ-5 и ТР7-341 не выявили существенных аномалий акустических и тепловых полей (например: с помощью термометра ТР7-341 тепловая аномалия зарегистрирована в диапазоне 177 – 200 метров, характеризующимся наличием лишь двух муфтовых соединений с наибольшими утечками).

Следует особо отметить, что с помощью прибора СМАШ-42 обнаружены все 9 негерметичных муфтовых соединений труб обсадной колонны (во всех частотных полосах, причем наиболее информативным оказался высокочастотный участок спектра – более 5000 Гц).

Все вышеизложенное наглядно свидетельствует о целесообразности широкого использования приборов нового поколения для решения сложных задач при разработке нефтегазовых месторождений и эксплуатации ПХГ.

Другие примеры применения комплекса приборов нового поколения приведены в [13–15].

Выводы

Разработан комплекс геофизических приборов нового поколения и программно-математическое обеспечение ГИС для определения технического состояния обсадных колонн.

Разработаны новые технологии оценки качества цементирования и обнаружения межколонных и межпластовых перетоков флюидов в заколонном пространстве скважин.

Указанный приборный комплекс и новые технологии ГИС нашли применение более чем в 100 скважинах на нефте-

газовых месторождениях и ПХГ, показали высокую эффективность и могут быть рекомендованы к широкому применению как в вертикальных, так и в наклонно-горизонтальных скважинах.

Литература:

1. Климов В.В. Повышение достоверности результатов геотермических исследований в скважинах на нефтегазовых месторождениях и ПХГ / В.В. Климов, В.Г. Гераськин // Научно-технический сборник «Транспорт и подземное хранение газа». – ООО «ИРЦ Газпром», 2008. – № 2. – С. 19–23.
2. Климов В.В., Климов Е.В. Возможности и ограничения акустических методов контроля цементирования // НТВ Каротажник. – 2009. – № 4 (181). – С. 120–131.
3. Климов В.В. Возможности и ограничения метода спектральной шумометрии // НТВ Каротажник. – 2001. – № 80. – С. 54–59.
4. Колесниченко В.П., Кравцов И.Н., Климов В.В. Возможности и ограничения магнитоимпульсного метода контроля технического состояния обсадных колонн и насосно-компрессорных труб // НТВ Каротажник. – 2006. – Вып. № 5 (146). – С. 38–50.
5. Климов В.В., Климов Е.В. Проблемы дефектоскопии обсадных колонн нефтегазовых месторождений и подземных хранилищ газа // НТВ Каротажник. – 2009. – № 10 (187). – С. 83–93.
6. Колесниченко А.Т., Дулаев В.Х.-М., Петерсон А.Я. Петерсон Э.И., Терещенко Ю.П. Повышение информативности электромагнитной дефектоскопии обсадных колонн в скважинах. – 1986. – Серия: Бурение. – № 7. – С. 20–23.
7. Девятков А.Ф., Белоконов Д.В., Козьяр В.Ф. и др. Центрирование приборов акустического каротажа в скважине //

Геофизическая аппаратура. – Л.: Недра, 1983. – Вып. 77. – С. 138–145.

8. Определение качества цементного кольца в затрубном пространстве, помощью акустического каротажа // ЭИ Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ, 1982. – № 20. – С. 7–9.

9. Гуторов Ю.А., Хайдаров Г.Н. Некоторые особенности разработки нового вида аппаратуры для оперативной оценки технического состояния обсадных колонн // Геофизическая аппаратура. – Л.: Недра, 1986. – Вып. 83. – С. 90–100.

10. Авилов В.И., Каретко О.Н., Крылов Д.А. и др. Контроль за состоянием крепи скважин // ЭИ Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ, 1983. – Вып. 17. – С. 22–26.

11. Хилл Т.Х. Дефектоскопия нефтепромысловых трубных изделий // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – М.: Недра, 1984. – С. 11–18.

12. Шумаков В.П., Нестеренко Н.Г., Кузнецов О.Л. и др. Комплексная двухчастотная аппаратура акустического каротажа на отраженных волнах // Геофизическая аппаратура. – Л.: Недра,

13. Климов В.В. Повышение достоверности результатов геофизических исследований при контроле технического состояния крепи наклонно-направленных и горизонтальных скважин // Специализированный сборник «Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений». – 2008. – № 3. – С. 41–47.

14. Климов В.В. Диагностика обсадных колонн электромагнитными методами. Проблемы и решения. // OIL&GAS JOURNAL (RUSSIA). – 2015. – № 5 (93). – С. 54–58.

15. Климов В.В. Концепция и задачи контроля технического состояния крепи скважин на месторождениях и ПХГ: Специализированный сборник: Геология, бурение, разработка и эксплуатация

газовых и газоконденсатных месторождений. – 2007. – № 2. – С. 60–65.

Подробнее об авторах



Климов
Вячеслав Васильевич

к.т.н., действительный член Международной Академии технологических наук, доцент кафедры «Нефтегазового дела им. проф. Г.Т. Вартумяна» Кубанского Государственного технологического университета



Нетребко
Александр Аркадьевич

Ведущий геофизик лаборатории опытно-методических работ ПФ «Севергазгеофизика» ООО «Газпром недра». Научные интересы: разработка и совершенствование технических средств и методик для диагностики технического состояния обсадных колонн и НКТ. Автор одной публикации и одного патента на полезную модель.