

КОНТРОЛЬ ТЕХНИЧЕСКОЙ И ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ МЕТОДАМИ ПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОФИЗИКИ

А.Р. Князев, С.В. Козлов
ОАО «Пермнефтегеофизика»,
ООО «Лукойл-Пермь»

1. Проблема межпластовых перетоков газа

На газонефтяных месторождениях юга Пермского края, где возраст многих эксплуатируемых скважин превышает 30 лет, существует проблема утечек газа из продуктивных пластов в водоносные горизонты и на поверхность. Индикатором утечек является, в частности, межколонное пространство крепи скважин: через цементный камень между эксплуатационной колонной и кондуктором просачивается газ. Колонная головка обвязки скважин позволяет контролировать давление газа, которое составляет от сотен килопаскалей до нескольких мегапаскалей. Объем газа, определенный при стравливании, составляет десятки и первые сотни кубических метров. Эксплуатация скважин с избыточным межколонным давлением запрещена, поэтому десятки скважин в 2001–2005 годах были выведены из добывающего фонда.

Причинами утечек газа могут быть негерметичность колонны, зазоры и каналы в цементном камне, проницаемость цементного камня. Вертикальное перемещение газа неизбежно сочетается с горизонтальным или площадным распространением его по проницаемым пластам, которые сами становятся источником питания для других не насыщенных газом объектов.

2. Промыслово-геофизические исследования

Обычный комплекс геофизических методов контроля качества крепи скважин, включающий акустическую цементометрию (АКЦ), гамма-гамма цементометрию, электромагнитную дефектоскопию и термометрию, как правило, не давал возможности определить причины появления межколонного давления газа. Силами ОАО «Пермнефтегеофизика» осуществлена программа специальных исследований проблемных скважин при капитальном ремонте (КРС), прояснившая ситуацию. Комплекс исследований при различных состояниях скважин приведен в таблице

Скважинные условия	Методы ГИС
Режим 1, статика, скважина заглушена, уровень ПЖ на устье	Стандартный комплекс исследований техсостояния, включая АКЦ, +дополнительно: АШ (активная шумо-метрия), ПШ (пассивная шумо-метрия), ГК-НГК
Режим 2, избыточное давление 10 МПа	АКЦ, АШ, ПШ
Режим 3, после закачки горячей воды (~70 °С)	АВЧТ (активная термометрия, непрерывные измерения)
Режим 4, после снижения уровня ПЖ до 300–500 м	АКЦ, АШ, ПШ, ИТПС (инфракрасная термометрия)

Метод АКЦ, выполненный при разных давлениях в скважинах, позволил оценить величину зазора между цементным камнем и колонной и выделить в разрезе интервалы: герметичные, негерметичные и такие, которые могут становиться негерметичными при понижении давления в скважине. При изменении давления в стальной колонне на ΔP её радиус изменяется в соответствии с формулой:

$$\Delta R = \frac{\Delta P \cdot R^2 \cdot (1 - \frac{\nu}{2})}{E \cdot d}, \quad (1)$$

где R – радиус колонны, ΔR – изменение радиуса, E – модуль Юнга, ν – коэффициент Пуассона, d – толщина стенки колонны. Расчет для колонны диаметром 146 мм с толщиной стенок 7 мм показывает, что изменение радиуса колонны и, соответственно, зазора между колонной и цементным камнем при изменении давления в колонне на 10 МПа составляет около 30 мкм. Наличие зазора определяется по наличию волны по колонне (волны Лэмба) при АКЦ. Если при избыточном давлении в 10 МПа волна Лэмба исчезает, значит, величина зазора менее 30 мкм; если не исчезает, то или зазор больше, или за колонной в цементном камне имеется канал. Пример результатов АКЦ показан на рис. 1. На фазокорреляционной диаграмме (ФКД) волны, распространяющиеся по колонне, – яркие полосы в начале волнового сигнала (ВС). Кривые E1 и E2 – энергии волн Лэмба до и после создания давления в скважине. Как видно из рисунка, часть зазоров закрывается при избыточ-

ном давлении, т.е. они имеют раскрытость менее 30 мкм. Но имеются и интервалы, в которых $E1 \approx E2$, т.е. зазор больше 30 мкм.

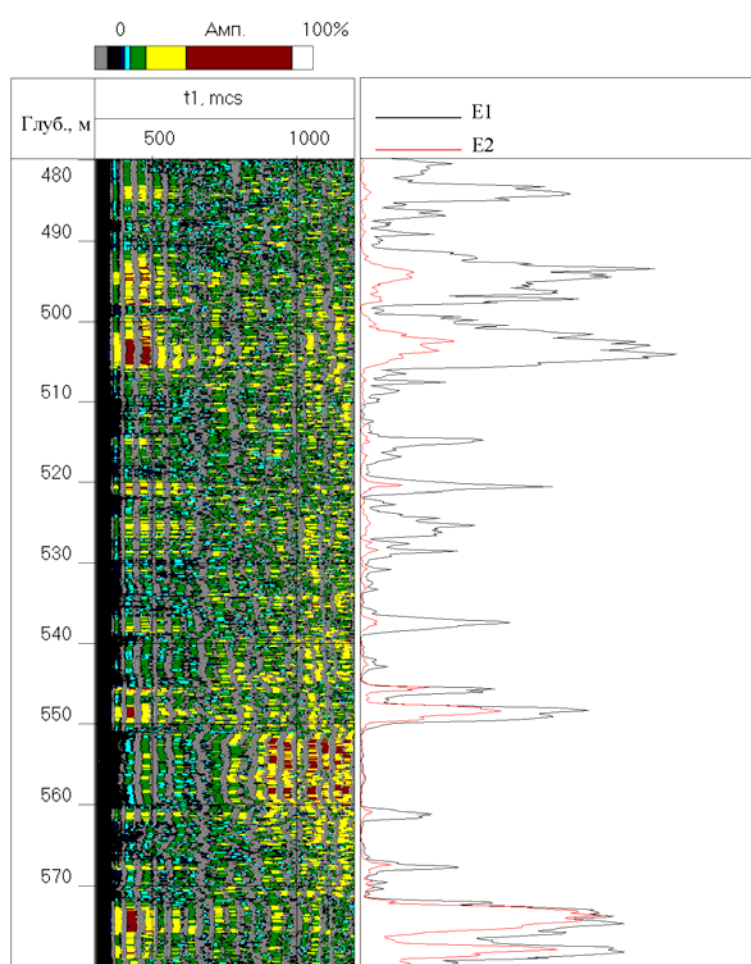


Рис. 1. Изменение энергии волн Лэмба при изменении давления в скважине

Количество жидкости или газа, протекающих через тонкий зазор, очень быстро растет с увеличением величины зазора (пропорционально третьей степени):

$$q = \frac{a \cdot b^3 \cdot \text{grad}P}{12 \cdot \mu}, \quad (2)$$

где q – расход флюида в единицу времени, a – длина зазора в плоскости, перпендикулярной колонне, b – величина зазора, μ – динамическая вязкость флюида, $\text{grad}P$ – градиент давления флюида вдоль колонны. Если величина зазора – 30 мкм, длина зазора – 50 см, а градиент давления 0,1 МПа/м, то расход воды будет равен 10 л/сут. Вязкость газа примерно на два порядка меньше вязкости воды, поэтому расход газа составит около 650 л/сут

(объем при пластовых условиях). Таким образом, для газа величины незакрывающихся зазоров являются интервалами негерметичности заколонного пространства.

Следует отметить, что абсолютное большинство исследованных скважин, по данным АКЦ, герметичны в той части разреза, которая примыкает к продуктивным пластам, – там волны Лэмба не регистрируются. Пример представлен на рис. 2. Как видно из рисунка, волна Лэмба наблюдается только в интервале спуска кондуктора. Ниже эксплуатационная колонна зацементирована хорошо. Тем не менее по характеру ВС понятно, что заколонное пространство ниже башмака кондуктора насыщено газом. Это очевидно, если сравнить общий вид волнового сигнала в газонасыщенном продуктивном интервале (~1170–1225 м) с ВС в интервале 365–560 м. В обоих интервалах наблюдается сильное затухание всех типов волн. Оно обусловлено наличием газа за эксплуатационной колонной. При этом, даже если газонасыщенным является только цементный камень, наблюдается сильное затухание ВС.

При исследованиях проблемных скважин использовался комплексный прибор типа АКТАШ (акустический каротаж, термометр, акустический шумомер), в котором имеется канал шумометрии для обнаружения заколонного движения флюида по шумам. Однако метод пассивной акустической шумометрии оказался менее эффективным, чем ожидалось. Обнаружено лишь несколько аномалий, интерпретация которых не однозначна. Пример представлен на рис. 3.

Прибор типа АКТАШ работает следующим образом. Сначала срабатывает акустический излучатель, и акустический приемник регистрирует обычный ВС. Спустя 20 мс тот же приемник регистрирует «шум». Оказалось, однако, что регистрируемый каналом шумомера сигнал, кроме собственно шумов, содержит регулярную составляющую – отраженные от муфт обсадной колонны поверхностные волны (ОПВ), называемые также волнами Стоунли, или гидроволнами (наклонные годографы на левой ФКД, рис. 3). Для регистрации исключительно шумов требуется отключить излучатель (правая ФКД). Из рисунка видно, что шумы действительно имеются напротив интервалов перфорации, где кривая энергии шумов $E_{\text{шш}}$ имеет максимальные значения. Зарегистрировать подобные максимумы, достоверно связанные с интервалами заколонной фильтрации, не удалось. Тем не менее канал шумометрии оказался очень информативным. Регистрируемые им ОПВ – индикатор наличия газа в заколонном пространстве скважин, т.к. газ вызывает их аномальное затухание. Пример определения газонасыщенных интервалов по ОПВ представлен на

рис. 4. Способ определения наличия газа за колонной по исчезновению или многократному затуханию отраженных от муфт волн Стоунли признан изобретением, на способ получен патент РФ № 2304215.

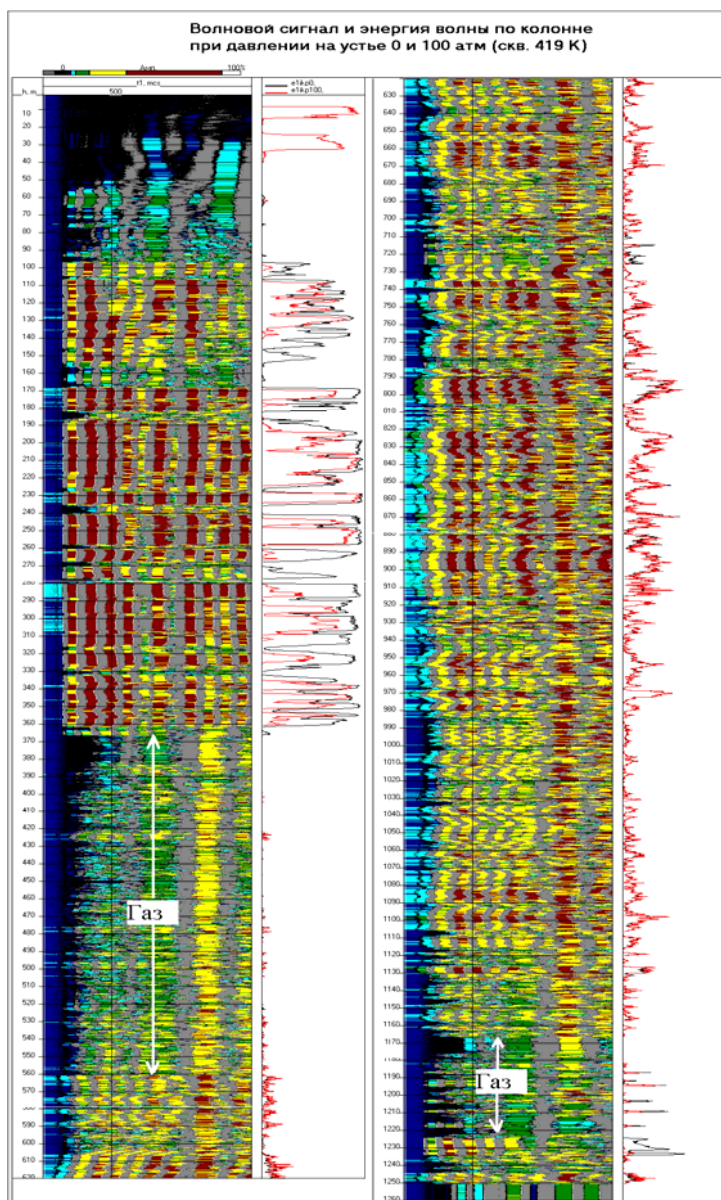


Рис. 2. Волновой сигнал в «проблемной» скважине с хорошим качеством цементирования эксплуатационной колонны

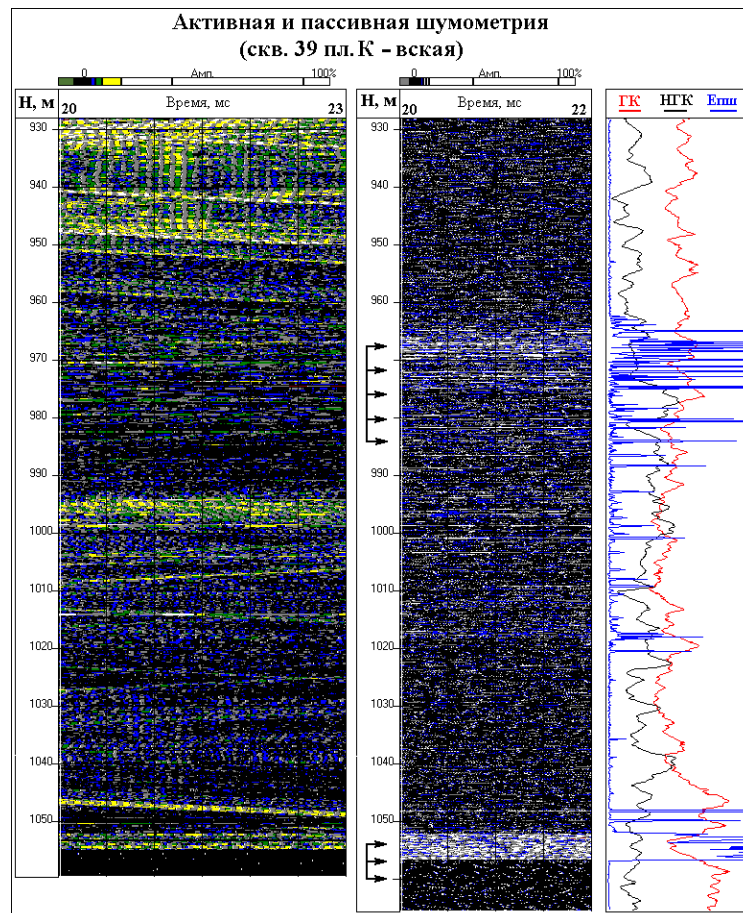


Рис. 3. Данные активной (слева) и пассивной шумометрии вблизи продуктивного интервала

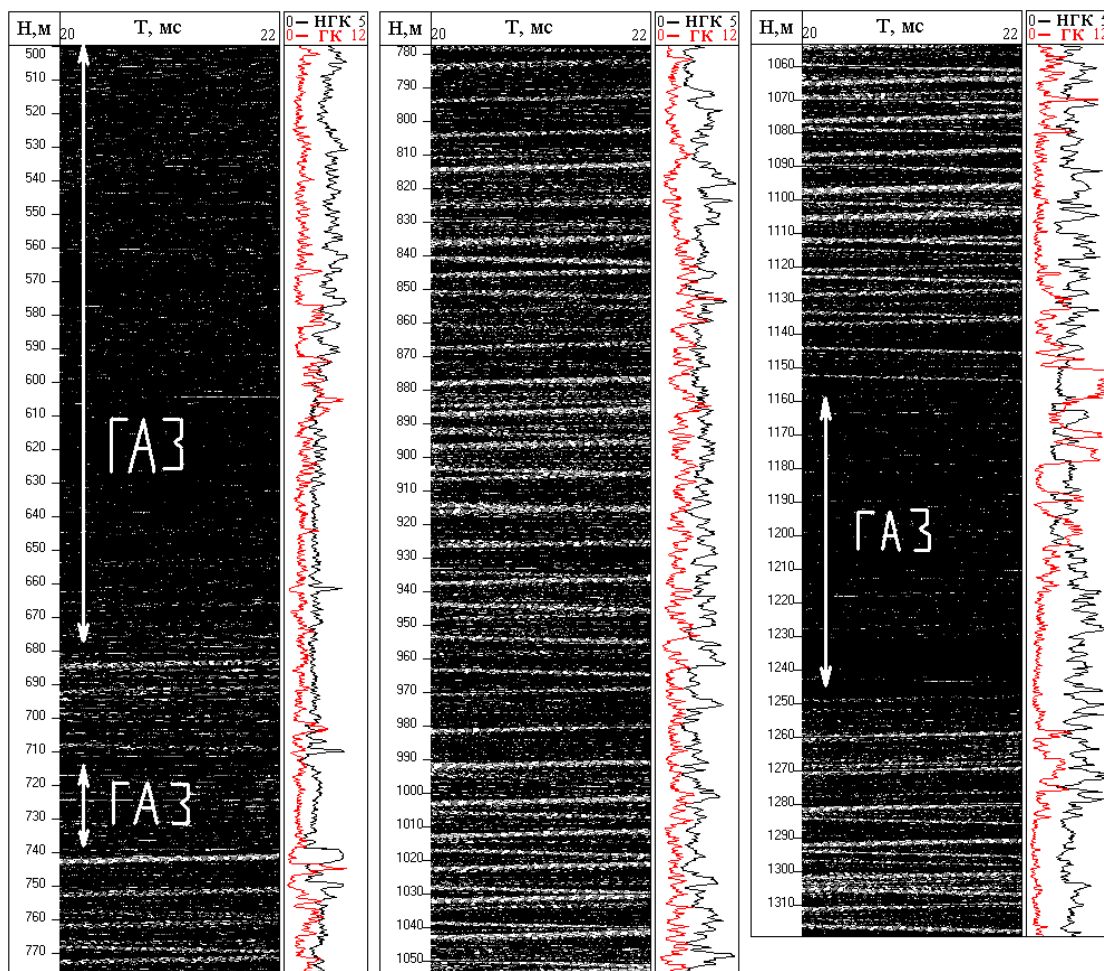


Рис. 4. Выделение газонасыщенных интервалов по отраженным волнам Стоунли

Скважины, результаты исследований по которым представлены на рис. 2, 3 и 4, не являются проводниками газа из разрабатываемых пластов. Газ «пришел» к ним по латерали, по проницаемым водоносным горизонтам. В результате разработки нефтегазовых месторождений в отложениях пермского возраста сформировались техногенные залежи газа. Приведем пример скважины, в которой, по-видимому, происходила утечка газа в вышележащие горизонты. На рис. 5 представлены данные ГИС по нагнетательной скважине. Выше интервала нагнетания зарегистрирована радиогеохимическая аномалия – увеличение показаний прибора гамма-каротажа от времени строительства скважины (кривая GK-84) ко времени проведения специальных исследований (кривая GK-04). Наличие аномалии свидетельствует о движении нагнетаемой жидкости по заколонному пространству вверх. Очевидно, что вместе с жидкостью вверх нагнетался газ. После проведенных исследований скважина была переведена в наблюдательные, затем ликвидирована.

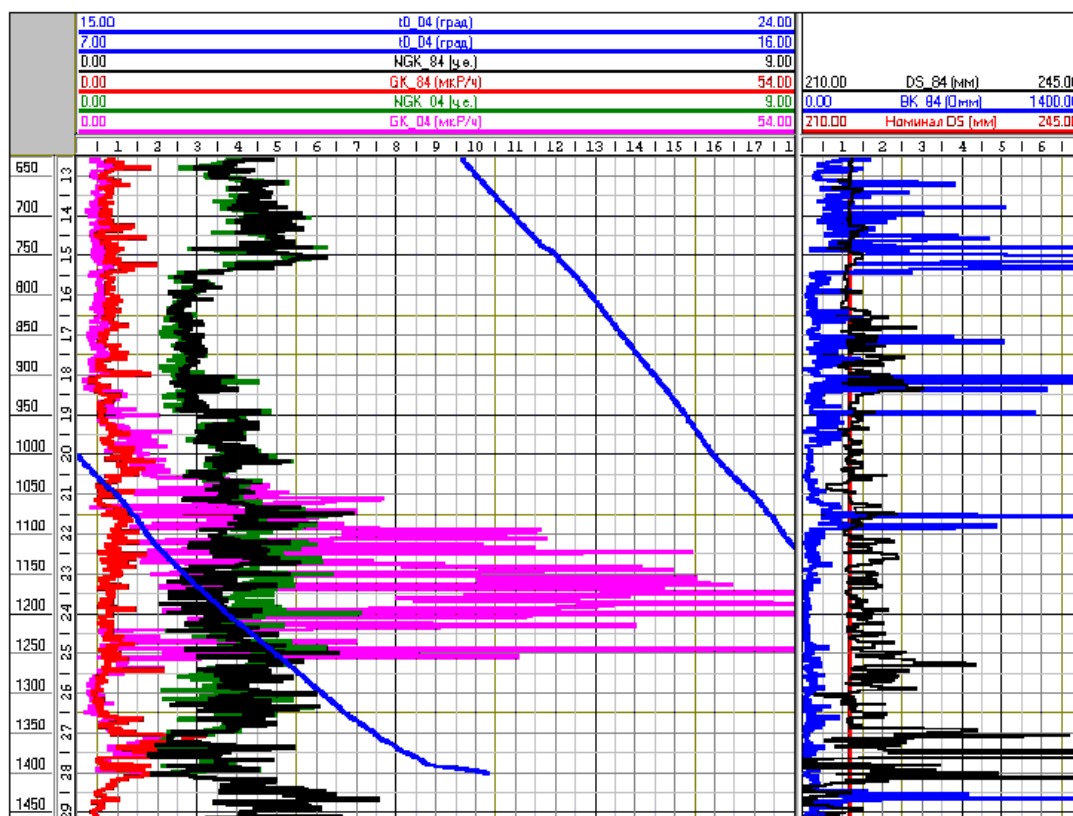


Рис. 5. Радиогеохимическая аномалия – результат заколонного перетока

При двухколонной крепи и, особенно, плохом качестве цементирования межколонного пространства метод АКЦ, а также способ, использующий ОПВ, неэффективны для оценки герметичности крепи за второй колонной. В то же время в условиях существования техногенных залежей газа особенно актуально выявление заколонных перетоков флюида в верхней части разреза. Основной метод решения этой задачи – термометрия скважин. Применение термометрии осложнено двумя обстоятельствами: во-первых, в ряде случаев при проведении ГИС уровень жидкости в скважине оказался на глубинах до 300–400 м, во-вторых, интерпретация термометрии на малых глубинах осложнена наличием зоны постоянных температур (условно 20–40 м) и движением приповерхностных подземных вод. В этих условиях метод стандартной термометрии был дополнен методом инфракрасной термометрии (ИТПС) и методом активной термометрии (АВЧТ).

В «сухой» скважине прибором ИТПС измеряют температуру обсадной колонны по её инфракрасному излучению. Метод оказался более информативным, чем обычная термометрия скважин. На рис. 6 представлены данные обычной термометрии (Т1) и несколь-

ких замеров инфракрасной термометрии: сразу после снижения уровня промывочной жидкости (ITPS_1), через 18 часов (ITPS_2a) и затем через несколько часов после того, как устье скважины было открыто (ITPS_2b и ITPS_2c) и в скважину стал попадать холодный воздух (-17 °C). Выделенное заливкой расхождение температур связано, по на-

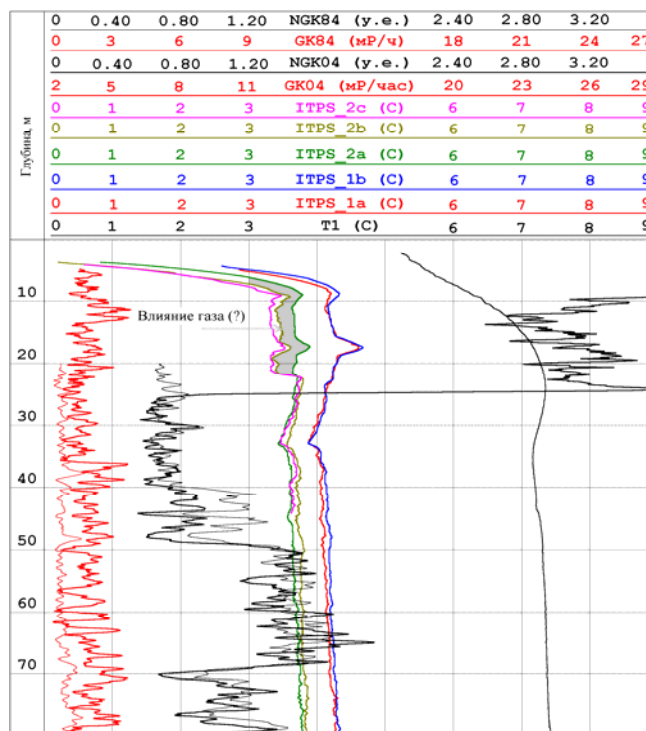


Рис. 6. Пример инфракрасной термометрии

шему мнению, с пониженной теплопроводностью затрубного пространства, которая обусловлена наличием газа в интервале выше 22 м. О газе за колонной свидетельствуют также показания нейтронного гамма-каротажа (НГК). Сопоставление данных НГК в открытом стволе с данными, полученными при каротаже в колонне после расформирования зоны проникновения фильтрата бурового раствора, имеет самостоятельное значение для выделения пористых, первоначально водонасыщенных, а теперь газоводонасыщенных пластов.

В ходе работ опробован также метод активной термометрии (АВЧТ), заключающийся в непрерывном измерении температуры в скважине после закачки в нее горячей воды. Этот способ дает возможность выделять интервалы заколонных перетоков по аномальной скорости остывания скважинной жидкости.

3. Геологические результаты

В результате исследований установлены некоторые принципиально важные факты по проблеме, а именно:

- газ за колонной имеется в верхней части разреза всех исследованных скважин;
- на глубинах 600–900 м в карбонатных первоначально водоносных коллекторах сформировались техногенные залежи газа;
- имеет место латеральная миграция газа по проницаемым пластам;
- большинство исследованных скважин не являются проводниками газа из разрабатываемого объекта, газ поступает к ним по латерали;
- имеются заколонные перетоки флюидов в верхней части разрезов скважин;
- межколонное пространство скважин, как правило, негерметично.

4. Дальнейшие исследования и мероприятия

Возможности совершенствования комплекса геофизических исследований не исчерпаны. Результаты, полученные промыслово-геофизическими методами, необходимо подтвердить прямыми исследованиями: провести вторичное вскрытие (перфорацию) и опробование интервалов вторичных залежей газа, определить давления в этих пластах, состав флюида и т.д. По результатам испытания водогазонасыщенных пластов подтвердятся или потребуют доработки интерпретационные критерии.

Существующий комплекс мероприятий при капитальном ремонте скважин, направленный на устранение причин появления межколонного давления, не всегда эффективен, отмечаются случаи повторного появления межколонного давления на скважине спустя некоторое время. Полное решение проблемы межпластовых перетоков возможно только после отбора газа из газовых залежей и снижения в них давления до уровня, при котором активизируются природные механизмы противодействия массопереносу флюидов. Соответствующие решения ОАО «ЛУКОЙЛ», основным недропользователем на данной территории, принимаются и выполняются. В 2003 г., в частности, была принята Программа газовой безопасности, а в 2006 г. – Технологическая схема разработки Кокуйского месторождения, предусматривающие добычу газа из всех газовых шапок.