

**СЕКЦИЯ 5. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ЗЕМЛИ И ПОИСКОВ
И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ.
ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ.**

Таблица

Суммарный объем обвалов и оползней горного обрамления Тункинской системы впадин

	Оползни в м ³	Обвалы в м ³	Общий V м ³
Тункинские Гольцы	551819184	673043732	1224862916
Хамар-Дабан	151386836	252901674	404288510
Суммарный объем			1629151426

Первичный анализ полученных данных о перемещенном обвально-оползневых процессах объеме пород позволяет говорить о несомненной приуроченности Тункинской площади концентрации деструктивных объектов к сейсмогенерирующим структурам (Тункинский, Мондинский разломы и юго-восточное окончание Главного Саянского разлома), испытавших сейсмогенное обновление за поздний плейстоцен – голоцен. Значительно меньшие объемы сейсмогравитационных масс зафиксированы в Хамар-Дабане. Они связаны, по нашему мнению, с большим удалением от «линий» основных разломов или являются результатом рассеянных землетрясений [2]. Литологическая обусловленность в данном случае не имеет критического значения, так как плотность пород, слагающих обрамление Тункинской системы впадин, однородна.

Литература

1. Аржанников С.Г., Броше Р., Жоливе М., Аржанникова А.В. К вопросу о позднеплейстоценовом оледенении юга Восточного Саяна и выделении конечных морен MIS 2 на основе бериллиевого датирования (10 Be) ледниковых комплексов // Геология и геофизика. – 2015. – Т. 56. – № 11. – С. 1917-933.
2. Голенецкий С.И. Сейсмичность района Тункинских впадин на юго-западном фланге Байкальского рифта в свете инструментальных наблюдений второй половины XX века // Геология и геофизика. – 1998. – Т. 39. – № 2. – С. 260-270.
3. Смекалин О.П. Изучение палеосейсмогенных деформаций Южного Прибайкалья. – М.: ИФЗ РАН, 2008. – 101 с.
4. Солоненко В.П. Землетрясения и рельеф // Геоморфология. – 1973. – № 4. – С. 3-11.
5. Солоненко В.П. Сейсмическое районирование Восточной Сибири и его геолого-геофизические основы // Наука. – Новосибирск, 1977. – 317 с.
6. Чипизубов А.В. Выделение одноактных и одновозрастных палеосейсмодислокаций и определение по их масштабам магнитуд палеоземлетрясений // Геология и геофизика. – 1998. – Т. 39. – № 3. – С. 386-398.
7. Чипизубов А.В., Смекалин О.П., Семенов Р.М. Палеосейсмодислокации и связанные с ними палеоземлетрясения в зоне Тункинского разлома (Юго-Западное Прибайкалье) // Геология и геофизика. – 2003. – Т. 44. – № 6. – С. 587-602.
8. Adams J. Earthquake-dammed lakes in New Zealand // Geology. – 1981. – V. 9. – P. 215-219.
9. Arzhannikova A., Arzhannikov S., Braucher R., Jolivet M., Aumaître G., Bourlès D., Keddadouche K. Morphotectonic analysis and 10Be dating of the Kungarga river terraces (southwestern flank of the Baikal rift system, South Siberia) // Geomorphology. – 2018. – V. 303. – P. 94-105.
10. McCalpin J.P. Paleoseismology // Academic Press. – San Diego, 1996. – P. 583.
11. Ritz J.-F., Arzhannikova A., Vassallo R., Arzhannikov S., Larroque C., Michelot J.-L., & Massault M. Characterizing the present-day activity of the Tunka and Sayan faults within their relay zone (western Baikal rift system, Russia) // Tectonics. – 2018. – №37(5). – P.1376-1392.

АКУСТИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Д.Я. Чигаров

Научный руководитель профессор О.С. Чернова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Акустический каротаж (АК), используемый в комплексе с другими методами геофизических исследований скважин (ГИС), является одним из основных при литостратиграфическом расчленении пород, вскрытых скважиной, оценке их пористости и выделении нефтегазоносных толщ. Также с помощью него решаются разного рода технические задачи при контроле над состоянием обсаженных скважин.

Цель данной работы – рассмотрение сущности акустического каротажа как метода и решаемых с его помощью задач.

Акустический каротаж основан на регистрации упругих колебаний, возбуждаемых в скважине искусственным путем и распространяющихся в окружающей скважину среде. При исследованиях данным методом регистрируются различные по скорости и характеру распространения упругие волны: продольные (Р), поперечные (S), Лэмба (L) и другие.

Все методики измерений, проводимых с помощью акустического каротажа, можно условно разделить на две разновидности, базирующиеся на регистрации и изучении различных параметров упругой волны: АК по скорости и по затуханию.

Акустический каротаж по скорости является наиболее распространенной модификацией данного метода и основывается на определении скорости распространения продольных волн в породах, вскрываемых скважиной. При этом измеряемой величиной является не сама скорость, а время t , за которое упругая волна проходит расстояние от источника до приемника. Если приемника два, то вводится параметр т.н. интервального

времени, которое представляет собой разность Δt между вступлением волны на первом и втором приемнике, относящуюся к длине базы зонда ΔL :

$$\Delta t = (t_2 - t_1) / \Delta L \text{ (мкс/м)} \quad (1)$$

Для того чтобы исключить искажающее влияние промывочной жидкости и глинистой корки на результаты измерений, вводят соответствующие поправки за время падения волны до целевого пласта и отражения от него.

Акустический каротаж по затуханию основывается на изучении характеристик затухания упругих волн в породах, вскрытых скважиной. Затухание упругих колебаний обусловлено следующими основными причинами: 1) поглощение энергии из-за неидеальной упругости среды; 2) геометрическое расхождение фронта волны; 3) дифракционное рассеяние энергии волн на мелких неоднородностях среды; слоистое рассеяние при прохождении волны через среду с тонкой слоистостью.

При измерениях обычно используют такие величины как амплитуда волны, декремент затухания и коэффициент затухания [1].

При проведении акустического каротажа по затуханию значительное влияние на измеряемые величины оказывает глинистость, характер насыщения и состав порового заполнителя, а также трещиноватость и кавернность пород в случае карбонатного разреза.

При проведении работ методом акустического каротажа чаще всего используются трехэлементные зонды АК с одним магнитоотрицательным источником и двумя пьезокерамическими звукоприемниками, либо с двумя источниками и одним приемником. Применяются также многоэлементные зонды. Для каждого прибора характерно свое число излучателей (И) и приемников (П), а также расстояние между ними. Данная их конфигурация записывается в виде формулы зонда. Диапазоны измеряемых кинематических и динамических параметров упругой волны являются конкретными для каждого прибора и, как правило, зависят от длины его базы [2].

Акустический контроль качества цементирования скважин проводится с целью получения сведений о герметичности затрубного пространства по всему зацементированному интервалу.

Одним из основных динамических параметров при анализе качества цементирования является коэффициент затухания α . Он зависит не только от качества цементирования, но и от свойств цемента, поэтому для расчета качества может использоваться индекс сцепления, определяемый по формуле:

$$BI = (\alpha_k - \alpha_0) / (\alpha_{max} - \alpha_0) \quad (2)$$

где α_k – измеренное фактическое значение коэффициента затухания волны по колонне, α_0 – коэффициент затухания в свободной колонне, α_{max} – предельное пороговое значение коэффициента затухания волны по колонне при хорошем качестве цементирования для некоторого типа цемента.

Хорошее качество цементирования обсадных колонн отмечается на волновой картине малой амплитудой волны по колонне A_k (на уровне шумов). Главным признаком хорошего качества цементации является полная корреляция данных АКЦ с другими геофизическими методами, в частности данными плотностного каротажа.

Для определения пористости по данным АК можно воспользоваться формулой Вилли:

$$\Delta T_n = \Delta T_{ск} + (\Delta T_{жс} - \Delta T_{ск}) * K_n \quad (3)$$

Как видно из уравнения, пористость зависит от интервального времени по скелету породы ($\Delta T_{ск}$), порам и трещинам, заполненным флюидом либо газом ($\Delta T_{жс}$), а также от времени пробега волны по самой породе (ΔT_n).

Интервальное время в данной породе зависит от строения ее скелета, наличия и размера трещин и каверн, и варьируется в широких пределах, от 150 мкс/м в гипсах и доломитах до 600 мкс/м и более в разуплотненных песчаниках.

Время распространения упругой продольной волны через флюиды, заполняющие поровое пространство, зависит от их состава и термодинамического состояния. Для водных растворов $\Delta T_{жс}$ составляет порядка 590 – 690 мкс/м, зависит от их минерализации и возрастает с ее увеличением. Для нефти $\Delta T_{жс} = 700 – 770$ мкс/м, увеличиваясь с ростом газового фактора. Время продольной волны в газах варьируется в довольно большом диапазоне и меняется от 1000 до 2100 мкс/м.

При определении пористости карбонатных коллекторов поправка за нефтенасыщенность и газонасыщенность не вводится. Для среднепористых песчаников (с $K_n = 10 – 25\%$) поправка за нефтенасыщенность равна 0,95. Для рыхлых высокопористых песчаников – 0,9 [3].

Акустический каротаж в комплексе с другими методами ГИС проводился в одной из скважин Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения на интервале 1080-3504 м с целью разведки нефтяных залежей в пластах Ю₁₄₋₁₅ и для уточнения геологического строения недр участка.

Рассмотрим записи зондов АК напротив пласта Ю₁₅, где нефтеносность установлена (рис.).

**СЕКЦИЯ 5. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ЗЕМЛИ И ПОИСКОВ
И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ.
ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ.**

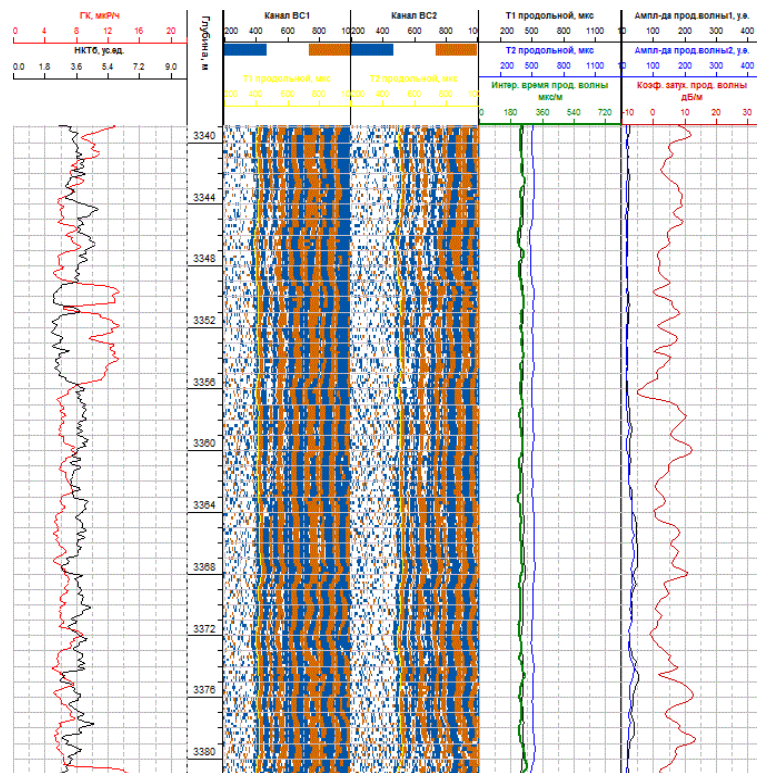


Рис. Диаграммы ГИС напротив пласта Ю₁₅

Пласт прослеживается на интервале 3340-3380 м. Как мы видим, кривая ΔT ведет себя плавно; по всей мощности пласта наблюдаются значения интервального времени продольной волны порядка 240 мкс/м, что примерно соответствует плотным песчаникам. Повышенные значения интенсивности гамма излучения, наблюдаемые на интервале 3348-3356 м на диаграмме ГК, соответствуют глинистой пачке, наличие которой никак не отражается на времени прохождения через нее продольной волны, что связано, вероятно, с уменьшением объемной глинистости до значения 8,2 на данной глубине.

Коэффициент пористости по данным АК для пласта Ю₁₅ рассчитывался по формуле:

$$Kn = 0,1540 * \Delta T_n - 25,064 \quad (4)$$

Он составляет 11,7% и количественно совпадает с коэффициентом пористости, рассчитанным по пласту Ю₁₅ с учетом интерпретации результатов, полученных другими методами.

В заключение можно сказать, что метод акустического каротажа, зарекомендовавший себя на практике, широко применяется при определении качества цементирования и исследовании коллекторских свойств пластов, перспективных на нефть и газ. Однако стоит заметить, что при любом виде выполняемых исследований данных одного акустического каротажа недостаточно, и для получения максимально точных оценок его необходимо комплексировать с другими методами ГИС.

Литература

1. Геофизические исследования скважин и интерпретация данных ГИС: учеб.пособие / В. Н. Косков, Б. В. Косков. – Пермь: Изд-во Перм. гос.техн. ун-та, 2007. – 317 с.
2. Мальцев А.В., Дюков Л.М. Приборы и средства контроля процессов бурения. Справочное пособие. – М.: Недра, 1989 г. – 253 с.
3. Определение коэффициента пористости по данным акустического каротажа [Текст]: метод.указания / Л. М. Паршина. – Ухта: УГТУ, 2013. – 12 с.