

Скорость упругой волны в диабазе равна 6,4 км/с, скорость упругой волны в известняке изменяется от 1-5 км/с [1].

Скорость распространения продольных волн возрастает с увеличением содержания кремнезема в породе [1]. Диабаз относится к эффузивным породам основного состава с содержанием кремнезема $SiO_2 = 45-53\%$. На каротажной кривой заметно увеличение значений акустического каротажа при переходе от известняка к диабазу.

В скважине 297 наблюдается следующая ситуация:

Значения потенциалов собственной поляризации от нижнеюрских отложений к коре выветривания увеличиваются с 4 - 41 до 55 - 74 мВ. По методу КС прослеживается уменьшение удельного электрического сопротивления с 95 - 112 до 4 - 12 Ом·м, а на графике нейтронного гамма-каротажа значения увеличиваются с 1,5-2,3 до 2,4-3,1 усл. ед. Нельзя не отметить тот факт, что показания НГК в интервалах перфорации 2761,2 - 2762,8; 2769,5 - 2772,5; 2779,5 - 2780,9; 2792-2793,1 м варьируют в пределах 4,7- 5 усл. ед.

При переходе от коры выветривания к палеозойским отложениям прослеживается увеличение показаний таких методов как НГК, АК, КС, а показания гамма каротажа наоборот уменьшаются.

Все это говорит о том, что палеозойский разрез слагают карбонатные породы.

Таблица 3

Содержание радиоактивных элементов в породах и их УЭС

| Порода | $C_U \cdot 10^4, \%$ | $C_{Th} \cdot 10^4, \%$ | $C_K \cdot 10^4, \%$ | УЭС Ом·м |
|-----------|----------------------|-------------------------|----------------------|-----------------------------|
| Песчаник | 2,8 | 8,9 | 1,5 | 10^5-10^6 |
| Диабаз | 0,8 | 0,22 | 0,6 | $5 \cdot 10^5-5 \cdot 10^6$ |
| Известняк | 1,7 | 1,8 | - | 10^4-10^6 |

Таким образом, проведенные исследования позволяют сделать следующие заключения:

- Необходимыми методами ГИС для прослеживания границы между мезозойскими терригенными и палеозойскими карбонатными отложениями являются КС, ГК, НГК, АК.
- Эффузивные породы (диабазы) по данным ГИС имеют четкое отличие от карбонатных разностей (известняков).

Литература

1. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых (петрофизика). Справочник геофизика / Под ред. Н.Б. Дортман – 2-е изд., перераб. И доп. - М.:Недра, 1984 – 455 с.

ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПЛАСТА Ю₁¹ ПУГЛАЛЫМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ

С.Е. Жуков

Научный руководитель доцент Г.А. Лобова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Пуглалымское месторождение нефти расположено в пределах основного нефтедобывающего района Томской области - Васюганского нефтегазоносного района Васюганской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Пуглалымское локальное поднятие было выделено, околонтурено и сдано под глубокое бурение в 1960-62 гг. по результатам сейсморазведочных работ методом отраженных волн. Бурением скважины 86 была открыта залежь нефти, приуроченная к пласту Ю₁¹ васюганской свиты.

В формуле подсчета запасов [1] применяются расчетные параметры: коэффициент открытой пористости ($k_{по}$) и коэффициент нефтегазонасыщенности (k_n), определяемые по лабораторному изучению образцов керн. Но, как известно, не всегда удается отобрать керн при бурении скважины. Поэтому, для определения этих параметров возможно использование данных различных методов геофизических исследований.

Цель настоящей работы – проведение интерпретации, определение ФЕС по акустическому методу и сопоставление полученных результатов с данными по керну, то есть построение зависимостей керн-ГИС.

Основной задачей является анализ данных ГИС и петрофизических характеристик керн интервала пласта Ю₁¹ васюганской свиты ($J_{3с-о}$). Проанализированы материалы ГИС и керновый материал по семи скважинам. Для проведения исследования выбраны скважины № 89 и № 90, отличающиеся высоким процентом выхода керн и достаточно хорошим качеством записи каротажных диаграмм.

В скважине № 89 пласт вскрыт в интервале от 2445,8 до 2448 м и представлен песчаником мелко-среднезернистым с глинистым цементом. При изучении на микроуровне в лаборатории было определено, что текстура песчаника беспорядочна, преобладает мелкозернистая фракция в количестве от 32 до 70 %. Привнесенные минералы представлены кальцитом, пиритом, биотитом и каолинитом.

По результатам отбора керн в скважине № 90 исследуемый пласт вскрыт в интервале от 2451,9 до 2456,2 м. По макроскопическому описанию интервал обогащен остатками раковин белемнитов, что говорит о морских условиях осадкообразования. В лабораторных условиях было выяснено, что песчаник обладает псаммитовой структурой и беспорядочной текстурой. Набор аутигенных минералов достаточно разнообразен: преобладают пирит, каолин, биотит, кальцит и углефицированные растительные остатки. Кальцит присутствует в

виде отдельных зерен (от 5 до 10%), иногда образует цемент. Обобщенная характеристика пласта Ю₁¹ приведена в таблице 1.

Таблица 1

Характеристика пласта Ю₁¹

| Характеристика | Скважина № | |
|--|--------------------------------|--|
| | 89 | 90 |
| Литология | мелко-среднезернистый песчаник | мелкозернистый песчаник |
| Преобладающая фракция обломочной части, мм | 0,1-0,25 | 0,1-0,25 |
| Состав цемента | каолин-гидрослюдистый | глинисто-гидрослюдистый, каолин-гидрослюдистый |
| Количество цемента, % | 12 | 21 |
| Тип цемента | поровый | поровый |
| Признаки нефтенасыщенности | Выпоты по всему интервалу | Пропитан пятнообразно |

На рисунке 1 представлены каротажные диаграммы по скважинам № 89 и № 90.

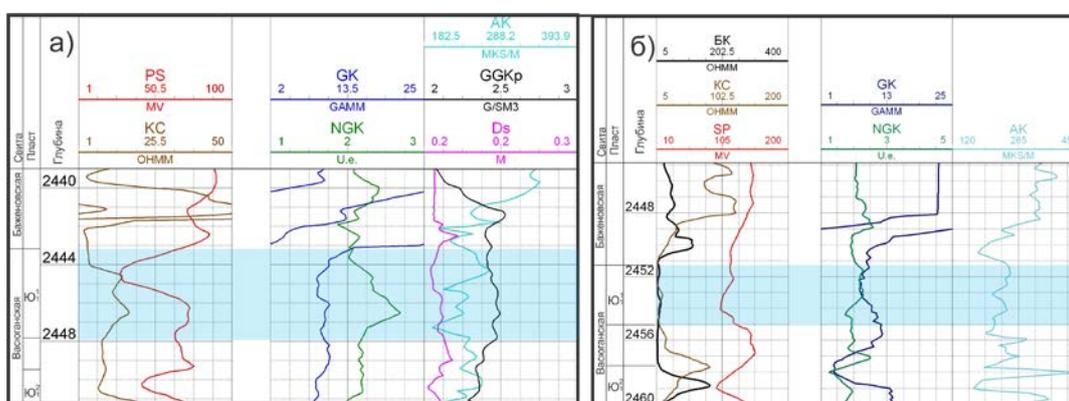


Рис. 2. Сборка каротажных диаграмм по скв. № 89(а) и № 90 (б)

На каротажной диаграмме ПС в скважине № 89 пласт Ю₁¹ выделяется пониженными значениями порядка 28 мВ. Показания каротажа сопротивлений в пределах пласта повышаются от 3 до 12 Ом м от кровли к подошве. По данным акустического каротажа (АК) значения меняются от 207 до 260 мкс/м.

На скважине № 90 по методу ПС пласт выделяется значениями около 100 мВ, в то время как глинистый пласт выделяется значениями порядка 160 мВ. По данным методов сопротивлений показания в пласте не выше 20 Ом м по БК и 10 Ом м по КС. В пределах пласта Ю₁¹ показания АК варьируют от 200 до 260 мкс/м.

Расчет Кп возможен по электрическому и акустическому каротажу. Особенностью пласта является наличие пиритизации. Пирит обладает высокой электропроводностью и низким сопротивлением, что завышает значения ПС и занижает значения БК и КС и тем самым ведет к ошибкам в расчетных значениях. В свою очередь, на показания АК в основном влияет пористость пласта. Поэтому АК выбран в качестве основного метода определения Кп.

Основываясь на данных, приведенных в работе [2], при интерпретации геофизических материалов АК мы рассчитали коэффициенты пористости для точки пласта, в которой производилось измерение пористости при исследовании керна. Результаты интерпретации сведены в таблицу 2.

По полученным данным построены зависимости Кп рассчитанного по АК от Кп, полученного в лабораторных условиях при исследовании керна (рис. 2).

Из зависимости видно, что Кп, рассчитанный по акустическому методу выше, чем по керну. В лабораторных условиях при исследовании керна, дается оценка открытой пористости. При интерпретации АК в результате получаем общую пористость исследуемого пласта. Известно [3], что связанные между собой поры принято называть открытыми, а не связанные – закрытыми. Суммарный объем закрытых и открытых пор горной породы дает объем всех пор или характеризует ее общую пористость. Следовательно, при лабораторном исследовании керна закрытая пористость не учитывается в отличие от расчета по АК. По-видимому, это является основной причиной расхождения полученных данных.

При использовании Кп по АК для оценки запасов нефти на месторождении возможно получение завышенных значений. Для устранения такой проблемы возможно применение построенной зависимости, позволяющей пересчитывать общую пористость по акустическому методу в открытую пористость с точностью 81%. Такая зависимость может быть рекомендована при низком выходе керна и при хорошей записи АК.

Таблица 2

Сводная таблица интерпретации

| Скважина № | Точка исследования | Кп по керну | Кп АК |
|------------|--------------------|-------------|-------|
| 89 | 2445,80 | 13,70 | 13,66 |
| | 2446,00 | 11,10 | 11,91 |
| | 2446,10 | 10,30 | 10,97 |
| | 2446,30 | 8,60 | 11,01 |
| | 2446,70 | 7,60 | 10,88 |
| 90 | 2452,10 | 12,70 | 16,58 |
| | 2452,20 | 14,00 | 16,20 |
| | 2452,30 | 13,70 | 16,65 |
| | 2452,50 | 13,90 | 17,03 |
| | 2452,70 | 11,00 | 14,94 |
| | 2453,00 | 8,50 | 9,93 |
| | 2453,25 | 12,00 | 11,28 |
| | 2453,40 | 12,60 | 13,48 |
| | 2453,50 | 12,80 | 14,61 |
| 2454,55 | 10,00 | 9,21 | |

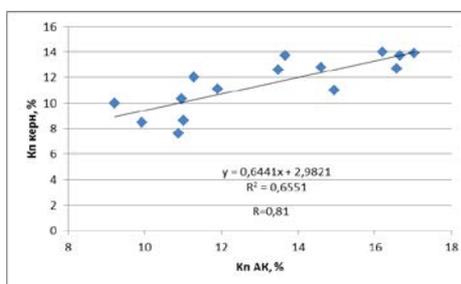


Рис. 3 Зависимость Кп керн от Кп АК

Литература

1. Бжицких Т.Г. Подсчет запасов и оценка ресурсов нефти и газа: учебное пособие. – Томск: Издательство ТПУ, 2011. – 263 с.
2. Бурков Ф.А., Исаев В.И. Геофизические исследования скважин. – Томск: Издательство ТПУ, 2013. – 86с.
3. Физика горных пород: учебник / под ред. Л.Я. Ерофеева; ТПУ. – 2-е изд. – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2009. – 520 с.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ НЕОПЛЕЙСТОЦЕНОВОЙ МЕРЗЛОТЫ НА ТЕРМИЧЕСКУЮ ИСТОРИЮ НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ БАЖЕНОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

А.А. Искоркина

Научный руководитель профессор В.И. Исаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ранее уже исследовалось влияние палеоклимата (*векового хода температур на поверхности Земли*) на термическую историю и реализацию нефтегенерационного потенциала баженовских отложений на юго-востоке Западной Сибири [4]. Получена оценка существенного влияния векового хода температур на степень реализации генерационного потенциала тогурской и баженовской свит, формирующих залежи углеводородов нефтегазоносных комплексов юго-востока Западной Сибири [3].

Особый интерес имеют исследования для Западной Сибири при включении в математическую модель палеотемпературных реконструкций не только векового хода температур на земной поверхности, но и, *толщи мерзлоты как своеобразного литолого-стратиграфического комплекса*.

Главные пространственные закономерности распространения вечной мерзлоты в Западной Сибири проявляются в ее зональности [1]. Пространственное изменение температуры мерзлых пород в большой мере соответствует областям с особенностями теплообмена между грунтами и атмосферой. В исследуемом регионе в направлении с севера на юг температура мерзлых пород постепенно повышается, а мощность уменьшается до 250 м.

Цель наших исследований – оценить влияние неоплейстоценовой толщи мерзлоты на геотермический режим баженовских отложений юго-востока Западной Сибири на примере Томской области.

Моделирование палеогеотемпературных условий для баженовских отложений выполнено для осадочного разреза глубокой скважины Лугинецкой 183. Генерационный потенциал баженовских отложений в пределах этой территории обусловлен высоким содержанием сапропелевого материала ($C_{орг}$ до 12 %), их