

УДК 553.982.2

**ЕМКОСТНО-ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ ОСОБЕННОСТИ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ  
НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ТЕРСКО-СУНЖЕНСКОЙ  
НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ**

© Эзирбаев Т.Б.

*ГГНТУ им акад. М.Д. Миллионщикова,  
КНИИ им. Х.И. Ибрагимова РАН, г. Грозный*

*С целью исследования петрофизических особенностей толщ терригенных пород, с преобладанием алевритового образования было выполнено математическое моделирование данных более 1700 образцов керна извлеченных из 45 скважин шести месторождений нижнего мела Терско-Сунженской нефтегазовой области (ТСНО). Что позволило несколько по новому взглянуть на петрофизические особенности изучаемых отложений. Все графики петрофизических зависимостей и анализ керновых данных были осуществлены в среде программного комплекса Gintel.*

***Ключевые слова:** картаж, керн, пористость, проницаемость, коллектор, нефть.*

Нижнемеловые альб-аптские продуктивные отложения Терско-Сунженской области, являющиеся одним из важнейших объектов добычи нефти на территории Чеченской Республики и сопредельных территорий, представляют собой мощную терригенную толщу, сформированную в прибрежной зоне морского бассейна в пределах Восточно-Кавказского краевого прогиба.

Нефтяные залежи на территории Терско-Сунженской нефтегазовой области в альб-аптских отложениях расположены в двух антиклинальных зонах - Терской (месторождения Малгобек-Вознесенское, Хаян-Кортовское, Эльдарово, Ястребиное, Брагунское, Гудермесское) и Сунженской (месторождения Карабулак-Ачалуки,

Старогрозненское, Октябрьское) [1].

Условия осадконакопления и последующие эпигенетические преобразования сформировали современный облик терригенной толщи. Нижнемеловые альб-аптские отложения представлены песчаниками, алевролитами и глинами. Основным породообразующим компонентом песчаников и алевролитов служит кварц (среднее содержание 72,4 %). В скелете породы присутствуют в малых количествах полевые шпаты (в среднем 14,2 %), глауконит (среднее содержание 9 %), обломки пород (глинистых, слюдистых, кремнистых, среднее содержание 8,3 %), пластинки слюд (мусковит, хлориты, до 13 %). В породе встречается тонко рассеянный пирит (1-3 %) и обуглившийся растительный детрит (< 1%). Цемент пород глинистый, глинисто-карбонатный. Тип цемента поровый, контактово-поровый. Глины альб-аптского возраста сложены преимущественно гидрослюдистыми минералами с примесью каолинита и монтмориллонита.

На рис. 1 показана структурная характеристика терригенных нижнемеловых пород Терско-Сунженской нефтегазоносной области. Объем выборки составляет 241 определений по ядру. Как видно, подавляющее большинство образцов пород характеризуется повышенной алевритистостью и глинистостью. Доля пород в разрезе, содержащих повышенное содержание песчаной фракции, мало [4].

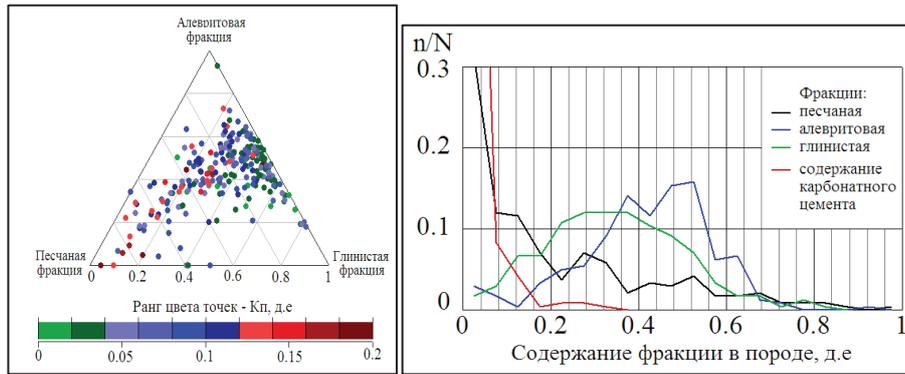


Рис. 1. Структурная характеристика терригенных нижнемеловых пород Терско-Сунженской нефтегазоносной области

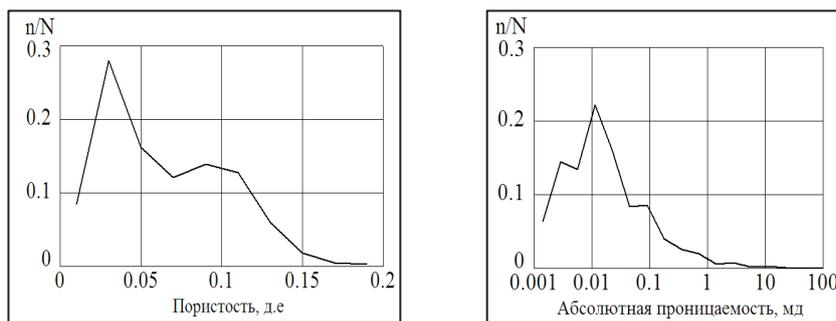


Рис. 2. Кривые распределения пористости и абсолютной проницаемости терригенных нижнемеловых пород Терско-Сунженской нефтегазоносной области

На рис. 2 показаны кривые распределения пористости и абсолютной проницаемости терригенных нижнемеловых пород. Подавляющий объем пород имеет пористость менее 7 %. Диапазон изменения пористости от 0,2 до 19,6 %, среднее значение 6,4 %. Абсолютная проницаемость пород в предельном случае составляет 77

мД, подавляющее число пород имеет проницаемость менее 1 мД.

На рис. 3 и 4 даны результаты анализа взаимосвязи между коэффициентом абсолютной проницаемости, пористости и остаточной водонасыщенности по керну. На рис. 3а цветом определены данные по керну для различных месторождений, а на рис. 3б - отображена зависимость  $K_{пр} = f(K_n, K_{в.св})$ . Как видно, распределение точек на корреляционном поле не зависит от месторождения и, таким образом, свидетельствует о том, что в пределах всей Терско-Сунженской нефтегазоносной области породы имеют единая закономерность. На рис. 4 показано изменение зависимости  $K_{пр} = f(K_n, K_{в.св})$  для разных диапазонов содержания связанной воды. При этом на графиках четко виден широкий диапазон изменения абсолютной проницаемости породы, имеющей пористость в диапазоне до 10 %.

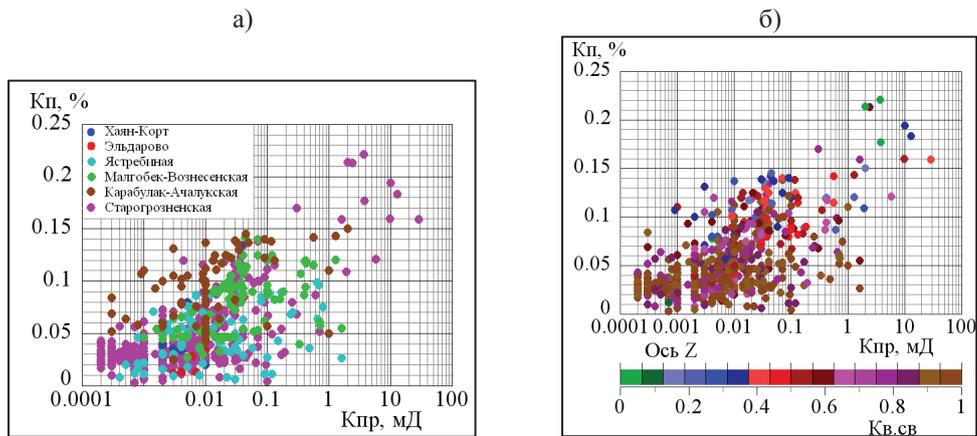


Рис. 3. Взаимосвязь между коэффициентом абсолютной проницаемости, пористостью и остаточной водонасыщенностью по керну для меловых терригенных пород месторождений Восточного Предкавказья:

а) цветом определены данные по керну для различных месторождений,  
 б) зависимость  $K_{пр} = f(K_n, K_{в.св})$

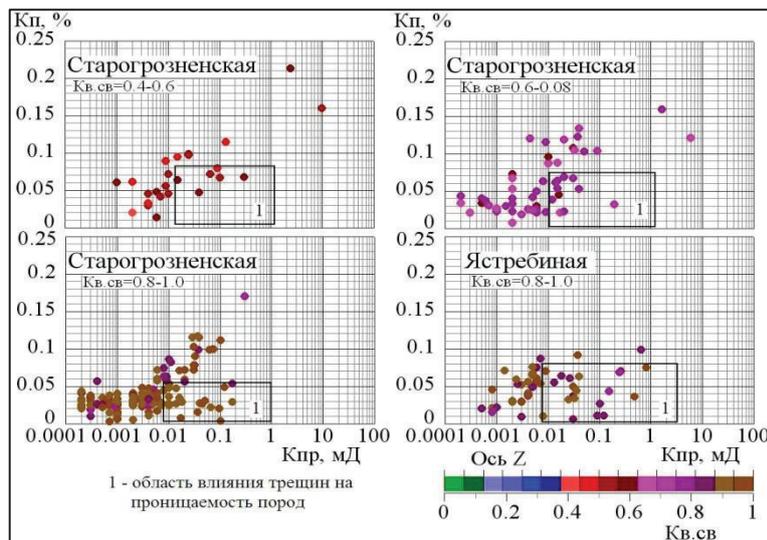


Рис. 4. Влияние трещиноватости альб-аптских пород на их абсолютную проницаемость

Такое расположение точек может быть объяснено только влиянием трещиноватости породы, приводящей к повышению проницаемости.

В шлифах, изготовленных из образцов кернов, наряду с первичными порами, размеры которых в среднем составляют 0,02-0,032 мм, наблюдаются многочисленные вторичные поры, образующиеся за счет выщелачивания карбонатов кальция и имеющие размеры в среднем 0,05-0,08 мм.

Характерной особенностью альб-аптских отложений является их трещиноватость - трещины имеют различное раскрытие и направление. Трещинная проницаемость, определенная по шлифам, колеблется в пределах 2-16 мД, трещинная пористость составляет в среднем 0,1 %. По данным М.В.Ваулиной (1983 г.), пористость выщелачивания изменяется от 1 до 2,2%.

Карбонатность пород низкая, в среднем составляет 2-5% и лишь в отдельных прослоях увеличивается до 34-40%. Это определяет отсутствие необходимости учитывать карбонатность пород при интерпретации данных ГИС.

На основе анализа каротажных материалов установлено, что альб-аптские отложения имеют следующую геофизическую характеристику.

В пределах отложений имеется неравномерное увеличение диаметра скважины по сравнению с номинальным. В интервалах глин диаметр увеличивается за счет каверн.

В пределах всего низкопористого разреза диаметр скважины увеличен по сравнению с номинальным приблизительно на 10 %. Это свидетельствует о наличии трещин, приводящих к разрушению прискважинной части пород. Это четко отражается на удельном электрическом сопротивлении, регистрируемом методами бокового, индукционного каротажа, а также микрозондов. Расхождение показаний микроградиент и микропотенциал зондов, обусловленное наличием глинистой корки на стенке скважин увеличенного размера за счет проникновения промывочной жидкости по трещинам (глинизации трещин) и порам, служит четким диагностическим фактором трещиноватости пород в альб-аптской толще.

Удельное электрическое сопротивление пород изменяется от 2-5 Ом·м (пл. Карабулак-Ачалуки, Малгобек-Вознесенская) до 130-150 Ом·м (пл. Старогрозненская). Высокими значениями удельных сопротивлений отмечаются низкопористые алевролиты и прослой с повышенным содержанием карбонатного материала. Амплитуды аномалии ПС характеризуются значениями 0-100 мВ, однако в связи с повышенной глинистостью альб-аптских отложений и влиянием нефтенасыщенности на ПС, отрицательные аномалии ПС обычно не достигают максимальных статических значений. Диаграммы гамма-каротажа дифференцируют разрез по алевроитистости глинистости. На кривых нейтронного гамма-каротажа максимальными значениями отмечаются прослой с повышенным содержанием карбонатного материала, коллекторы имеют пониженные показания НГК. Интервальное время пробега продольной волны изменяются от 140 до 340 мкс/м, средние значения колеблются в пределах 208-231 мкс/м.

Изучению альб-аптских пород по данным ГИС и разработке методов интерпретации данных ГИС были посвящены многие предыдущие исследования [2,3,5]. Вместе с тем многие вопросы еще не решены, созданные методики позволили получить лишь приближенные оценки коллекторских свойств и нефтенасыщенности изучаемого разреза. В связи с этим развитие петрофизического обоснования методов углубленной интерпретации данных ГИС, обеспечивающей восстановление геологического строения, и оценку нефтегазоносности нижнемеловых отложений в пределах Терско-Сунженской нефтегазоносной области на территории Чеченской республики является актуальной задачей.

Направлениями исследований для создания методики интерпретации данных ГИС должны быть:

1. Разработка методики определения структурного строения кварцево-полевошпатовых алевроито-песчано-глинистых пород по комплексу ГИС.
2. Выявление факторов, определяющих влияние трещиноватости терригенных алевроито-глинистых коллекторов, которые являются основным продуктивным

комплексом пород в разрезе, на показания методов электрического каротажа и разработка способов оценки трещиноватости пород.

3. Установление закономерностей изменения трещиноватости массива пород в разрезе.

4. Разработка методики оценки нефтенасыщенности коллекторов.

5. Определение роли трещиноватости пород в формировании емкостных и фильтрационных свойств пород коллекторов, разработка критериев выделения продуктивных коллекторов по уровню пористости и трещиноватости пород.

6. Создание методики оценки абсолютной проницаемости трещиноватой терригенной породы

Для решения перечисленных вопросов необходимо установить важнейшие петрофизические закономерности, определяющие электрические, радиоактивные и акустические свойства пород как функции структурного строения породы, ее пористости, трещиноватости и флюидального насыщения, разработать систему петрофизических уравнений для комплекса методов ГИС.

### Литература

1. Смольянинова К.И. Коллекторские особенности пород нижнего мела Терско-Сунженского нефтеносного района на глубинах свыше 3000 м // Труды МИНХ и ГП. Вып. 124. (Изучение коллекторов нефти и газа, залегающих на больших глубинах). М.: Недра, 1977. С. 130-132.
2. Дахкильгов Т.Д., Демушкина Н.В. Петрофизическое обоснование методов интерпретации данных геофизических исследований месторождений ЧИАССР // Нефтегаз. геол. и геоф., 1982. № 7. С. 20-22.
3. Демушкина Н.В., Шнурман Г.А. Обоснование типа коллектора альб-аптских отложений Чечено-Ингушетии по данным ГИС // Нефтегаз. геол. и геоф., 1982. № 12. С. 25.
4. Хасанов М.А., Эзирбаев Т.Б. Петрофизические характеристики терригенных нижнемеловых продуктивных коллекторов Терско-Сунженской нефтегазоносной области как основа интерпретации данных ГИС // НТВ Каротажник, 2009. № 8 (185). С. 3-9.
5. Методика выделения и оценки альб-аптских терригенных коллекторов Терско-Сунженской антиклинальной зоны по данным ГИС / Г.А. Шнурман, Н.В. Демушкина, В.Ю. Терентьев, В.С. Афанасьев // Нефтегаз. геол. и геоф., 1985. С. 40-43.