

**ОСОБЕННОСТИ ПАРАМЕТРОВ НЕФТЕНОСНОСТИ В РАЗРЕЗЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ
МИНЕРАЛЬНОГО (ЧЕЧЕНСКАЯ РЕСПУБЛИКА)**

А.В. Доценко

Научный руководитель доцент А.А. Бутенков

**Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени
М.И. Платова, Новочеркасск, Россия**

Месторождение Минеральное расположено в пределах Грозненского и Наурского районов Чеченской Республики. Оно приурочено к Терско-Каспийской нефтегазоносной области Терско-Сунженского нефтегазоносного района. В структурно-тектоническом отношении месторождение входит в состав Терско-Сунженской тектонической зоны. В строении Терско-Сунженского нефтегазоносного района принимают участие отложения юры, мела, неогена и палеогена, залегающие на палеозойском складчатом фундаменте, а местами на слабо метаморфизованных породах триаса. Породы кайнозой представлены мощной терригенной толщей. Мощность меловых отложений составляет 1000-2400 м, юрских – 3650 м [1, 2, 4].

Залежи нефти и газа в разрезе Терско-Сунженского нефтегазоносного района выявлены в большом стратиграфическом диапазоне – от сарматских до пермских отложений. На месторождении Минеральном к настоящему времени установлена нефтеносность верхнемеловых отложений, коллекторами являются трещиноватые известняки. Структура, к которой приурочено месторождение Минеральное, входит в состав Терско-Сунженской тектонической зоны, включающей ряд антиклинальных и синклиналиных складок, объединяемых в хорошо выраженные тектонические линии, ориентированные в кавказском направлении [1, 2, 4].

В данной работе использовались результаты опробования по трём скважинам, пробуренным в пределах месторождения. Использовались значения следующих параметров, характеризующих коллекторские свойства пород и их нефтенасыщенность [3, 5]: удельное сопротивление пород; относительное сопротивление пород; коэффициенты общей пористости, блоковой пористости, вторичной пористости, а также значения тех же коэффициентов, взвешенных на длину интервала опробования. Представляет большой интерес выяснение особенностей распределения значений этих параметров, их взаимосвязей, их геологической обусловленности.

С помощью программы Microsoft Excel были построены графики распределения значений перечисленных параметров нефтеносности, а также рассчитана матрица корреляции Пирсона (см. табл.), с использованием данных по 139 пробам. Затем был изучен характер изменчивости каждого параметра с глубиной, а также исследованы их взаимосвязи путём визуального сопоставления графиков, а также изучения корреляционной матрицы. При этом были отмечены следующие закономерности.

Распределение значений коэффициента общей пористости наивысшую положительную связь с коэффициентом вторичной пористости (коэффициент корреляции 0.88) и несколько менее положительную – со значением коэффициента блоковой пористости. (коэффициент корреляции 0.74). Это объясняется тем, что наибольшая эффективность пористости, а, следовательно, и проницаемость коллектора, обеспечиваются в основном общим количеством каверн и полостей растворения, возникающих в результате частичного растворения и выщелачивания породы при прохождении сквозь неё флюидных агентов. Как известно, известняки характеризуются высокой степенью растворимости. Блоковая пористость, т.е. пористость межзернового пространства известняков, не зависящая от каверн, полостей выщелачивания и трещин, имеет меньшее значения для общей пористости, в связи с тем, что вещество известняков изучаемого месторождения, располагающееся между трещинами и кавернами, является достаточно плотным.

Так же интересно распределения значения различных коэффициентов пористости, взвешенных на длину интервала опробования. В данном случае отмечена несколько иная закономерность. Тут со значениями общей пористости имеют очень сильную положительную связь и вторичная, и блоковая пористость, но сила связи общей и блоковой несколько выше, чем общей и вторичной. Это можно объяснить неравномерностью распределения каверн и полостей выщелачивания пористости по интервалу опробования. Также можно сделать предположение о высоком влиянии на общую пористость значений трещиноватости, но в нашем случае информация о значениях показателя трещиноватости отсутствует.

Обращают внимание так же взаимосвязи различных коэффициентов пористости со значениями сопротивления пород (удельного, относительного). Как известно высокие значения сопротивления соответствуют интервалам с наибольшей нефтенасыщенностью, т.к. углеводородное вещество обладает высокими диэлектрическими свойствами. Следовательно, интервалы, характеризующиеся высоким сопротивлением, можно интерпретировать как наиболее нефтенасыщенные.

Изучение графиков распределения значений сопротивления и коэффициентов пористости, а также корреляционной матрицы показали, что сопротивление пород практически со всеми коэффициентами пористости имеют отрицательную связь (коэффициенты корреляции колеблются от -0.28 до -0.53). Это можно объяснить тем обстоятельством, что нефтенасыщенность коллектора неравномерна, т.е. углеводороды присутствуют не во всех порых и полостях выщелачивания, а также тем фактом, что значительная часть коллекторских свойств изучаемых известняков обусловлена трещиноватостью, количественные значения которой в данной работе не изучались.

Таблица

Корреляционная матрица Пирсона для значений параметров нефтеносности месторождения Минерального

	Удельное сопротивление пород, Ом	Относительное сопротивление пород, Ом	Коэффициент общей пористости, %	Коэффициент блоковой пористости, %	Коэффициент вторичной пористости, %	Коэффициент общей пористости, взвешенной на длину интервала	Коэффициент блоковой пористости, взвешенной на длину интервала	Коэффициент вторичной пористости, взвешенной на длину интервала
Удельное сопротивление пород, Ом	1	0,998968	-0,50539	-0,53012	-0,28085	-0,32008	-0,31972	-0,32268
Относительное сопротивление пород, Ом		1	-0,508	-0,52876	-0,28642	-0,32189	-0,32103	-0,32563
Коэффициент общей пористости, %			1	0,744217	0,87633	0,386321	0,266426	0,566914
Коэффициент блоковой пористости, %				1	0,42839	0,308089	0,309268	0,321293
Коэффициент вторичной пористости, %					1	0,30183	0,122194	0,602846
Коэффициент общей пористости, взвешенной на длину интервала						1	0,964501	0,885309
Коэффициент блоковой пористости, взвешенной на длину интервала							1	0,741401
Коэффициент вторичной пористости, взвешенной на длину интервала								1

Литература

1. Губкина А.Н., Греков И.И., Белуженко Е.В. и др. Легенда Государственной карты масштаба 1:200000 Скифской серии листов. Государственное предприятие «Центральная геологическая экспедиция» г. Ессентуки, 1998 г.
2. Дюнин В.И. Гидрогеодинамика глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов. – М: Научный мир, 2000. – 472 с.
3. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. Справочник под редакцией В.М. Добрынина. М., Недра, 1988 г.
4. Шнурман Г.А., Итенберг С.С. Изучение сложных коллекторов Восточного Предкавказья по данным промысловой геофизики. Издательство Ростовского университета. 1979 г.
5. Чижов С.И., Майдебор В.Н. Кривые относительных проницаемостей для трещиноватой среды. – М.: ВНИИОЭНГ, 1976 г.