

Таким образом, по присутствию в карбонатных породах (I и II петротипа) органических остатков (водорослевые сгустки, остракоды, гастроподы, фораминиферы, конодонты, криноидеи), изученные известняки можно отнести к отложениям лугинецкой свиты [2].

Литература

1. Елкин Е.А., Краснов В.И., Бахарев Н.К. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2001. – 163 с.
2. Макаренко С.Н., Перегудов Л.Г., Родыгин С.А., Савина Н.И. Расчленение лугинецкого горизонта верхнего девона центральной части Западной Сибири. Эволюция жизни на Земле: Материалы V Международного симпозиума, 12-16 ноября 2018 г., г. Томск / Отв. ред. В.М. Подобина. – Томск: Издательский Дом Томского государственного университета, 2018. – С. 89 – 92.

АНАЛИЗ РАЗЛИЧНЫХ ПОДХОДОВ К КЛАССИФИКАЦИИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

А.В. Сторожук, Д.В. Гамей

Научный руководитель инженер-исследователь И.И. Чурочкин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В статье мы рассмотрим различные методы классификации карбонатных коллекторов и попробуем разобраться в том, насколько актуален тот или иной метод в реалиях 21-ого века.

Стоит отметить, что классификация коллекторов карбонатных пород играет ключевую роль в построении геологических моделей и подсчёте запасов месторождений. Процедура определения типа горных пород начинается с разделения их на первичные седиментационные и постдиагенетические типы путем проведения петрографических исследований шлифов. Дигенетические преобразования очень важны при классификации карбонатных коллекторов, так как приводят к появлению большого разнообразия структур порового пространства в коллекторах карбонатного типа. На втором этапе классификации, на основе каротажных диаграмм с использованием соответствующего алгоритма группировки мы проводим анализ оценки порового пространства карбонатных отложений методом электрофаций. При этом используются диаграммы плотностного, литоплотностного и гамма каротажа. Третий этап связан с определением единицы потока и распределения пор по размерам. По полученным данным рассчитывается плотность гидравлического потока на основе результатов анализа зерна. Используя соответствующие граничные значения плотности гидравлического потока, коллекторы классифицируются для исследуемого интервала. На последнем этапе типовые кривые капиллярного давления и относительной проницаемости присваиваются типам пород-коллекторов на основе детального анализа имеющихся лабораторных данных.

В результате анализа результатов исследования скважин, испытаний пласта и нефтегазоводопроявлений производится необходимая корректировка полученных кривых ПК, для того чтобы они наиболее точно соответствовали условиям залегания рассматриваемого нами коллектора в пласте. Каротажные диаграммы пород-коллекторов строятся на основе полученных расчетных значений проницаемости исследуемого участка [2].

В конце, путем установления связи между типами горных пород и соответствующим набором сейсмических параметров, создается куб типов пород-коллекторов во временном или глубинном разрезе. Рассмотрим некоторые из методов.

Метод Люсии (LUCIA, 1983, 1995) представляет собой попытку универсальной классификации петрофизических свойств карбонатных коллекторов, основанной на межзерновой пористости. Межзерновая пористость является производной от общей пористости, которая устанавливается на каротажных кривых или измеряется по образцам зерна (рис. 1).

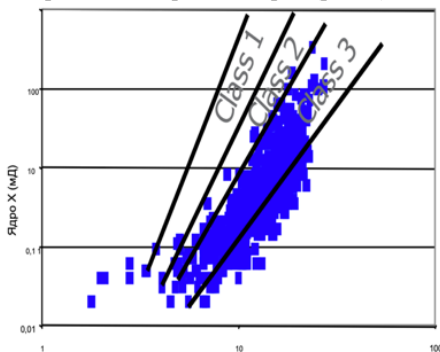


Рис. 1 Классификация ЛЮСИИ

В этом методе массив данных сгруппирован в три класса, которые ограничиваются наклонными линиями. При определении общей пористости соответствие каротажных кривых зерновым данным должно быть очень точным. Кроме того, масштаб полученной пористости по каротажным кривым и по образцам зерна в значительной степени различен. Как итог, метод LUCIA не подходит для анализа карбонатных пород с микро-пористостью. С другой стороны, подход LUCIA является одним из самых универсальных методов, несмотря на трудности, возникающие в случае оценки пористых сетей (микро-пористости, мелких поровых каналов) [1].

Method WINLAND/PITTMAN R35 method

Метод был первоначально разработан Дэйлом Винландом, совместно с геологом Амако, изучавшем в то время поля Спиндла, сложенные песчаниками в Колорадо. В последующем, работа была

улучшена и доработана Колодзи (1980), а затем Питтменом (1992).

В основе метода лежит эмпирический закон, определяющий зависимость пористости, проницаемости и капиллярного давления (Pc) через следующее уравнение:

$$\log R35 = 0.732 + 0.588 \cdot \log K - 0.864 \cdot \log \Phi$$

при R35 = PTR и SHg = 35%,

где R35 – Pore Throat Radius – радиус сечения пор в точке 35% - ного насыщения ртутью

PTR выводится из MICP (Mercury Injection Capillary Pressure – капиллярное давление впрыска ртути) кривых и, как правило, отображается в виде гистограммы распределения пор по радиусам в пределах данной пористой сети (рис. 2).

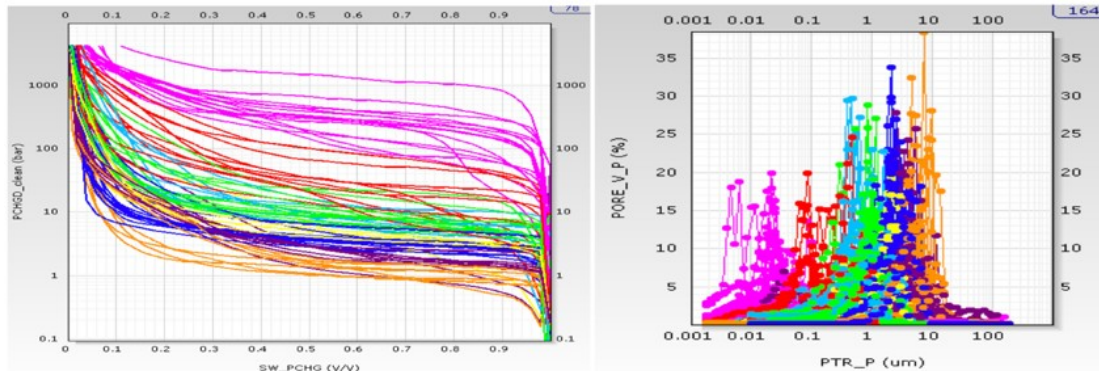


Рис. 2 Кривая MICP (слева) и гистограмма распределения радиуса пор в пределах сети (PTR) (справа)

R35, в свою очередь, коэффициент порового пространства, при котором 35% порового пространства насыщено нефтью. Данный показатель рассматривается как самый большой процент порового пространства, которое может встречаться в природе в породах с межкристаллитной пористостью [3]. Он может быть получен непосредственно из кривых MICP (рис. 3).

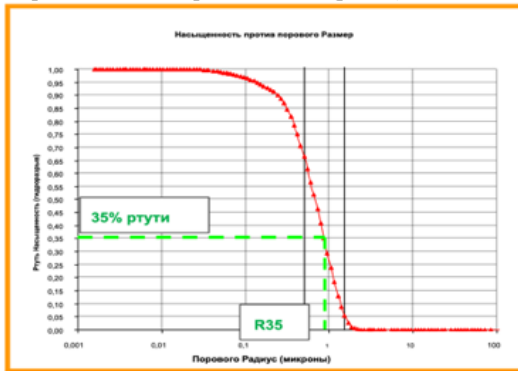


Рис. 3 Измерение R35 на кривой MICP

работы седиментологов, петрофизиков и инженеров по разработке. Процесс апскейлинга петрофизических данных от анализа керна до интерпретации каротажных кривых происходит с построением непрерывной каротажной диаграммы петрофизических параметров (пористости, проницаемости, плотности) по данным дискретных измерений. В зависимости от качества и количества керновых данных будут использоваться методы прямой интерполяции (с помощью гамма-каротажа или нейтронно-плотностного каротажа) или репрезентивности (на основе фотографий керна и подробного описания керна). Полученные каротажные кривые будут окончательно сглажены. Электрофации определяются при построении модели на основе статистического анализа в логарифмическом пространстве. Группы образцов, сформированные в ходе этого анализа, классифицируются, при необходимости перегруппировываются, после чего производится фациальный анализ (или литологический) [4].

Рассмотренные нами методы являются наиболее распространенными методами роктирования (Lucia, Питтман, R35, RQI, FZI). Критический обзор этих методов приводит к внедрению подхода Static Rock-Type (SRT), благодаря которому, имея привязку к логарифмической шкале, мы можем соблюсти идеальный баланс между геологией (включая диагенез) и петрофизикой. Используя эти методы в связке, мы можем получить достаточно точную картину при описании определённого карбонатного коллектора и его последующей классификации. Методы помогут нам определить: текстуру породы, типы пористости, типы цемента, размер кристаллов. Кроме того, такой подход к изучению карбонатных отложений помогает проследить весь путь в работе по интерпретации данных седиментологами, петрофизиками и пластовыми инженерами на каждом этапе.

Литература

1. Clerke E.A., Mueller III H.W., Phillips E.C., Eyvazzadeh R.Y., Jones D.H., Ramamoorthy R. & Srivastava A.: Application of Thomeer Hyperboles to decode the pore systems, facies and reservoir properties of the Upper Jurassic Arab D Limestone, Ghawar field, Saudi Arabia: a «Rosetta stone» approach // GeoArabia, 2008. – V. 13. – № 4. – 113 – 160.
2. Lucia F.J. Petrophysical parameters estimated from visual descriptions of carbonate rocks: a field classification of carbonate pore space // Journal of Petroleum Technology, 1983. – № 35. P. 629 – 637. URL: <https://doi.org/10.2118/10073-PA>
3. Pittman E.D. Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from Mercury Injection Capillary Pressure curves for sandstone // AAPG Bull., 1992. – V. 76. – № 2. – P. 191 – 198.

4. Wright H.T. & Woody L.D. Formation evaluation of the Borregas and Seeligson Fields: Brooks and Jim Wells County Texas. Symposium on Formation Evaluation, AIME 27-28 October, 1955. – P. 26 – 29.

ОЦЕНКА РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ И ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ СЕВЕРО-ВОСТОКА ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО МЕГАБАСЕЙНА

А.Р. Сытдыков

Научный руководитель доцент Л.Н. Болдушевская
ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», г. Красноярск, Россия

В настоящее время возросла необходимость геолого-экономической оценки углеводородных залежей в условиях дефицита геологической информации, в частности недостаточной изученности неантаклинальных объектов. Вероятностная оценка ресурсов позволяет использовать диапазон возможных значений ресурсов углеводородов, которые могут быть получены при проведении геологоразведочных работ. В работе выполнена вероятностная оценка ресурсов и геологических рисков на территории Пакулихинской моноклинали на северо-востоке Западно-Сибирской плиты, восточнее Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения. В пределах территории работ выполнены геологическая, геохимическая, гравиметрическая и аэромагнитная съёмки, проведены сейсморазведочные работы МОВ и МОГТ-2D, неотектонические исследования, осуществлено поисково-оценочное и параметрическое бурение. По результатам переобработки и переинтерпретации сейсморазведочных работ МОГТ 2D, сейсмофациального районирования, анализа динамических атрибутов RMS и мгновенной частоты, комплексного изучения фаций и реконструкции палеогеографических обстановок выполнен прогноз зон развития ловушек НАЛ в нижнемеловых, среднеюрских и отложениях триаса. В результате анализа всей полученной информации выделено 10 нефтегазоперспективных объектов в юрско-меловых и триасовых отложениях, где прогнозируется наличие ловушек неантаклинального типа как литологических, так и структурно-литологических; по линии выклинивания осадочного триаса спрогнозированы объекты стратиграфического выклинивания.

Форма, размеры и условия залегания прогнозируемых ловушек определены по материалам сейсморазведочных работ. Площади нефтеносности для каждой залежи определялись, исходя из принятых отметок ВНК на подсчетных планах, совмещенных со структурными картами кровли ОГ соответствующих стратиграфических уровней. Граница зоны выклинивания коллекторов проводилась на основе данных сейсмостратиграфического моделирования и палеогеографических реконструкций.

На первом этапе выполнена оценка прогнозных ресурсов. В соответствии с принятыми параметрами по аналогии с залежами прилегающих месторождений, произведен подсчет начальных геологических ресурсов нефти, растворенного в нефти газа. С целью оптимизации рисков, сопряженных с поисковым и разведочным бурением, был использован вероятностно-статистический метод оценки ресурсов с помощью программного обеспечения Oracle Crystal Ball. Цель вероятностной оценки – определить диапазон изменения прогнозных ресурсов, которые могут быть открыты при проведении поисковых работ. Оценка геологических рисков применяется при планировании геологоразведочных работ (ГРП), определяя приоритетные направления поиска углеводородного сырья.

Для оценки ресурсов выделены следующие объекты: залежи в отложениях суходунинской свиты; залежь в отложениях нижнехетской свиты; залежь в отложениях мальшевской свиты; залежь в отложениях вымской свиты средней юры; залежи в отложениях триаса. Подсчет ресурсов производился объемным методом. В качестве входных величин используются статистические распределения подсчетных параметров. При этом выполняются многочисленные итерации перемножений случайных значений параметров, выбранных из их распределений. Т.е. моделирующая программа за каждую итерацию делает произвольную выборку значений из вероятностных распределений точек данных для каждого параметра и подставляет их в заданное уравнение. Такие операции выполняются несколько тысяч раз. Результат расчетов представляется также в виде распределения прогнозных ресурсов, где каждой вероятности от 0 до 100% соответствует своя величина ресурсов.

Значения прогнозных запасов, соответствующие определенным вероятностям, могут быть использованы в качестве минимальных – средних – максимальных величин запасов для коммерческих расчетов.

Для правильного прогноза ресурсов поисковых объектов и учета возможных неудач при поисках выполняется «обрискование» прогнозных ресурсов. Геологический риск описывает вероятность нахождения залежи УВ и обусловлен особенностями геологического строения исследуемой территории и историей ее формирования. Факторы, описывающие вероятность нахождения залежей УВ: наличие ловушки; наличие коллектора, способного вмещать УВ; наличие покрышки, как составляющей части ловушки; возможность заполнения ловушек углеводородами. Каждый из этих факторов оценивается численно (в долях, единицы) в виде вероятности его наличия. Вероятность открытия залежи (POS) определяется произведением вероятностей каждого из этих факторов ($P_g = P_1 \times P_2 \times P_3 \times P_4$).

Геологические риски, как правило, сопровождают проект на всех этапах: от регионального этапа, стадии поиска и оценки месторождения до его ввода в промышленную разработку.

Подход заключается в перемножении результатов детерминистской оценки ресурсов по пластам поискового объекта на соответствующие значения POS. Величина ресурсов с учетом риска в целом по объекту представляет из себя сумму «обрискованных» ресурсов по пластам. Расчеты коэффициента достоверности вероятности геологической успешности были выполнены в соответствии с методическими рекомендациями по анализу рисков геологоразведочных проектов ОАО «НК «Роснефть». Результат геологической успешности, как результат учёта всех составляющих вероятностей для локализованных объектов варьирует в интервале значений от 0,07 для триасовых залежей и до 0,23 для залежей в нижнехетской свите нижнего мела.