

СВЯЗЬ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И КАТАГЕНЕЗА ПОРОД БУЗУЛУКСКОЙ ВПАДИНЫ

В.М. Мухин, доцент

*Саратовский государственный университет,
тел.: 8(8452) 51-64-29; e-mail: geologi2007@yandex.ru*

Рецензент: Алыков Н.М.

Обосновываются пространственно-генетические связи нефтегазоносности Бузулукской впадины с выделенными катагенетическими зонами.

Spatially-genetic relations of oil and gas bearing of the Buzuluc depression with allocated catagenic zones are proved.

Ключевые слова: катагенез, прогноз нефтегазоносности, Бузулукская впадина.

Key words: catagenesis, forecast of oil and gas bearing, the Buzulukskaya depression.

В настоящее время назрела настоятельная необходимость в скорейшем наращивании темпов и объемов поисково-разведочных работ на нефть и газ, для того чтобы обеспечить добывающую отрасль необходимой ресурсной базой. В этой связи особое значение приобретает возможность выбора направления наиболее дорогостоящих геолого-геофизических исследований с помощью прогноза нефтегазоносности недр методами глубинной геохимии. Подобные работы нашли широкое распространение в практике повседневных исследований в ведущих нефтяных компаниях мира.

Изучение постдиагенетической истории развития отложений служит основой для прогнозирования процессов нефтегазообразования и нефтегазоносности бассейнов и их частей, размещения зон нефтегазоносности и отдельных залежей, а также для прогноза фазового состава углеводородов, так как существует прямая зависимость между нефтегазоносностью недр и степенью катагенетической измененности РОВ.

В предлагаемой статье делается попытка рассмотреть с позиций этих методов южную часть такого перспективного района, как Бузулукская впадина. При этом были построены графики прогрева пород и определена катагенетическая зональность по следующим структурам и скважинам. Чернавская площадь: скважины Чернавская-1, В-Чернавская-3, Ю-Чернавская-1 и Ю-Чернавская-2. Тепловское месторождение: скважины 7, 12, 13, 14, 18, 21; скважина Южно-Первомайская-10. Перелюбское месторождение: скважины 1, 2, 3, 8, 10 Ю-Перелюбская-2. Разумовское месторождение: скважины: 1, 3, 4, 10, 11, 12, 20, 21. Западно-Вишневское месторождение: скважины 1, 2, 5.

Образование углеводородов газового и нефтяного ряда и формирование их залежей – зависящий от времени динамический процесс, связанный с эволюцией осадочно-породного бассейна. Для выявления в бассейне зон, благоприятных для накопления углеводородов, наиболее целесообразно на первой стадии оценить перспективы рассматриваемым методом. Причем такая оценка может производиться на любой стадии геологоразведочных работ.

Нефтематеринскими большинство исследователей считают субаквальные терригенные отложения с содержанием $C_{орг}$ более 0,5 % и карбонатные осадки с концентрацией $C_{орг}$ более 0,3 % на начало катагенеза. Причем имеется в виду органическое вещество сапропелевого или существенно сапропе-

левого состава, биоценотически представленное планктонными водорослями с примесью бентосных, а также и зоосоставляющей. Этим критериям отвечают палеозойские морские отложения рассматриваемого района.

Происхождение, а следовательно, и тип органического вещества можно определить по соотношению материала терригенного и морского генезиса. Эти данные должны рассматриваться с учетом удаленности от палеобереговой линии, глубины бассейна седиментации и палеоклиматических особенностей. Так, осадки среднедевонско-раннефранского возраста, отложившиеся в центральной части Иргизского прогиба, характеризуются толщиной около 300 м. По направлению к склонам свода мощность их сокращается до 50 и менее метров за счет выклинивания эйфельских образований. По-видимому, в этом направлении происходит обогащение их рассеянного органического вещества терригенной составляющей, и оно относится к третьему типу по Ван-Кревелену. В целом нефтематеринский потенциал досреднефранских пород здесь относительно низок, однако они могли обладать значительным газоматеринским потенциалом.

С удалением от береговой линии в направлении Прикаспийской впадины в составе этих отложений появляется все большее количество карбонатных прослоев, в рассеянном органическом веществе начинают преобладать морские планктонные организмы, и следовательно, в этой части толщи присутствует кероген второго типа по Ван-Кревелену, который обладает хорошим нефтематеринским потенциалом.

В карбонатных породах среднефранско-каменноугольного возраста, накапливавшихся в нормальноморских условиях, по-видимому, преобладает органическое вещество смешанного второго и первого типа по Ван-Кревелену, и их нефтематеринский потенциал еще более значителен.

Выявление основных очагов генерации и изучение нефтематеринского потенциала пород, дифференцированная оценка перспективности различных частей осадочно-породного бассейна невозможны не только без определения такого важнейшего показателя, как количество и качество РОВ, но также не менее важным является и выяснение степени его катагенетической измененности.

На первых этапах поисков, когда бурение проведено в недостаточном объеме или когда отсутствуют данные об отражательной способности витринита и другие аналитические данные, можно определить соответствующий уровень отражательной способности витринита (зрелости), используя метод Н.В. Лопатина.

При определении степени катагенеза РОВ какого-либо пласта необходимо рассчитать суммарный импульс тепла, полученный им за его геотермическую историю. Вначале учитываются элементарные импульсы тепла. Для их расчета удобно пользоваться номограммой Лопатина.

Эволюция погружения пород исследуемой территории изучалась по данным бурения 28 скважин, по которым были составлены соответствующие графики.

Глубина залегания температур, отвечающих геотемпературным зонам на диаграмме Лопатина (50, 65, 80 и 100 °C), определена на основании результатов замеров по Западно-Вишневскому, Разумовскому, Перелюбскому, Даниловскому и Богородскому месторождениям. Эти данные были обработаны нами в виде графика зависимости пластовой температуры от глубины залегания пород. Исходя из построенного графика, соответствующие температуры залегают в данном районе на глубинах около 2140, 2820, 3410 и 3990 м.

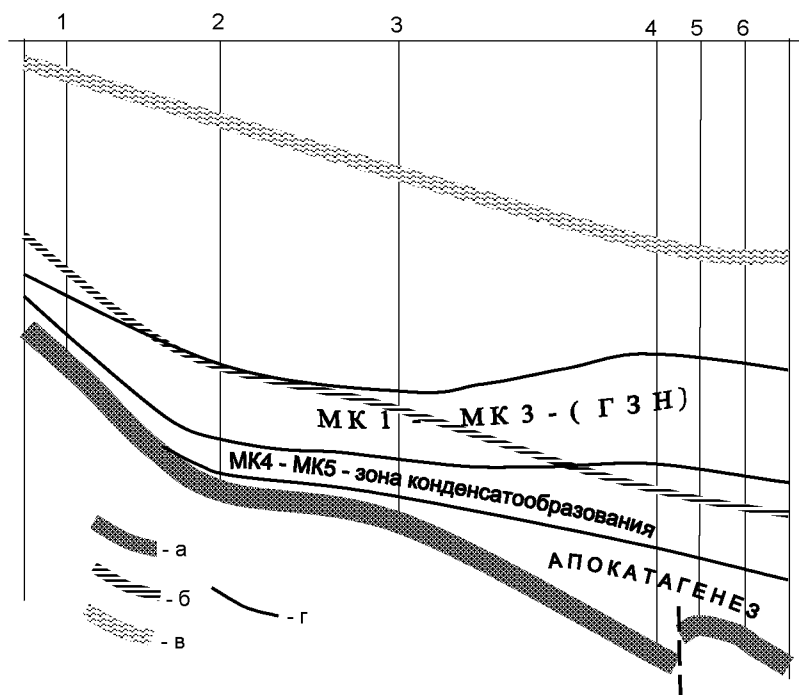


Рис. Корреляция границ градаций катагенеза по Чернавской (1), Тепловской (2), Ю.-Первомайской (3), Перелюбской (4), Разумовской (5) и Западно-Вишневской (6) площадям Бузулукской впадины:

а – кристаллический фундамент; б – региональный тульский глинистый флюидоупор; в – пермская соленосная толща; г – границы градаций катагенеза

При построении графиков погружения пород по скважинам учитывалось, что захоронение палеозойскими осадками эрозионных выступов фундамента происходило постепенно. Поэтому наиболее полный комплекс отложений присутствует в пониженных по кровле складчатого основания участках, где осадкообразование началось в позднеэффельско-раннеживетское время, а приподнятые зоны характеризуются отсутствием пород этого возраста, и разрез в них начинается со среднефранских образований. Кроме того, в предсаргавское время происходили активные тектонические подвижки, в результате которых была инверсия погружения. Однако к этому моменту прогрев осадочного чехла еще не достигал температур, достаточных для начала стадии мезокатагенеза, несмотря на то что в девоне палеотемпературы, по мнению большинства исследователей, превышали современные на 10–15 °С. Было учтено также, что в неотектонический этап территория исследований испытала движения положительного знака и в разных своих частях была приподнята на величину порядка 200–500 м. Конкретные значения величины подъема были определены для каждой площади по карте новейшей тектоники Среднего и Нижнего Поволжья под редакцией Ф.И. Ковальского и А.В. Вострякова (1981). Кривые погружения на построенных нами графиках показывают, сколько времени изучаемые материнские породы находились в глубинном интервале, соответствующем определенной температуре. При помощи номограммы Н.В. Лопатина были определены температурно-временные индексы для подошвы осадочных отложений, подошвы карбонатного девона, подошв нижне-, средне- и верхнекаменноугольных пород по 28

изученным скважинам. По каждой из них составлены графики зависимости величины суммарного импульса тепла от глубины залегания, что позволило определить глубинное положение градаций катагенеза. Корреляция границ градаций катагенеза представлена на предлагаемом рисунке.

Данные по определению катагенетической измененности РОВ пород хорошо коррелируются с фактическими закономерностями распределения залежей различного фазового состава и подтверждают их принадлежность к соответствующим уровням катагенеза.

Расчет значений СИТ, замер отражательной способности витринита или определение катагенеза другим способом необходимо проводить для нескольких стратиграфических уровней в каждой скважине или в их группе в пределах одной структурной зоны. Это позволяет установить математическую зависимость катагенетического изменения пород от их современной глубины залегания и – на соответствующих графиках – провести границы градаций катагенеза более обоснованно, чем при единичных определениях степеней катагенеза.

С учетом положения региональных флюидоупоров, в частности тульского глинистого и кунгурского эвапоритового, проведенные исследования позволяют дать прогноз фазового состава углеводородных залежей на остальную, менее изученную часть Бузулукской впадины.

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПРОВODКИ СКВАЖИН НА ЗАПАДНО-КУБАНСКОМ ПРОГИБЕ

М.А. Григорьев, доцент

*Кубанский государственный университет, г. Краснодар,
тел.: 8(8612)19-96-34 e-mail: geologi2007@yandex.ru*

Рецензент: Бочкарев А.В.

Рассмотрены геологические условия бурения скважин на чокракские отложения северного борта Западно-Кубанского прогиба.

Geological conditions of Chokraskye deposits of north edge of the West Kuban depression have been reviewed.

Ключевые слова: бурение, нефтегазоносность, чокракские отложения.

Key words: drilling, oil and gas bearing, Chokraskye deposits.

Бурение скважин на чокракские отложения в районе северного борта Западно-Кубанского прогиба (ЗКП) ведется с начала 80-х гг. В пределах северного борта ЗКП геологические условия достаточно однородны (рис.). Это позволяет использовать данные бурения по всему рассматриваемому региону, а также охарактеризовать причины наиболее типичных осложнений и меры по их предупреждению.

Осыпи и обвалы стенок скважины в отложениях антропогена, куяльника и киммерия есть в каждой пробуренной скважине. Их причиной являются гидродинамические давления на стенки скважины, возникающие при повышенных скоростях спускоподъемных операций.

В глинистой части понтических, меотических сарматских и караганских отложений причинами осыпей являются недостаточное противодействие на