

К ОБОСНОВАНИЮ МЕХАНИЗМА ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА ЮЖНОГО МАНГЫШЛАКА

С.М.Черкешова

Көмірсутекті генерация ошағы Оңтүстік Маңғышлақтың ішкі көне иілімдерінің жоғарғы триас – палеозой қабаттарында орындалады. Жаңа активті тектоникалық қозғалыс сонымен қатар, мұнай газдың пайда болу масштабының қарқындылығын жанама бақылайтын фактор ретінде қарастырылады.

The field of generation hydrocarbon is done in upper part of Triassic Paleozoic layers in old inner slopes which situated in South Mangishlak.

New active tectonically movement and also building of oil-gas scale speed is surveyed as a lateral observing factor.

Для объяснения закономерностей пространственного распределения нефтегазовых скоплений Мангышлака [1] предлагается механизм их формирования на основе синтеза представлений о ведущей роли доюрского осадочного комплекса в генерации основного объема углеводородов (УВ) региона, преобладающем проявление одной из форм миграции УВ на определенных этапах тектонического развития региона, зависимости миграционных путей от типа напряженного состояния земной коры, новейшем времени проявления последней фазы миграции и формирования залежей УВ.

Основные доводы в пользу признания доюрского комплекса отложений в качестве основной нефтематеринской толщи Мангышлака следующие:

1. низкий генерационный потенциал юрской продуктивной толщи, которая не может рассматриваться в качестве нефтематеринской, а юрские нефтегазовые скопления - в качестве сингенетических;
2. гумусовый тип органики при преобладании нефтяных и нефтегазовых залежей;
3. генетическое единство нефтей юрской толщи и доюрского нефтегазоносного комплекса, свидетельствующее о едином очаге генерации и одновременном поступлении УВ в залежи;
4. исключительно высокая степень катагенетической превращенности УВ и независимость углеводородного состава нефтей от глубины залегания, свидетельствующие о поступлении в юрскую толщу глубоко превращенных нефтей;

5. многочисленные доказательства вторичности залежей нефти и газа юрской продуктивной толщи и поступления УВ из доюрского нефтегазоносного комплекса;
6. промышленная нефтегазоносность доюрского комплекса и свидетельства его большого нефтегенерационного потенциала.

Таким образом, очагом генерации УВ на Мангышлаке является Мангышлакский внутренний палеопрогиб с максимальной мощностью триас-палеозойского выполнения. В таком варианте схема формирования нефтегазовых скоплений Мангышлака нуждается в обосновании механизма миграции УВ на значительные расстояния «100км и более» в условиях низкопроницаемых толщ.

В соответствии с основными положениями механики горных пород [1] формирование структуры земной коры и сопутствующие им процессы нефтегазообразования и нефтегазонакопления протекают в переменном поле тектонических напряжений с преобладанием сжимающих или растягивающих напряжений. Влияние типа напряженного состояния земной коры на миграционные пути УВ проявляется через механизм трещинообразования, заключающегося в формировании трехкомпонентной сети нарушений, параллельных площадкам действия напряжений Q_1 , Q_2 и Q_3 . При этом ориентировка и генетические типы трещин и разрывов контролируются существующим положением осей напряжений и во времени «в процессе структурообразования» переменны. Выделяется три основных типа напряженного состояния земной коры. Изучение динамики напряженного состояния земной коры в процессе складкообразования – необходимое условие исследований процессов миграции УВ. Оно должно сопровождать любые модели механизма формирования скоплений УВ. Последнее обусловлено генетической связью типов «и интенсивности» трещин и разрывов различных генераций «сколы, отрывы» с ориентировкой осей тектонических напряжений. В целом, в зависимости от типа напряженного состояния земной коры максимальное число трещин и разрывов «трещин растяжения, отрыва» - образуется в сечении, параллельном площадкам действия максимальных главных напряжений Q_3 , минимальное число трещин «трещин сжатия»- в сечении, нормальном к площадкам действия максимальных сжимающих напряжений Q_3 [1]. Таким образом положение осей напряжений при формировании тектонических структур определяет, в совокупности с уклоном структурно-формационных комплексов, региональные направления миграции флюидов «включая УВ», области разгрузки и аккумуляции УВ на участках индукции шарниров осей тектонических структур и различного типа экранов. Положение о новейшем времени проявления последней фазы миграции и формирования залежей УВ обосновываются как многочисленными данными о молодом возрасте современных скоплений УВ, так и выводами о новейшем времени формирования трещинных коллекторов нефти и газа доюрского комплекса [2]. Анализ и оценка неотектонических факторов нефтегазоносности

Мангышлака дали этому положению количественное обоснование, и оно рассматривается теперь как составной элемент модели формирования нефтегазовых скоплений и как оценочный критерий нефтегазоносности. Таким образом, механизм формирования нефтегазовых скоплений Мангышлака исследуется в тесной взаимосвязи с процессами структурообразования и по существу рассматривается как динамический процесс в эволюционном ряду структурной дифференциации региона.

По результатам палеотектонических реконструкций в позднепалеозойское время на западе Туранской плиты выделяется крупное сводовое поднятие - антиклизы. О первоначальных размерах и природе этой региональной, надпорядковой структуры можно судить по ее реликтовым «осколкам», сохранившимся в виде жестких глыб позднепалеозойской «герцинской» консолидации, спаянных складчатыми системами киммерид. В качестве причины сводообразования предполагается динамическое воздействие астеносферного конвективного потока с геотермической активизацией и увеличением объема вещества. Для ранней стадии развития Мангышлака характерно типично рифтовое поле напряжений с субвертикальным положением оси максимального сжатия Q_3 и субгоризонтальных осей максимальных растягивающих Q_1 и средних Q_2 нормальных напряжений. Господствующие в сводовой части антиклизы условия растяжения определили формирование продольных разрывов растяжения нормальных к плоскости наибольшей кривизны поверхности. Стабильное субвертикальное положение оси главных нормальных напряжений сжатия Q_3 сохранялось на всем протяжении рифтового режима развития Мангышлака, предположительно с карбона – перми до позднего триаса. В течение этого периода произошли продольный раскол сводового поднятия по гребню и раздвигание обособленных блоков от осевой линии формирующегося грабена. Эволюция рифтовой структуры рассматривается в трех сечениях, параллельных осями напряжений.

В плоскости действия оси максимальных сжимающих напряжений Q_3 процесс развития Мангышлака был связан с тектоническим утонением и частичной дезинтеграцией континентальной коры выразившейся в редукции гранитного слоя и сокращении общей мощности коры за счет размыва кровельной части фундамента и гранитного слоя [3].

Позднепалеозойский этап развития Мангышлака характеризовался специфическими условиями осадконакопления.

В триасовое время за счет расширения рифтовой долины область осадконакопления увеличивается.

В позднетриасовое время произошли события, коренным образом изменившие региональное поле напряжений и тектонический режим развития Мангышлакского рифта. Не останавливаясь на первопричинах, изменивших господствующее поле растяжения на поле сжатия, отметим

только синхронность этих событий на Мангышлаке с глобальными катаклизмами, вызвавшими распад Пангеи и начало дрейфа континентов. Для этого этапа характерен второй тип напряженного состояния земной коры. Инверсия режима осадконакопления, складчатость и вулканизм привели к формированию в конце триаса обращенной структуры Мангышлакских дислокаций. Этот этап следует считать наиболее благоприятным для нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Большая плотность теплового потока способствовала преобразованию органического вещества (ОВ) и УВ нефтяного ряда. Условия продольного сжатия с соответствующей ориентировкой осей напряжений определили субгоризонтальное положение трещин растяжения и соответствующее направление вектора фильтрации флюидов. К этому же времени происходит формирование локальных замкнутых ловушек, способных аккумулировать УВ [4].

Активность новейших тектонических движений рассматривается также фактором, косвенно контролирующим интенсивность масштабов нефтегазообразования [5,6]. В этой связи зоны растяжения новейшего времени как основные каналы вертикальной струйной миграции глубинных перегретых флюидов следует рассматривать как поисковые критерии зон нефтегазонакопления и единичных скоплений УВ. Локализуя реакционные объемы преобразования ОВ и эпигенетических битумоидов, зоны растяжения новейшего времени контролируют одновременно и вторичное порообразование, т.е. зоны аккумуляции УВ. Таким образом, с региональным сдвиговым полем новейшего времени связываются интенсивный прогрев и физико-химические преобразования пород, ОВ и эпибитумоидов осадочного чехла и переходного комплекса на локальных участках растяжения, миграция и аккумуляция УВ и формирование их промышленных скоплений.

Литература:

1. Марков Г.А., Савченко С.Н. Напряженное состояние пород и горное давление в структурах гористого рельефа. Л., Наука. 1984.
2. Новое направление геологоразведочных работ в Ахтырском нефтегазопромысловом районе ДДВ (Б.Б. Порфирьев, В.А.Краюшкин, В.П. Ключко и др.- Геол.журнал, 1982, т.42.)
3. Димаков А.И. Тамаров А.И. Глубинная структура Мангышлака. Л., Недра.1973.
4. Палинологическое исследование триасовых нефти Северо-Ракушечного месторождения Южного Мангышлака (К.В.Виноградова, Д.М. Досмухамбетов и др.- В кн.: Миграция углеводородов и условия формирования коллекторов нефти М. 1982.)

5. Влияние разломно-блоковой тектоники на формирование зон нефтегазонакопления в пределах Южного Мангышлака. Л.П. Дмитриев, В.И. Попков, и др.- Нефтегаз. Геология и геофизика., 1979.
6. Крылов Н.А. Геологические критерии выделения нефтегазопроизводящих свит. М., 1979, №32.