

ОТЗЫВ

официального оппонента на диссертацию ВОРОБЬЕВОЙ Екатерины Викторовны «Палеотектонические реконструкции и нефтегазоматеринские породы Рязано-Саратовского прогиба», представленную на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук по специальности 25.00.12 – геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений

Современный этап геологоразведочных работ на нефть и газ в Рязано-Саратовском прогибе связан с опосредованным поиском все более сложных и мелких ловушек на больших глубинах в основном в нижний карбон-девон. Поэтому автор диссертации открывает свою работу главой 1, где сведены геоструктурные палеотектонические реконструкции Рязано-Саратовского прогиба и, частично, Нижне-Волжской нефтегазоносной области. Ею отмечено, что для геотектонических элементов крупной Рязано-Саратовской гемисинеклизы показательна инверсия, которая усложняет показатели соответствия геоструктурных подэтажей осадочного чехла и кровли фундамента, уровень соответствия которых «...до сих пор остается невыясненным» (с. 7 автореферата). В структуре ее фундамента контрастно проявляется разломно-блоковое строение. В структуре плитного комплекса выделяются эмско-нижнефранский, среднефранско-турнейский, визейско-триасовый и мезокайнозойский структурные подэтажи.

Тектоника эмско-нижнефранского подэтажа выражена наиболее контрастно именно в эмско-живецких толщах. Геотектонические элементы Рязано-Саратовского прогиба и сопредельных с ним Воронежской и Волго-Уральской антеклиз и Прикаспийской мегавпадины генетически связаны, но их геотектоническое развитие принципиально отличается.

Диссертантка выделила общие особенности геотектонических качеств Рязано-Саратовского прогиба: блоковое строение кристаллического фундамента и его влияние на формирование древней и современной структуры осадочной толщи; своеобразие геоструктуры и интенсивности тектоноседиментационных процессов; очевидное проявление инверсионных движений в развитии тектонических блоков (с. 23). Здесь же отмечена показательная многоэтапность формирования вертикальных движений отдельных блоков фундамента на различных этапах катагенеза.

Примечание 1. На основе выполненных исследований автор диссертации делает обоснованные выводы о направленности тектонических движений геоструктурного развития на важный для образования залежей нефти и газа период от ранней перми до кайнозоя включительно.

Следует отметить превосходный уровень изложения данного раздела и согласиться с основными положениями главы 1, в частности, выделить тектонические схемы и структурные карты (Рис. 1-6).

Глава 2. Нефтегазоматеринские породы Рязано-Саратовского прогиба.

Глава начинается с обстоятельного анализа представлений о геохимической характеристике и идентификации нефтематеринских свит по данным российских и зарубежных исследователей. Безусловно, этот обзор современных концепций необходим. Отметим лишь некоторую «описательность» данного раздела.

В следующем разделе главы детально рассматриваются геохимические характеристики нефтегазоматеринских пород Рязано-Саратовского прогиба. Здесь систематизированы данные «...десятков тысяч результатов аналитических исследований ОВ» (с. 46). На этой фактической основе были выполнены исследования нефтематеринских пород рассматриваемого района по данным химико-битуминологических анализов, включая результаты, полученные автором диссертации.

Вторая база данных по рассматриваемому району опиралась на результаты пиролиза керогена «Rock-Eval 6 Turbo» и, в меньшей степени, на замеры отражательной способности коллинита, мацерала угольного вещества. Выполнены также многочисленные исследования содержания в образцах осадочных пород Сорг (%). Аналитические исследования начинаются с карты распределения органического углерода в девонских седиментитах Рязано-Саратовского прогиба (Рис. 10), в глинистых и глинисто-карбонатных отложениях девонского возраста. Максимум содержания Сорг установлен в Улитовско-Линевской зоне, на Терсинской структурной террасе, а также на севере Рязано-Саратовского прогиба. Эти объекты отличаются низким содержанием Сорг вследствие, как считает автор диссертации, низкой степени катагенеза, когда реализация Сорг еще близка к начальной.

Анализируя проблему поисков залежей в многокилометровой толще верхнепротерозойских пород, в основном, преимущественно терригенного состава, автор считает, что углеводородный прогноз «...очевидно, оправдан» (с. 54). С этим предположением трудно согласиться, поскольку здесь высока степень катагенетической преобразованности керогена и существует вероятность того, что данный потенциал углеводородного источника уже реализован, то есть истощен.

Примечание 2. Диссертантка далее вновь вернулась к определению нефтегазогенерационных свойств рифеского комплекса верхнего протерозоя и высказала

предположение, что для его обоснования целесообразно выполнить серию пиролитических исследований образцов рифея. В Пачелмском авлакогене нижний рифей представлен татищевской свитой кварцито-песчаников и кварцито-гравелитов с прослоями филлитов. Они имеют чрезвычайно низкие содержания Сорг (0,01-0,05 %), предельно низкие нефти ($S_1=0-0,05$ мг УВ/г породы) и газовых компонентов ($S_0=0,00$ мг УВ/г породы)

В среднем рифее (ртищевская свита R_{2rt}) отмечено частое чередование конгломератов, песчаников с различным содержанием глинисто-алевролитового материала. Здесь Сорг=0,01-0,11 % в аргиллитах и 0,01-0,04 % в песчаниках. Содержание газовых углеводородов – предельно низкое ($S_0=0$), фиксируются лишь следы содержания нефти ($S_1=0,02-0,29$ мг УВ/г породы).

В природных резервуарах верхнего рифея, свиты цнинская, иргизская (песчаники, глинистые алевролиты и аргиллиты), пересыпкинская и секретаринская (известняки и доломиты), веденяпинская, воронская и красноозерская (в основном песчаники и алевролиты с маломощными прослоями аргиллитов) характеризуются очень низким содержанием Сорг: в аргиллитах 0,02-0,54 %, в песчаниках 0,004-0,18 %, в известняках 0,01-0,19 %. При этом, по аналитическим данным «ВНИИГеосистем», в аргиллитах иргизской, пересыпкинской и веденяпинской свит результаты измерения общего нефтегазогенерационного потенциала керогена в аргиллитах вдвое ниже, чем содержание нефтяных УВ в породе (S_1), что, безусловно, связано с истощением исходного нефтегенерационного потенциала в образце породы.

Вендский литолого-стратиграфический комплекс распространен в северных районах Рязано-Саратовского прогиба. Аналитические данные, полученные автором диссертации, интерпретируются как подтверждение низких нефтегенерационных свойств алевролитов и аргиллитов. Исключение составляет пачка аргиллита редкинской свиты, где содержание Сорг достаточно высокое (1,5-3,0 %). В целом, однако, осадконакопление в вендское время проходило в окислительной и субокислительной седиментационной обстановке, что и определило низкие нефтегазогенерационные свойства (Максимов С.П., Киров В.А., Клубов В.А. и др., 1970; Постникова И.Е., Баженова О.К., 1998).

В палеозойской части осадочного разреза Рязано-Саратовского прогиба сконцентрировано более 20 % извлекаемых разведанных ресурсов нефти и газа, при этом в начальных преобладает нефть – более 60 %. В данном нефтегазоносном комплексе выделяются: эмский ярус D_1 , эйфельский и живетский ярусы D_2 , нижний подъярус франского яруса D_3 . Литолого-фациальная база данных по керну (539 образцов), результаты

пиролиза керогена, битуминологические исследования, результаты высокоразрешающей хроматографии нефтей и конденсатов обстоятельно изучены диссертанткой и приведены в работе. Это выполнено настолько убедительно и профессионально иллюстрировано, что каждый исследователь может получить аргументированную и ценную информацию

Среднефранско-турнейский нефтегазоносный комплекс, в сравнении с эмско-нижнефранским, содержит значительно большую долю нефтяных залежей (77 %) и лишь 23 % газоконденсатных, нефтегазоконденсатных, газонефтяных и газовых скоплений.

Косьвинско-алексинский нефтегазоносный комплекс, верхневизейско-башкирский нефтегазоносный комплекс, а также мелекесско-верейский и среднекаменноугольно-нижнепермский нефтегазоносные комплексы обстоятельно представлены в диссертации.

Примечание 3. Следует только отметить, что последние три комплекса описаны фрагментарно и не дают обстоятельной информации, что необычно для данной диссертационной работы.

Глава 3. Термобарический режим недр и катагенез органического вещества отложений.

Термобарический режим недр Рязано-Саратовского прогиба является одним из определяющих факторов в процессе образования нефти и газа на разных этапах катагенетического термокрекинга керогена в зонах регионального и/или локального проявления тепловых очагов активного образования и эмиграции УВ в миграционно-дренажную сеть формирования залежей. Автор диссертации получила обстоятельную информацию о геологических факторах, влияющих на палеогеотермический режим и реализацию исходного нефтегазогенерационного потенциала материнских свит. В частности, выявлено, что в районе Приволжской моноклинали фактором, снижающим пластовую температуру, выступает присутствие кунгурской толщи, которая характеризуется низкими современными геотермическими градиентами (1-1,5 °C/100 м).

Примечание 4. Автор диссертации отмечает также, что в изучаемом районе зоны формирования месторождений выделяются более высокими геотермическими градиентами, и приходит к выводу о локальных и региональных поднятиях, где структуры более древнего заложения успевают принять нормальное распределение тепла в большей степени, нежели структуры новейшего времени формирования. Это частично объясняет рассматриваемое геологическое событие, однако убедительных аргументов такого механизма в диссертации нет.

При написании нового подхода определения катагенеза рассеянного органического вещества предпринята попытка определить степень катагенетической преобразованности, используя данные ОС витринита и пиролиза «Rock-Eval 6 Turbo» по эталонным образцам керна скважин.

Глава 4. Информативные модели зонального и локального прогнозирования нефтегазоносности.

Рассматривая проблему зависимости между фактическими запасами и запасами рассчитанными по моделям, можно оценить степень недоразведанности нефтегазоносных районов, как по фазовому составу углеводородов, так и нефтегазоносным комплексам. Когда прогнозируемые запасы и ресурсы оказываются больше фактически выявленных, так о таком объекте работ в нефтегазоносных районах можно с уверенностью охарактеризовать степень их недоразведанности. По этим зависимостям можно корректировать начальные суммарные ресурсы УВ, сравнивая различные методы их прогноза.

Диссертационная работа «Палеотектонические реконструкции и нефтегазоматеринские породы Рязано-Саратовского прогиба» соответствует требованиям п. 9 «Положения о порядке присуждения ученых степеней», утвержденного постановлением Правительства РФ № 842 от 24.09.2013, предъявляемым к диссертациям на соискание ученой степени кандидата наук, а ее автор, Воробьева Екатерина Викторовна, заслуживает присуждения ей ученой степени кандидата геолого-минералогических наук по специальности 25.00.12 – геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений.

Официальный оппонент:

Главный научный сотрудник
ФГУП ГНЦ РФ «ВНИИгеосистем»
д. г.-м. н.

Лопатин Николай Викторович
117105, Москва, Варшавское шоссе, д. 8
(495) 954 52 39
ФГУП ГНЦ РФ «ВНИИгеосистем»
Главный научный сотрудник

Н.В.Лопатин
29 января 2015 г.

Согласен на включение своих персональных данных в документы, связанные с работой диссертационного совета, и их дальнейшую обработку.

Подпись руки Лопатина Н.
Затвержено
Ученый секретарь
ФГУП ГНЦ РФ «ВНИИгеосистем»



А. Горелов