



ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ НАУКИ

**ИНСТИТУТ ПРОБЛЕМ НЕФТИ И ГАЗА
РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК
(ИПНГ РАН)**

Губкина ул., д. 3, Москва, 119333, т. (499)1357371, ф. (499)1355465, e-mail: a.dmitrievsky@ipng.ru
ОКПО 04848431, ОГРН 1037739238195, ИНН/КПП 7736099200/773601001

«УТВЕРЖДАЮ»

Директор Института проблем нефти и газа РАН
академик Дмитриевский А.Н.

«20» 2014 г.

ОТЗЫВ

Ведущей организации - Федерального государственного бюджетного учреждения науки Института проблем нефти и газа Российской академии наук – на диссертационную работу А.И. Камалеевой «Исследование возможных источников нефти месторождений Татарстана», представленную на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук по специальности 25.00.09 – «Геохимия, геохимические методы поисков полезных ископаемых».

Цель диссертационной работы Камалеевой Адели Ильдусовны состояла в решении такой фундаментальной задачи как выявление источников нефти и процессов формирования УВ скоплений на территории республики Татарстан. Актуальность работы определяется тем, что проведенные геохимические исследования семилукско-бурегских отложений, рассматриваемых в качестве нефтематеринских, показали их низкий нефтегенерационный потенциал пород в объеме 709 млн т нефти для всей осадочной толщи. Однако за время разработки месторождений Татарстан, начиная с 1943 г., добыто более 3 млрд т нефти и свыше 90 млрд м³ попутного газа. Выявленное несоответствие добываемых ресурсов Татарстана с генерационным потенциалом пород, приуроченность большинства залежей к глубинным разломам, аномальное строение консолидированной земной коры под гигантским Ромашкинским месторождением и ряд других факторов привели к концепции неорганического синтеза УВ и об участии в формировании залежей глубинных восстановленных флюидодинамических и гидротермальных систем. В ряде случаев (в пределах Миннибаевской площади) геологами обосновывается возможность современной «подпитки» существующих залежей глубинными УВ.

Придерживаясь осадочно-миграционной концепции генезиса УВ, автор считает, что «общее развитие науки в области биохимии, гидрогеологии, литологии, органической геохимии совместно с успехами в познании состава, свойств и условий залегания нефти продемонстрировали необоснованность выдвинутых неорганических гипотез в качестве общей концепции нефтеобразования». Ответ на вопрос о природе нефти, по мнению диссертанта, может дать лишь анализ, основанный на изучении вещественного состава нефти и органического вещества пород. Применение изотопного анализа органического углерода комплексно, сопоставление нефти и органического вещества как из пород осадочного чехла, так и из пород фундамента, позволит внести свой вклад в решение генетических аспектов генезиса нефти Татарстана.

В связи с этим, основная цель настоящего исследования решалась с помощью изотопно-молекулярного подхода. Как одного из наиболее приоритетных геохимических методов, способствующих определению природы нафтидов. В рамках сформулированной цели обозначены задачи, на решение которых направлена настоящая работа:

- Получение общих изотопно-геохимических характеристик и установление типа нефти Татарстана для последующего построения генетических корреляций в системах «нефть–нефть» и «нефть–нефтематеринская порода».
- Определение природы нефти из «аномальных» скважин, в которых допускается присутствие глубинных абиогенных углеводородов, мигрирующих по ослабленным зонам из пород кристаллического фундамента.
- Исследования пород архей-протерозойского комплекса, включая определение количества углеродистого вещества, его геохимических особенностей и изотопно-фракционных характеристик.
- Изучение пород осадочного чехла, определение генетического типа органического вещества, степени его катагенетической зрелости, нефтегенерационного потенциала, и изотопно-геохимических особенностей.
- Установление генетических аспектов нефти Татарстана путём выявления корреляционных связей между распределением изотопно-фракционного состава углерода нефти и пород осадочного чехла, фундамента и коры выветривания.

В связи с тем, что в решении поставленных задач основное внимание будет уделено комплексному изотопному анализу органического углерода, в диссертации много внимания уделено основным понятиям и теоретическим аспектам (раздел 2.2) фракционирования стабильных изотопов углерода в биологических объектах (раздел 2.3), распределению изотопов углерода в ископаемом органическом веществе (2.4) и влиянию вторичных процессов (термальный метаморфизм, биodeградация, окисление и др) на характер распределения изотопов углерода захороненного органического вещества. Показано, что применение изотопно-молекулярного подхода позволяет в большинстве случаев выявлять данные изменения и учитывать их в процессе интерпретации.

Рассмотрению собственных материалов автор предпослал краткую характеристику геологического строения фундамента и осадочного чехла района исследования, изложенную по основе материалов, опубликованных в известных работах (Геология Татарстана: стратиграфия и тектоника 2003; Кристаллический фундамент Татарстана и проблемы его нефтегазоносности, 1996; Нефтегазоносность республики Татарстан, т.1,2007 и др.)

Далее в диссертации приведено описание объектов исследования, методик и экспериментальных процедур (глава4) Керновый материал включал отложения осадочного чехла девонского возраста и породы архей-протерозойского комплекса. Пробы отбирались к сожалению из скважин, расположенных, главным образом, в пределах Мелекесской впадины (где продуктивны отложения карбона и перми) и

частично Северо-Татарского свода. Нефти же были отобраны по всему разрезу (но преимущественно из пород девона) как из месторождений и залежей, не обладающих никакими «аномальными» особенностями, так и из ряда скважин Ромашкинского месторождения, в отношении которых высказываются предположения их подпитки абиогенными флюидами.

Материал, приведенный в этом разделе 4.2-4.3, позволяет представить масштабность выполненных диссертантом работ и разнообразие использованных методов. Породы исследовались оптико-микроскопическим, рентгенографическим и изотопно-геохимическим методами. Для выявления минерального состава пород и его детализации проводили оптико-микроскопическое и рентгенографическое исследования. Изотопно-геохимическое исследование пород охватывало изучение органического вещества, битумоида и остатка. Органическое вещество исследовалось пиролитическим методом, в нем определяли содержание общего органического углерода и его изотопный состав. Битумоид, экстрагированный из пород, и его фракции исследовались методом инфракрасной спектроскопии. Для всех выделенных компонентов органического вещества пород определяли изотопный состав углерода. Углеводородная часть экстракта была исследована при помощи газовой хроматографии. После экстракции в породе определили общий изотопный состав углерода остатка – нерастворимого в органических растворителях органического вещества.

Нефти фракционировали. В нефти и в выделенных фракциях определяли общий изотопный состав углерода. Углеводородная часть экстракта проб нефтей была исследована с помощью газовой хроматографии.

Полученные изотопные отношения углерода определенных фракций нефти и битумоидов пород соотносили с помощью способа сопоставления изотопных кривых..

Здесь следует отметить, что многие из перечисленных методов исследования нефти и органического вещества использовались и ранее. Наряду с геологами и геохимиками Татарстана в этих исследованиях принимали участие ученые Киева, Москвы, С.Петербурга. Ценность рецензируемой работы состоит в том, что Камалеевой Аделя Ильдусовне удалось выполнить в большом объеме комплексный анализ изучаемых проб и дать оценку каждому методу исследования.

С главы 5 начинается рассмотрение экспериментальных материалов, полученных автором и отвечающих названию диссертации. Изотопный анализ выявил узкий диапазон значений общего изотопного состава углерода нефти $-29.9\div-28.6\%$, согласующийся с данными, полученными для нефти Волго-Урала ранее. Анализируя характер кривых распределения изотопно-фракционного состава нефти диссертант

говорит о их близости и соответственно о генетической схожести нефти всего геологического разреза и вероятной генерации их из единой нефтематеринской толщи. Однако, по нашему мнению трудно говорить о их абсолютной идентичности. Во-первых, все фракции нефти из каменноугольных отложений в целом изотопно легче фракций нефти, локализованной в отложениях среднего и верхнего девона. Во-вторых, меняется и ход кривых: если в нефти карбона самым тяжелым оказывается изотопный состав углерода бензольной фракции, то в девонской нефти - изотопный состав углерода менее полярной гексан- бензольной фракций. В третьих, в некоторых пробах нефти девона (Н-1) изотопный состав асфальтенов оказывается аномально легким, близким к составу УВ фракции.

Изотопно-фракционные кривые нефти из «аномальных» скважин, где допускается подток глубинных углеводородов, полностью совпадают по формам с типичной нефтью девона., что позволяет диссертанту сделать вывод о том, что» нет оснований предполагать для «аномальной» нефти какой-то иной источник углеводородов.

Для выявления нефтематеринских свойств пород Татарстана, генетического типа их органического вещества и его изотопно-геохимических особенностей изучены разновозрастные породы девона Мелекесской впадины и Северо-Татарского свода. Дана геологическая привязка образцов, литологическое описание, содержание Сорг, карбонатного материала, битумоидов, фотографии шлифов. По данным Кодиной и др. (2010) доманикоиды Северо-Татарского свода в целом аналогичны доманикоидам Мелекесской впадины, хотя содержание битумоида в породах свода несколько ниже. Кроме того, доманикоиды Северо-Татарского свода в целом характеризуются несколько меньшим потенциалом, чем образцы Мелекесской впадины. Органическое вещество образцов Северо-Татарского свода более окисленное, с невысокими показаниями водородного индекса и генерационного потенциала. Здесь ещё раз следует выразить сожаление в связи с тем, что не изучались породы девона, развитые на Южно-Татарского свода, в пределах которого главным образом локализованы все девонские залежи.

Согласиться с тем, что изотопно-фракционные кривые битумоидов пород девона близки между собой и практически повсеместно воспроизводят серповидную форму, характерную, для сапропелевого типа органического вещества достаточно сложно. Как показывают данные, приведенные в таблице и на рисунке, изотопно-фракционные кривые битумоидов существенно различаются между собой как по форме кривых, так и по изотопному составу. В верхней части разреза, начиная с евлано-ливенских слоёв, битумоиды значительно легче (особенно проба МВ-2) битумоидов, экстрагированных из пород нижней части разреза, где картина значительно разнообразнее и сложнее. Здесь,

наряду с легким изотопным составом углерода, появляются битумоиды относительно тяжелые, по форме кривых близкие к изотопно-фракционным кривым, полученным для девонской нефти. Кроме того, для некоторых образцов битумоидов пород (МВ-7, МВ-9, МВ-15*, МВ-20, СТС-5*) обнаружена утрата изотопно легких низкомолекулярных фрагментов и обогащение ими смол и асфальтенов. Если такие отклонения в случае битумоидов заволжского яруса ещё можно объяснить процессами биodeградации, то для битумоидов нижних горизонтов разреза, особенно пробы МВ-7, следует допустить термальное воздействие, полностью изменившее форму кривых..

В результате проведенных изотопно-геохимических исследований автор работы приходит к выводу о том, что органическое вещество исследованных пород образовалось в восстановительных условиях из сапропелевого органического вещества с небольшими примесями гумусового и аквагумусового. Выявлено, что наиболее высокими нефтегенерационными свойствами обладают отложения средне- и верхнефранского яруса и фаменский ярус (доманикоиды) Мелекесской впадины. Однако обнаруженная недостаточная степень катагенетической зрелости органического вещества данных пород не позволяет предполагать их нефтематеринскую роль. Этот вывод полностью согласуется с аналогичным выводом, сделанным ранее другими исследователями.

Одним из важных этапов настоящей работы стали изотопно-геохимическое исследование пород коры выветривания и кристаллического фундамента и их углеродистого вещества, впервые выполненные Камалеевой Аделей Ильдусовной применительно к условиям Татарстана. В диссертации приведено петрографическое описание пород и процессы вторичных изменений, связанные с гидротермально-метасоматическими процессами. К сожалению автор не воспользовался результатами детальных исследований Т.А.Лапинской и А.В.Постникова, изучавших кристаллический фундамент Татарстана в течение не менее 20 лет. Ими было показано широкое распространение в них углеродистого вещества в виде графита и наличие в мельчайших трещинках пород и минералов реликтов восстановленных систем в виде вторичных включений, содержащих, наряду с водной, газовой фазой, ещё и жидкую углеводородную фазу. Температуры гомогенизации включений существенно превышали температуру вмещающих пород.. Исследованы битумоиды из трех образцов архей-протерозойского комплекса. Масс-спектрометрический анализ изотопного состава углерода вещества исследуемых образцов коры выветривания и кристаллического фундамента показал, что в состав пород входит углерод, величины которого варьируют в пределах $-28.9 \div -26.4\%$.

Значения изотопного состава углерода экстрагируемого вещества исследуемых образцов варьируют в интервале $-29.8 \div -28.4\%$, близком к значениям изотопного состава

углерода битумоидов пород осадочного чехла Волго-Уральского региона. В тоже время обнаружено различие состава и изотопной характеристики углеродистого вещества коры выветривания и собственно кристаллического фундамента.

Изотопно-фракционные кривые экстрагированного вещества образцов кристаллического фундамента, характеризуются утратой изотопно легких низкомолекулярных фрагментов и обогащением легких изотопов смол и особенно асфальтенов. Выявленная особенность в распределении изотопов углерода по фракциям возникла, по-видимому, вследствие достаточно высокой степени термального воздействия. Это воздействие отчетливо проявилось в форме кривой битумоида, экстрагированного из пород коры выветривания (КВ-7) и особенно из образца пород кристаллического фундамента, отобранного с максимальной глубины проходки скважины (2315 м). (КФ-9). При этом следует обратить внимание на наличие подобных форм кривых изотопно-фракционного распределения в битумоидах пород девона (МВ-7) и девонской нефти Н-9 и особенно «аномальной» нефти (А-3).

Для выявления возможных генетических связей разных форм органического углерода и определения, таким образом, источников нефти Татарстана полученные изотопные отношения углерода определенных фракций нефти и битумоидов пород соотносились с помощью предложенного в работе М.Г. Фрик (1984) способа сопоставления изотопных кривых (гл.6), позволяющий представить зависимость значений коэффициента сходства форм изотопно-фракционных кривых нефтей и битумоидов пород для всего исследованного разреза. Сопоставлялись нефти, локализованные в породах девона, отобранные из «нормальных», так и «аномальных» скважин, и нефти карбона с битумоидами пород девона.

Высокие положительные значения коэффициентов корреляции характерны для большинства образцов пород воронежско-евлановско-ливенского, семилукского горизонтов верхнего девона и образца коры выветривания (КВ-7). Высокие значения коэффициента корреляции исследованных объектов в совокупности с близкими значениями хроматографического анализа указывают на наличие генетической связи битумоидов пород воронежско-евлановско-ливенского, семилукского, речицкого горизонтов осадочной толщи Татарстана и исследованных нефтей геологического разреза. Однако выявленная по результатам пиролиза низкая степень зрелости органического вещества пород девона ряда скважин, расположенных в пределах Мелекесской впадины и Северо-Татарского свода на территории Татарстана, не позволяет рассматривать их в качестве нефтематеринских. Этот вывод был сделан и ранее. То, что образование нефти происходило из более катагенетически зрелого органического вещества подтверждается

полученным для нефтей изотопно более тяжелым составом углерода фракций, чем для битумоидов исследованных пород. Хотя по мере нефтеобразования оставшееся в породе органическое вещество должно обогащаться более тяжелым изотопом углерода в отличие от образованных из него нефтей (Галимов, 1973, 1981).

В то же время обнаруженное ранее сходство изотопно-геохимических характеристик органического вещества пород девона на территории Татарстана с таковыми для нефти позволяет предполагать нефтематеринскую роль их более катагенетически зрелых аналогов. В связи с этим диссертант анализирует многочисленные работы о степени катагенетической зрелости органического вещества доманикитов в примыкающих к Татарстану погруженных территориях и находит их.. Наибольшие значения катагенеза обнаружены в породах, расположенных в направлении Бузулукской впадины и Предуральского прогиба. По мнению диссертанта интенсивная генерация углеводородов в этих условиях должна была привести к первичной миграции нефти в породы-коллекторы и последующему их перемещению вверх по региональному подъему пластов подземными водами. Направление движения подземных вод нижнего водоносного комплекса Волго-Уральской нефтегазоносной области заимствовано из работы А.И. Силина-Бекчурина, опубликованной в 1949. По данным этого автора скорость движения подземных вод нижнего водоносного комплекса в пределах Южно-Татарского свода (район Туймазы-Бугуруслан) составляет в среднем $5.3 \cdot 10^{-4}$ см/сут, что соответствует 0.2 см/г. Если принять за время вступления в главную фазу нефтеобразования катагенетически зрелых доманикоидов отметку триасового периода (приблизительно 235 млн лет), полученную в работах Ю.И. Галушкина и др. (2004) и М.В. Дахновой (2007), то расстояние, которое способны преодолеть свободные углеводороды, перемещаемые подземными водами со скоростью фильтрации 0.2 см/г., составляет приблизительно 470 км. Полученные данные позволяют диссертанту предполагать, что формирование нефтяных месторождений Татарстана могло осуществляться движением подземных вод, перемещающих углеводороды доманикоидов, расположенных в пределах погруженной части Уральского прогиба и Бузулукской впадины.

Таким образом, природа нефтей Татарстана находит объяснение в рамках осадочно-миграционной теории нефтегазообразования. Источником их служат доманикоиды Бузулукской впадины и Предуральского прогиба.

В заключение работы на основе полученных результатов диссертантом защищаются следующие основные положения:

1. Нефти Татарстана относятся к близкому генетическому типу, образованному в восстановительных условиях, вероятно, на разных этапах нефтегенерации из

сапропелевого органического вещества с незначительной примесью гумусовой и аквагумусовой составляющих.

2. Изотопно-геохимические характеристики нефти из «аномальных» скважин Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения близки между собой и с обычными нефтями, в связи с чем отсутствуют основания для предположения абиогенного источника углеводородов.

3. Углеродистое вещество пород коры выветривания и кристаллического фундамента по результатам изотопно-молекулярного и хроматографического исследований несет следы термального воздействия. Изученное вещество, вероятно, является продуктом термального разложения осадочных нефтидов.

4. Основная масса битумоидов пород девонского возраста (доманикоиды) Мелекесской впадины и Северо-Татарского свода относится к тому же генетическому типу, что и исследованные нефти. Выявленная по данным пиролитического анализа низкая степень катагенетической зрелости органического вещества доманикоидов в пределах Татарстана исключает их нефтематеринскую роль для изученных нефтей.

5. На основании обобщения литературных и полученных в ходе настоящего исследования данных выдвинуто предположение о формировании месторождений нефти Татарстана в результате миграции углеводородов из наиболее погруженных и катагенетически зрелых доманикоидных отложений Предуральяского прогиба, Бузулукской впадины и прилегающих к ним территорий

Оценивая работу в целом, нужно сказать, что автор выполнил масштабную работу, используя большой объем объектов исследования, включая нефти месторождений всего осадочного чехла различных структурно-тектонических элементов Татарстана, вмещающие породы, в том числе кристаллический фундамент и кору выветривания, битумоиды, экстрагированные из них. Применен широкий комплекс исследований, включая хроматографию, пиролиз и собственно изотопные исследования. Многие из этих видов работ были выполнены и ранее, но в таком объеме и так комплексно они не проводились. На защиту вынесена законченная работа и её автор Камалеева Аделя Ильдусовна заслуживает присуждения ей ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. Содержание работы полностью отражено в публикациях.

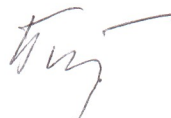
Однако мы считаем необходимым сделать некоторые замечания. Во-первых, предлагая

схему формирования залежей в пределах Ю.Татарского свода, диссертант рассматривает модель переноса УВ с подземными водами.. Однако, изучение изотопного состава водорода вод показало, что воды глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов это застойные воды, наследующие изотопный состав захороненных морских вод. Изотопный состав водорода девонских вод Ромашкинского месторождения, в частности, укладывается в 25-33‰. Во- вторых, признавая исключительную роль доманикитов и отрицая роль глубинных процессов, нужно попытаться объяснить такие факторы как резко аномальное строение коры под месторождением и блоковый характер её строения (сейсмические профили Гранит и Татсейс), резкое снижение плотности пород всей коры в пределах Татарского свода, повышенную электропроводность разреза (Д.К.Нурғалиев) , геохимический состав нефти и, в частности, присутствие в нефти платиноидов, значительных количеств рения, ртути, особый ход кривых распределения нормированных концентраций редкоземельных элементов, различия в изотопном составе стронция нефти и битумоидов доманика и т .д.Эти замечания относятся не столько к диссертанту, сколько свидетельствуют о сложности проблемы генезиса УВ и формирования их скоплений вообще и Ромашкинского месторождения в частности. Поэтому решение этой проблемы с использованием только изотопии углерода слишком оптимистично.

Отзыв подготовил доктор г-м наук

Гл. научный сотрудник ИПНГ

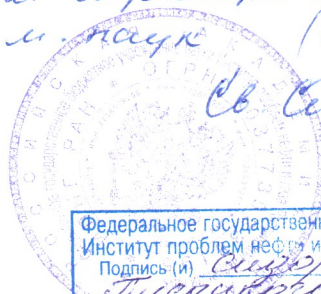
Ул Губкина, д 3, тел.8.936.936.89.39



Б, И.Писоцкий

Отзыв одобрен в качестве официального на заседании Ученого
Совета ИПНГ РАН (Протокол №10 от 19 ноября 2014г.)

Ученый секретарь ИПНГ РАН,
г.г. м. наук (Свириденко Св. А.)
Св. Свири



Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
Институт проблем нефти и газа Российской академии наук
Подпись (и) Свириденко С.А. Писоцкий Б.И. заверяю
Специалист отдела кадров ИПНГ РАН
С.М. Невешкина 25.11.2014
тел.: 8(499) 135-72-63 (подпись)