

ОТЗЫВ

на диссертационную работу Ян Хоуцян

«Нефтегазоматеринские породы восточной части впадины Фукан (Джунгарский нефтегазоносный бассейн, Китай) и их нефтегенерационный потенциал», представленную на соискание учёной степени кандидата геолого-минералогических наук по специальности 1.6.11 «Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

Разведочные работы на нефть и газ в пределах впадины Фукан Джунгарского нефтегазоносного бассейна берут своё начало в 80-х годах прошлого столетия, в ходе которых был открыт целый ряд нефтяных месторождений. Однако выработка их запасов и необходимость восполнения ресурсной базы актуализировали вопрос о дальнейшей доразведке перспективных площадей и поиска новых месторождений в пределах восточной части рассматриваемой территории.

Формирование залежей нефти и газа является сочетанием ряда благоприятных факторов, поэтому вероятность их положительного прогноза зависит от целостности восстановленной истории формирования нефтегазоносности района исследований, начиная от формирования осадочной толщи и заканчивая процессами разрушения залежей углеводородов. На современном научно-техническом уровне подобная задача решается в рамках построения бассейновой модели, в основе которой лежит интегрированное моделирование региональных процессов седиментогенеза, литогенеза и структурообразования, а также процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородных флюидов. Каждый из этапов, без сомнения, играет значимую роль в получении адекватного итогового результата. Однако одним из основных является вопрос выделения количества и качества нефтегазоматеринских пород и степени реализации ими своего генерационного потенциала. Ответы на эти вопросы призваны дать результаты геохимических исследований нефтегазоматеринских пород. В связи с этим поставленная в работе цель «выделение во впадине Фукан Джунгарского нефтегазоносного бассейна нефтегазоматеринских пород (среднепермских, среднетриасовых, юрских) и обоснование их нефтегенерационного потенциала с последующей геолого-геохимической интерпретацией результатов исследования органического вещества пород и нефтей для оценки факторов, контролирующей скопление нефти на восточном склоне впадины» является несомненно актуальной. Для достижения поставленной цели были сформулированы задачи, которые выполнялись в ходе проведения исследований.

Диссертационная работа состоит из введения, 6 глав и заключения на 143 страницах, включая 11 таблиц, 70 рисунков и списка литературных источников из 175 наименований.

В первой главе диссертации освещаются вопросы геологического строения района. Отмечено, что в среднепермское время на территории существовало большое соленое прибрежное озеро, где накопилось около 1000 м обогащенных органическим веществом отложений в виде преимущественно сапропелевого состава аргиллитов. В конце среднепермской эпохи во время герцинского орогенеза произошло воздымание территории и кровля этих отложений была частично эродирована. В среднетриасовое время на территории существовало крупное пресноводное или слабо солонатоводное озеро, где накапливались серые глины, обогащенные органическим веществом. В нижне- и среднеюрское время накопление осадков происходило в системе неглубоких пресноводных озер и болот.

Вторая глава диссертации посвящена вопросам оценки ресурсной базы и современного состояния поисково-разведочных работ в пределах Джунгарского нефтегазоносного бассейна. Приведена историческая справка открытия и освоения месторождений нефти и газа в пределах впадины Фукан, охарактеризованы основные нефтегазоносные комплексы в разрезе осадочного чехла рассматриваемой территории. Показано, что основные промышленные запасы углеводородных флюидов восточной части впадины Фукан приурочены к пермскому, триасовому и юрскому нефтегазоносным комплексам. В пределах пермского НГК вмещающие породы представлены песчаниками с емкостным пространством порового и трещинного типа. Флюидоупором служат глинистые породы верхней части разреза свиты Вутунгоу (Р3мз). Типы залежей отличаются для разных частей региона: в пределах выступов — пластовые структурные и литологически экранированные, на склоне тектонически и литологически экранированные. Нефтегазоносность триасового осадочного комплекса сосредоточена в песчаных пластах нижнего (Тб, Т1S) и среднего (Т2К) отделов, контролируется тектонически и литологически экранированными ловушками и региональным глинистым флюидоупором позднетриасового возраста. Песчаники триасового НГК характеризуются улучшенными, по сравнению с коллекторами перми, фильтрационно-емкостными характеристиками. В пределах юрского НГК выделяется два подкомплекса: верхний и нижний. Залежи нижнего подкомплекса сформированы в песчаниках порового типа свит Саньгунхэ (.J1 s) и Сишаньяо (J2X), приурочены к выступам и контролируются тектоническими нарушениями и литологическими экранами. По величине извлекаемых запасов залежи относятся к категории мелких и средних. Нефтегазоносность верхнего подкомплекса связана с песчаниками свит Тоутунхэ (J2t) и Цигу (J3ф). Залежи структурно-стратиграфически, тектонически и литологически экранированные. Региональной покрывкой служат глинистые отложения мелового возраста.

В третьей главе описаны методы исследования образцов кернa, выделенных из них экстрактов, а также проб нефти. Представлены сведения об инструментальных методах анализа и режимах аналитических циклов. Для получения аналитических данных автором использован комплексный подход с применением различных методов: пиролиз в инертной атмосфере, отражательная способность витринита, газовая хроматография, хроматомассспектрометрия и изотопия углерода.

Пиролитические исследования были выполнены на пиролизаторе 0GE-2 в научноисследовательском институте разведки и разработки нефти АКОО «Петрочайна». На странице 40 автор отмечает, что на некоторых режимах этот прибор работает нестабильно. Поэтому в работе желательно было бы привести результаты параллельных анализов одного и того же образца на 0GE-2 и на самом распространенном в мире приборе Rock-Eval. Хроматомасс-спектрометрические анализы были проведены на хроматографе фирмы Hewlett-Packard 6890 с масс-селективным детектором. Изотопный состав углерода определялся на аналитическом оборудовании фирмы Thermo Scientific.

Помимо описания использованных инструментальных методов и режимов их работы, автором подробно изложены методы геолого-геохимической интерпретации полученных результатов и возможность их использования при решении различных вопросов нефтяной геологии.

В этой главе также кратко изложены основы метода компьютерного моделирования генерации углеводородов органическим веществом НГМТ, который был выполнен в работе с использованием программы BasinMod 1 Г).

В четвёртой главе работы представлены результаты исследований кернового материала из трёх основных материнских толщ впадины Фукан.

В разделе 4.2 приведены результаты пиролитических исследований. Среднепермские породы охарактеризованы 32 образцами Пиндицоаньской свиты, отобранными из четырех скважин. По результатам пиролиза содержание органического вещества в них изменяется в широком диапазоне от 0.11 до 6.72 % масс. Значения водородного индекса (HI) в них изменяется от 43.6 до 422.7 мг/г. Основная часть исследованных образцов имеет значения T_{max} в интервале 435-447 °с и лишь 4 образца имеют более высокие значения. Однако они имеют низкое содержание углерода и водородного индекса и не могут быть отнесены к нефтематеринским породам. Из числа всех исследованных пород в разрезе этой толщи лишь 7 образцов могут быть отнесены к нефтематеринским породам переходного типа (23)

с «превосходным» по классификации Тиссо и Вельте генерационным потенциалом, находящимся на стадии МК 1-МК2 по шкале Вассоевича.

Среднетриасовые породы охарактеризованы 35 образцами Карамайской свиты, отобранными из четырех скважин. По результатам пиролиза содержание органического вещества в них изменяется в широком диапазоне от 0.41 до 7.5 % масс. Значения водородного индекса (HI) в них изменяется от 2.4 до 21.1 мг/г. Значения T_{max} расположены в интервале 435-452 °C, т.е. они находятся в фазе активной генерации. Исследованные образцы в основном представлены серыми аргиллитами и их генерационный потенциал существенно ниже, чем у пород средней перми.

Породы нижней и средней юры охарактеризованы 88 образцами свит: Бадаовань, Саньгунхэ и Сишаньяо, отобранными из девяти скважин. Они представлены серыми глинами, углистыми аргиллитами, а в свите Сишаньяо встречаются угли. По своим генерационным характеристикам ОВ всех исследованных образцов является типичным представителем керогена 3 типа.

Приведенные в разделе 4.3 результаты изотопного состава углерода достаточно хорошо согласуются с рассмотренными выше результатами пиролиза. Из всех исследованных образцов кероген из пермских и триасовых отложений имеет самый облегченный состав углерода. Больше половины из них имеют величину $\delta^{13}C$ -27-28 ‰. При этом частота встречаемости образцов с изотопно лёгким ОВ из пермских отложений значительно выше, чем из триасовых. Аналогичная картина наблюдается и в изотопном составе экстрактов. Большинство из них имеют величину $\delta^{13}C$ -29-32 ‰. И, наоборот, изотопный состав углерода экстрактов из юрских пород ожидаемо самый тяжелый -22-25 ‰.

Результаты молекулярного состава экстрактов, приведенные в разделе 4.4 (таблица б), также достаточно хорошо согласуются с данными пиролиза и изотопии. По мере изменения фациальной обстановки с более восстановительной на более окислительную при переходе от пермских отложений к юрским закономерно увеличивается отношение Pr/Ph, только в пермских экстрактах присутствует каротан и наблюдаются самые высокие значения гаммацеранового индекса. Вызывает сомнение наличие гаммацерана в экстрактах из юрских отложений. Все результаты вышеприведенных исследований указывают на то, что в юре накопление ОВ происходило в пресноводных озерах и болотах. Наличие в таком ОВ гаммацерана противоречит известным закономерностям его образования. Поэтому при GI меньше 0.2 нужно внимательно относиться к результатам его идентификации и проверять результат с использованием метода хроматомасс-спектрометрии с тройным

квадрупольным детектором (GC-MSMS, MRM). Хорошим подтверждением вышеописанных палеогеографических обстановок накопления исходной биомассы, предполагающих участие в формировании керогена неморских биопродуцентов, является преобладание нечетных n-алканов C23-C33 в экстрактах. К сожалению, для удобства восприятия результатов молекулярного состава в таблице не хватает ключевых результатов пиролиза и изотопного состава выбранных на исследование молекулярного состава образцов.

В разделе 4.5 приведены результаты компьютерного моделирования термической эволюции и степени реализации генерационного потенциала ОБ исследованных НГМП. Результаты расчета показали, что в центральной части впадины Фукан ОБ пермских отложений находится далеко за пределами нефтяного окна и способно генерировать только сухой газ, но в прибортовых частях оно находится в фазе активной генерации. Среднетриасовые и юрские породы в прибортовых частях по причине своего низкого генерационного потенциала не могли генерировать значительное количество жидких углеводородов, но в случае наличия в более погруженных частях с несколько иной фациальной обстановкой накопления ОБ, они могли генерировать углеводороды, в количестве достаточном для формирования залежей нефти.

Глава 5 названа автором «свойства и состав нефтей залежей восточной части впадины Фукан». Название это не совсем удачное и не отражает её содержание. На самом деле эта глава, наряду с главой 4, является одной из основных в работе. В ней представлен экспериментальный материал по исследованию состава нефтей: физико-химическая характеристика, групповой состав, изотопный состав углерода, распределение нормальных алканов и изопреноидов, а также биомаркеров. Здесь на основе комплексного обобщения всего материала автор проводит генетическую классификацию нефтей района исследований, которая является основой для реконструкции условий формирования отдельных залежей и нефтегазоносности территории в целом.

В таблице 7 приведены некоторые физико-химические параметры исследованных нефтей. К сожалению, в таблице не указаны содержание серы и пластовая температура, которые являются важными параметрами при классификации нефтей. Вызывает недоумение состав и свойства пробы из скважины S-19. На такой глубине (1382-1478 м) флюид не может иметь такую плотность и такое содержание парафинов. Такой состав может быть только: при пластовой температуре выше 70 °C, наличии высокоминерализованной пластовой воды, или очень плохом (заглинизированном) коллекторе. Но, насколько мне известно, такие условия не характерны для этого района.

Другой причиной может быть межпластовый переток из нижележащего пласта при испытании скважины. Для исключения этого предположения необходимо определить молекулярный и изотопный состав экстракта из нефтенасыщенного коллектора этой залежи.

В таблице 10 приведены молекулярные параметры нефтей. К сожалению, среди них нет многих важных коэффициентов (соотношение стеранов, метилфенантроновый индекс, соотношение четных и нечетных нормальных алканов и ДР), которые широко используются и хорошо зарекомендовали себя при типизации нефтей и корреляции нефть-нефтематеринская порода, генерированных при участии неморского ОВ. По некоторым приведенным в таблице результатам имеются вопросы. Например, как можно объяснить ураганное значение H_{29}/H_{30} для нефти из F-5 (т2к), в три раза превышающее это значение для других нефтей? Такие величины характерны для нефтей, генерированных ОВ карбонатных фаций, которые совершенно не типичны для этого района. К сожалению, автор не объясняет эти и другие отклонения и в работе нет исходных масс-фрагментограмм по m/z 191, где можно было бы оценить качество разделения при масс-спектрометрическом анализе. Это замечание также относится и к гаммацерану.

В таблице 9 приведены результаты генетической типизации исследованных нефтей. Правильнее эту типизацию нужно было назвать геохимической, поскольку она основана не только на использовании параметров, отражающих их генетику, т.е. унаследованных от нефтематеринского ОВ, а на широком наборе геохимических коэффициентов (таблица 10), отражающих различные процессы, разнесенных во времени и пространстве, начиная от накопления исходного ОВ и заканчивая процессами преобразования нефтей в залежи.

Глава 6 посвящена рассмотрению вопросов формирования залежей нефти. В ней рассмотрены условия формирования и распространения коллекторов, покрышек и ловушек. Показано, что в пермских триасовых и юрских отложениях существовали благоприятные условия для формирования песчаных пластов-коллекторов. Отмечено, что при переходе от пермских и триасовых коллекторов к юрским закономерно улучшаются их ФЕС. В то же время, в скважине КТ-1 из верхнепермских отложений с глубины 5 км получен хороший приток нефти (133 мусут). Широкая сеть разломов в триасово-юрском комплексе способствовала активной вертикальной миграции. Латеральная миграция происходила в основном от центра впадины к ее окраинам. При этом движущей силой вторичной миграции всё-таки был не «градиент давления», как утверждает автор, а разность плотностей углеводородного флюида и пластовой воды.

В заключении автор подводит итог проделанной работы и на основе комплексного изучения состава органического вещества разновозрастных нефтегазоматеринских пород и нефтей с последующей геолого-геохимической интерпретацией полученных результатов делает выводы в соответствии с поставленной в работе целью:

– Органическое вещество среднепермских отложений обладает самым высоким генерационным потенциалом. Его накопление протекало в достаточно восстановительных условиях системы соленых лагун или озёр. Основной частью в нем является сапропелевая составляющая с заметным вкладом биопродуцентов высшей наземной растительности.

– Среднетриасовые отложения содержат органическое вещество со значительно меньшим генерационным потенциалом. Его накопление происходило в менее восстановительных, чем в перми условиях пресноводных или слабой солености озер. Основной частью в нем являются продукты диагенетической переработки биопродуцентов высшей наземной растительности при подчиненном вкладе сапропелевой составляющей.

– Нижне-среднеюрские породы содержат ОВ с самым низким генерационным потенциалом. Его накопление происходило в континентальных и наиболее окислительных условиях по сравнению с пермскими и триасовыми отложениями. Основной вклад в его состав внесли продукты глубокой переработки биопродуцентов высшей наземной растительности.

– На основании результатов изучения молекулярного и изотопного состава нефтей выделено 4 генетических типа нефтей. При этом 14 из 18 исследованных нефтей генетически связаны с ОВ среднепермских НГМП.

– Анализ полученных результатов совместно с историей геологического развития и компьютерным моделированием позволил оценить благоприятные условия формирования залежей во впадине Фукан. Дальнейший прогноз нефтегазоносности будет связан с анализом характеристик песчаных тел и, по мере увеличения объёма новых материалов, с выявлением разломов и связанных с ними ловушек.

Критическое рассмотрение представленной работы позволяет сделать заключение по её содержанию.

Рассматривая достоверность и обоснованность научных положений необходимо отметить, что автором проведено обобщение большого объема информации по результатам исследования: 155 образцов керн и 18 проб нефти проб. При этом автором использован комплексный подход - аналитические данные были получены с применением различных методов: пиролиз в инертной атмосфере, отражательная способность витринита, газовая хроматография, хроматомасс-спектрометрия и изотопия углерода. Кроме того, дополнительно были использованы материалы петрографических исследований керн и

шлама, данные ГИС и сейсмические профили. Достоверность представленных данных сомнений не вызывает, поскольку эти материалы были получены на современном оборудовании, а при интерпретации результатов были использованы все новейшие достижения в области органической геохимии и нефтяной геологии. Результаты исследований были опубликованы в соавторстве с ведущими специалистами России и КНР в этой области. Они также прошли апробацию на многочисленных российских и международных конференциях.

Научная новизна работы заключается в том, что автором впервые для восточной части впадины Фукан:

- выполнена комплексная оценка генерационного потенциала среднепермских, среднетриасовых и юрских НГМП; - по молекулярному и изотопному составу нефтей и экстрактов из пород выделены четыре генетических типа нефтей и проведена их корреляция с нефтематеринскими породами; - выявлены основные геологические факторы, контролирующие формирование залежей.

Практическая значимость.

Полученные результаты могут быть использованы в качестве основы для выполнения работы по полномасштабному 3 D моделированию с целью обоснования направлений ГРП. При этом с учетом полученных в диссертации данных у исполнителей работы по бассейновому моделированию будет уникальная возможность проводить верификацию своих результатов расчета. Они могут настраивать свою модель с учётом расположения уже открытых залежей, их генетического типа и запасов. Это позволит существенно повысить достоверность расчёта.

Замечания.

К работе нет серьёзных замечаний. Скорее это пожелания автору в его будущей работе.

Относительно отнесения нефти, полученной в скв. S-19, к продукту генерации юрским ОВ. В исследованных автором образцах из юрских отложений не обнаружены НГМП, которые содержали бы ОВ II типа, способное генерировать жидкие УВ. Их ОВ с большой натяжкой можно отнести к типу III, которое генерирует преимущественно газ, и лишь в исключительных случаях (благоприятные восстановительные обстановки седиментогенеза и раннедиагенетической переработки исходной биомассы и, как следствие – высокое качество ОВ) способно генерировать определённые количества лёгких парафинистых нефтей. Можно, конечно, предположить, что породы, содержащие ОВ высшей наземной растительности и обладающие генерационным потенциалом, чтобы генерировать углеводороды в количестве достаточном для формирования промышленных

залежей, имеются на погружении в центральной части впадины. Однако в работе этому тезису нет прямых доказательств. Тем не менее, такие породы автором обнаружены в среднем триасе, и они могли генерировать нефть такую, что была получена в скважине S19. Следует обратить внимание на то, что эта проба нефти обладает самым высоким катагенезом, исходя из величины параметра T_s/T_m (0.86), почти как в нефти, полученной из самой глубокой скважины КТ-1 (5000-5100 м), где T_s/T_m равно 0.74. Считаю, что проведенную автором типизацию можно было бы упростить. Например, подтип А 1 по своей генетике (молекулярному и изотопному составу) не отличается от типа А. Он отличается только отсутствием признаков биодеградациии, а она не зависит от генетики. Также выглядит искусственным отнесение нефти S-19 к юрским НГМП. С учетом этого в будущем при выполнении 31) моделирования в качестве одного из вариантов расчета нужно выделить две основные НГМП - среднепермская (тип А и А 1) и среднетриасовая (типы В,

Относительно диаграммы Кеннона-Кессоу (рисунок 52). Следует помнить, что соотношение n - и изоалканов очень зависит от биодеградациии. Поэтому её использование возможно только при условии, что нефти не биодеградированы. Многие из исследованных в работе нефтей имеют явные признаки биодеградациии.

В будущей работе обязательно нужно иметь результаты компонентного и изотопного состава растворенных в нефти газов. Они очень информативны для выяснения условий формирования залежей, поскольку позволяют подтвердить участие/неучастие различных НГМП в формировании той или иной залежи. Также для повышения достоверности выводов при выполнении корреляции нефть-НГМП желательно изотопный состав углерода выполнять до и после экстракции и отдельно анализировать полученный экстракт.

Диссертация является добротной научной квалификационной работой, которая посвящена решению актуальной задачи, обладает научной новизной и практической значимостью. Автором решена научно-практическая задача, позволяющая повысить достоверность оценки перспектив нефтегазоносности восточной части впадины Фукан. Автореферат по своей структуре и освещению разделов соответствует содержанию диссертации. Автором опубликовано 5 статей, 4 из которых в изданиях, рекомендованных для защит в диссертационном совете МГУ по специальности 1.6.11 и индексируемых в базах данных Web of Science, Scopus, RSCI. Список публикаций, приведенный в автореферате, в полной мере отражает вклад автора в решение проблемы оценки перспектив нефтегазоносности восточной части впадины Фукан. Материалы, положенные

в основу научных исследований, прошли апробацию в виде 8 докладов на российских и международных научных конференциях.

Содержание диссертации соответствует паспорту специальности 1.6.11 - «Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» (по геологоминералогическим наукам), а также критериям, определенным пп. 2.1-2.5 Положения о присуждении ученых степеней в Московском государственном университете имени МВ, Ломоносова, а также оформлена согласно приложениям № 5, 6 Положения о диссертационном совете Московского государственного университета имени МВ. Ломоносова.

Таким образом, соискатель Ян Хоуцян заслуживает присуждения ученой степени кандидата геолого-минералогических наук по специальности 1.6.11 - «Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

Официальный оппонент:

доктор геолого-минералогических наук, профессор,
начальник управления лабораторных исследований
пластовых флюидов, технологических жидкостей
и реагентов АО «ТомскНИПИнефть»

Гончаров Иван Васильевич

Научная специальность, по которой оппонентом защищена докторская диссертация
04.00.02 — геохимия

Рабочий телефон: (3822) 611-835

Рабочий e-mail: goncharoviv@tomsknipi.ru

Адрес места работы:

634027, Томская область, г. Томск, пр-кт. Мира, 72

Я, Гончаров Иван Васильевич, даю согласие на включение своих персональных данных в документы, связанные с работой диссертационного совета и их дальнейшую обработку.

Подпись ИВ. Гончарова заверяю
Ученый секретарь АО «ТомскНИПИнефть»
канд. техн. наук А.Г. Чернов