

На правах рукописи

**Воробьёва Екатерина Викторовна**

**ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ И  
НЕФТЕГАЗМАТЕРИНСКИЕ ПОРОДЫ РЯЗАНО-САРАТОВСКОГО  
ПРОГИБА**

Специальность: 25.00.12 - геология, поиски и разведка нефтяных и газовых  
месторождений

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-  
минералогических наук

Саратов 2014 г.

**Работа выполнена** на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых в ФГБОУ ВПО «Саратовский государственный университет им. Н.Г. Чернышевского»

**Научный руководитель: Навроцкий Олег Константинович**, доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник ФГУП «Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики»

**Официальные оппоненты:**

- **Лопатин Николай Викторович**, доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий лабораторией «Геологии и геохимии нефти и газа» ФГУП ГНЦ РФ «Всероссийский научно-исследовательский институт геологических, геофизических и геохимических систем» (ВНИИгеосистем)
- **Прищепа Олег Михайлович**, доктор геолого-минералогических наук, профессор, генеральный директор ФГУП «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ВНИГРИ)

**Ведущая организация:** Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН), г. Новосибирск

**Защита диссертации** состоится «20» февраля 2015 г в 14-00 на заседании диссертационного совета Д.212.243.08 геологического факультета Саратовского государственного университета имени Н.Г. Чернышевского

Адрес: 410012, г. Саратов, ул. Астраханская 83, 1 корпус, геологический факультет, аудитория 50  
Факс: (8452) 51-69-52

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Саратовского государственного университета имени Н.Г. Чернышевского (г. Саратов, ул. Университетская, 42) и на сайте [http://www.sgu.ru/sites/default/files/dissertation/2014/12/10/dissertaciya\\_vorobevoe\\_v.pdf](http://www.sgu.ru/sites/default/files/dissertation/2014/12/10/dissertaciya_vorobevoe_v.pdf)

Отзывы в двух экземплярах, заверенные печатью учреждения, просим направлять ученому секретарю диссертационного совета по указанному адресу.

Автореферат разослан « » января 2015 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета,  
доктор геолого-минералогических наук

Гончаренко О.П.

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность работы.** Несмотря на высокую изученность Волго-Уральской нефтегазоносной провинции в целом, некоторые ее части, такие как территория Рязано-Саратовского прогиба, остаются недостаточно разведанными вследствие сложности строения и ряда других причин. Актуальность темы диссертационной работы обусловлена необходимостью применения новых методологических подходов к оценке перспектив нефтегазоносности старых нефтегазодобывающих территорий, к которым относится Нижне-Волжская нефтегазоносная область (НВ НГО), которая в настоящей работе выступает в качестве объекта исследований, и повышением эффективности геологоразведочных работ на таких территориях. Решение этих задач базируется на основе комплексного изучения и обобщения фактического материала, накопленного на настоящий момент времени.

**Целью работы** является обобщение накопленной геолого-геофизической информации, полученной в регионе, оценка информативности тектонических и геохимических данных, разработка методики прогнозирования нефтегазоносности на зональной и локальной стадиях геологоразведочных работ (ГРП). Для достижения поставленной цели необходимо было решить следующие **задачи**:

- провести пространственно-временные палеотектонические реконструкции Рязано-Саратовского прогиба и выявить особенности его тектонического развития во времени
- выделить и охарактеризовать нефтегазоматеринские породы
- определить степень катагенетической преобразованности органического вещества (ОВ) пород
- провести бассейновое моделирование по региональным профилям для создания моделей миграции, аккумуляции и формирования скоплений УВ
- оценить информативность тектонических и геохимических параметров для зонального и локального прогнозирования нефтегазоносности
- провести зональный прогноз нефтегазоносности, уточнить начальные суммарные ресурсы УВ и оценить степень недоразведанности нефтегазоносных районов.

**Методы исследований и фактический материал.** Теоретической основой работы является осадочно-миграционная теория нефтидогенеза. Основные методы исследований – статистический анализ данных, бассейновое моделирование Temis 2D VeicirFranlab, пиролитические исследования керн по методике Rock-Eval. Фактическим материалом послужили сведения о запасах и ресурсах Государственного баланса запасов полезных ископаемых Российской Федерации по состоянию на 01.01.2012 г., литературные и фондовые данные по

200 месторождениям углеводородов Рязано-Саратовского прогиба, керновый материал коллекции ФГУП «Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики». В ходе работы были созданы две базы данных. Первая включает 3522 битуминологических анализов по Саратовской и Волгоградской областям. Вторая база данных по Рязано-Саратовскому прогибу включает результаты пиролитических исследований Rock-Eval (анализы предыдущих лет и анализы по образцам керна, отобранного лично автором, сделанные в лаборатории ФГУП «НВНИИГГ», остальные – данные Н.В. Лопатина, М.С. Зонн и др.). Помимо геохимической информации базы данных включают и геологическую информацию, такую как глубина залегания, литологический состав отложений, возраст и некоторые другие.

Материалы собраны и подготовлены в ходе обучения в аспирантуре геологического факультета СГУ им. Чернышевского, а также в ходе выполнения плановых работ в ФГУП «Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики».

#### **Защищаемые научные положения и результаты:**

1. Разработана методика определения катагенетической преобразованности органического вещества путем комплексирования данных по отражательной способности витринита и данных пиролиза по методике Rock-Eval.
2. Обоснован собственный высокий генерационный потенциал органического вещества пород девонского возраста Рязано-Саратовского прогиба, реализация которого приводит к формированию месторождений нефти и газа.
3. Предложены модели зонального и локального прогноза ресурсной базы и даны рекомендации на проведение целенаправленных геологоразведочных работ.

#### **Научная новизна и личный вклад:**

- разработан и широко апробирован новый методологический прием комплексирования данных по отражательной способности витринита с результатами пиролиза по методике Rock-Eval, что позволяет определять степень катагенеза органического вещества при отсутствии данных по отражательной способности витринита и использовать этот методический прием для широкого круга геологических объектов;
- установлена количественная зависимость нефтегазоносности структурных ловушек от геолого-геохимических параметров на территории Рязано-Саратовского прогиба, отвечающего в нефтегазоносном отношении НВ НГО;
- на основе информативных параметров созданы модели зонального и локального прогноза запасов и ресурсов УВ изучаемых нефтегазоносных комплексов, что позволило уточнить их фазовый состав и дать рекомендации

на проведение геологоразведочных работ в пределах участков, где открытие новых месторождений углеводородов наиболее вероятно.

**Практическая значимость.** Полученные результаты существенно уточняют представления о характере формирования платформенных структур второго и третьего порядков, возможные механизмы формирования залежей УВ в палеозойских отложениях Рязано-Саратовского прогиба. Предложенные методики позволили дать количественную оценку степени информативности геологических, палеотектонических, геохимических и генерационных характеристик нефтегазообразования и на этой основе уточнить количественную оценку ресурсов УВ. Разработанные методики и их результаты использовались при прогнозе ресурсов категории  $C_3$  по структурам, подготовленным к бурению по данным сейсморазведки в Рязано-Саратовском прогибе.

**Апробация работы.** Основные положения диссертационной работы докладывались на российских и международных конференциях: «Актуальные проблемы нефтегазовой геологии 21 века» (Санкт-Петербург 2011, 2013), Всероссийская молодежная научная конференция «Трофимуковские чтения» (Новосибирск, 2008, 2011, 2013), 2nd Conference for Young scientists «Presenting academic achievements to the world» (Саратов, 2011), «Инновационное развитие нефтяной и газовой промышленности России: наука и образование» (Москва, 2009), XIII Всероссийская научная конференция студентов, аспирантов и молодых специалистов «Геологи 21 века» (Саратов, 2012), Всероссийская научная конференция молодых ученых и студентов «Актуальные проблемы нефти и газа Сибири» (Новосибирск, 2014), Всероссийская научно-практическая конференция «Геологические науки - 2014» (Саратов, 2014), II Всероссийская молодежная научно-практическая школа-конференция «Науки о Земле. Современное состояние» (Республика Хакасия, 2014).

По вопросам, затронутым в диссертации, опубликовано 17 научных работ, из которых 3 – в ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК РФ для защиты диссертаций, а также 1 – в сборнике 34 Международного Геологического конгресса (Брисбен, 2012).

**Структура и объем работы.** Работа состоит из введения, 4 глав, заключения. Объем работы составляет 185 страниц, включает 53 рисунка, 8 графических приложений и 9 таблиц. Список литературы состоит из 108 источников, из них 19 – иностранных.

**Благодарности.** Искреннюю благодарность за всестороннюю помощь, интересное обсуждение результатов исследований и обучение общегеологическому мышлению автор выражает своему научному руководителю О.К. Навроцкому. Автор глубоко признателен сотрудникам ФГУП «НВНИИГГ» Е.В. Постновой, С.Н. Жидовину, И.В. Орешкину, В.В. Гонtareву, Е.В. Глухой, О.И. Меркулову, В.Н. Староверову за помощь и

предоставленную возможность работы автора с кернами и с проведением лабораторных исследований. Автор благодарен коллективу кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых СГУ им. Н.Г. Чернышевского за передачу знаний, накопленного опыта и поддержку.

## СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

### ГЛАВА 1. ОСОБЕННОСТИ ТЕКТОНИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ РЯЗАНО-САРАТОВСКОГО ПРОГИБА

Миграционные свойства нефти и газа определяют теснейшую зависимость между формированием их залежей и историей тектонического развития региона. Залежи не могут образовываться прежде, чем сформируются стратиграфические, литологические, структурные ловушки, включая региональные наклоны. В свете этого становится очевидным, что эффективность поисков нефтяных и газовых месторождений, в значительной мере, зависит от достоверности представлений об истории тектонического развития региона и отдельных локальных структур.

В системе тектонического районирования Рязано-Саратовский прогиб выделяется как крупная отрицательная структура Восточно-Европейской платформы, разъединяющая Воронежскую и Волго-Уральскую антеклизы, от которых он отделен субвертикальными разломами, на юго-востоке Прикаспийской мегавпадиной, отделенной серией уступов тектоно-седиментационной природы.

Для многих тектонических элементов в структуре Рязано-Саратовского прогиба характерна инверсия. В результате на многих участках степень соответствия структурных подэтажей осадочного чехла и поверхности фундамента до сих пор остается невыясненной.

Характерной чертой структуры фундамента является разломно-блоковое строение. Разломы разбивают фундамент на приподнятые и опущенные блоки различного размера и конфигурации.

В структуре плитного комплекса контрастно выделяются эмско-нижнефранский, среднефранско-турнейский, визейско-триасовый и мезокайнозойский структурные подэтажи.

Тектоника эмско-нижнефранского подэтажа наиболее контрастно выражена в эмско-живетских отложениях. Начиная с подошвы «карбонатного» девона структура вышележащего подэтажа в значительной степени сглажена и менее выразительна. Отчасти это обусловлено позднедевонским размывом и компенсационным характером накопления нижнефранских отложений. Структурный план эмско-нижнефранского подэтажа во многом отражает структурные особенности фундамента и додевонской поверхности. Отличия выражены в сокращении количества разрывных нарушений, уменьшении их

амплитуды. Сохранилось общее направление регионального наклона на юг и юго-восток (при отдельных его вариациях, связанных с локальными осложнениями), однако градиент его заметно уменьшился. Инверсионной тектоникой эмско-нижнефранского подэтажа характеризуются Ртищевско-Баландинский и Елшано-Сергиевский грабены фундамента. Выше по разрезу, в кровле тимано-пашийских отложений, Ртищевско-Баландинскому грабену соответствует Ртищевско-Баландинский инверсионный вал, Елшано-Сергиевский инверсионный вал выделяется по кровле «терригенного» девона над одноименным грабеном в поверхности фундамента.

Среднефранско-турнейский структурный подэтаж ограничен сверху поверхностью предвизейского регионального несогласия. По сравнению с нижележащим эмско-нижнефранским подэтажом отличительной чертой формирования его структур является значительная роль тектоно-седиментационного фактора. Для структур среднефранско-турнейского подэтажа также характерно широкое распространение инверсии. Наиболее приподнятой по фундаменту Аткарской зоне в структурном плане подэтажа соответствует Аткарская моноклинал, Карамышская приподнятая зона фундамента становится Карамышской депрессией.

Визейско-триасовый структурный подэтаж сверху ограничен предъюрским региональным угловым стратиграфическим несогласием. При этом пермско-триасовые отложения, составляющие верхнюю часть структурного подэтажа, отсутствуют на большей территории Рязано-Саратовского прогиба. В целом для структурного подэтажа характерно выполаживание структурных форм и сглаживание структурных поверхностей по сравнению с нижележащими подэтажами, но также характерно широкое проявление структурной инверсии. На месте Аткарской моноклинали формируется Аткарская депрессия. По каменноугольным отложениям над Карамышской приподнятой зоной выделяется Карамышская депрессия. Депрессия ограничена крутыми флексурами Ртищевско-Баландинского (на западе) и Елшано-Сергиевского (на севере) валов, Жирновско-Иловлинской сводом (на юге). Уметовско-Линевской впадине соответствует Жирновско-Иловлинский вал и т.д.

С целью наглядной демонстрации истории тектонического развития Рязано-Саратовского прогиба были проведены палеотектонические реконструкции по нескольким региональным профилям, построенные с помощью технологий бассейнового моделирования.

История тектонического развития Рязано-Саратовского прогиба характеризуется сложностью и многоэтапностью. С одной стороны, тектоническое развитие прогиба генетически связано с этапами формирования соседних тектонических элементов, таких как Прикаспийская мегавпадина, Воронежская и Волго-Уральская антеклизы. С другой стороны, тектоническое

развитие и строение прогиба принципиально отличается от сопряженных территорий.

В истории тектонического развития Рязано-Саратовского прогиба отражаются эпохи тектонической активизации земной коры от гренвильской до альпийской. Это наглядно отражается в палеоструктурных реконструкциях, которые позволили сравнить различные этапы формирования структур второго порядка. Можно с уверенностью утверждать, что практически все структуры древнего заложения претерпели существенные изменения на протяжении всей фанерозойской эпохи. Это справедливо не только для структур второго порядка, но и для большинства локальных тектонических объектов.

В диссертации приведены данные А.Б. Ронова об изменении во времени распространённости континентальных и лагунных условий седиментации для территории Русской плиты, которые очень сильно связаны с направленностью развития локальных структур в Рязано-Саратовском прогибе. Коэффициент корреляции между амплитудой роста локальных структур и распространённостью континентальных и лагунных условий седиментации на Русской плите равен 0,88 (при  $r_{1\%} = 0,49$ ). Таким образом, анализ распределения морфологических параметров платформенных структур и истории их развития в Рязано-Саратовском прогибе показал, что существующие три этапа активизации Рязано-Саратовского прогиба (каледонский, герцинский и новейший) в целом совпадают с этапами континентального развития Русской плиты. Именно с ними связаны основные тектонические перестройки геологических структур Рязано-Саратовского прогиба.

## ГЛАВА 2. НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИЕ ПОРОДЫ РЯЗАНО-САРАТОВСКОГО ПРОГИБА

Вопросы о нефтегазоматеринских породах и критериях их выделения изучаются довольно давно. Однако единого мнения в этих вопросах до сих пор нет. Подраздел **2.1** содержит анализ представлений о нефтегазоматеринских породах, представления автора о принципах их выделения и ранжирования при оценке перспектив нефтегазоносности. Рассмотрены палеогеографические, геохимические условия осадконакопления и диагенеза нефтегазоматеринских пород, их литологические особенности. Кроме того, большое внимание уделено методам изучения нефтегазоматеринских пород, в особенности пиролитическому, как одному из основных и самых распространенных в последнее время для диагностики уровня катагенеза, типа органического вещества, содержания  $C_{орг}$  и других параметров.

**2.2** Общая характеристика нефтегазоматеринских пород Рязано-Саратовского прогиба. Геохимические особенности и нефтегазоматеринские свойства пород осадочного чехла рассматриваемого района начали изучаться с 20-х годов прошлого столетия. Наиболее активно эти исследования проводились в 1950-х – 1980-х годах, что позволило в первом приближении

охарактеризовать основные закономерности распространения нефтегазоматеринских пород, определить их стратиграфическую и литолого-фациальную приуроченность. Результаты этих длительных и разносторонних исследований освещены в многочисленных научных трудах известных ученых: А.М. Акрамходжаева, Г.А. Амосова, Э.З. Бадамишина, А.А. Бакирова, О.К. Баженовой, Т.А. Ботневой, Н.Б. Вассоевича, М.В. Дахновой, М.С. Зонн, Т.И. Горгадзе, И.А. Ларочкиной, Е.С. Ларской, Н.П. Лебедева, Н.В. Лопатина, С.П. Максимова, Т.М. Морозовой, О.К. Навроцкого, С.Г. Неручева, И.В. Орешкина, Г.М. Парпаровой, Ю.Н. Петровой, С.А. Пунановой, К.Ф. Родионовой, И.Н. Сидорова, П.М. Сухаревича, Г.И. Тимофеева, В.И. Тихомирова, О.П. Четвериковой, Н.С. Шариповой, В.А. Успенского и других.

Эти исследования в основном опирались на результаты битуминологических исследований и лишь частично исследовались данные по витриниту и пиролизу. В настоящее время в геологоразведочных работах по всему миру широко используются термические методы исследований органического вещества, в частности пиролиз типа Rock-Eval. В лаборатории ФГУП «НВНИИГГ» используют одну из наиболее современных установок Rock-Eval 6 Turbo, которая отличается более высокой температурой максимального нагрева и определением некоторых дополнительных параметров. В результате обобщения получены распределение содержания органического углерода в палеозойских отложениях Рязано-Саратовского прогиба для различных литологических типов и гистограммы распределения  $C_{орг}$  в глинах и карбонатах девонского и каменноугольного возрастов, даны средние значения содержания органического углерода для каждого стратиграфического подразделения. Также была составлена карта распределения органического вещества для девонских отложений Рязано-Саратовского прогиба. При этом максимумы содержания  $C_{орг}$  предсказуемо наблюдаются в Уметовско-Линевской депрессии, Терсинской структурной террасе, а также на севере Рязано-Саратовского прогиба, где содержание органического углерода близко к начальному из-за низкой степени катагенеза.

Далее дается детальная характеристика нефтегазоматеринских отложений для каждого нефтегазоносного комплекса (НГК). С использованием пиролитических данных, каротажного материала и литофациальных схем были получены карты распространения нефтегазоматеринских пород.

Нефтегазоматеринские отложения Рязано-Саратовского прогиба содержат ОВ II и III типов, часто смешенного II/III типа. В некоторых образцах присутствует ОВ IV («инертного») типа, а также вероятно присутствие ОВ, содержащего кероген типа II-S. Следующие нефтегазоматеринские породы охарактеризованы как бедные: породы переходного рифей-вендского комплекса, эмского отдела нижнего девона, евлановско-ливенские отложения Уметовско-Линевской депрессии, породы верхневизейско-башкирского и мелекесско-верейского комплексов. Выделены нефтегазоматеринские породы удовлетворительного качества: эйфельские отложения юга Рязано-Саратовского прогиба, тимано-пашийские отложения палеовпадин юга Рязано-

Саратовского прогиба, отложения эйфельского яруса вдоль борта Прикаспийской мегавпадины, Уметовско-Линевской депрессии и Сосновской депрессии, верхнефаменские отложения Воскресенской депрессии, а также турнейские глинисто-карбонатные породы в пределах Прибортовой моноклинали. В пределах Рязано-Саратовского прогиба выделены нефтегазоматеринские породы хорошего качества. Это отложения живетского яруса Степновского вала и Прибортовой моноклинали, прослой воробьевских и ардаатовских аргиллитов Уметовско-Линевской депрессии и Каменско-Золотовской зоны, карбонатно-глинистые отложения нижней части семилукского горизонта, петинские и тульско-алексинские отложения Прибортовой моноклинали. В разрезе Рязано-Саратовского прогиба встречаются нефтегазоматеринские породы очень хорошего и отличного качества: отложения средне-франского подъяруса в пределах Прибортовой моноклинали, а также отложения умётовско-линёвской толщи компенсации.

### ГЛАВА 3. ТЕРМОБАРИЧЕСКИЙ РЕЖИМ НЕДР И КАТАГЕНЕЗ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ОТЛОЖЕНИЙ РЯЗАНО-САРАТОВСКОГО ПРОГИБА

При изучении нефтегазоносности невозможно обойтись без определения степени катагенетической преобразованности нефтегазоматеринских пород. Этот фактор является важнейшим и контролирует формирование залежей углеводородов, во многом определяя их фазовое состояние и углеводородный состав. Кроме того, установление уровня зрелости пород помогает в решении ряда геологических задач, таких как реконструкция палеотектонических и палеотемпературных режимов, выявление перерывов в осадконакоплении и др.

**3.1** Термобарический режим недр Рязано-Саратовского прогиба. В настоящее время не вызывает никаких сомнений, что геотермический режим является одним из основных факторов в процессах генерации углеводородов на катагенетическом этапе преобразования ОВ.

Анализ материалов геотермических исследований в Рязано-Саратовском прогибе показал, что повышенными значениями температур вырисовываются выступы фундамента и молодые депрессии, выполненные мощной толщей мезо-кайнозойских терригенных отложений. Дифференциация теплового потока, по мнению В.Я. Воробьева (2006 г.), определяется мощностью и литологическим составом отложений. А.С. Зингер, В.В. Котровский (1979) установили, что дифференциация геотемпературного поля осадочного чехла над локальными структурами обусловлена в основном структурно-тектоническими факторами и вертикальной фильтрацией флюидов. Кроме того продуктивные пласты (при их значительной мощности) обычно более прогреты по сравнению с подстилающими и перекрывающими породами.

По имеющимся данным была составлена карта распределения геотермического градиента. Этот показатель использовался в комплексе с другими при создании моделей прогнозирования нефтегазоносности.

Вопросы катагенеза органического вещества разновозрастных отложений Рязано-Саратовского прогиба рассмотрены в подразделе 3.2. Большое внимание уделено определению степени преобразованности верхнепротерозойских отложений. Главные затруднения связаны, с одной стороны, с отсутствием в этих отложениях витринита. С другой стороны, довольно низкие, как правило, концентрации органического углерода в породах и низкий остаточный нефтегенерационный потенциал керогена делают неправомерным использование для этих оценок параметра пиролиза  $T_{max}$ . Вследствие этого для одних и тех же территорий и глубин можно встретить различные оценки катагенетической зрелости ОВ (от раннего мезокатагенеза до различных стадий апокатагенеза). Часто с целью оценки зрелости РОВ также выполняется анализ петрографических и минералогических изменений во вмещающих породах, которые в данном случае позволили определить степень катагенеза для верхнепротерозойских отложений как различные градации апокатагенеза.

Также в работе представлены результаты моделирования динамики катагенетической преобразованности рассеянного органического вещества (РОВ) в TEMIS 2D. На 2D моделях реализации материнского потенциала по профилям секущим Уметовско-Линевскую депрессию, наглядно видно, что нефтематеринский потенциал «терригенного» девона Уметовско-Линевской системы впадин был в значительной степени реализован уже к концу кунгурского времени. В современное время материнские породы «терригенного» девона этой системы впадин, а также Прибортовой моноклинали, являются преимущественно источником газообразных УВ, формирующихся в зоне поздней генерации газа. К западу и северу от этих земель отложения комплекса находятся в главной зоне генерации нефти. Таким образом, эти факторы в совокупности с миграционными процессами формируют соответствующую зональность нефте- и газонакопления эмско-нижнефранского НГК.

В северо-западной части Рязано-Саратовского прогиба на территории Пензенской области и соседних землях Саратовской области породы «терригенного» девона характеризуются низким уровнем зрелости (ПК) и низкой степенью реализации материнского потенциала ( $PI < 0,1$ ), что создает условия неблагоприятные для формирования месторождений УВ за счет их материнского потенциала. Рассматривая среднефранско-турнейский комплекс с точки зрения катагенетической преобразованности, следует отметить, что наибольший интерес он представляет на юге Рязано-Саратовского прогиба. Из имеющихся данных очевидно, что нефтегазоматеринские породы верхнего и среднего франа в погруженных частях Уметовской впадины находятся в стадии

генерации легкой нефти, конденсатов и жирных газов, а в наиболее погруженных частях, возможно даже газов поздней генерации.

На той же стадии находятся нефтегазоматеринские отложения среднего и верхнего франа в пределах Предбортовой ступени. В наиболее благоприятных условиях для современной генерации нефти находятся отложения уметовско-линевской толщи Иловлинско-Коробковской впадины и средне-верхнефранские отложения Линевской впадины.

Нефтегазоматеринские породы визейского яруса, в которых преобладает органическое вещество III и смешанного типов, являются нефтепроизводящими только на юге региона (в пределах Прибортовой моноклинали), где они находятся на достаточной глубине.

**3.3** Новый подход к методике определения катагенеза РОВ. Для определения степени зрелости органического вещества часто используют данные по отражательной способности витринита и пиролитические данные. Как правило, эти данные используются отдельно друг от друга. Использование их в единой системе позволит существенно уточнить степень катагенеза органического вещества. В данной работе сделана попытка предложить алгоритм совместного использования этих методов с помощью регрессионного анализа на материалах по палеозойским отложениям Рязано-Саратовского прогиба.

Применительно к прогнозированию отражательной способности витринита необходимо по данным прямых исследований установить основные параметры модели и указать способ преобразования пиролитических данных и других геологических показателей в параметр  $R^0$ . Анализ этих данных показывает, что вне зависимости от возраста и литологии структура взаимосвязи идентична. При расчете моделей из использованного набора показателей в модели в качестве информативных всегда входят глубина залегания и содержание органического вещества, а для некоторых и  $T_{max}$

Нелинейные модели:

$$\ln R^0 = -5,539 + 0,667 \ln \text{Гл} - 0,0589 \ln C_{\text{орг}}, F=10,6 \quad (1)$$

$$R^0 = 0,262 + 0,00044 \text{Гл} T_{\text{max}} - 0,0089 \text{Гл} C_{\text{орг}} + 0,00043 \text{PY}, F=10,8 \quad (2)$$

Полученная система уравнений позволяет рассчитывать значения витринита в зависимости от исходных данных. При этом глубина залегания нефтегазоносного комплекса, которая учитывается в системе уравнений прогноза, корректируется с учетом величин денудационных срезов и амплитуд неотектонических движений. Эти данные необходимо учитывать, так как современная глубина залегания НГК является функцией тектонического развития исследуемой территории во времени. Так для Рязано-Саратовского прогиба важное значение имеет величина предбайосского среза, которая достигает 400 м, а амплитуда неотектонических движений в пределах Доно-

Медведицкого вала и Саратовских дислокаций - 850 м. Поэтому реконструкция глубин залегания для прогноза отражательной способности витринита в данных условиях просто необходима.

Построенные с помощью данной методики карты распределения прогнозных значений витринита в подошве карбонатного девона и кровле тульских отложений являются более детальными, так как учитывают гораздо большее значение данных по витриниту, а также новейшие тектонические движения и величины денудационных срезов.

Таким образом, технология преобразования данных пиролиза и другой геологической информации, включая историю тектонического развития, в значения отражательной способности витринита заключается в следующей последовательности действий: создание баз данных, коррекция глубин залегания нефтегазоносных комплексов с учетом величины разновозрастных денудационных срезов, получение систем уравнений, построение профилей и карт катагенетической преобразованности. Несомненными преимуществами данной методики являются увеличение количества данных по отражательной способности витринита, а также универсальность метода для различных возрастов, литологических типов (особенно важно для карбонатных отложений) и даже различных геологических условий.

Заключительный подраздел **3.4** посвящен рассмотрению одной из ключевых задач бассейнового моделирования - определению принципов и путей миграции и зон аккумуляции сгенерировавшихся углеводородов.

На 2D моделях реализации материнского потенциала (в единицах PI) по профилям, секущим Уметовско-Линевскую депрессию, наглядно видно, что нефтематеринский потенциал «терригенного» девона был в значительной степени реализован уже к концу кунгура. В настоящее время материнские породы «терригенного» девона этой системы впадин являются преимущественно источником газообразных УВ, формирующихся в зоне поздней генерации газа.

Высокая катагенетическая преобразованность нефтепроизводящих пород девона Уметовско-Линевской системы впадин, Прибортовой моноклинали привела к формированию залежей особо легких нефтей с незначительной вязкостью. Наиболее крупные месторождения Предбортовой ступени (Лимано-Грачевское, Гурьяновское) продуктивны в бобриковских и турнейских отложениях. Материнскими породами Уметовско-Линевской впадины, за счет которых произошло формирование большинства месторождений в евлановско-линевских отложениях являются средне-верхнефранские и уметовско-линевские. При этом не исключена доминантная роль среднефранских и в меньшей степени верхнефранских отложений. Кроме того, эйфельско-живетские отложения являются источником газообразных УВ, поступающих в залежи за счет вертикальных перетоков газообразных УВ по зонам разрывных нарушений и вертикальной трещиноватости. Катагенетическая

преобразованность нефтепроизводящих пород девона Уметовско-Линевской системы впадин и преобладание II типа ОВ привели к формированию в евлановско-ливенских отложениях залежей легких нефтей.

Направление профиля III-III не является показательным для иллюстрации формирования Линевского и Западно-Линевского месторождений в бобриковских и мелекесских отложениях. При направлении профиля с севера на юг в моделировании полностью исключается влияние бортовой зоны Прикаспия и собственно Прикаспийской мегавпадины, которое, несомненно, весьма велико для коллекторов визейского нефтегазоносного комплекса. Это подтверждает моделирование по ряду других профилей на территории Уметовско-Линевской депрессии. Результаты моделирования по профилю III-III позволяют утверждать, что собственного потенциала визейских и верейско-мелекесских нефтегазоматеринских отложений недостаточно для формирования скоплений УВ в этих отложениях.

Результаты моделирования по региональным профилям свидетельствуют о невозможности формирования скоплений УВ за счет собственного потенциала материнских пород северных районов Рязано-Саратовского прогиба.

Несоответствие структурных планов девона и карбона, устойчивый региональный наклон по каменноугольным отложениям в сторону Прикаспийской мегавпадины, наличие эффективных коллекторов в бобриковских отложениях и, вероятно, в верхней части турне (по поверхности предвизейского несогласия) обеспечивают возможность формирования скоплений УВ в этих отложениях за счет дальней латеральной миграции. Таким образом, происходит формирование скоплений УВ в нижнекаменноугольных отложениях на месторождениях Степновского вала и Саратовских дислокаций. Подобная модель подтверждается отражением принципа дифференциального улавливания в бобриковских залежах. Залежи в среднекаменноугольных отложениях формируются, главным образом, за счет вертикальных перетоков из нижележащих отложений.

#### ГЛАВА 4. ИНФОРМАТИВНЫЕ МОДЕЛИ ЗОНАЛЬНОГО И ЛОКАЛЬНОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Существующие методики прогнозирования нефтегазоносности отличаются полуколичественным характером, так как во многом является условным выбор ряда коэффициентов в методе аналогий и объемно-генетическом методе прогноза. Статистический подход позволяет существенно снизить зависимость конечных результатов от экспертных оценок, путем введения в модель четко определяемых показателей, оценки информативности признаков и их комплексов. В задаче прогнозирования нефтегазоносности локальных структур наибольший интерес представляет возможность предсказания их продуктивности до бурения глубоких скважин.

Поэтому оценка информативности показателей, получаемых на ранних стадиях геологоразведочных работ, приобретает первостепенное значение. При этом необходимо оценить информативность показателей, характеризующих хотя бы косвенно естественные процессы генерации, миграции, аккумуляции и эволюции, рассматривая их по возможности совместно.

**4.1** Комплексные модели зонального прогнозирования нефтегазоносности. Для оценки информативности различных параметров, получаемых на различных стадиях геологоразведочных работ по 200 месторождениям нефти и газа использовались данные как для всего месторождения в целом, так и для отдельных стратиграфических комплексов. Были также рассчитаны средние значения используемых показателей для шести нефтегазоносных районов, традиционно выделяемых при количественной оценке ресурсов. Наиболее информативными оказались распределение содержания органического вещества в глинах девонского возраста, в глинах и песчаниках каменноугольного возраста. Весьма информативным оказалось и распределение месторождений относительно ближайшей впадины второго порядка. Чем больше градиент изменения глубин залегания фундамента в направлении к ближайшей впадине второго порядка, тем больше запасы и ресурсы в нефтегазоносных районах. На основе информативных показателей построены модели, связывающие средние запасы углеводородов в нефтегазоносных районах с распределением этих факторов.

Анализируя зависимости между фактическими запасами и запасами, рассчитанными по моделям, можно оценить степень недоразведанности нефтегазоносных районов (НГР), как по фазовому составу углеводородов, так и нефтегазоносным комплексам. Когда прогнозируемые запасы и ресурсы оказываются больше фактически выявленных, то в таких НГР можно с уверенностью говорить об их недоразведанности. Такими НГР в Рязано-Саратовском прогибе является Приволжско-Прибортовой, особенно по жидким углеводородам в отложениях девонского возраста, в меньшей степени Саратовский, а также Терсинский по газообразным углеводородам.

Кроме того, по этим зависимостям можно корректировать начальные суммарные ресурсы, давая возможность сравнивать различные методы их прогноза. Так для Терсинского НГР начальные суммарные ресурсы (НСР) на 01.01.2012 г. оказались явно заниженными, а для пяти других НГР оценки оказались сравнимыми.

Используя полученные модели прогнозирования, по этим данным спрогнозированы зоны концентрации остаточных запасов и ресурсов углеводородов для отложений девонского и каменноугольного возрастов. В этих зонах теоретически рассчитанные запасы УВ по моделям прогнозирования больше фактически наблюдаемых на месторождениях. Именно здесь открытие новых месторождений наиболее вероятно.

Результаты выполненных работ и анализ текущего состояния сырьевой базы УВ нераспределенного фонда недр Рязано-Саратовского прогиба показывает, что наиболее перспективными территориями для поиска нефти и газа являются Карамышская приподнятая зона, Каменско-Ровенская моноклиналь и Аткарско-Баландинская зоны в Саратовской области и Арчедино-Дорожкинская депрессия и Предбортовая ступень в Волгоградской области.

В пределах этих территорий вероятны перспективные объекты для постановки поисковых работ. Кроме того, несомненный интерес представляет район Терсинской террасы, Ивановского прогиба и зоны их сочленения с Воронежской антеклизой. Перечисленные направления охватывают довольно обширную территорию, объединяющую тектонические элементы сложной инверсионной природы.

Выполненная работа свидетельствует о значительном резерве этих территорий, в том числе по «терригенному» девону. Койвенский, бийский, клинцовский и мосоловский продуктивные горизонты остаются малоизученными и перспективными объектами для прироста запасов УВ, как при поиске новых месторождений, так и при доразведке старых.

Локальному прогнозированию нефтегазоносности посвящен подраздел 4.2. На ранней поисковой стадии мы не располагаем комплексом признаков, непосредственно свидетельствующих о наличии месторождения, тем более о величине его запасов. Поэтому представляется целесообразным использовать накопленную по каждому нефтегазоносному району разнообразную геологическую информацию и определить информативность косвенных признаков, используемых для прогноза.

Из литературных данных известно, что наблюдаемое распределение запасов в структурных ловушках для Рязано-Саратовского прогиба на 60% объясняется распределением их объемов и суммарной долей коллекторов в разрезе. Чтобы оценить информативность тех или иных признаков относительно величины запасов углеводородов, необходимо освободиться от влияния этих основных факторов.

Полученные уравнения, связывающие запасы углеводородов с основными параметрами, характеризующими объем ловушки и коллектор, использовались для расчета теоретических значений запасов на каждом месторождении.

Сопоставление величин ресурсов углеводородов, рассчитанных объемным методом и полученных по уравнениям, показывает, что в области изменения прогнозных ресурсов до 5-7 млн. тонн условного топлива фактически не наблюдается расхождения между указанными вариантами подсчетов. В области ресурсов более 10 млн. тонн условного топлива

достаточно четко прослеживается превышение величин ресурсов, рассчитанных объемным методом над полученными по уравнениям.

Таким образом, предложенная методика оценки информативности косвенных показателей продуктивности локальных структур и основанная на использовании остатков, полученных как разность запасов, наблюдаемых на месторождениях и теоретически рассчитанных по моделям, включающим универсальные факторы прогнозирования, позволила оценить информативность морфологических параметров платформенных структур, их возраста, неотектонической активности и других показателей тектогенеза и литогенеза, получаемых на ранних стадиях поисково-разведочных работ относительно количества залежей углеводородов и их запасов.

Полученные модели прогнозирования могут быть использованы как для уточнения ресурсов, так и для направленного выбора по вводу в бурение первоочередных объектов, создавая возможность для более рационального планирования геологоразведочных работ.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Комплексный анализ всей накопленной геолого-геофизической информации позволил решить поставленные задачи. Резюмируя полученные результаты, можно сделать следующие выводы.

1. Палеоструктурные реконструкции с помощью «backstripping» анализа для структур второго порядка позволили выделить эпохи интенсивной платформенной складчатости, с которыми связаны основные тектонические перестройки структур Рязано-Саратовского прогиба. Распределение морфологических параметров локальных структур тесно связано с распространенностью континентальных и лагунных условий седиментации в целом на Русской плите.
2. Уточнены интервалы развития и характеристики нефтегазоматеринских пород значительной части разреза Рязано-Саратовского прогиба и проведено их ранжирование с точки зрения генерационного потенциала в соответствии с классификацией К.Е. Петерса. Также построены карты прогноза распространения нефтегазоматеринских пород для разновозрастных толщ.
3. Разработана методика комплексирования данных по отражательной способности витринита с данными пиролиза по методике Rock-Eval для более достоверного определения степени катагенетической преобразованности органического вещества, основанная на использовании регрессионных моделей.
4. В результате проведенного бассейнового моделирования с помощью программного обеспечения Temis 2D VeicipFranlab выявлены условия для миграции и аккумуляции углеводородов. Определены различные механизмы формирования углеводородных скоплений в пределах Нижне-Волжской НГО,

связанные с различиями в нефтегазоматеринских породах, типах керогена, источнике УВ, путей и времени формирования залежей.

5. Предложена методика и технология оценки информативности параметров, получаемых на различных стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ для прогнозирования запасов и ресурсов для палеозойских отложений Рязано-Саратовского прогиба. На основе информативных показателей предложены модели зонального и локального прогнозирования нефтегазоносности, позволившие оценить степень недоразведанности нефтегазоносных районов, уточнить начальные суммарные ресурсы и спрогнозировать ресурсы категории  $C_3$  по структурам, выявленным по данным сейсморазведки.

6. Выделены зоны на проведение целенаправленных геолого-геофизических работ в пределах Приволжско-Прибортового НГО, Карамышской приподнятой зоны, Каменско-Ровенской моноклинали, Арчедино-Дорожкинской депрессии.

#### **ОСНОВНЫЕ ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ:**

1. Воробьев В.Я. Информативность геотерморазведки при прогнозировании нефтегазоносности платформенных структур / В.Я. Воробьев, **Е.В. Воробьева** // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2006. – №48. – С. 45-55.
2. **Воробьева Е.В.** Геологические факторы, контролирующие изменение геохимических характеристик УВ в фанерозое / Е.В. Воробьева // Трофимуковские чтения – 2008, Новосибирск, 5-12 октября 2008. – Том 1. – С. 78-79.
3. Воробьев В.Я. Рассеянные и рудные концентрации органического вещества и факторы, контролирующие их распределение в фанерозойской истории Земли / В.Я. Воробьев, **Е.В. Воробьева** // Геология нефти и газа. – 2011. – №1. – С. 101-109.
4. **Воробьева Е.В.** Геохимические критерии оценки перспектив нефтегазоносности эмско-нижнефранского комплекса Рязано-Саратовского прогиба / Е.В. Воробьева // Ресурсно-геологические и методические аспекты освоения нефтегазоносных бассейнов: сб. материалов II Международной конференции молодых ученых и специалистов. 3-9 октября 2011 г., Санкт-Петербург. – СПб.: ВНИГРИ, 2011. – С. 163-168.
5. **Воробьева Е.В.** Материнские породы эмско-нижнефранского комплекса Рязано-Саратовского прогиба / Е.В. Воробьева // Трофимуковские чтения молодых ученых – 2011: Труды всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых, посвященной 100-летию академика А.А. Трофимука. 16-23 октября 2011 г.: материалы конференции. – Новосибирск, 2011. – С. 100-102.
6. **Vorobieva E.V.** Technological system of modeling oil and gas basins / E.V. Vorobieva // Papers from the 2<sup>nd</sup> conference for young scientists «Presenting academic achievements to the world». March 3-4, 2011. – Saratov, 2011. – P. 95-101.

7. Staroverov V.N. Main phases of geodynamic evolution in south-east of Russian platform in connection with the oil and gas potential / V.N. Staroverov, V.J. Vorobiev, V.V. Matveev, O.Yu. Chekalev, **E.V. Vorobieva** // Proceedings of the 34th International Geological Congress 2012, 5 -10 August 2012 Brisbane, Australia. – P. 2358.
8. Подгорная Е.В. Особенности тектонического строения и этапы формирования современного структурного плана юго-востока Рязано-Саратовского прогиба / Е.В. Подгорная, Е.В. Постнова, **Е.В. Воробьева**, С.В. Яцкевич // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – №3. – С. 4-16.
9. **Воробьева Е.В.** Комплексный метод и технология прогнозирования катагенеза рассеянного органического вещества / Е.В. Воробьева // Геология нефти и газа. – 2013. – №5. – С. 65-72.
10. **Воробьева Е.В.** Информативные модели зонального и локального прогнозирования нефтегазоносности палеозойских отложений Рязано-Саратовского прогиба / Е.В. Воробьева, В.Я. Воробьев // Доклады III Международной конференции молодых ученых и специалистов «Актуальные проблемы нефтегазовой геологии 21 века», посвященной памяти выдающегося ученого в области генезиса и геохимии нефти и газа, доктора геолого-минералогических наук, профессора, академика РАН Сергея Германовича Неручева, 28 октября–1 ноября 2013, Санкт-Петербург, ФГУП «ВНИГРИ». – С. 13-17.
11. **Воробьева Е.В.** Алгоритм прогнозирования катагенеза РОВ в осадочном чехле при моделировании нефтегазоносных бассейнов / Е.В. Воробьева // Трофимуковские чтения – 2013: Материалы всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых. 8-14 сентября 2013 г., Новосибирск. – Новосибирск, 2013. – С. 443-445.
12. **Воробьева Е.В.** Бассейновое моделирование и нефтегазоносность Рязано-Саратовского прогиба / Е.В. Воробьева, Е.В. Постнова // Материалы всероссийской научно-практической конференции «Геологические науки - 2014», 10-12 апреля 2014 года, Саратов: ИЗДАТЕЛЬСТВО СО ЕАГО. – С. 131-132.
13. **Воробьева Е.В.** Моделирование миграции, аккумуляции и формирования скоплений УВ в палеозойских отложениях Рязано-Саратовского прогиба / Е.В. Воробьева, Н.П. Кузнецова // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2014. – Вып. 78. – С. 14-22.
14. **Воробьева Е.В.** Палеотектонические реконструкции и этапы формирования структур Рязано-Саратовского прогиба / Е.В. Воробьева // Науки о Земле. Современное состояние: Материалы II Всероссийской молодежной научно-практической школы-конференции. Геологический полигон «Шира», Республика Хакасия, Россия. 31 июля-7 августа 2014 г. Новосиб. гос. ун-т; Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН. Новосибирск: РИЦ НГУ, 2014. – С. 12-14.