

На правах рукописи



ГОРЯГИНА ТАТЬЯНА АЛЕКСЕЕВНА

**ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОЛИГОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
ЦЕНТРАЛЬНОГО И ВОСТОЧНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ**

Специальность 25.00.12. Геология, поиски и разведка горючих ископаемых

Автореферат
диссертации на соискание ученой степени кандидата
геолого-минералогических наук

Ставрополь – 2005

Работа выполнена на кафедре геологии нефти и газа
Северо-Кавказского государственного технического университета

Научный руководитель: кандидат геолого-минералогических наук, доцент,
ЯРОШЕНКО АНАТОЛИЙ АНДРЕЕВИЧ

Официальные оппоненты: доктор геолого-минералогических наук, профессор
Сианисян Эдуард Саркисович
(Ростовский государственный университет,
г. Ростов-на-Дону)
доктор геолого-минералогических наук, профессор
Бочкарев Анатолий Владимирович
(ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть»,
г. Волгоград)

Ведущая организация: ОАО «РосНИПИтермнефть» (Ставропольский филиал)

Защита состоится « 22 » декабря 2005 года в « 10 » часов на заседании
диссертационного совета Д 212.245.02 в Северо-Кавказском государственном
техническом университете по адресу: 355029, г. Ставрополь, пр. Кулакова, 2

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке СевКавГТУ.

Отзывы в двух экземплярах, заверенные печатью учреждения, просим направ-
лять Ученому секретарю диссертационного совета по указанному адресу

Автореферат разослан « _____ » ноября 2005 года

Ученый секретарь диссертационного совета,

кандидат технических наук



Ю.А. Пуля

2006-4
23540

2224265
3

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы. В настоящее время в условиях сокращения минерально-сырьевой базы в старых нефтегазоносных районах России наблюдается переориентация геологоразведочных работ на горизонты осадочного чехла, в которых развиты нетрадиционные коллекторы. Такой перевод работ сопровождается обобщением и переосмыслением накопленной геологической и геохимической информации на новом техническом и методическом уровне.

В пределах Предкавказья развитием нетрадиционных коллекторов характеризуются глинистые отложения олигоцена, которые изучались в течение длительного времени многими исследователями. Особое внимание этим отложениям стали уделять после открытия в них месторождений нефти и газа.

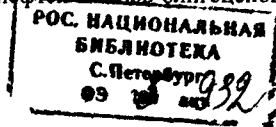
Объектом изучения в настоящей работе являются олигоценые отложения Центрального и Восточного Предкавказья (территория Ставропольского края), в которых открыто 16 нефтяных и 9 газовых залежей. Особое внимание уделено глинистым породам-коллекторам олигоцена Восточного Предкавказья.

Наличие нетрадиционного глинистого коллектора требует специфического подхода к поискам, оценке и эксплуатации залежей. Практика ведения нефтегазопроисковых работ на территории Восточного Предкавказья позволяет рассматривать глинистые породы олигоцена не только как нефтегазогенерирующие, но и как нефтегазосодержащие. Высокие перспективы олигоценых отложений, наряду с относительно небольшой глубиной их залегания (1500-3000 м), позволяют отнести это направление геологоразведочных работ к первоочередным

Цель работы. Повышение достоверности оценки перспектив нефтегазоносности олигоценых отложений Центрального и Восточного Предкавказья путем применения современных методов исследований, обработки и анализа геолого-геохимической информации.

Основные задачи исследований.

1. Изучение закономерностей изменения по площади и разрезу свойств и состава органического вещества (ОВ) пород, нефтей и газов олигоценых отло-



жений.

2. Реконструкция условий осадконакопления олигоценовых отложений. Определение условий формирования и реализации нефтегазогенерационного потенциала ОВ пород с использованием комплекса геохимических методов.
3. Выявление факторов, контролирующей зональность углеводородных скоплений в олигоценовых отложениях Центрального и Восточного Предкавказья.
4. Качественная и количественная оценка перспектив нефтегазоносности олигоценовых отложений Центрального и Восточного Предкавказья в пределах территории Ставропольского края.

Научная новизна.

1. На основе комплексного изучения ОВ пород нефтей, газов, пластовых вод с привлечением современных методов исследований и анализа фактического материала разработана новая наиболее вероятная модель генезиса углеводородов (УВ) в олигоценовых отложениях.
2. Обоснованы границы очагов генерации жидких УВ с использованием комплекса геохимических показателей. Разработана новая схема прогнозирования зон распространения углеводородных скоплений разных фазово-генетических типов в олигоценовых отложениях.
3. С использованием нового фактического материала проведена оценка нефтегазогенерационного потенциала олигоценовых отложений и определены масштабы нефте- и газонасыщенности в пределах изучаемой территории.

Практическая значимость работы. Использование разработанной модели генезиса УВ и схемы зональности углеводородных скоплений в олигоценовых отложениях позволяет обоснованно намечать объекты поисково-разведочных работ на нефть и газ в пределах Центрального и Восточного Предкавказья.

Основные защищаемые положения.

1. Закономерности изменения геохимических параметров ОВ олигоценовых отложений, свойств и состава углеводородных флюидов.
2. Геолого-геохимическая модель формирования и реализации нефтегазогенерационного потенциала олигоценовых отложений.

3. Комплекс информативных геохимических показателей, контролирующих нефтегазоносность олигоценых отложений.

4. Схема прогноза нефтегазоносности олигоценых отложений в пределах Центрального и Восточного Предкавказья (территория Ставропольского края).

Реализация результатов работы. Результаты, полученные автором, использованы при планировании геологоразведочных работ на нефть и газ в пределах Центрального и Восточного Предкавказья (территория Ставропольского края).

Апробация и публикации. Основные положения диссертационной работы представлялись, докладывались и обсуждались на VI региональной научно-технической конференции «Вузовская наука – Северо-Кавказскому региону» (Ставрополь, 2002), XXXIII и XXXIV научно-технических конференциях по итогам работы профессорско-преподавательского состава, аспирантов и студентов СевКавГТУ за 2003 и 2004 года (Ставрополь, 2004, 2005), VII и VIII Международных конференциях «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа» (Москва, 2004, 2005).

По теме диссертации опубликовано девять работ. В качестве ответственного исполнителя и в соавторстве соискатель принимала участие в выполнении отчета по гранту для поддержки научно-исследовательской работы аспирантов высших учебных заведений Минобразования России, а также восьми научно-исследовательских отчетов и проектов на проведение геологоразведочных работ НИИ проблем и новых технологий в нефтегазовой промышленности СевКавГТУ.

Фактический материал. В основу диссертационной работы положены экспериментальные и теоретические исследования, выполненные автором за период обучения в аспирантуре на кафедре геологии нефти и газа СевКавГТУ с 2002 по 2005 годы.

В процессе работы над диссертацией были использованы данные бурения, гидрогеологических, геофизических и геохимических исследований по более 500 скважинам, пробуренным на территории Центрального и Восточного Пред-

кавказья, результаты изучения кернового материала (1545 образцов пород), анализов устьевых и глубинных проб нефтей (147 проб) и газов (178 проб), материалы научных и производственных организаций (ОАО «НК «Роснефть» – Ставропольнефтегаз», ОАО «СевКавНИПИгаз», АО «Ставропольнефтегеофизика», СФ «СевКавНИПИнефть», ВНИИГАЗ, ИГИРГИ, ВНИГНИ, ВНИГРИ, ВНИГРИуголь, ЗапСибНИГНИ, СНИИГГиМС, МГУ, РУДН, НИИ ПНТ НП СевКавГТУ), а также многочисленные публикации по исследуемой тематике.

Для решения поставленных задач дополнительно выполнен ряд аналитических исследований:

1. Пиролитические исследования ОВ пород в модификации «Rock-Eval» в объеме 134 определений.
2. Изучение отражательной способности витринита – 134 определения.

Связь работы с научными программами, планами, темами. В диссертационной работе обобщены результаты исследований, полученные автором в процессе выполнения НИР по заказам Министерства образования и науки РФ, Главного управления природных ресурсов и охраны окружающей среды МПР России по Ставропольскому краю.

Объем работы. Диссертация состоит из введения, пяти глав и заключения, изложенных на 121 странице текста. Работа иллюстрируется 85 рисунками, 13 таблицами и сопровождается списком литературы из 117 наименований.

Автор выражает благодарность научному руководителю кандидату геолого-минералогических наук, доценту, действительному члену Международной академии минеральных ресурсов, члену-корреспонденту Академии технологических наук РФ Ярошенко Анатолию Андреевичу за постоянное внимание, всестороннюю помощь и содействие в проведении исследований и подготовке диссертации. Автор признательна за консультации и советы в процессе исследований сотрудникам кафедры геологии нефти и газа СевКавГТУ. Получению необходимых материалов содействовали О.К. Баженова, П.И. Блощицын, С.А. Дудаев, Н.Ф. Душина, Т.Х. Мисиков, А.П. Скрипкин и другие. Всем перечисленным ученым и специалистам автор выражает глубокую благодарность.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

В первой главе приводятся сведения о состоянии изученности, геологическом строении, нефтегазоносности и гидрогеологических условиях олигоценых отложений Центрального и Восточного Предкавказья (территория Ставропольского края).

В объеме палеогеновых отложений Предкавказья выделяются два самостоятельных комплекса, разделенных региональным стратиграфическим перерывом. Нижний комплекс охватывает палеоценовые и эоценовые отложения, характеризующиеся резкой фациальной изменчивостью и значительным колебанием мощностей. Верхний комплекс включает часть майкопской серии. Олигоценый отдел, представленный мощной терригенной толщей, является объектом исследований. К нижнему олигоцену относится хадумская свита (нижний майкоп), к верхнему – баталпашинская, септариевая и зеленчукская свиты (средний майкоп). Хадумская свита, обладая рядом специфических черт, подразделяется на три подсвиты: нижнюю – пшехскую, среднюю – полбинскую, верхнюю – Морозкиной балки.

Пшехская подсвита на территории Восточного Предкавказья представлена глинами аргиллитоподобными и, частично, карбонатными породами. Мощность изменяется от 10 до 50 м. В Центральном Предкавказье породы сложены слабо известковистыми глинами мощностью 10-70 м. Отложения полбинской подсвиты распространены только в пределах Восточного Предкавказья, при этом на некоторых участках (западная часть Журавской площади) они выпадают из разреза. Подсвита представлена глинистыми известняками и мергелями с прослоями глин. Мощность отложений 5-20 м. Вышележащая подсвита Морозкиной балки сложена глинами аргиллитоподобными, листоватыми, с включением рыбных остатков. Мощность отложений 30-65 м.

По литологическому составу, строению и характеру контакта с подстилающими отложениями хадумские отложения образуют два типа разреза: западный и восточный. Разрез западного типа распространен в Центральном Предкавказье. Здесь развиты песчано-алевролитоглинистые отложения мощ-

ностью 80-100 м. В северо-западном направлении мощность хадумской свиты резко сокращается, в южном увеличивается до 170 м. Разрез второго типа распространен в Восточном Предкавказье. Отложения представлены темносерыми аргиллитоподобными глинами, тонкослоистыми, тонкоплитчатыми, в разной степени карбонатными. Мощность хадумских отложений изменяется от 50 до 80 м, увеличиваясь к юго-западу до 70-130 м, в юго-восточном и восточном направлениях – до 170-200 м.

Баталпашинская свита сложена листоватыми глинами, некарбонатными, с прослойками алевролитов. Свита условно делится на «подреперную» и «надреперную» части. Баталпашинский репер представлен доломитами и мергелями мощностью 0,8-1,5 м. Мощность отложений баталпашинской свиты в пределах Восточного Предкавказья изменяется от 10 до 250 м, в пределах Центрального Предкавказья – от 90 до 140 м, достигая в северной части 200 м. Септариевая свита представлена темными глинами мощностью 25 м, содержащими крупные мергельно-доломитовые септарии. Зеленчукская свита состоит из листоватых известковых глин мощностью 100 м с прослоями алевролитов и песчаников.

В структурном плане Центрального и Восточного Предкавказья (территория Ставропольского края) выделяются следующие тектонические элементы: Западно-Ставропольская впадина, Восточно-Кубанская впадина, Ставропольский свод, Восточно-Ставропольская впадина, северная моноклираль Центрального Кавказа, зона Манычских прогибов, Прикумская система поднятий, Ногайская ступень и северный борт Терско-Каспийского передового прогиба (А И Летавин, В.Е. Орел, С М Чернышев и др., 1987). В их пределах расположен ряд более мелких структурных элементов.

Согласно схеме нефтегазогеологического районирования Предкавказской части Северо-Кавказско-Мангышлакской нефтегазоносной провинции, составленной этими же авторами, изучаемая территория охватывает полностью или частично Центрально-Предкавказскую газонефтеносную область, Восточно-Предкавказскую и Терско-Каспийскую нефтегазоносные области. В составе областей выделяется 5 нефтегазоносных районов, включающих 8 зон нефтегазо-

накопления.

Коллекторами нефти в отложениях олигоцена являются листоватые, плитчато-листоватые, тонколистоватые глины нарушенной структуры, а также мергели и доломиты. Плотные глины и мергели, отличающиеся отсутствием эффективных пустот, являются флюидоупорами. Тип глинистого коллектора – трещинный. Нефтеносность олигоценых отложений связана с неструктурными ловушками, образующимися на участках сочленения положительных и отрицательных структур второго-третьего порядков, так как именно в этих зонах создаются наиболее благоприятные условия для образования трещинных коллекторов (Г Н Чепак, 1983). Газоносность олигоценых отложений связана с гранулярными коллекторами, представленными алеволитами и мелкозернистыми слабосцементированными песчаниками. Флюидоупорами являются вышележащие глины майкопской серии. Залежи газа пластовые, сводовые.

Гидрогеологические условия олигоценых отложений Восточного Предкавказья характеризуются застойным режимом, хлоркальциевым и гидрокарбонатнонатриевым типами вод и, в целом, благоприятными условиями для сохранности залежей УВ. Минерализация вод изменяется от 18,1 до 70,8 г/дм³, увеличиваясь на север и северо-восток. В пределах Центрального Предкавказья минерализация вод колеблется от 14,3 до 59,4 г/дм³. Увеличение значений минерализации происходит в северном направлении.

Вторая глава посвящена изучению геохимической характеристики пород, ОВ пород, нефти и газов олигоценых отложений Центрального и Восточного Предкавказья.

В составе глинистых отложений олигоцена преобладают SiO_2 и Al_2O_3 , содержание которых составляет соответственно 60 % и 19 %. Содержание остальных компонентов не превышает единиц и долей процента (П.С. Нарыжный, 1987). Породообразующими минералами глин являются: гидрослюда (36-91 %), каолинит (4,8-27 %), хлорит (0,3-26 %) и смешаннослойные образования (0,5-2,2 %). В составе пород присутствуют микроэлементы.

Изучение ОВ олигоценых отложений Центрального и Восточного Пред-

кавказья проводилось в разные годы в лабораториях ВНИГПИ, ВНИГРИ, ИГИРГИ, ВНИИГАЗ, СФ «СевКавНИПИнефть», ОАО «СевКавНИПИгаз» В настоящей работе выполнен анализ результатов геохимических исследований 489 образцов пород различного литологического состава, отобранных на 53 площадях в интервале глубин 408-3700 м Установлено, что олигоценовые отложения в разной степени обогащены органическим углеродом (C_{org}) и битумоидами. По содержанию C_{org} (0,28-6,27 %) глины Восточного Предкавказья относятся к бедным, средним, богатым и очень богатым нефтегазоматеринским породам (НГМП) В песчано-алевролитоглинистых породах Центрального Предкавказья содержится 0,2-1,73 % C_{org} , что позволяет отнести их к бедным, средним и богатым НГМП Содержание хлороформенного битумоида (ХБ) в глинистых породах Восточного Предкавказья изменяется от 0,008 до 1,25 %. В глинах Центрального Предкавказья содержится 0,015-0,04 % ХБ, в алевролитах и песчаниках – 0,002-0,04 % ХБ Содержание кислых спиртобензольных битумоидов (ДСББ) в глинах Восточного Предкавказья изменяется от 0,0024 до 0,76 % В хадумских алевролитах Ставропольского свода (Центральное Предкавказье) концентрация ДСББ составляет 0,003-0,09 %. Во всех литологических разностях пород олигодена Восточного Предкавказья установлено превышение содержания ХБ над ДСББ, что свидетельствует о высокой степени восстановленности битумоидов В песчано-алевролитоглинистых породах Центрального Предкавказья такой закономерности не наблюдается, что указывает на окисленный характер битумоидов Исследование закономерностей изменения геохимических характеристик СВ показали увеличение содержания C_{org} , ХБ и ДСББ вниз по разрезу олигоценовых отложений Закономерное увеличение содержания битумоидов с глубиной обусловлено нарастающим уровнем катагенеза отложений

Значения битумоидного коэффициента (β^{XB}) изменяются от 3,5 до 73,5 %. По характеру зависимости β^{XB} от содержания C_{org} в олигоценовых отложениях различного литологического состава установлено наличие автохтонных, аллохтонных и параавтохтонных битумоидов В глинистых породах присутствуют

лишь автохтонные и параавтохтонные битумоиды.

По содержанию гуминовых кислот ОВ олигоценовых отложений Центрального и Восточного Предкавказья существенно разнятся между собой. Так, в ОВ глинистых пород Центрального Предкавказья содержится 0,33-1,67 % гуминовых кислот (К.Ф. Родионова и др., 1958; Э.Д. Гимпелевич, 1959). Особенностью ОВ глинистых отложений Восточного Предкавказья является полное отсутствие гуминовых кислот, что обусловлено их распадом в процессе катагенеза ОВ.

В работе детально проанализированы результаты исследований глубинных и устьевых проб нефтей, попутных и свободных газов, проведенных в лабораториях СФ «СевКавНИПНефть», ВНИГНИ, ВНИИГАЗа, ОАО «СевКавНИПИгаза». Установлено, что плотность нефтей хадумских отложений в стандартных условиях изменяется от 821,5 до 885 кг/м³, средневзвешенное значение составляет 847,4 кг/м³. Стандартная плотность нефтей баталпашинских отложений варьирует от 838,1 до 870 кг/м³, составляя в среднем 851 кг/м³. Нефти олигоценовых отложений малосмолистые и смолистые (См+Асф = 0,36-15,12 %), парафинистые и высокопарафинистые (П = 2-55 %), малосернистые (S = 0,05-0,5 %).

Среднее содержание бензиновых фракций (н.к.-200 °С) составляет в хадумских нефтях 27,3 %, в баталпашинских – 25,4 %. В бензиновых фракциях нефтей олигодена преобладают метановые УВ (45-59 %). Количество нафтеновых УВ изменяется от 18,7 до 44 %, ароматических УВ – от 7 до 27 %.

Анализ результатов изучения нефтей в пластовых условиях показал, что нефти баталпашинской свиты более газонасыщены (105,2 м³/т), чем нефти хадумских отложений (83,48 м³/т). Давление насыщения нефти газом в нефтях хадумской и баталпашинской свит составляет в среднем соответственно 9,1 и 13,05 МПа.

Выявлены определенные закономерности изменения свойств нефтей в пределах Восточного Предкавказья. Так, в направлении с запада на восток увеличивается содержание твердых парафинов, а смол и асфальтенов уменьшается.

Как следствие, в этом направлении снижается плотность нефтей

Нефти олигоценовых отложений Восточного Предкавказья имеют сходное распределение стерановых УВ (C_{27} - C_{28} - C_{29}). Незначительно преобладает стеран C_{28} при равном содержании стериноидов C_{27} и C_{29} . Наиболее типичное соотношение гопанов $27:29:30:31 = 9:21:30:30$ (О.К. Баженова и др., 2002). Высокое содержание в нефтях олигодена реликтовых структур свидетельствует об их молодости и слабом преобразовании (И.А. Бурлаков и др., 1980).

Автором установлено, что нефти олигоценовых отложений имеют морское происхождение. Они образованы из континентального ОВ, отложенного в мелководном бассейне, и из ОВ чисто морского происхождения. Основной тенденцией превращения нефтей олигоценовых отложений является их термическое созревание.

Сопоставление элементного состава нефтей и УВ олигоценовых отложений показывает их практически полную идентичность. Битумоид содержит от 80,2 до 82,3 % углерода, 10,2-11,2 % водорода и от 7,5 до 8,6 % гетероэлементов. В нефти содержится 83,7-84,03 % углерода, 9,4-11,8 % водорода, 6,9-7,6 % гетероэлементов. Сходство олигоценовых нефтей и битумоидов устанавливается также по составу n-алканов. Начиная с C_{17} нефти и битумоиды коррелируются очень детально (В.И. Диваков, 1983). Идентичность составов битумоидов и нефтей олигоценовых отложений подтверждается результатами инфракрасной спектроскопии (З.А. Чахмахчиев, Т.Л. Виноградова, 1986). Анализ распределения стерахов C_{27} - C_{29} в ОВ и нефтях (О.К. Баженова, 2002), также подтверждает генетическое единство нефтей и ОВ олигоценовых отложений Восточного Предкавказья. Индекс стабильных изотопов углерода олигоценовых нефтей $\delta^{13}C$ в среднем равен -28,8 ‰. Считается, что такие изотопно-облегченные нефти могут быть генетически связаны с органикой олигоценых глин (Л.В. Несмеянов, 1983). Таким образом, различными геохимическими критериями подтверждается, что нефти олигодена сингенетичны вмещающим отложениям.

Углеводородные газы в олигоценовых отложениях встречаются как в свободном, так и в растворенном в нефти и в воде состоянии. В составе популярных

нефтяных газов преобладает метан (в среднем 54,34 %). Сумма гомологов метана составляет в среднем 43 %. Неуглеводородные компоненты представлены углекислым газом, азотом, гелием и аргоном. Наблюдаются некоторые региональные закономерности в изменении состава и свойств попутных газов. В частности, происходит уменьшение содержания метана и увеличение плотности газов в сторону регионального погружения продуктивных отложений в восточном направлении. В свободных газах хадумских отложений Центрального Предкавказья содержание метана составляет в среднем 97,5 %, а его гомологов – 0,73 %. Отмечается полное отсутствие пентана и более тяжелых УВ. Из неуглеводородных компонентов газы содержат азот, углекислый газ, гелий и аргон. Сероводород в газах отсутствует.

В третьей главе рассмотрены существующие методы определения нефтегазогенерационного потенциала и условия его формирования в олигоценых отложениях Центрального и Восточного Предкавказья. При этом основное внимание уделено определению нефтегазогенерационного потенциала отложений с помощью пиролитических методов, широко применяемых в России и за ее пределами.

На установке «Rock-Eval II» изучено 134 образца керн, отобранных из олигоценых отложений в пределах нефтяных и газовых месторождений промышленного и непромышленного значения, а также непродуктивных структур Центрального и Восточного Предкавказья. В результате получены данные о концентрации свободных УВ в породе (параметр S_1), о содержании УВ, которые кероген может еще произвести в процессе последующей эволюции (параметр S_2), о температуре максимального выхода УВ в процессе крекинга керогена (T_{max}), о содержании органического углерода (TOC). Полученные данные позволили рассчитать водородный индекс ($HI = S_2/TOC$) и полный нефтегазогенерационный потенциал породы ($PP = S_1 + S_2$).

По модифицированной диаграмме Ван-Кревелена, используемой при анализе результатов пиролиза ОБ пород, установлено, что олигоценые отложения Центрального и Восточного Предкавказья содержат ОБ II и III типов.

Сравнительный анализ результатов пиролиза ОВ образцов пород и керогена показал, что значения HI керогена (HI_k) в 1,5-5 раз выше, чем HI ОВ пород ($HI_{ОВ}$). Такое отличие геохимических характеристик может быть объяснено влиянием минеральной матрицы породы на снижение величины потенциала ОВ пород на ранних грациях катагенеза (J. Espitalié, G. Deroo, F. Marquis, 1985). В настоящей работе эффект минеральной активности породы количественно учитывался путем использования зависимости между параметрами пиролиза ОВ породы и керогена.

$$HI_k = 0,8511 \cdot HI_{ОВ} + 293,16 \quad r=0,920 \quad (1)$$

Анализ пересчитанных значений HI свидетельствует о том, что ОВ всех изученных ранее образцов пород олигоцена содержит кероген второго типа. При этом в большинстве образцов (99) установлено наличие сапропелево-гумусового ОВ. Меньшее количество образцов (35) содержат гумусово-сапропелевое ОВ.

Районирование олигоценовых отложений Центрального и Восточного Предкавказья по величине нефтегазогенерационного потенциала (PP) показало, что изучаемые отложения в пределах Центрального Предкавказья характеризуются наиболее низкими значениями PP , которые изменяются от 0,32 до 5,72 мг УВ/г породы. В центральных районах изучаемой территории (восточное окончание Ставропольского свода, Восточно-Ставропольская впадина) значения PP увеличиваются до 6,44 мг УВ/г породы. В пределах Восточного Предкавказья нефтегазогенерационный потенциал пород возрастает до 12,4 мг УВ/г породы. Области распространения НГМП олигоцена с наиболее высоким нефтегазогенерационным потенциалом территориально приурочены к Ногайской ступени, зоне Маньчских прогибов, Прикумской системе поднятий, северному борту Терско-Каспийского передового прогиба.

Содержание свободных УВ в олигоценовых отложениях по данным пиролиза ОВ (S_f) в отложениях Центрального Предкавказья изменяется от 0,06 до 1,48 мг УВ/г породы, в породах Восточного Предкавказья – от 0,22 до 2,6 мг УВ/г породы. Олигоценовые отложения Восточного Предкавказья характе-

ризируются высоким содержанием остаточных УВ. Значения параметра S_2 здесь достигают 10,67 мг УВ/г породы. Низким и средним содержанием остаточных УВ ($S_2 = 0,25-4,7$ мг УВ/г породы) характеризуются породы Центрального Предкавказья.

Содержание свободных УВ в олигоценовых отложениях увеличивается вниз по разрезу. В баталпашинской свите содержится в среднем 0,61 мг УВ/г породы, в подсвите Морозкиной балки – 0,97 мг УВ/г породы, в пшехской подсвите – 1,16 мг УВ/г породы. Наибольшим содержанием остаточных УВ характеризуются аргиллиты пшехской подсвиты (среднее значение $S_2 = 4,92$ мг УВ/г породы). Глины подсвиты Морозкиной балки и баталпашинской свиты характеризуются меньшими значениями S_2 , соответственно 2,63 и 1,49 мг УВ/г породы.

На условия формирования нефтегазогенерационного потенциала олигоценовых отложений наиболее вероятно оказали влияние следующие факторы: первоначальная биопродуктивность, скорость осадконакопления и глубина бассейна седиментации, окислительно-восстановительный потенциал среды и гранулометрический состав осадков.

Накопление осадков в течение всего олигоценового времени происходило в морском бассейне. Основными продуцентами был фитопланктон, фитобентос и ОВ суши. Высокая радиоактивность хадумского моря привела к резкой деградации местной биоты. Застойность вод хадумского моря способствовала развитию большого количества серобактерий, созданию анаэробных условий в наддонных водах и их сероводородному заражению. На заражение сероводородом указывают черный цвет глин, отсутствие донных организмов, чешуйчатое ОВ, наличие сидеритовых конкреций и рассеянных остатков рыб (И.Н. Капустина, 1967). Однако высоких значений отношения Ph/nC_{18} в ОВ олигоценовых отложений Восточного Предкавказья не установлено. Значения колеблются от 0,24 до 1,24, тогда как показателями сероводородного заражения осадка (воды) считаются значения от 4 до 8 (Р.Т. Вилкин, 1997; О.К. Баженова, 2002).

В масштабе геологического времени скорость формирования майкопской

серии была очень большой – до 100 м за 1 млн. лет (Т.А. Ботнева, Г.Н. Молодых, 1976). Это является благоприятным условием для формирования нефтегазогенерационного потенциала ОВ, т.к. повышенные скорости накопления осадков быстрее выводят его из зон действия аэробов, следовательно, ОВ подвергается менее длительному окислению. Геохимические условия в осадке, реконструированные по микроэлементам и железистым минералам, определены как восстановительные и резко восстановительные.

Наиболее глубоководные участки седиментации существовали в пределах Восточного Предкавказья. Глубины хадумского моря здесь составляли порядка 1-2 км, что подтверждается отсутствием бентосной фауны. В осадках присутствуют лишь остатки планктона и радиолярий. В целом, олигоценовые отложения Восточного Предкавказья обеднены фауной, что может быть обусловлено большим количеством вулканогенного материала, попадавшего в бассейн на протяжении всего хадумского и начала баталпашинского времени из пепловых гуч. Это нарушало солевой и газовый режим моря и приводило к гибели населявших его организмов (И.Э. Сорокина, В.С. Косарев, 1986). Хадумское море Центрального Предкавказья представляло собой типичное мелкое море с глубинами, постепенно убывающими к северу от 200 до 70-50 м. Здесь процветали бентосные фораминиферы.

Источником сноса пелитового материала, осаждавшегося в Восточном Предкавказье, служили области суши в районе Кавказа, сложенные юрскими сланцами (Д.Д. Котельников, 1966; Б.А. Онищенко, 1985; П.С. Нарыжный, 1987). Подтверждением этого является минералогический состав олигоценовых глин. В северной части Центрального Предкавказья в начале олигоценового времени обозначился массив суши (Б.А. Онищенко, 1985), вблизи которого накапливалась толща прибрежно-мелководных алевролитов и песков. В относительно мелководных условиях осаждались глины с примесью алевролитов. Вдали от береговой зоны в относительно глубоководных условиях накапливалась монотонная толща глин с прослоями мергелей.

Различные условия седиментации определили различие геохимических ха-

характеристик ОБ олигоценых отложений Центрального и Восточного Предкавказья: резко отличаются содержания $C_{арс}$, битумоидов, а также нефтегазогенерационные потенциалы пород. По характеру соотношения стерановых УВ в нефтях олигоценых отложений Восточного Предкавказья установлено два типа обстановок накопления осадков олигоцена. Для первого типа характерно равное содержание стеранов C_{27} и C_{29} , что свойственно отложениям относительно глубоководного морского бассейна. Второй тип, типичный для прибрежно-морской обстановки осадконакопления с повышенной долей ОБ суши, характеризуется высокой концентрацией стерана C_{29} . Двойственность обстановок осадконакопления устанавливается и по углеводородному составу нефтей.

Реконструкция палеогеографических, фациальных и геохимических условий седиментации показала, что осадки олигоцена Восточного Предкавказья накапливались в благоприятных для формирования НГМП условиях. ОБ изучаемых отложений способно генерировать при определенных термобарических условиях газообразные и жидкие УВ.

В четвертой главе приведены результаты исследований условий реализации нефтегазогенерационного потенциала олигоценых отложений Центрального и Восточного Предкавказья.

Определение катагенетической преобразованности ОБ НГМП олигоцена проводилось по комплексу физических, углепетрографических и геохимических параметров: пластовые температуры и давления, отражательная способность витринита (R^0 , %), данные пиролиза «Rock-Eval».

Изучение особенностей термобарического режима в олигоценых отложениях, определяющего уровень катагенетической преобразованности ОБ пород, показало, что геотемпературное поле в пределах изучаемой территории характеризуется значительной анизотропностью. Так, в пределах Центрального Предкавказья пластовые температуры в кровле хадумской свиты варьируют от 30 до 106 °С. Более высокие значения современной пластовой температуры, достигающие 148 °С (Бортовая площадь), характерны для Восточного Предкавказья. Высокотемпературные условия в олигоценых отложениях наблюдаются в тех

районах, где разрез вышележащей майкопской теплоизолирующей толщи достигает большой мощности и представлен глинами (Восточно-Ставропольская впадина, Терско-Каспийский передовой прогиб). В районах, где разрез майкопских отложений обогащен песчаным материалом (Прикумская система поднятий) или мощность майкопской серии мала (зона Маньчских прогибов), температурные условия становятся менее жесткими. Интервалы глубин, в которых выявлены залежи нефти промышленного значения и установлены нефтепроявления в олигоценовых отложениях, характеризуются температурами более 100 °С.

С целью выяснения условий формирования в олигоценовой НГМП скоплений УВ разного фазового состояния осуществлена палеорекострукция геотермической истории с использованием геотермических градиентов. Составлены 33 хронотермические диаграммы, анализ которых позволил изучить закономерности изменения температурных условий олигоценовых отложений в историко-геологическом плане. Установлено, что разнонаправленные изменения геотектонического развития Центрального и Восточного Предкавказья обусловили различия их геотермических режимов, которые в свою очередь определили разные условия генерации УВ и формирования их скоплений.

Анализ распределения значений пластовых давлений в олигоценовых отложениях показал, что в пределах Восточного Предкавказья получили распространение как гидростатические, так и сверхгидростатические – аномально высокие пластовые давления (АВПД). В Центральном Предкавказье установлены зоны развития пластовых давлений ниже гидростатических – аномально низкие пластовые давления (АНПД). Нефтеносность олигоценовых отложений связана исключительно с зонами повышенных (коэффициент аномальности $K_a = 1,05-1,3$) и высоких ($K_a = 1,3-1,8$) пластовых давлений.

Установить зависимость фактических значений R^0 от глубины залегания отложений олигоцена не представляется возможным, т.к. в тонкодисперсных отложениях морского генезиса мацералы типа витринита трудно диагностируются (L. Price, C. Barker, 1985), поэтому результаты определения R^0 вызывают сомнения. В качестве показателя преобразованности ОВ в работе рассматрива-

еся пиротитический параметр T_{max} . В пределах Восточного Предкавказья установлено возрастание значений T_{max} по мере увеличения глубины залегания олигоценых оглождений ($H_{ог}$) и пластовой температуры ($t_{пл}$). Эта закономерность становится значимой лишь при погружении оглождений на глубину более 1300 м, т.е. когда степень превращения ОВ достигает градации катагенеза МК₁. В зоне протокатагенеза, где в отложениях присутствует незрелое ОВ, такой закономерности в олигоценых отложениях не наблюдается. Примечательно, что зависимость T_{max} от $H_{ог}$ является более тесной, чем зависимость T_{max} от $t_{пл}$, т.к. глубина является интегральным параметром, учитывающим не только изменение пластовой температуры, но и пластового давления ($P_{пл}$).

Для учета совокупного влияния термобарических условий на степень превращенности ОВ изучена зависимость T_{max} от $t_{пл}$ и $P_{пл}$ с учетом типа ОВ и его содержания ($C_{ог}$) в отложениях олигоцена. В качестве термобарического параметра использовалось отношение $t_{пл}/P_{пл}$. Полученные зависимости имеют достаточно высокие коэффициенты множественной корреляции и поэтому могут быть использованы для изучения эволюции ОВ олигоценых отложений.

$$T_{max} = 3,51 \cdot C_{ог} - 2,29 \cdot t_{пл}/P_{пл} + 456,73; r = 0,771 \text{ (гумусово-сапропелевое ОВ)}, \quad (2)$$

$$T_{max} = 1,45 \cdot C_{ог} - 2,35 \cdot t_{пл}/P_{пл} + 433,08; r = 0,801 \text{ (сапропелево-гумусовое ОВ)}. \quad (3)$$

Исследование характера распределения температур T_{max} в кровле и подошве олигоценых отложений Центрального и Восточного Предкавказья показало, что высокие значения $T_{max} = 420-447$ °С характерны для ОВ на территории Восточного Предкавказья. Величины T_{max} , не превышающие 421 °С, характерны для ОВ пород Центрального Предкавказья.

С использованием зависимостей T_{max} от R^0 для углей Кузбасса, олигоценых отложений бассейна Южный Коншон, различных углей западной Европы, а также сланцев Green River, составлено обобщенное уравнение корреляционной связи между рассматриваемыми параметрами, которое явилось основой для пересчета значений T_{max} в R^0 .

$$R^0 = (T_{max} - 391)/61,692; \quad r = 0,970 \quad (4)$$

Наличие такой зависимости позволило воспользоваться градиционно при-

меняемой шкалой и номенклатурой градаций катагенеза ОВ. Установлено, что в кровле олигоценовых отложений Центрального Предкавказья значения R^0 изменяются от 0,29 до 0,42 %, что соответствует градациям катагенеза ПК₁-ПК₃. В пределах Восточного Предкавказья R^0 изменяется от 0,31 до 0,75 % (градации катагенеза ПК₂-МК₂). Отмечается общая тенденция роста катагенетической превращенности ОВ в восточном и юго-восточном направлениях. В подошве олигоценовых отложений катагенетическая преобразованность ОВ несколько выше – значения R^0 достигают 0,89 %. Значительно увеличиваются размеры области распространения пород, ОВ которых преобразовано до градаций катагенеза МК₁-МК₂. Таким образом, пиролитический параметр T_{max} является надежным показателем катагенетической преобразованности ОВ олигоценовых отложений Центрального и Восточного Предкавказья.

Разработка модели генерации УВ проведена с использованием значений $H_{пл}$, $t_{пл}$ и $P_{пл}$, а также пиролитических параметров T_{max} , S_1 , TOC . Установлено, что на платформенной части территории Восточного Предкавказья генерация нефти в НГМП олигоцена начинается при значениях T_{max} равных 422 °С, что соответствует величине $R^0 = 0,5$ % (рис 1). Указанные величины определяют начало главной фазы нефтеобразования (ГФН).

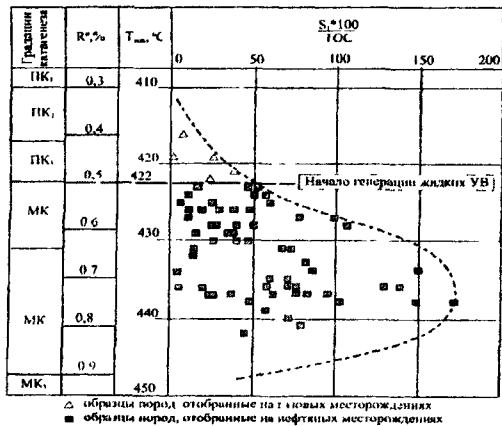


Рисунок 1 – Генерационная зональность УВ в отложениях олигоцена Центрального и Восточного Предкавказья

Область распространения зрелых НГМП, в которой активно проявляются генерация и первичная миграция нефти, оконтурена изотермой $T_{max} = 422$ °С (изореспленда $R^0 = 0,5$ %). Территориально перспективная область приурочена к Восточному Предкавказью. Подтверждением факта достижения здесь оптимального уровня превращенности ОБ для генерации нефти является значительное содержание свободных миграционноспособных УВ ($S_1 = 1,0-2,6$ мг УВ/г породы). Достоверность полученных результатов подтверждается также распространением конкретных нефтяных скоплений промышленного и непромышленного значения в пределах рассматриваемой территории. При более низких значениях T_{max} признаков нефтеносности олигоценых отложений не установлено.

Исследования показали, что содержание свободных (S_1) и остаточных (S_2) УВ в глинистых НГМП олигодена, обогащенных ОБ ($C_{опр}$) того или иного типа, определяется термобарическими условиями (t_{nn} и P_{nn}).

$$S_1 = 0,27 \cdot C_{опр} - 0,60 \cdot t_{nn} / P_{nn} + 3,7; r = 0,933 \text{ (гумусово-сапропелевое ОБ)}, \quad (5)$$

$$S_2 = 1,07 \cdot C_{опр} - 1,95 \cdot t_{nn} / P_{nn} + 13,0; r = 0,943 \text{ (гумусово-сапропелевое ОБ)}, \quad (6)$$

$$S_1 = 0,49 \cdot C_{опр} - 0,03 \cdot t_{nn} / P_{nn} + 0,10; r = 0,925 \text{ (сапропелево-гумусовое ОБ)}, \quad (7)$$

$$S_2 = 0,91 \cdot C_{опр} + 0,02 \cdot t_{nn} / P_{nn} - 0,38; r = 0,940 \text{ (сапропелево-гумусовое ОБ)}. \quad (8)$$

О наличии термобарической зональности в распределении залежей различного фазового состояния УВ свидетельствует также взаимное расположение залежей нефти и газа олигоценых отложений в координатах современных пластовых температур и давлений, что позволяет выделить зоны их преимущественного распространения. Зона газонакопления отличается наименее жесткими термобарическими условиями. Пластовые давления не превышают здесь 12 МПа, а пластовые температуры 75 °С. Такие термобарические условия отмечаются в газовых залежах Центрального Предкавказья. Зона нефтенакопления контролируется температурами 100-140 °С и давлениями 21-34 МПа. Такими условиями характеризуются нефтяные залежи в олигоценых отложениях Восточного Предкавказья.

Детальный анализ процесса геологического развития территории исследования показал, что олигоценовые отложения Восточного Предкавказья вошли в главную зону нефтеобразования (ГЗН) в позднемайкопское время. ОВ смешанного типа генерировало нефтяные и газообразные УВ. К настоящему времени олигоценовые отложения Восточного Предкавказья еще не исчерпали до конца свои потенциальные возможности и поэтому способны генерировать нефть и газ. В пределах Центрального Предкавказья олигоценовые отложения залегают на глубинах менее 1300 м, не подвергаясь воздействию температур выше $100\text{ }^{\circ}\text{C}$ и не достигая градаций мезокатагенеза. Таким образом, отложения олигоцена еще не вошли в ГЗН, находятся в верхней зоне газообразования и способны генерировать газообразные УВ.

Пятая глава посвящена количественной оценке перспектив нефтегазодности олигоценовых отложений Восточного Предкавказья, которая проведена вариантом объемно-генетического метода с использованием пиролитических параметров «Rock-Eval» и собственно объемно-генетическим методом.

Методика оценки ресурсов нефти и газа вышеперечисленными методами предусматривала построение серии карт частных параметров изучаемой толщи, послуживших основой для составления сводной карты прогноза. Расчет масштабов генерации и эмиграции («микромиграции») УВ осуществлен по данным о содержании и степени зрелости ОВ олигоценовых отложений с учетом величины нефтегазогенерирующей толщины НГМП. Определение количества генерированных УВ вариантом объемно-генетического метода проведено с учетом начального состояния нефтегазогенерирующей системы путем использования начальных значений водородного индекса (HI_0) ОВ НГМП олигоцена. Значения HI_0 определялись по эволюционной диаграмме (модифицированная диаграмма Ван-Кревелена) перемещением фигуративной точки, отражающей текущее состояние ОВ в образце с пиролитическими характеристиками $HI_{тек}$ и $T_{max\text{ тек}}$, до начальных условий ($T_{нач\ 0} = 422\text{ }^{\circ}\text{C}$). Перемещение осуществлено по эволюционным катагенетическим кривым. Каждому начальному состоянию ОВ отвечает единственная эволюционная кривая (В. Н. Меленевский и др., 2001).

Начальное и текущее значения водородного индекса позволили определить для каждого образца коэффициент превращенности ОВ, характеризующий степень реализации нефтегазогенерационного потенциала НГМП (R Pelet, 1985) Выявлены области, в пределах которых реализация нефтегазогенерационного потенциала ОВ, проявилась в наибольшей степени. Они приурочены к Журавской, Прасковейско-Ачикулукской и Советско-Курской зонам нефтегазоаккумуляции.

Расчет количества генерированных УВ, образовавшихся из ОВ НГМП всей территории, показал, что в объеме 5,2 трлн. м³ олигоценовых отложений Восточного Предкавказья (территория Ставропольского края) генерировано 20,84 млрд. т УВ, в том числе 13,295 млрд. т нефти и 7,545 трлн. м³ газа (рис.2).

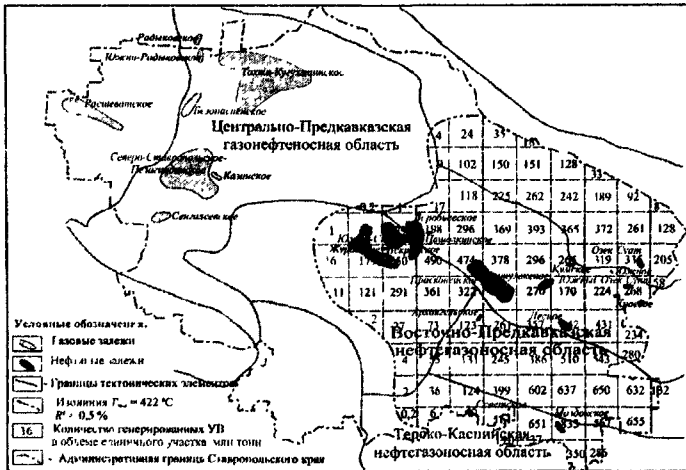


Рисунок 2 – Схематическая карта распределения количества генерированных УВ в олигоценовых отложениях Восточного Предкавказья

Расчет количества эмигрировавших УВ, проведенный с учетом коэффициентов эмиграции нефти и газа (В.В. Аленин, Б.Н. Батурин, М.Д. Белонин, В.И. Богацкий и др., 2000), показал, что при минимальном коэффициенте эмиграции ($K_{н\text{ эми}}$) могло эмигрировать 4,142 млрд. т нефти. При максимальном коэффициенте эмиграции ($K_{н\text{ эми}}^{\text{max}}$) эмигрировало 7,33 млрд. т нефти. Количество эмигри-

рировавшего газа составляет 6,79 и 7,17 трлн. нм^3 соответственно при минимальном и максимальном коэффициентах эмиграции газа.

Общее количество генерированной нефти, рассчитанное собственно объемно-генетическим методом, составило 24,478 млрд. т. Количество генерированного углеводородного газа 7,83 трлн. нм^3 . Общее количество эмигрировавших жидких УВ при $K_n^{\text{эм}}_{\text{min}}$ составляет 7,63 млрд. т. При $K_n^{\text{эм}}_{\text{max}}$ эмигрировало 13,5 млрд. т. Количество эмигрировавшего газа составляет 7,0 и 7,4 трлн. нм^3 соответственно при минимальном и максимальном коэффициентах эмиграции газа.

Таким образом, оценка ресурсов олигоценовых отложений Восточного Предкавказья, выполненная вариантом объемно-генетического метода, предусматривающего использование пиролитических параметров «Rock-Eval», и собственно объемно-генетическим методом, показала разные результаты. Это объясняется тем, что при расчетах средних значений коэффициентов генерации нефти и газа, в собственно объемно-генетическом методе, используются модели, разработанные для типичных разностей сапропелевого и гумусового ОВ, и тем самым не учитывается специфика изучаемых отложений олигоцена. Вариант метода с применением пиролитических параметров «Rock-Eval», на наш взгляд, является более приемлемым, т.к. учитывает особенности ОВ глинистых отложений олигоцена. Поэтому и полученные результаты более достоверны.

Необходимым условием для определения прогнозных ресурсов нефти и газа является определение коэффициента аккумуляции ($K_{\text{ак}}$). В работе использованы результаты ранее проведенных определений $K_{\text{ак}} = 0,86-1,6 \%$ для олигоценовых отложений Восточного Предкавказья (С.Г. Неручев, 1990) и майкопских отложений Индоло-Кубанского прогиба $K_{\text{ак}} = 0,5-1 \%$ (О.К. Баженова, Н.П. Фадеева, 2005). Исходя из оцененных масс эмигрировавших УВ и принимая, что $K_{\text{ак}}$ в среднем равен 1 %, полные начальные суммарные ресурсы углеводородного сырья в олигоценовых отложениях Восточного Предкавказья (территория Ставропольского края) составляют соответственно: 41,4-73,3 млн. т нефти и 67,9-71,7 млрд. нм^3 газа.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенных исследований получены следующие новые представления о геолого-геохимических условиях нефтегазоносности олигоценовых отложений Центрального и Восточного Предкавказья.

1. На обширном фактическом материале изучены свойства и состав ОВ пород, нефтей и газов олигоценовых отложений, составлены карты и разрезы, отражающие закономерности изменения геохимических характеристик ОВ и УВ по площади и разрезу.

2. Реконструированы условия осадконакопления олигоценовых отложений. Установлено, что накопление ОВ происходило в морском бассейне за счет фитопланктона, фитобентоса и ОВ суши. Различные условия седиментации определили различие геохимических характеристик ОВ олигоценовых отложений Центрального и Восточного Предкавказья.

3. Сравнительным анализом данных изучения ОВ в образцах пород пиролитическим методом на установке «Fock-Eval» с данными пиролиза керогена выявлено значительное занижение значений водородного индекса ОВ пород за счет адсорбционного влияния минеральной матрицы пород. Это обстоятельство позволяет после корректировки констатировать наличие в отложениях олигодена исследуемой территории и в том числе смешанного типа ОВ (сапропелито-гумусовое и гумусово-сапропелитовое ОВ).

4. Определены условия реализации нефтегазогенерационного потенциала ОВ олигоценовых отложений и выявлены факторы, контролирующие зональность УВ скопления. Установлено, что на территории Восточного Предкавказья генерация нефти в НГМП олигодена начинается при значениях $T_{max} = 422^{\circ}C$, что соответствует $R_0 = 0,5\%$. Полученные результаты позволили определить в разрезе олигоценовых отложений пространственное положение верхней границы ГЗН в соответствии с графиками катагенеза.

5. Обобщение геохимического материала о нефтегазогенерационных возможностях олигоценовых отложений дает основание утверждать, что в пределах Восточного Предкавказья богатая НГМП обладает высоким нефтегенера-

ционным потенциалом. В пределах Центрального Предкавказья отложения еще не реализовали свой нефтегенерационный потенциал и поэтому его значения близки к исходному потенциалу.

6. Осуществлена качественная и количественная оценка перспектив нефтегазоносности олигоценовых отложений. Показана перспективность поиска нефтяных скоплений в восточной и юго-восточной частях территории Ставропольского края.

Основные результаты исследований по теме диссертации опубликованы в следующих работах:

1. Применение теории вероятностей и математической статистики (распределение Пуассона) к изучению геологии отложений олигоценового возраста в Предкавказье//Тез. докл. шестой регион. науч.-технич. конф. «ВУЗовская наука – Северо-Кавказскому региону». Секция «Нефть и газ», май 2002 г. – Ставрополь, 2002. – с. 30. (Соавторы: А.А. Ярошенко, А.В. Лялин, Г.А. Лялин)

2. Геохимическая характеристика рассеянного органического вещества олигоценовых отложений Центрального и Восточного Предкавказья//Материалы XXXIII науч.-технич. конф. по рез. раб. професс.-препод. сост., асп. и студ. СевКавГТУ за 2003 год. Секция «Нефть и газ», апрель 2004 г. – Ставрополь, 2004. – с. 24. (Соавтор А.А. Ярошенко)

3. Закономерности изменения состава и свойств нефтей и газов олигоценовых отложений Центрального и Восточного Предкавказья//Материалы XXXIII науч.-технич. конф. по рез. раб. професс.-препод. сост., асп. и студ. СевКавГТУ за 2003 год. Секция «Нефть и газ», апрель 2004 г. – Ставрополь, 2004. – с. 24-25. (Соавтор А.А. Ярошенко)

4. Термобарический режим и нефтегазоносность палеогеновых отложений (олигоцен) на территории Ставропольского края//Материалы XXXIII науч.-технич. конф. по рез. раб. професс.-препод. сост., асп. и студ. СевКавГТУ за 2003 год. Секция «Нефть и газ», апрель 2004 г. – Ставрополь, 2004. – с. 25-30. (Соавтор А.А. Ярошенко)

5. Тектоно-математическая модель истории геологического развития па-

леозойского и мезозойско-кайнозойского комплексов Скифской плиты (территория Ставропольского края)//Материалы седьмой Междунар. конф. «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа», посвящ. 250-летию МГУ, 25-29 мая 2004 г. – М.: ГЕОС, 2004. – с. 320-322. (Соавторы: А.В. Лялин, А.А. Ярошенко)

6. Геотемпературная история нижнемайкопской нефтематеринской толщи на территории Центрального и Восточного Предкавказья//Материалы XXXIV науч.-технич. конф. по рез. раб. професс.-препод. сост., асп. и студ. СевКавГТУ за 2004 год. Секция «Нефть и газ», апрель 2005 г. – Ставрополь, 2005. – с. 72-73. (Соавтор А.А. Ярошенко)

7. Оценка прогнозных ресурсов нефти и газа хадумских отложений Журавской зоны нефтегазонакопления//Материалы XXXIV науч.-технич. конф. по рез. раб. професс.-препод. сост., асп. и студ. СевКавГТУ за 2004 год. Секция «Нефть и газ», апрель 2005 г. – Ставрополь, 2005. – с. 73. (Соавторы: А.А. Ярошенко, О.О. Луканова)

8. Сопоставление данных пироллиза «Rock-Eval» и физико-химического анализа органического вещества олигоценых отложений Центрального и Восточного Предкавказья//Материалы XXXIV науч.-технич. конф. по рез. раб. професс.-препод. сост., асп. и студ. СевКавГТУ за 2004 год. Секция «Нефть и газ», апрель 2005 г. – Ставрополь, 2005. – с. 72. (Соавтор А.А. Ярошенко)

9. Термобарические условия генерации нефтяных углеводородов в глинистых отложениях олигоцена Восточного Предкавказья//Материалы восьмой Междунар. конф. «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазные системы осадочных бассейнов», посвящ. 60-летию кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ, 31 мая-2 июня 2005 г. – М.: ГЕОС, 2005. – с. 508-509. (Соавтор А.А. Ярошенко)

3

№ 23300

РНБ Русский фонд

2006-4

23540

932

Подписано в печать

Формат 60×84 1/16 Усл печ. л. 1,7 Уч.-изд. л. 1,1

Бумага офсетная. Печать офсетная. Заказ 655 Тираж 150 экз

ГОУВПО «Северо-кавказский государственный технический университет»
355029 г. Ставрополь, пр. Кулакова, 2

Издательство Северо-кавказского государственного технического университета

Отпечатано в типографии СевКавГТУ