

**Российская академия наук
Дагестанский научный центр
Институт геологии**

СБОРНИК НАУЧНЫХ СТАТЕЙ

Выпуск № 58

**РЕГИОНАЛЬНАЯ ГЕОЛОГИЯ И
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ КАВКАЗА**

Сборник статей по материалам научно-практической конференции,
посвященной памяти заслуженного геолога РФ

Д.А. МИРЗОЕВА

(16-20 августа 2012 г.)



Махачкала 2012

УДК 551+553.04(479+262.81+470.6)

ББК 26.325

P-11



Сборник статей по материалам конференции подготовлены при поддержке
Российского фонда фундаментальных исследований (проект № 12-05-06063-г)

Труды Института геологии ДНЦ РАН. Вып. 58. Региональная геология и нефтегазоносность Кавказа. Сборник статей по материалам научно-практической конференции, посвященной памяти заслуженного геолога РФ Д.А. Мирзоева. 16-20 августа 2012 г. Махачкала: АЛЕФ (ИП Овчинников), 2012. – 211 с.

ISBN 978-5-4242-0061-8

В сборнике материалов научно-практической конференции ИГ ДНЦ РАН «Региональная геология и нефтегазоносность Кавказа» обобщены результаты исследований, проведенных в НИИ и организациях Кавказа, посвященные проблемам и особенностям поиска твердых полезных ископаемых и полиметаллов; нефтегазоносности мезозойско-кайнозойского комплекса Восточного Предкавказья и Кавказа в целом, геодинамической эволюции Кавказского орогена, сейсмичности и флюидного режима, а также, состоянию ресурсной базы УВ, разработки нефтяных и газовых месторождений, уделено внимание и вопросам охраны окружающей среды при поисках, разведке и добыче нефти и газа.

Редакционная коллегия: Черкашин В.И., Мамаев С.А., Магомедов Р.А., Ибаев Ж.Г

ISBN 978-5-4242-0061-8

© Институт геологии ДНЦ РАН, 2012

СВЕТЛОЙ ПАМЯТИ МИРЗОЕВА ДИМИРА АБДУЛАЕВИЧА

УЧЕНОГО, ОРГАНИЗАТОРА, РУКОВОДИТЕЛЯ



В июне 2012 года Институт геологии Дагестанского научного центра Российской академии наук отмечает 80-летие со дня рождения видного ученого, заслуженного геолога России Мирзоева Димира Абдулаевича.

Имя Димира Абдулаевича хорошо известно геологам не только в Дагестане. Известно потому, что он крупный специалист в области нефтяной геологии, много сделавший для развития нефтегазовой промышленности Дагестана - базовой отрасли республики; еще и потому, что Димир Абдулаевич масштабный ученый, автор около 300 научных публикаций, среди которых фундаментальные монографические исследования и геологические карты крупных регионов юга нашей страны; известно и потому, что в разное время и в общей сложности более 15 лет возглавлял Институт геологии ДНЦ РАН – единственное академическое учреждение геологического профиля на Северном Кавказе.

Димир Абдулаевич начал свою трудовую деятельность в Дагестане в 1953 году еще будучи студентом геологического факультета МГУ, участвовал в геолого-съёмочных работах, в структурном бурении, проводимом КЮГЭ АН СССР под руководством профессора И.О. Брода. Димир Абдулаевич получил блестящее геологическое образование. Говоря о себе, благодарил судьбу за то, что она свела его с такими крупными исследователями как профессором И.О. Бродом, членом-корреспондентом АН СССР Н.Б. Вассоевичем, академиком Аз.академии наук А.А. Али-Заде и Ш. Мехтиевым, членом-корреспондентом Аз. академии наук А.Г. Алиевым, профессором М.С. Бурштаром и другими. После окончания Московского государственного университета в 1955 году он был зачислен старшим лаборантом в отдел геологии и нефти Дагестанского филиала АН СССР, а с 1956 года – младшим научным сотрудником созданного в этом же году Института геологии. Димир Абдулаевич прошел путь от научного сотрудника, заведующего отделом геологии нефти и газа, заместителя директора по научной работе до директора Института геологии.

Всю свою жизнь Димир Абдулаевич посвятил изучению геологического строения и нефтегазоносности Восточного Кавказа и Предкавказья. Им лично и под его руководством в сотрудничестве с учеными и производственниками разработаны научно обоснованные направления геологоразведочных работ на нефть, газ и другие виды природных энергоносителей на территории Восточного Кавказа и прилегающей акватории Каспия, получившие подтверждение открытием месторождений углеводородов.

Хорошо известны его работы в области стратиграфии, тектоники, геохимии, формирования, размещения и прогноза скоплений углеводородов, методики их поисков и других вопросов нефтегазовой геологии региона. Все это хорошо освещено в его статьях и монографиях. Вот некоторые из них.

"Прогнозные запасы нефти и газа Дагестана и основные направления геологоразведочных работ". (Мирзоев Д.А. с соавторами, Махачкала, 1972 г.). В данной монографии описана методика подсчета прогнозных запасов УВ, дана количественная оценка ресурсов нефти и газа по 12 литолого-стратиграфическим комплексам мезозоя-кайнозоя, проведено нефтегазогеологическое районирование и обоснованы наиболее перспективные направления геологоразведочных, поисковых работ на нефть и газ в Дагестане и сопредельной акватории Каспийского моря.

"Нефтегазоносность Триаса Предкавказья". (Мирзоев Д.А. с соавторами, Москва, Наука, 1974 г.).

В работе показан анализ фактического материала с учетом данных глубоких скважин, который позволил дать литолого-стратиграфическую характеристику доюрских отложений, создать структурную схему и уточнить представления по тектоническому строению Предкавказья. Большое внимание отведено вопросу распределения РОВ и условиям образования пород - коллекторов и покрышек. Особое место отведено условиям формирования и размещения залежей нефти и газа в триасе, проведена оценка нефтегазоносности этих отложений.

"Тектоника и нефтегазоносность Северного Кавказа" (Мирзоев Д.А. с соавторами, Москва, Наука, 1987 г.).

На основе обобщения новых геолого-геофизических данных освещены вопросы строения фундамента и тафrogenного комплекса. Дана характеристика нефтегазоносных областей и районов по масштабам нефтегазонакопления. Рассмотрены основные нефтегазоносные комплексы Северного Кавказа и показано влияние геологических факторов на размещение месторождений. Обоснованы перспективы нефтегазоносных комплексов в различных тектонических зонах.

"Нефтегазообразование и нефтегазонакопление в Восточном Предкавказье" (Мирзоев Д.А. с соавторами, Москва, Наука, 1990 г.).

В монографии рассматриваются вопросы особенности строения и развития Терско-Каспийского бассейна и его нефтегазоносность. Дана характеристика ОВ нефтегазомате-

ринских толщ, выделены очаги генерации и зоны аккумуляции УВ. Проведено нефтегеологическое районирование и показано, что условия формирования залежей различны в Прикумско-Манычском, Терско-Сунженском, Центральном Дагестанском и Кусаро-Девичинском районах. Проведена ревизия старых поисковых концепций и разработаны новые направления, где наряду с традиционными антиклинальными ловушками перспективны также ловушки поднадвигового, катогенетического и клиноформенного типов. Новая трактовка строения региона позволила значительно поднять перспективы нефтегазности региона.

Сфера деятельности Димира Абдулаевича как ученого-геолога обширна по охвату различных отраслей геологической науки и конкретно при обосновании рекомендаций для внедрения в практику геологоразведочных работ на нефть и газ.

Отличительной особенностью его исследований является тесная связь с производственными и научно-исследовательскими организациями Северного Кавказа и России (Дагнефть, Грознефть, ВНИГНИ, ИГиРГИ и др.), выразившаяся в творческом сотрудничестве при решении важнейших геологических задач и внедрении их результатов в практику геологоразведочных работ. Это, в частности, проявилось при обосновании поисково-разведочных работ в степных районах Восточного Предкавказья. Можно без преувеличения сказать, что Димир Абдулаевич стоял у истоков разворота (60-80 гг.) геологоразведочных работ на нефть и газ в платформенной части Дагестана и внес существенный вклад в открытие и становление на севере республики - Ногайского (Сухокумского) нефтегазодобывающего района. За счет месторождений северного Дагестана годовая добыча углеводородов в семидесятые годы достигла рекордной отметки за всю историю нефтегазовой промышленности республики - 3,8 млн ТУТ. Это несомненно явилось результатом тесной связи науки и производства.

Кроме этого Димир Абдулаевич провел значительную работу по истории развития геологических знаний в республике, составлению и редактированию томов "Геологическая изученность СССР", многих монографий, тематических сборников, издании карт, активно участвовал во всесоюзных и региональных совещаниях. Ряд совещаний и совместных экспедиций с приглашением ученых из зарубежных стран были организованы по его инициативе и успешно проведены в Дагестане.

В качестве руководителя Института геологии (1982-2000 гг.) Димир Абдулаевич способствовал развитию сейсмологического направления, исследований по прогнозу землетрясений и других опасных геологических процессов, охране окружающей среды, разработке единой концепции вовлечения нефтегазового потенциала российского шельфа Каспия в производственную деятельность.

В условиях острого дефицита финансовых средств в 90-х годах, стихийного бедствия, постигшего институт – пожара в главном корпусе ДНЦ РАН (1995 г.), Димиру Абдулаевичу удалось сохранить научный потенциал, направить его на решение практических задач по использованию различных видов минерального сырья региона, пополнить институт молодыми специалистами, увеличить число сотрудников с ученой степенью и, в частности, докторов наук. По его инициативе началось изучение основ наук о Земле и подготовка специалистов геолого-геофизического профиля на базе ВУЗов РД.

Д.А. Мирзоев пользовался авторитетом среди геологической общественности, являлся руководителем межотраслевых региональных программ, членом Президиума ДНЦ РАН, межведомственного стратиграфического Комитета России (МСК), действительным членом Российской академии естественных наук (РАЕН), Международной академии минеральных ресурсов (МАМР), Азербайджанской, Американской ассоциаций геологов-нефтяников. Он награжден медалями "За доблестный труд в ознаменование 100 лет В.И. Ленина", ВДНХ, грамотами Верховного Совета РД, АН СССР, РАН. Знаком "Отличник разведки недр СССР", удостоен почетного звания "Заслуженный геолог России". В апреле 2003 года, Указом Государственного совета Республики Дагестан Димиру Абдулаевичу

Мирзоеву присвоено почетное звание "Заслуженный деятель науки Республики Дагестан". Но он не успел получить эту награду.

Димир Абдуллаевич не только крупный ученый, труды которого имеют огромное масштабное и значительное по своей ценности теоретическое и практическое значение, но и обаятельный человек, чуткий товарищ и воспитатель целого поколения молодых ученых, активно работающих как в республике Дагестан, Северо-Кавказском регионе, так и за их пределами.

Мы, геологи Дагестана, его коллеги вправе гордиться заслугами Димира Абдуллаевича Мирзоева и выражаем глубокую признательность за его неутомимую профессиональную и научно-организационную деятельность.

К сожалению в 2003 году жизнь Димира Абдуллаевича оборвалась.

Светлый образ и добрая память о Димире Абдуллаевиче Мирзоеве навечно останутся в наших сердцах.

Директор Института геологии ДНЦ РАН, д.г.-м.н. **В.И. Черкашин.**

**ГЕОЛОГИЯ, ЛИТОЛОГИЯ И СТРАТИГРАФИЯ ФАНЕРОЗОЯ
ВОСТОЧНОГО КAVKAZA****МЕТАЛЛОГЕНИЯ ЮРСКИХ ОСАДОЧНЫХ КОМПЛЕКСОВ КAVKAZA**

*Богуш И.А., Черкашин В.И.
Институт геологии ДНЦ РАН*

В работе рассмотрены вопросы широкого площадного развития стратиформного оруденения рудного комплекса связанного с кратковременным поднятием и активной эрозией осью Большого Кавказа. Рудоносные продукты эрозии в виде шлейфа локализовались в юрском мелководном бассейне Северного обрамления в базальных горизонтах плинсбахского, ааленского, келловейского, киммеридж-титонского стратиграфических уровней. Рудоносность ааленского горизонта представляет собой редкостный пример классического рудогенеза в пласте-коллекторе.

В данной работе авторы затрагивают металлогенические аспекты юрских осадочных комплексов Кавказа, занимающих более 75% его территории. Бурный рост теоретических основ литогенеза и новейшие разработки в областях формирования стратиформного оруденения (Н.М. Страхов, П.П. Тимофеев, В.Н. Холодов, Н.С. Скрипченко [10], В.В. Попов, О.В. Япаскурт [12]) дали возможность по новому оценить рудоносность мезокайнозойских осадочных толщ Кавказа. Почему внимание авторов, в первую очередь, привлекли юрские осадочные комплексы Большого Кавказа? Проблема в том, что региональные и локальные вопросы рудогенеза в юре незаслуженно забыты и мало рассматриваются в настоящее время в металлогеническом аспекте [2,3,4]. Проведенные за последние десятилетия работы без учета научных исследований и проработки громадного фактического материала, сосредоточенного в геологических фондах, привело к девальвации представлений о Кавказе как о рудной провинции. В силу объективных и субъективных обстоятельств последние (70-х) годов фундаментальные металлогенические работы В.Б. Черницина, В.Л. Андрущука, Н.Ф. Рубцова [11], В.Б. Черницина [1977] и Г.А. Твалчредзе [1974] не получили должного продолжения. В свое время существовали две волны одностороннего волевого прессинга в оценке и поиске рудного сырья:

1. Советская - повальная «донка» под руководством С. Григорова;
2. Постсоветская "золотая лихорадка" работы методом «втыка», механистическое переопробование региональных зон пиритизации (С.Б. Ящинин). В результате первого резюме - вынос рудной составляющей в предгорье Северного Кавказа, второго - отсутствие рудных объектов и полная анархия в аналитической базе. Между ними застойный перестроечный этап.

Современные фундаментальные достижения отечественной геологии дают возможность по новому рассматривать металлогению фанерозойских осадочных толщ Кавказа и, в частности, металлогению юрских осадочных комплексов в альпийскую эпоху. К числу этих достижений относятся следующие:

- всесторонняя изученность мезо-кайнозойской истории тектонического развития и осадкообразования Большого Кавказа (М.Г. Леонов, Ю.Г. Леонов, М.Г. Ломизе, Д.И. Панов, Н.В. Короновский, М.Л. Сомин, М.Л. Копп, Л.И. Демин), обобщенные в итоговой монографии "Большой Кавказ в альпийскую эпоху" под редакцией Ю.Г. Леонова, 2007 г. [8];

- картографические и геотектонические работы ГДП-200 геологов ОАО "Кавказгеолсъемка" (И.И. Греков, Н.И. Пруцкий, Н.Л. Энна, В.А. Лаврищев и др.);

- теоретические достижения современной литологии в области рудообразования.

Главной задачей металлогенического исследования различных форм юрского оруденения, объединенного под общим названием "Гетерогенное", это:

- оценка перспектив на основе генетического и онтогенетического анализов, типизация и обобщение обширного материала месторождений, рудопроявлений и проявлений точек рудной минерализации;

- создание рабочих параметрических поисковых моделей для каждой группы оруденения осадочных толщ Кавказа с учетом элизионного, вадозного, гидрогенного, гидротермально-осадочного, термодегидратационного, гидротермального и полигенного механизмов рудообразования;

- поиски и прогноз крупномасштабных площадных рудных объектов.

В региональном плане минерагеническая роль осадочных комплексов Северного Кавказа определяется господствующим развитием гипергенной и гидрогенной составляющей рудогенеза на плинсбахском, ааленском (J_1) [7, 9] келловейском (J_2) [1,3,4] и киммеридж-титонском (J_3) стратиграфических уровнях. Основными рудопроявлениями являются полиметаллы (свинец, цинк, медь) и благородные металлы (золото).

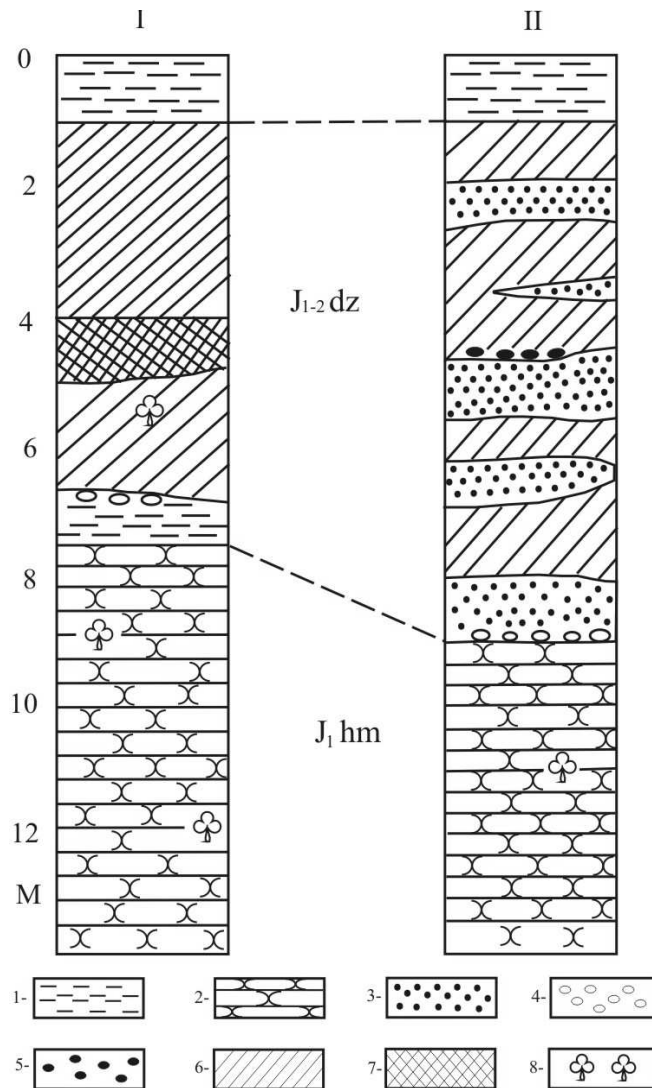
Галенит и сфалерит в *плинсбахском ярусе* встречаются, по данным В.Б. Черницина [11], в бассейнах Малки, Тызыла, Гижгита, Эшакона вблизи рудных полей верхнепалеозойского возраста. По материалам этого автора сульфиды свинца и цинка найдены в базальном горизонте вблизи древних месторождений. Плинсбахские слои являются базальным горизонтом юрских толщ гумидной и угленосной формации. Этот слой обследовался по долинам указанных рек профилями длиной 18 км, 15 км, 17 км, 21 км, соответственно их перечислению. Галенит составляет 12-20% искусственных шлихов обломочных пород. Скопления свинца и цинка обнаружены в плинсбахском ярусе и в угленосных фациях. Проявления значительной части свинца и цинка связано с остатками древних механических ореолов рассеяния.

Полиметаллическая минерализация и оруденение *аалена* широко представлена в долине р. Кубани в районе аулов Кумыш, Красногорка, Хумара и Сары Тюз. В левом борту долины известно Подгорнинское рудопроявление аалена (рис. 1).

На отдельных участках рудоносного пласта аалена наблюдаются высокие содержания свинца, цинка и меди. По материалам В.Б. Черницина свинцовая минерализация в 16 км полосе составляет в среднем 0,17%. Рудовмещающая пачка грубозернистых песчаников по всей ее 6-метровой мощности интенсивно лимонитизирована и обохрена за счет окисления рудных (галенит, пирит, сфалерит реже – халькопирит) минералов. В центре разреза рудоносной минерализованной пачки отчетливо выделяется рудный пласт мощностью 0,6 м. В пределах этого пласта содержание свинца достигает 1-5%, а цинка – до 8%. Интенсивность лимонитизации по всему рудному пласту составляет от 25 до 65% объема породы. За пределами рудного пласта свинцово-цинковая минерализация развита спорадически, но постоянно в количествах 0,01-0,5 %. Общие запасы свинца в этой полосе при ширине выхода 100 м – 680000 т.

На правом борту долины р. Кубани рудная минерализация отчетливо прослеживается на протяжении 20 км, но имеет менее интенсивный характер. В 8 метровой пачке грубозернистых песчаников минерализованные пропластки в количестве 4-5 штук мощностью 0,25-1,1 м разделены пропластками белого песчаника без видимой минерализации. Изучение разреза рудоносной пачки позволило нам выявить ранее неизвестную особенность – рудная пачка (рис. 1-I) представляет идеальный пласт коллектор, ограниченный в лежащем и висячем боках Подгорнинского рудопроявления покровными (глины). Микроскопические исследования рудной минерализации выявило отсутствие диагенетических форм пирита, при наличии его гидротермальных разновидностей.

На правом борту долины р. Кубани минерализованная пачка имеет глину-покрышку только в висячем боку (рис. 1-II), а в лежащем боку – слабо выраженный базальный горизонт белых кварцевых гравелитов, залегающих на песчаниках плинсбаха.



Условные обозначения: 1 – глины; 2 – песчаники; 3 – песчаники с рудной минерализацией; 4 – конгломераты; 5 – пирит-марказитовые конкреции; 6 – рудоносные песчаники; 7 – орудование в песчаниках; 8 – остатки флоры.

Рис 1. Разрезы рудоносной пачки-коллектора аалена в левом (I) и правом (II) борту долины р.Кубань в районе аулов Кумыш и Сары-Тюз.

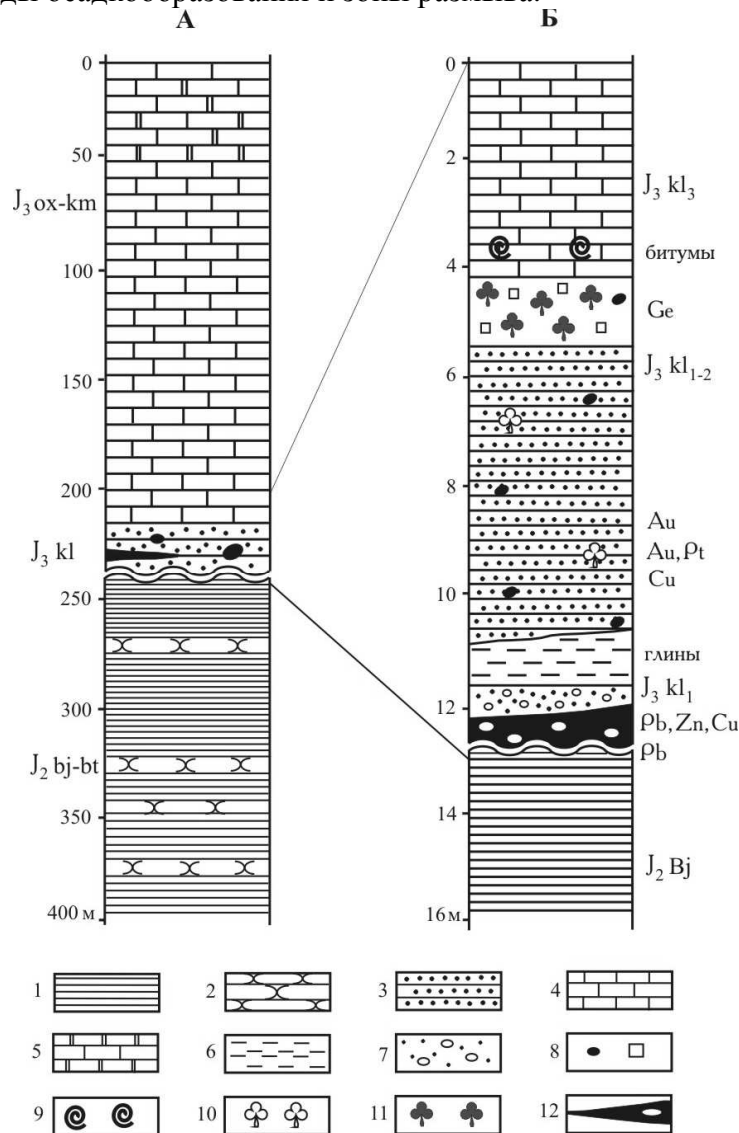
Продуктивный *келловейский* уровень вытянут на протяжении более 870 км от бассейна р. Белой на западе до верховий р. Уллучай на востоке, обнажаясь в основании эскарпа верхнеюрских пород Скалистого хребта Большого Кавказа, и входит в комплекс образований одноименной минерагенической зоны [3]. В структурном отношении толща верхней юры слагает Северо-Кавказскую моноклираль и полого погружается в северном направлении под молодые (меловые и палеоген-неогеновые) породы. Железорудное и свинцово-цинковое орудование в породах келловейского яруса, по свидетельству В.Б. Черницина (1971) и данным ГДП-200, распространены в бассейнах рек Белой, Кубани, Малки, Баксана, Терека, Аргуна и др.

Пачка терригенно-карбонатных пород келловейского яруса (песчаники, гравелитовые конгломераты, песчанистые известняки, оолитовый известняк, доломитизированный известняк) трансгрессивно, без тектонических осложнений, залегает на размытой поверхности мощных толщ глинистых комплексов нижней и средней юры. Мощность базальной пачки достигает 130-140 м, а непосредственно сульфидоносной ее части 6-13 метров. Кровлю слагает мощная толща доломитизированных известняков мальма (оксфорд, киммеридж).

Стратифицированное положение колчеданных тел, фоссилizationsонные органогенные текстуры и структуры, присутствие фрамбоидального пирита, изотопный состав серы

и др. свидетельствуют в пользу их аутигенного происхождения [1]. По экспертным оценкам в бассейне р. Кубани при мощности продуктивных отложений 5 м на площадь 1 км² приходится 31-35 тыс.т сульфидов, а в бассейне р. Джегуты на такой же площади прогнозируется до 90 тыс.т полиметаллов. В бассейне р. Джегуты 4-х метровый пласт доломитизированных известняков сменяется вверх по разрезу 10-15 метровой пачкой песчаников с прослоями мелкогалечникового конгломерата. В основании доломитизированных известняков на площади в несколько квадратных километров установлена сплошная и гнездовая вкрапленность пирита, переходящего в сплошной колчедан. Мощность пиритизированной залежи 0,8-1,0 м, местами 1,5-2,1 м.

Для терригенных, органогенных и хемогенно-осадочных пород келловей весьма специфична высокая карбонатность, которая возрастает от подошвы к кровле яруса. В этом же направлении уменьшается размерность кластогенного материала терригенных осадков. Разрезы келловей характеризуются значительной неоднородностью литологического состава (рис. 2), являющиеся результатом высокой тектонодинамичности и гидродинамичности среды осадкообразования и зоны размыва.



Условные обозначения: 1 –глинистые сланцы; 2 –гравелиты и грубозернистые песчаники; 3 -песчаники; 4 – известняки; 5 –доломитизированные известняки, доломиты; 6 –глины; 7 –конгломераты; 8 – рудокласты, вкрапленность и конкреции пирит-марказитового состава; 9 –остатки крупной фауны; 10-растительный детрит; 11 –интенсивно пиритизированный растительный детрит в гравелите; 12 –мегаконкреции и горизонты сульфидизации.

Рис.2. Литолого-стратиграфический разрез контакта верхней и средней юры (рис.2 А) и келловейской металлоносной трансгрессивной фазы (рис. 2 Б).

Местами в псаммитовой составляющей осадков встречаются рудокласты сульфидизированных метасоматитов. В участках разреза, стратиграфически наиболее полных (бассейн р. Большая Лаба), выделяется [7] три подъяруса келловея. Нижний представлен песчано-глинистыми и алевролитовыми породами мощностью 64 м. Средний келловей представлен глинами, песчаниками, гравелитами, конгломератами, мощность до 55 м. Верхний келловей представлен известняками оолитовыми, неяснослоистыми массивными, песчанистыми, содержащими прослой алевролита и песчаника.

Келловейский рудогенерирующий литогенез является классическим выражением, по О.В. Япаскурту [12], литогенеза типа интенсивного погружения. Региональная и локальная циркуляция захороненных внутриформационных вод является причиной трансформации и локализации захороненных рудных элементов. Базальный горизонт келловейского яруса Северного Кавказа является региональным геохимическим барьером. В пределах геохимического барьера, обеспечена локальная и региональная свободная циркуляция рудоносных захороненных вод, термодегидратационных и наложенных гидротермальных растворов обогащенных металлами и отжатых из подстилающих черносланцевых толщ лейаса и доггера.

В терригенной составляющей базального горизонта келловея наряду с рудокластами колчеданных и полиметаллических руд палеозоя практический интерес представляет золото. В правом борту русла р. Кубани (х. Важный) золото добывалось старателями в течение трех лет, до 1951 года, года закрытия старательской добычи.

Карбонатным породам верхней юры (*к.И.Меридж-титон*) так же присуща полиметаллическая и золотая минерализация (рр. Курджипс, Кичмалка и др.). По данным Н.И.Бойко [5, 6], наиболее перспективные проявления приурочены к отложениям мезмайской свиты, сложенной пестроцветными глинами с прослоями известняков и доломитов. Протяженность рудной зоны в меридиональном направлении 20 км при ширине от 1 до 2 км. Рудная минерализация вкрапленного типа представлена галенитом и сфалеритом в известняках и доломитах. Мощность слоев известняка с рудной минерализацией колеблется от 0,1 до 2,0 метров. Оруденение пространственно связано с глубинными консидементационными разломами вмещающей карбонатно-эвапоритовой формации. Большое значение в рудообразовании (свиней, цинк, медь, золото) В.И. Бойко придает тыловым образованиям барьерных рифов.

Выделенные рудоносные уровни представляют собой региональные пласты коллекторы. Всем рудопроявлениям предшествует тектоническая фаза, связанная с поднятием областей эрозии и смыва в районе осевой части Большого Кавказа. Рудоносные горизонты четко зафиксированы базальными толщами (конгломераты, гравелиты, песчаники) с наличием растительной органики и перекрывающими карбонатными отложениями. Эрозионные продукты разрушения рудных месторождений осаждались в юрских бассейнах по периферии поднятий и формировали переотложенные рудные скопления и месторождения. По пути транспортировки шлихоустойчивая часть рудного материала (золото, благородные металлы, титан, цирконий, вольфрам) накапливались в кластогенной форме в мелководных прибрежных и шельфовых бассейнах. Другие металлы (медь, свинец, цинк, молибден, кобальт и др.) рассеивались или концентрировались на осадочных геохимических и гидродинамических барьерах как в процессе седиментогенеза, так и в диагенетическую и катагенетическую стадии литогенеза.

Общее развитие юрского осадочного бассейна представлено формированием следующих формационных комплексов: терригенного, карбонатно-терригенного, карбонатного, карбонатно-эвапоритового. На фоне такой последовательности осадкообразования выдержана четкая полиметаллическая и золоторудная специализация регионального оруденения. Последнее активизируется на фоне кратковременных фаз поднятий и активной эрозии центральной части Кавказа и проявлений магматической деятельности. Именно с этими событиями следует связывать поисковые модели и критерии оруденения. Геологи-

ческие особенности полиметаллического оруденения юрских толщ Кавказа позволяют проводить аналогию с известными месторождениями Миссисипского типа.

Источники рудного вещества.

В.Б. Черницин [14] обратил внимание на близость полиметаллического оруденения к центрам проявления аналогичного оруденения в палеозойских толщах Передового хребта. В таком случае источниками рудного вещества служат:

- терригенный аллотигенный рудный материал, привнесенный из областей денудации и размыва, в том числе и рудокласты;

- привнесенный растворенный рудный материал областей размыва, отложенный на геохимических барьерах келловейского яруса. Модель рудообразования представляется следующим образом. Наиболее металлоносные толщи докембрийские верхнепалеозойские и раннекембрийские толщи металлогенической зоны Передового хребта Центрального Кавказа активно эродировались в преааленское и предкелловейское время. Ряд металлоносных рудных полей, осадочных, магматогенных, гидротермальных и гидротермально-осадочных месторождений меди, полиметаллов, золота, благородных металлов были эродированы и разрушены в периоды глыбово-складчатых поднятий юрских толщ. Продукты разрушения рудных месторождений осаждались в юрских бассейнах по периферии поднятий и формировали переотложенные рудные скопления и месторождения. По пути транспортировки часть рудного материала (золото, благородные металлы, титан, цирконий, вольфрам) накапливались в кластогенной форме в мелководных прибрежных и шельфовых бассейнах. Другие металлы (медь, свинец, цинк, молибден, кобальт и др.) рассеивались или концентрировались на осадочных геохимических и гидродинамических барьерах как в процессе седиментогенеза, так и в диагенетическую и катагенетическую стадии литогенеза при латеральной миграции захороненных подземных вод.

Столь же обоснованными являются и другие источники оруденения:

- рудные элементы подстилающих черносланцевых толщ, привнесенные в пласт коллектор отжатыми, элизионными и термодегидратационными растворами;

- рудные элементы келловейских пород, мобилизованные на разных стадиях литогенеза (ката- мета и диагенеза);

- наложенные посткелловейские гидротермальные растворы в локальных участках пласта коллектора при пересечении его флюидоактивными тектоническими зонами, жильными и малыми магматическими телами позднекембрийского и альпийского магматизма.

Заключение и выводы

Анализируя некоторые теоретические и практические моменты вышеизложенного материала, нужно обратить внимание на следующее:

I. В теоретическом отношении рудная минерализация и оруденение юрских осадочных комплексов Северного Кавказа является полигенным и полихронным оруденением, идеальным полигоном для исследования последовательности рудогенных фаз литогенеза начиная от диагенеза и кончая термодегидратационной и наложенной гидротермальной деятельностью.

II. Широкое развитие оруденения в классических пластах коллекторах и одновременное проявление углеводородов в продуктивных толщах позволяют установить общие закономерности литогенеза – аналогию рудообразования и формирование углеводородного сырья.

III. Базальный горизонт келловейского яруса по всему Северному Кавказу является региональным сульфидным геохимическим барьером. В пределах геохимического барьера обеспечена локальная и региональная свободная циркуляция рудоносных захороненных вод, термодегидратационных и наложенных гидротермальных растворов, обогащенных металлами и отжатых из подстилающих черносланцевых толщ лейаса и доггера.

IV. Стратиформное полиметаллическое, свинцовое, цинковое и золоторудное оруденение, приуроченное к юрским терригенным и терригенно-карбонатным толщам, имеет площадное распространение (десятки и сотни квадратных километров). При относительно небольших содержаниях рудных элементов запасы их весьма значительны и представляют потенциальную промышленную ценность (большеобъемные, площадные месторождения). При хорошей обнаженности продуктивных толщ необходимо, в первую очередь, провести площадные топоминералогические поисковые и оценочные исследования известных рудопроявлений с целью изучения закономерностей концентрации рудных масс и выявления наиболее богатых участков с рекомендацией постановки на них поисково-разведочных работ. Необходима генетическая типизация и классификация рудных объектов, создание их поисковых моделей.

V. На примере осадочных комплексов и рудной минерализации представляется широкая возможность отработки методических основ прогноза и поисков разнотипного и комплексного оруденения осадочных толщ [1].

Литература

1. Богуш И.А., Рабинович А.Л., Веселовский Н.В. Генетические особенности и изотопный состав серы сульфидов келловейского яруса Северно1974, Т.16, №4, С. 70 - 76.
2. Богуш И.А. Литологические особенности и предпосылки осадочного оруденения келловейского яруса Кавказа // Осадочные породы, полезные ископаемые и почвы, процессы гипергенеза. Тр. Всеросс. конф. Ростов н/Д, 27-29 июня 2007, Ростов н/Д.: Изд-во СКНЦ ВШ, 2007, С. 65-69.
3. Богуш И.А., Черкашин В.И. Новый тип колчеданного оруденения на Северном Кавказе // Геодинамические и генетические модели рудных месторождений: Сборник научных статей, Ростов н/Д: Изд-во ЮНЦ РАН, 2007, С. 55-63
4. Богуш И.А., Черкашин В.И. Литолого-стратиграфический фазовый метод прогноза и поисков стратиформных месторождений // Геология и нефтеносность Юга России, Институт геологии ДНЦ РАН, Сб. науч. тр. Вып 52, Махачкала 2008, С. 26-28
5. Бойко Н.И. Металлогенические особенности потенциального мезмайского рудного поля (Северный Кавказ) // Известия высших учебных заведений, Геология и разведка, 2006, №1, С. 43-47.
6. Бойко Н.И. О золоторудной минерализации в позднеюрских рифогенных образованиях Северного Кавказа // Докл. РАН, 2000, Т. 370, № 3, С. 350-352.
7. Металлогеническая карта Кавказа, Крыма и Карпат. Редакторы: Твалчрелидзе Г.А., Джанелидзе Т.В. Авторы: Р.Г.Кофман, Носов А.А., Носова Е.В., Науменко В.В. и др. Мингео СССР, КИМС. 1985.
8. Большой Кавказ в альпийскую эпоху, Под ред. Ю.Г.Леонова. -М.: ГЕОС, 2007, С. 317-337.
9. Пруцкий Н.И., Греков И.И., Баранов Г.И., Энна Н.Л. Геология и минерагения Северного Кавказа / Региональная геология и металлогения. № 25. 2005. С.-Петербург. Изд-во ВСЕГЕИ. –С. 27-38
10. Скрипченко Н.С. Гидротермально-осадочные полиметаллические руды известково-сланцевых формаций. –М.: Недра, 1980.
11. Черницин В.Б., Андрущук В.Л., Рубцов Н.Ф. Металлогенические зоны Центрального и Северо-Западного Кавказа. М.: «Недра». 1971, С. 208.
12. Япаскерт О.В. Основы учения о литогенезе. Учебное пособие, М.: Изд-во Моск. Ун-та, 2005, 379 с.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СЛЕДОВЫХ КОЛИЧЕСТВ ЗОЛОТА В ПРИРОДНЫХ ВОДАХ

*Абдуллаев М.Ш., Ахмедов М.И., Омардибиров О.М., Османова А.Р.
Институт геологии ДНЦ РАН, ООО МФ НПЦ «Подземгидроминерал»*

В природных водах в той или иной степени рассеяния присутствуют практически все элементы периодической системы Д.И. Менделеева. Однако на практике определяются далеко не все элементы вследствие неразработанности или малой чувствительности методов определения некоторых из них. Часть элементов характеризуется крайне малым содержанием и поэтому современными методами анализа обнаруживаются лишь в специфических типах природных вод, особенно это относится к микроэлементам и, в частности, к рассеянным, редким и благородным металлам.

Информация по содержанию редких и благородных металлов в природных водах, величина их кларков и основные формы нахождения ценных компонентов в водах представлены в таблице 1 [1].

Таблица 1
Концентрация РБМ в природных водах

Химический элемент	Кларк, весовые, %	Концентрация, мг/ дм ³		Основные формы нахождения в водах
		в морской воде*	в подземной воде**	
Литий	$6,5 \cdot 10^{-3}$	0,2	150,0	Li ⁺
Рубидий	$3,1 \cdot 10^{-2}$	0,12	0,01	Rb ⁺
Цезий	$7,0 \cdot 10^{-4}$	0,0005	0,2	Cs ⁺
Золото	$5,0 \cdot 10^{-7}$	0,000004	0,5	Коллоид
Серебро	$1,0 \cdot 10^{-5}$	0,0003	0,1	AgCl ₂ ⁻ ; AgCl ₃ ²⁻

* по Гольдбергу, ** по А.Щербакову

В последние годы много исследований направлено на изучение содержания золота в морской воде и возможности его промышленного извлечения. Концентрации золота в разных районах мирового океана не одинаковы. В среднем по океану принято, что содержание драгоценного металла в тонне воды равно 0,02 мг. Вероятно, в будущем придут к использованию морских вод для извлечения и благородных металлов [2].

Для определения содержания золота в таких водах необходимо проводить его концентрирование разными методами. Одним из таких методов является концентрирование на сорбентах. Наиболее распространенные сорбенты, применяемые для концентрирования благородных металлов - неорганические и природные сорбенты, синтетические иониты, оксид алюминия, обычная и модифицированная целлюлоза, ионообменные синтетические смолы, как на неорганической, так и на органополимерной основе. Работ, посвященных использованию неорганических сорбентов для концентрирования золота, за последние годы опубликовано относительно немного. Для этой цели традиционно применяют цеолиты, сульфиды, гидроксиды и оксиды ряда металлов (Ti, Fe, Zr и др.), а также активированные угли.

Методики концентрирования золота из цианистых растворов на углях различных марок (БАУ, каменноугольный активированный дробленый уголь КАД, гранулированный рекуперационный уголь АГ-2, АР-3, АГ-3) довольно многочисленны [3], однако наличие в пластовых попутных водах органических соединений и некоторых тяжелых металлов снижают абсорбционные свойства углей. Кроме этого угли не достаточно селективны и не обладают высокой чувствительностью.

Для концентрирования золота представляют интерес азотсодержащие сорбенты: аниониты аминного типа, волокнистые сорбенты на основе винилпиридинов [4] и содержащие группы α -фурилдиоксима [5], 8-оксихинолина [6] и др.

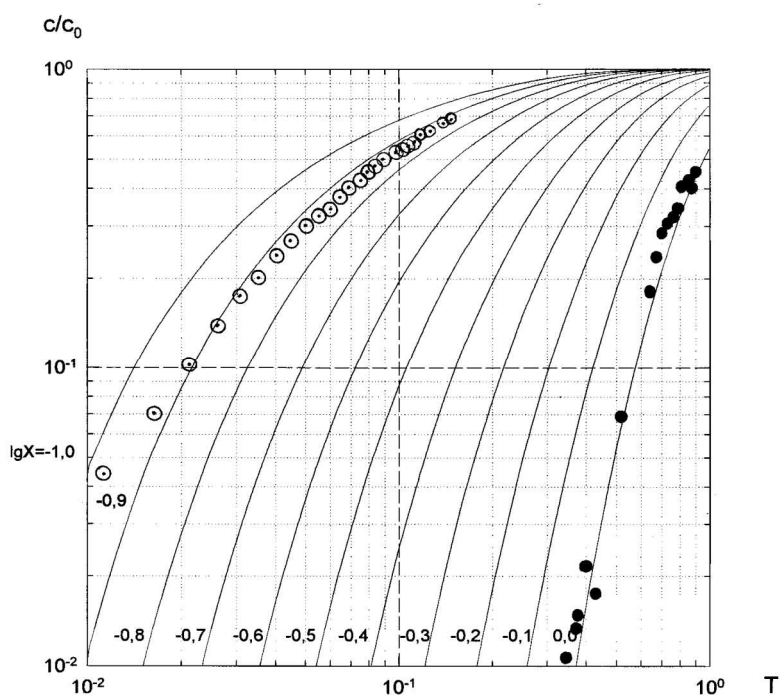
В середине 70-х годов появилась новая группа сорбентов – полиоргсы. Несомненным достоинством сорбентов этой группы является высокая емкость по отношению к пла-

тиновым металлам и золоту ($1 \cdot 10^1 - 1 \cdot 10^2$ мг/г) и их избирательность, причем благородные металлы количественно извлекали из растворов, содержащих до 200 г/л NaCl [7]. Благородные металлы определяли атомно-абсорбционным методом - в растворе после разложения сорбента-концентрата [8].

Влияние основных физико-химических параметров сорбционной системы на SE_{\max} и $K_{\text{конц}}$ исследовано ранее [9]. Показано, что существенное влияние на SE_{\max} оказывают не только термодинамические, но и кинетические параметры сорбции, обусловленные матрицей сорбента. Таким образом, несмотря на сходный химический состав полиакрилатных сорбентов, в динамических условиях золото может с различной эффективностью извлекаться на сорбентах, отличающихся структурой и размером пор, а также степенью сшивки.

Исследована сорбция золота (III) на полиакрилатном сорбенте Amberlite XAD-8. Степень извлечения золота на этом сорбенте из хлоридных растворов постоянна в широком интервале концентраций соляной кислоты, золото извлекается, в виде $NaAuCl_4$, за счет образования водородных связей между катионной частью - гидратированным протоном и эфирным кислородом полимерной матрицы. Золото количественно извлекается из растворов, содержащих до 200 г/л NaCl. Исследована кинетика сорбции и десорбции золота на Amberlite XAD-8. Золото десорбировали подкисленными соляной кислотой метанолом. Примечателен тот факт, что Amberlite XAD-8 выдерживает до 10000 циклов сорбции и десорбции, без изменения его характеристик.

Расчетные и экспериментальные динамические выходные кривые сорбции золота на Amberlite XAD-8 приведены на рис. 1.



Теоретические кривые при внутридиффузионной динамике и линейной изотерме сорбции (сплошные линии) и экспериментальные данные (точки).

$C_{Au}=1,0$ (○); $0,4$ (●) мкг/мл, $V=5,8$ (○); $4,0$ (●) мл/мин, $C_{HCl}=1$ М.

Рис. 1. Динамические выходные кривые золота при сорбции на полимере XAD-8.

Наблюдается удовлетворительное совпадение экспериментально полученных кривых с теоретическими, соответствующими внутридиффузионной динамике сорбции, кинетика сорбции золота в этом случае лимитируется скоростью диффузии металла в гранулах сорбента. Некоторое различие экспериментальных и расчетных значений на начальном участке динамических выходных кривых объясняется, видимо, тем, что в начале процесса градиенты концентраций в зерне сорбента велики и внутридиффузионный поток не является лимитирующим.

Для определения содержания золота была исследована попутная вода Вуктыльского нефте-газоконденсатного месторождения представляющего собой поликомпонентный рассол хлоридно-натриевого типа, с минерализацией до 250 г/дм³. Эту воду пропускали через колонку с сорбентом Amberlite XAD-8.

Далее сорбент промывали подкисленной соляной кислотой метиловым спиртом. Спиртовой раствор концентрата золота после промывки сорбента переносили в фарфоровую чашку и выпаривали до сухих солей. Для избавления от мешающего влияния органических соединений, полученный сухой остаток прокаливали в муфельной печи при температуре 500° С. Остаток растворяли в смеси кислот HCl и HNO₃ (3:1), раствор переводили в мерную колбу, вместимостью 25 см³ и разбавляли дистиллированной водой до метки.

В полученном растворе определяли содержание золота на атомно-абсорбционном спектрометре GBC SavantAA Σ, при атомизации в пламени ацетилен – воздух и коррекции фонового поглощения с использованием дейтериевой лампы.

В исследованной воде содержание золота составляло 0,04 мг/дм³.

Несмотря на относительно небольшое число опубликованных работ, использование обращенно-фазовых сорбентов для сорбционного концентрирования золота в природных водах на высоком солевом фоне представляется наиболее перспективным. Описанные результаты исследований дают основание предполагать, что эти сорбенты достаточно избирательны и обладают высокой степенью извлечения металлов и легко регенерируются.

Литература

1. Щербаков А.В. Геохимия термальных вод. – М.: Наука, 1968.
2. Максин В.И. Минерализованные воды - сырье для народного хозяйства. - Киев: Знание, 1988. – 15 с.
3. Тарасенко Ю.А., Марданенко В.К., Дударенко В.В., Багреев А.А., Трихлеб В.А. Сорбция хлоридных комплексов платины активированным углем // Журн. прикл. химии. - 1989. - №2. - С.305-309.
4. Павленко Л.И., Малофеева Г.И., Симонова Л.В. и др. // ЖАХ. – 1984. – №6. -С.1122-1129.
5. Мясоедова Г.В., Саввин С.Б. Хелатообразующие сорбенты. - М.: Наука, 1984.171 с.
6. Золотов Ю.А., Голованов В.И. Взаимное влияние элементов при экстракции их из хлоридных растворов. - М.: ГЕОХИ АН СССР, 1971.
7. Дементьев А.В., Антокольская И.И., Мясоедова Г.В., Кузьмин Н.М. Рентгенофлуоресцентное определение микроколичеств благородных металлов после их концентрирования на комплексобразующем сорбенте ПОЛИОРГС XI-Н // Журн. аналит. химии. - 1989. - Т.44. - №11. - С.2002-2006.
8. Швоева О.П., Кучава Г.П., Мясоедова Г.В., Саввин С.Б., Банных Л.Н., Жукова Н.Г., Гришина О.Н., Межиров М.С. Концентрирование золота и серебра на хелатном сорбенте ПОЛИОРГС XI-Н // Журн. аналит. химии. - 1985. - Т.40. - №9. - С.1606-1610.
9. Веницианов Е.В., Ковалев И.А., Цизин Г.И. Оптимизация динамического сорбционного концентрирования в аналитической химии. В сб. "Теория и практика сорбционных процессов". Воронежский государственный университет. 1998. Вып.23. С.24-40.

КРУПНООБЪЕМНОЕ ЗОЛОТОЕ ОРУДЕНЕНИЕ КУРУШ-МАЗИНСКОГО РУДНОГО УЗЛА В ДАГЕСТАНЕ (вещественный состав и минералого-геохимические особенности)

Багатаев Р.М.

Управление по недропользованию по РД Роснедра Минприроды России

По историческим сведениям изучения геологии и полезных ископаемых региона золото на юго-восточном окончании Горного Дагестана (ГД) в сланцевой области установили К.И. Богданович (1902), а затем - В.В. Ренгартен (1927). В последующих результатах геологических исследований этой до сих пор слабо изученной горной территории сведе-

ния о коренной золотоносности получены попутно в процессе различных геологосъемочных работ, а также при поисках и разведке цветных металлов.

Поскольку данные о золотоносности устанавливаются в области, сложенной терригенными и вулканогенно-терригенными черносланцевыми формациями [1,3,4,5,7], в последние годы проводятся геологические исследования по выявлению крупнообъемного золотого оруденения в этих отложениях на Куруш-Мазинском рудном узле (КМРУ) в Южном Дагестане (ЮД). Он расположен на юго-восточном окончании Приводораздельной металлогенической зоны Большого Кавказа (БК), занимает площадь 160 км², сложен псаммо-псефитовыми отложениями тоар-ааленского терригенного комплекса, содержащими дайки восточного окончания Кахетинского диабазового пояса, а также множество рудопроявлений в виде различных кварц-сульфидных прожилков, жил и зон трещиновато-дробленных пород [2,6,8].

Анализом и обобщением фондовых материалов, полевыми геологическими и лабораторными исследованиями 2007-2012 гг. получены новые данные вещественного состава и минералого-геохимических особенностей золото-сульфидного оруденения данного рудного узла.

В ИГМ СО РАН (г. Новосибирск) образцы руд и горных пород различных участков КМРУ изучены макроскопически под бинокляром, а из образцов, содержащих рудные минералы изготовлены полированные аншлифы (77 шт.), прозрачные шлифы (5 шт.) и полированные прозрачные пластинки (5 шт.), которые были изучены под микроскопом. Состав минералов определен микрозондом («Camebax-micro»), а они сами установлены минераграфическим методом и рентгеноструктурным анализом, геохимические особенности руд изучались атомно-абсорбционным, количественным и полуколичественным спектральным анализом (АЦ ИГМ СО РАН, г. Новосибирск, АЦ Института геохимии СО РАН, г. Иркутск), изучение форм нахождения золота в рудах проводилось методом сцинтилляционного анализа (АЦ Института геохимии СО РАН, г. Иркутск).

Проведенные минералогические исследования установили, что руды КМРУ в основном сложены пиритом, галенитом, сфалеритом, а также включают халькопирит, арсенипирит, пирротин, вюртцит, марказит, гематит, лимонит и блеклую руду. В них значительны выделения нерудных минералов - кварца и карбонатов.

В окисленных местах рудопроявлений установлены гипергенные минералы: гидрокислы железа, ярозит, малахит, азурит, каолинит.

В целом минеральный состав руд КМРУ характеризуется не большим разнообразием.

Пирит, как установил И.А. Богуш (2008), представляется тремя генерациями (1,2,3). Пирит-1 характеризуется как осадочно-диагенетический, в основном наблюдается рассеянной вкрапленностью, изредка образует гнёзда и желваки во вмещающих сланцах. Микроскопически исследования также устанавливают вкрапленность различной густоты, достигающая до пиритной цементации обломочного не окатанного материала с образованием мелких линз практически сплошного пирита с лестничными (по Н.С. Скрипченко) трещинами, свидетельствующими о диагенетическом изменении сульфидного осадка. Лестничные трещины образуются также и по нерудным частицам, которые, по всей вероятности, представляют собой глинистые микроокатыши, испытавшие на себе процессы диагенеза.

Нередко пирит-1 представлен отдельными глобулярными выделениями (фрамбоидами) размером не более 5-10 мкм и их кучными скоплениями. Кроме того, он замещает растительный детрит и ему характерна фоссилизация по органическим остаткам.

Изредка в составе обломков встречаются зёрна и вкрапленность сфалерита и халькопирита. Примечательно, что сфалерит и халькопирит не распространяются за пределы пиритного зерна. В полях густой пиритизации сохраняются не содержащие пирита линзовидные фрагменты сланца.

Пирит-2 в своей основе имеет наложенный на пирит-1 характер, в ряде случаев он встречается в сочетании с халькопиритом и сфалеритом даже в составе микроскопических гнёзд. Вкрапленные кристаллы пирита нередко имеют идиоморфные очертания, в своей массе часто брекчирован с кварцевым базисным цементом и со сфалеритовой базисной цементацией обломков и катаклазирован с развитием кварца по трещинам катаклаза. Равно катаклазирован бывает и вмещающий кварцевый базис с развитием микробрекчированного кварца и пирита по трещинам катаклаза; трещины катаклаза в пиритной массе имеют различную ориентацию, но преобладает направление, выявляемое макроскопически, т.е. субперпендикулярно ориентации пиритных жил.

Масса жильного пирита, макроскопически представляющаяся сплошной, при более детальном рассмотрении оказывается сложенной отдельными агрегатами пирита, отделёнными друг от друга кварцевым матриксом. Пирит в кварцевом матриксе образует различную вкрапленность (от тонкой до густой). Идиобласты пирита нередко корродируются кварцем, который часто развивается по катаклазу; степень корродированности пиритных агрегатов бывает достаточно высокой – вплоть до образования реликтовых фрагментов пирита, ориентировкой своей обрисовывающих контур прежде существовавшего пиритного зерна. По трещинам катаклаза нередко развивается кварц, сфалерит и вюртцит.

Травлением в исключительных случаях внутри кристаллов и кристаллических агрегатов выявляется заметный слабо рисунок зонального строения с зональностью 1-го рода (по С.Н. Иванову).

Пирит-3 встречается в метасоматически измененных породах и в кварцевых прожилках. Наблюдается в виде прожилков и вкрапленности, а в массе окварцованных и альбитизированных пород образует редкие метакристаллы кубической формы и их сростки.

Проведенные микрозондовые исследования пирита показали характерную примесь As в пиритах при максимальном содержании 1,77 мас. %. Среднее содержание по 69 анализам составило 0,21 мас. %. Характерно, что повышенные содержания мышьяка в пиритах установлены в рудных пробах с такими же содержаниями золота, серебра и сурьмы. Интересным фактом является присутствие Ni в качестве небольшой примеси в пиритах из двух проб, где её содержание достигает 0,27 мас. %, при среднем содержании по 13 анализам 0,12 мас. %. В пиритах из остальных проб Ni либо не фиксировалась вообще, либо его содержания находились за пределами обнаружения.

Галенит встречается в виде ксеноморфных, нередко при этом препарируя дефекты кристаллов нерудных минералов. Нередко рисунок контакта галенита с пиритом говорит о том, что галенит развивается по пириту, в ряде случаев галенит также образует включения в метакристаллах пирита. Иногда галенит развивается по сфалериту.

В исследованных рудных образцах практически не встречено гнёзд галенита, эродированных кварцем и пиритом – напротив, галенит развивается среди агрегатов и идиобласт указанных минералов, о чём свидетельствуют закруглённые вершины кристаллов пирита, контактирующих с галенитом, и слабо закруглённые вершины идиоморфных кристаллов кварца. Однако как единичные встречаются случаи, когда кварц и нерудные минералы препарируют спайность галенита.

По трещинам спайности галенита в ряде случаев развивается вюртцит. Наряду с этим обособления сфалерита (вюртцита?), заполняющие трещины в галените, нередко оказываются отороченными регенерационной каймой галенита. Также есть контакты галенита и сфалерита, которые свидетельствуют о наложении галенита на сфалерит.

Галениты характеризуются весьма постоянным составом. Из элементов примесей было обнаружено только Ag в количестве 1,64 мас. % в пробе участка Перевальный.

Сфалерит представлен ксеноморфными гнёздами клейофана и марматита, нередко содержащими тонкую эмульсиевидную вкрапленность халькопирита – следы распада твёрдых растворов и корродирующий зёрна пирита. Сфалерит заполняет интерстиции между кристаллами пирита, но пробивается жилами кварца, разъедающими как сфалерит, так и пирит.

Нередко коррозия кварцем сфалерита приводит к образованию его реликтовых гнёзд («географических» очертаний). Иногда сфалерит служит цементом в брекчированном пирите. Изредка встречаются атолловидные текстуры, ядро которых сложено сфалеритом, а периферия – кварцем или пиритом.

Сфалерит по своему составу является маложелезистой разностью. Содержание Fe варьирует в диапазоне 8,72-0,68 мас. %, при среднем содержании 5,15 мас. % по 29 анализам. Присутствие в виде «следов» зафиксировано для Cd, что является весьма характерно для этого минерала во всех пробах.

Халькопирит в составе рудной минерализации находится в подчинённом количестве. В ряде случаев по халькопириту имеет место побежалость, изредка развит ковеллин. Халькопирит встречается как в виде отдельных ксеноморфных гнёзд в кварце, пирите и сфалерите, так и в виде тонкой эмульсиевидной вкрапленности в сфалеритовом базисе, характерной для фигур распада твёрдых растворов.

Часто халькопирит встречается в интерстициальных полостях внутри агрегатов пирита и сфалерита. Развивается халькопирит по катаклазу, в ходе диафтореза ремобилизуясь из эмульсиевидной вкрапленности, иногда халькопирит развивается по пириту, имеющему параллельно-пластинчатую ориентировку трещин и в ряде случаев существенно коррозивирует пирит.

В некоторых случаях с таким халькопиритом соседствует также ксеноморфный галенит, содержащий гнёзда халькопирита, которые приурочены к контакту галенита и сфалерита.

Вюртцит развивается по трещинам в пиритовых зернах, нередко образует «колломорфные» структуры в трещинах пиритного агрегата, и в ходе диафтореза образует колломорфные агрегаты и в трещинах сфалерита; вюртцит образует также скорлуповидные агрегаты в ассоциации с пиритом, халькопиритом и галенитом. В случае образования атолловидных структур вюртцит оторачивает как халькопирит так и галенит. Иногда встречается аутигенный вюртцит.

Блеклая руда установлена лишь в рудных пробах отличающихся повышенными содержаниями золота. Интересным фактом является обнаружение блеклой руды в галените, формировавшейся, вероятно, близко одновременно с галенитом. По химическому составу она соответствует фрейбергиту (Ag-содержащей разности тетраэдрита).

Более углубленные исследования проведены в отношении самородного золота и серебра в рудопроявлениях КМРУ, а их результаты следующие.

Золото в основном содержится в сульфидах, невидимо в световых микроскопах находясь в субмикроскопическом виде. Крайне редко оно обнаруживается микронными выделениями в кварцевом цементе брекчии, содержащим пирит-3, халькопирит и сфалерит, а в интерстиции мелких друз кварца наблюдается галенит. Судя по цвету, золото относительно низкопробное, вплоть до кюстелита. Сцинтилляционным атомно-эмиссионным анализом установлено, что доля частиц золота размером менее 2 мкм составляет более 90 %.

Разными методами золото в значимых количествах установлено в пробах брекчированных пород или содержащих прожилково-вкрапленную полиметаллическую минерализацию. Причем, значимой корреляции Au с Pb, Zn и Cu не наблюдается, характерен лишь высокий уровень (более 0,1-0,2 %) содержания полиметаллов в золотосодержащих пробах. Более высокий коэффициент (0,7-0,8) корреляции золота устанавливается с мышьяком и серебром. Это согласуется с повышенными содержаниями мышьяка в пирите из золотосодержащих проб и присутствием в рудах незначительных количеств арсенопирита. Другие элементы значимых корреляционных связей с золотом не выявляют.

Учитывая значимую связь золота с мышьяком, более детально изучена проба из участка Мукеркам, в которой установлены высокие содержания золота (16,4 г/т) и мышьяка (1,73%). Поскольку в ней золото и минералы мышьяка не были установлены при минералогических исследованиях, изучены специально подготовленные препараты (микро-

аншлифы и шлих из протоочки) на электронном сканирующем микроскопе с энергодисперсной приставкой KeveX. В ходе этих исследований в препаратах установлены мелкие (5-8 мкм) частицы золота изометричной и пленочной формы, а также арсенопирит двух разновидностей: удлиненно призматический (12 мкм по длинной оси) и неправильной формы тонкозернистого агрегата размером до 14 мкм. Последняя разновидность была установлена в виде включений в жильном кварце, удлиненно призматический арсенопирит в виде вкрапленности в гидротермально измененной вмещающей породе. Частицы самородного золота и арсенопирита диагностированы по их составу, определенным на энергодисперсной приставке KeveX.

Таким образом, проведенные минералогические и геохимические исследования показали, что наиболее тесные корреляционные связи золота с мышьяком определяются его ассоциацией с мышьяк содержащим пиритом и арсенопиритом. Это позволяет использовать геохимические ореолы мышьяка в качестве надежного поискового признака коренного золотого оруденения. В контурах таких ореолов золотая минерализация пространственно связана с зонами дробления и расланцевания пород, в которых проявлена полиметаллическая минерализация.

Серебро определяется в минералах и его содержание значительное – 15-17 г/т. При этом доля его крупных частиц составляет 50-80 %. Для серебра более тесные корреляционные связи устанавливаются, кроме золота, с сурьмой и медью (0,5-0,7), а также свинцом. Это связано с тем, что основными минералами-носителями серебра в рудах являются сурьмяная блеклая руда (фрейбергит) и серебросодержащий галенит.

Изучение прозрачных шлифов и выполненный фазовый рентгеноструктурный анализ некоторых образцов показали, что гидротермально измененные породы из минерализованных зон КМРУ состоят в основном из кварца, слюды (серицита), карбоната и пирита (табл.1) и их можно отнести к метасоматитам типа березитов.

Таблица 1.

Результаты фазового рентгеноструктурного анализа гидротермально измененных пород

Участок	Проба	Минеральный состав
Перевальный	Брекчированные аргиллиты с пирит-кварцевыми прожилками	Основная фаза - кварц, слюда, кальцит, пирит примесь галенита, сидерита, следы хлорита
	Брекчированные аргиллиты с пирит-кварцевыми прожилками	Основная фаза - кварц, пирит, слюда, каолинит, второстепенные - галенит, сидерит, следы хлорита
Рогданчай	Метасоматит по диабазу	Основная фаза - кварц, слюда мусковитового типа, анкерит, пирит, реликты плагиоклаза
Сельды-север	Метасоматит с сульфидами (частично окисленный)	Основная фаза - кварц, слюда мусковитового типа, пирит, карбонат, примесь ярозита и анатаза, КПШ, следы хлорита, каолинита и смектита

Формы нахождения золота и размерности частиц самородных металлов. С помощью сцинтилляционного атомно-эмиссионного анализа на Au и Ag установлено, что практически все частицы самородного золота в пробах характеризуются размерами в основном в интервале 2-6 мкм. В пробах с повышенными содержаниями золота устанавливаются более крупные его частицы (фракции 6-10 и 10-16 мкм). Мельчайший размер частиц самородного золота не позволил выделить его для проведения микронзондового анализа. Сцинтилляционный анализ позволяет определять содержание золота в порошке проб по количеству и объему его частиц, размер которых превышает 2 мкм. Поэтому установленные этим методом содержания золота являются заниженными, по отношению к данным атомно-абсорбционного и золото-спектрометрического анализа, так как частицы фракции менее 2 мкм при сцинтилляционном анализе не учитываются. В тоже время определения содержания золота по интегральным спектрам для всех частиц да-

ют более высокие содержания, сопоставимые с данными золото-спектрометрического и атомно-абсорбционного анализов.

Полученные по различным методикам результаты определения серебра в одних и тех же пробах хорошо повторяют друг друга. Логически понятно, что в выделенных мономинеральных пробах пирита и галенита серебра оказывается больше, например, пробе пирита участка Мукеркам. Распределение серебряных частиц по размерам тоже вполне логично: с увеличением содержания Ag доля крупных частиц растёт, достигая 50-80 %. Так как в пробах были установлены большие содержания серебра (верхняя граница определения составляет 15-17 г/т) пробы повторно анализировались при разбавлении в 5 раз материалом стандартного образца СГ-2 (гранит). Анализ разбавленных проб подтвердил установленные содержания серебра в пиритах.

Однако для результатов определения золота картина оказалась принципиально иной.

Необходимо отметить, что для всех результатов сцинтилляционного анализа характерно значительное занижение содержания золота (на 1-2 порядка) по сравнению с использованием интегральных аналитических сигналов. Для разбавленных проб этот эффект тоже имеет место. Известно, что сцинтилляционный анализ хорошо работает, когда размер частиц золота превышает 2 мкм. Естественно, что и оценка содержания оказывается значительно ниже, если доля очень мелких частиц будет большой. Поэтому для проб, в которых мы наблюдаем большие расхождения в оценке содержания золота, доля частиц размером значительно менее 2 мкм составляет более 90%.

Таким образом, проведенное изучение форм нахождения золота и размерности частиц самородных металлов в рудах с помощью сцинтилляционного атомно-эмиссионного анализа, а исследование тонкодисперсного золота также на электронном сканирующем микроскопе с энергодисперсной приставкой Kevex позволили установить, что основная форма нахождения золота в рудах - самородная, представленная тонкодисперсными фракциями. В количественном отношении среди установленных частиц преобладает фракция 2-6 мкм, в некоторых пробах отмечается незначительное количество частиц размером 6-10 мкм, еще реже частицы более крупных фракций. Исключение составляет одна проба, в которой преобладают фракция 6-10 мкм (70-77%) и в ней установлены наиболее высокие содержания золота – 16,4 г/т., а при изучении препаратов из этой пробы на электронном сканирующем микроскопе с энергодисперсной приставкой Kevex установлены тонкие (5-8 мкм) частицы золота изометричной и пленочной формы. Две частицы золота изометричной формы и размером 8 и 15 мкм установлены этим же методом и в препаратах из пробы участка Перевальный.

Анализ с помощью сцинтилляционного атомно-эмиссионного анализа мономинеральных фракций пирита и галенита показал, что в пирите золото присутствует в больших количествах, чем в галените и оно представлено более крупными фракциями. Основной формой нахождения серебра в рудах является сульфидная (фрейбергит и галенит), что видно по анализам его содержаний в исходных породах и мономинеральных фракциях пирита и галенита, размерности его частиц по данным сцинтилляционного анализа и исследовании препаратов на электронном сканирующем микроскопе.

Флюидные включения, содержащиеся в кварце жильного оруднения участка Сумрайкам, исследованы методами крио- и термометрии (микротермокамера THMSG-600 фирмы "Linkam" с диапазоном измерений $-196 + 600^{\circ}$ C). Образцы руды представлены кварцем с полисульфидной (пирит-галенит-сфалерит-халькопирит) минерализацией.

В кварце присутствует множество мелких (10 мкм и менее) двухфазных флюидных включений, содержащих водно-солевой раствор и небольшой пузырь газа, а также однофазные флюидные включения, содержащие водно-солевой раствор и существенно газовые включения. В большинстве случаев они имеют неправильную форму. Первичные включения образуют зоны роста в кристаллах кварца. Вторичные и псевдвторичные флюидные включения располагаются по системам трещин в кварце. Присутствие двухфазных и газо-

вых включений в зонах роста кварца свидетельствует о гетерофазном состоянии рудообразующего флюида (рис.1).

Двухфазные включения в зонах роста кристаллов кварца при нагревании гомогенизируются в интервале температур 135-100° С. Разброс температур гомогенизации первичных включений связан с захватом разных порций фаз гетерофазного рудообразующего флюида. Псевдоторичные двухфазные включения гомогенизируются при 100-95° С. Охлаждение включений до низких температур (-197° С) приводит к образованию в них фазы льда и эвтектики. Эвтектика плавится при 23 - 22° С, что типично для водно-солевых систем содержащих хлориды Na и K [+]. Плавление льда происходит в интервале температур -5,3 -1,5° С, что соответствует общей концентрации солей 7,8-1,7 мас.% в NaCl эквиваленте. Газовые включения содержат низкоплотную газовую фазу, представленную преимущественно парами воды, так как исследование состава газовой фазы включений методом КР-спектроскопии не обнаружило присутствия достаточно плотной газовой фазы.

Таким образом, в формировании золото-сульфидных кварцевых жил принимали участие гетерофазные низкотемпературные (140—95° С) хлоридные гидротермальные растворы с низкой и умеренной концентрацией солей.

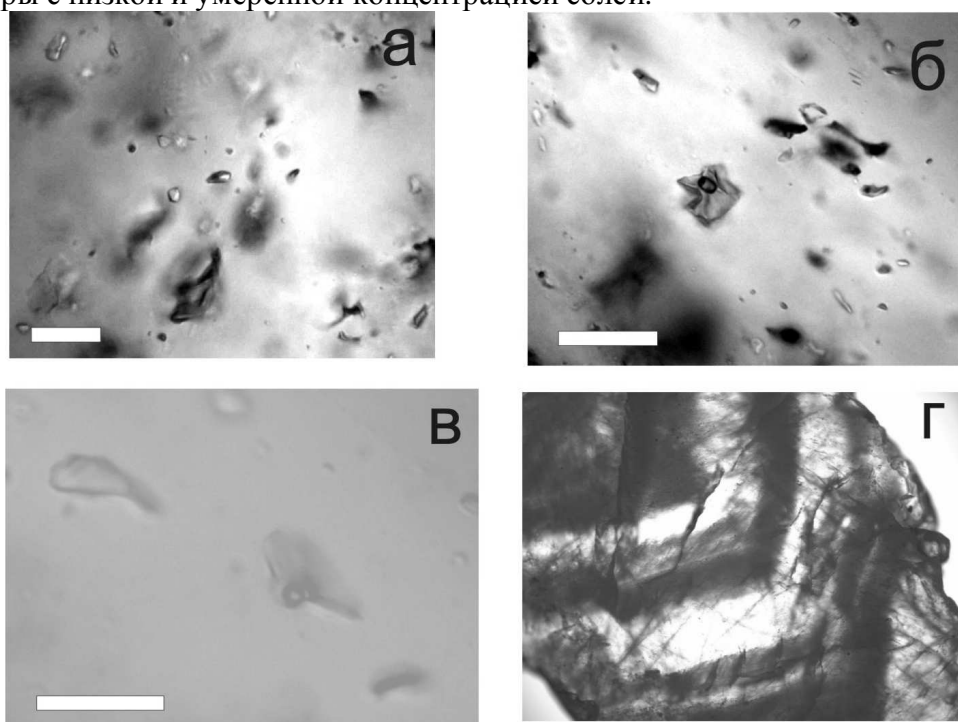


Рис. 1. Включения в кварце полисульфидной минеральной ассоциации. Двухфазные, однофазные и газовые первичные и псевдоторичные флюидные включения (а, б, в), зоны роста кристаллов кварца, трассируемые флюидными включениями (г). Линейка равна 10 мкм.

Новые данные с известными результатами ранее проведенных исследований по крупнообъемному золотому оруденению КМРУ в ЮД позволяют сделать следующие предварительные заключения.

1. Формационный тип – черносланцевый (терригенно-углеродистый).
2. Состав руд – золото-полиметаллический (золото-сульфидный).
3. Генетический тип оруденения – осадочно-гидротермальный.
4. Морфологический тип оруденения – преимущественно тонкодисперсный, рассеянно-вкрапленный.
5. Содержание РОВ – примерно 1-2 %.
6. Генетический тип РОВ – смешанный, сапропелово-гумусовый.
7. Мацеральный состав РОВ – преимущественно витренит (α , β , γ), фюзинит, альгинит.
8. Степень постдиагенетического преобразования РОВ – от полуантрацитовой (ПА) или начально-антрацитовой (А) до графитинитовой и графитовой.

9. Стадия, подстадия, градация, постдиагенетического преобразования РОВ и, в целом, пород – от раннего апокатагенеза (АК) или самой поздней градации мезокатагенеза (МКГ) до начального метаморфизма.

Литература

1. Ажгирей Г.Д., Баранов Г.И., Кропачев С.М., Панов Д.И., Седенко С.М. Геология большого Кавказа. М.: Недра, 1976, 263 с.
2. Бунин Г.Г. К вопросу металлогении Восточного Кавказа. Махачкала: Даг. филиал АН СССР, сборник статей ИГ, 1986, вып. 35, с. 38-48.
3. Геология и полезные ископаемые Большого Кавказа (ответственные редакторы Е.Е. Милановский и Н.В. Короновский). М.: Наука, 1987, 269 с.
4. Гончаров В.И., Богуш И.А. и др. Поисковые критерии и перспективы благородных металлов девонских черносланцевых толщ Северного Кавказа. Вестник Владикавказского научного центра, 2007, № 3, с. 19-24.
5. Маркус М.А. К вопросу о золоторудной площади Куруш и не только. Махачкала: ООО «ДИНЕМ», труды ИГ ДНЦ РАН, 2011, вып. 57, с. 84-87.
6. Пруцкий Н.И., Рудянов И. Ф., Энна Н. Л. Коренная золотоносность Северо-Кавказского региона. История изучения, основные результаты и рекомендации по направлению дальнейших исследований. Региональная геология и металлогения, 2006, № 29, с. 110-116.
7. Халифа-заде Ч.М., Магомедов А.М. Среднеюрские отложения восточной части Большого Кавказа. М.: Наука, 1982, 274 с.
8. Черкашин В.И., Мацапулин В.У. Минералого-геохимические особенности юрских рудных образований и металлогения Восточного Кавказа. Махачкала: ООО «ДИНЕМ», труды ИГ ДНЦ РАН, 2009, вып.54, 276 с.

ОСОБЕННОСТИ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ И ЛОКАЛИЗАЦИИ
ЗОЛОТО-СУЛЬФИДНОГО ОРУДЕНЕНИЯ ЧЕРНОСЛАНЦЕВЫХ ФОРМАЦИЙ
КУРУШ-МАЗИНСКОГО РУДНОГО УЗЛА В ДАГЕСТАНЕ

Багатаев Р.М., Юсуфов Р.Д., Гусейханов С.М.

*Управление по недропользованию по Республике Дагестан Роснедра Минприроды
России, ГУП РЦ Дагестангеомониторинг*

В последние годы проводятся геологические исследования по выявлению крупно-объемного золотого оруденения, локализованного в терригенные и вулканогенно-терригенные черносланцевые формации на Куруш-Мазинском рудном узле (КМРУ) в Южном Дагестане (ЮД) [1,7,9]. Ранее в его пределах эпизодически проводились поисковые работы на жильное полиметаллическое оруденение, ограниченные объемы которых не могли привести к каким-либо заметным результатам. При этом геологические исследования в основном касались одних и тех же рудопроявлений, обнаженных в долинах притоков реки Чехичай, а золото как попутный компонент полиметаллических руд определялось далеко не во всех пробах (С.М. Рыпинский и др., 1966; Н.Т. Романов и др., 1978).

КМРУ расположен на юго-восточном окончании Приводораздельной металлогенической зоны Большого Кавказа (БК), занимает площадь 160 км², сложен псаммопсефитовыми отложениями тоар-ааленского терригенного комплекса, содержащими дайки восточного окончания Кахетинского диабазового пояса, а также множество рудопроявлений в виде различных кварц-сульфидных жил и зон трещиновато-дробленных пород [5,10].

В геолого-структурном плане КМРУ находится в области пересечения двух систем глубинных разломов: общекавказской и субмеридиональной ориентировки. Первые объединяют серию продольных долгоживущих тектонических разломов в чехле, таких как Хновский, Ахтычайский, Даличайский и др. Ахтычайский разлом рассматривается как консидементационный, проходящий вблизи осевой части рифта. А два других - сформированные в период складкообразования, последующего интрузивного магматизма, а также процессов регенерации первичных колчеданных руд. Следовательно, эти разрывные

нарушения, вероятно, играли непосредственную роль в образовании и локализации оруденения цветных металлов и золота данного рудного узла [2,6].

На площади КМРУ выделяются две параллельно расположенные линейные антиклинальные складки сложного строения, к осевым частям которых приурочены различные участки с жильными полиметаллическими рудопроявлениями. В пределах южной (Мукеркамской) антиклинали рассматриваются Перевальный, Скалистый, Рагданчайский, Вахчагчайский, Сельдынский и др., а к северной (Ихирской) - Джиг-Джигский, Ихирский и Сельдынский Северный участки. В соответствии с их размещением Н.Т. Романов и Ю.Я. Черненко (1979) выделили 6 рудных зон, содержащих золото 0,1-9 г/т и серебро – 0,1-83 г/т, по которым в 2007-2010 гг. выполнено аналитическое обобщение и проведены некоторые поверхностные работы в составе объекта «Оценка ресурсного потенциала благородных и цветных металлов терригенных и вулканогенно-терригенных комплексов Горного Дагестана».

Таким образом, к началу поисковых работ (2010) на крупнообъемное золотое оруденение известное в пределах КМРУ однотипные по структурному положению, условиям залегания и морфологии единые рудоносные зоны оказались изученными лишь на локальных проявлениях. Проведенные здесь в последние 2-3 года работы позволили охарактеризовать морфологию рудоносных зон, детализовать структурные особенности, уточнить условия формирования и локализации оруденения.

На поверхности рудного узла наблюдаются очевидные элементы складчато-разрывных структур как следствие тангенциальных сжимающих усилий [3,4,8]. Например, мелкие складчатые структуры имеют флексурное и стулообразное строение, сильно опрокинуты к северу, наблюдаются переходы конгломератового слоя с одного блока в другой, отмечаются характерная разгрузка напряженного состояния в зонах интенсивной складчатости с преобладанием трещин послойных срывов и т.п.

Складчатая структура *Мукеркамская антиклиналь*, в пределах которой проводятся основные поисковые работы, имеет северо-западную ориентировку и погружается к юго-востоку. Свод антиклинали - двугорбовый - синклиналиная складка разделяет его на два ядра. Характерной особенностью структуры является ее асимметрия (как и осложняющих складок). Северные крылья антиклинальных складок более крутые (Аз. пад. 10-30°, угол – 65-85°), а южные более пологие (Аз. пад. 190-240°, угол – 40-65°), что свидетельствует о формировании складки при боковом давлении с юго-запада на северо-восток. При этом крылья структуры осложнены мелкими линейными зонами смятия и дробления, образующихся при межформационном проскальзывании пластов сопровождающим формирование складчатых структур при боковом стрессе. Одновременно в своде и крыльях северо-восточного ядра антиклинали образуется веерная система продольных трещин-разрывов сближающихся к осевой плоскости на глубине и расходящихся по восстанию. В сводовой части антиклинали образуются также пологие срывы и зоны трещиноватости продолжающиеся в сторону асимметрично запрокинутого северо-восточного крыла. Все эти системы тектонических нарушений оказываются впоследствии или синхронно залечены рудными и жильными материалами.

В соответствии с локализацией оруденения по отношению к залеганию вмещающих пород выделяются секущего, согласного и комбинированного (согласно-секущего) структурно-морфологического типа рудоносные зоны, различно представленные на исследованных участках КМРУ (рис. 1).

Формирование *секущих рудоносных зон* обусловлено локализацией оруденения в сложные протяженные зоны разрывных тектонических нарушений вмещающих пород. Такого структурного типа рудоносные зоны выделяются и обстоятельно исследованы на участках Скалистый, Сумрайкам, Мукеркам и др., где они естественно обнажены в долинах ручеек и вскрыты поверхностными расчистками, канавами и керновыми скважинами. Тяготее к присводовой части северо-восточного ядра Мукеркамской антиклинали, они в основном локализуются вдоль продольно вытянутых штокверков, связанных с разрыв-

ными трещинами юго-западного падения, а так же в локальные участки межформационного смятия и мелкой трещиноватости вмещающих пород.

Характерной и часто наблюдаемой особенностью секущих нарушений является представление их в виде всброса-сдвигов. При этом вследствие определенных послойных перемещений в толще пород наблюдается ступенчатость в строении разрывных зон локализации оруденения. Соответственно условия его локализации определяются структурно-тектоническими факторами. По простиранию и падению этих нарушений на разных участках наблюдаются различные геолого-структурные условия концентрации золото-сульфидных руд.

Формирование *согласных рудоносных зон* обусловлено локализацией оруденения в зоны расланцевания и трещиноватости внутри песчано-глинистых толщ. Они выделены на участке Перевальный, характеризуются сложным прожилково-гнездовым кварц-сульфидным оруденением, мощностью 1-2 м. Вскрытые канавами № 2 и № 3-а части двух рудоносных зон согласного типа, соответственно, представились шириной - 16,2 м с содержанием золота 2,53 г/т и 6 м - 2,54 г/т. Между ними залегает пласт песчаников малой мощности (1-2,5 м).

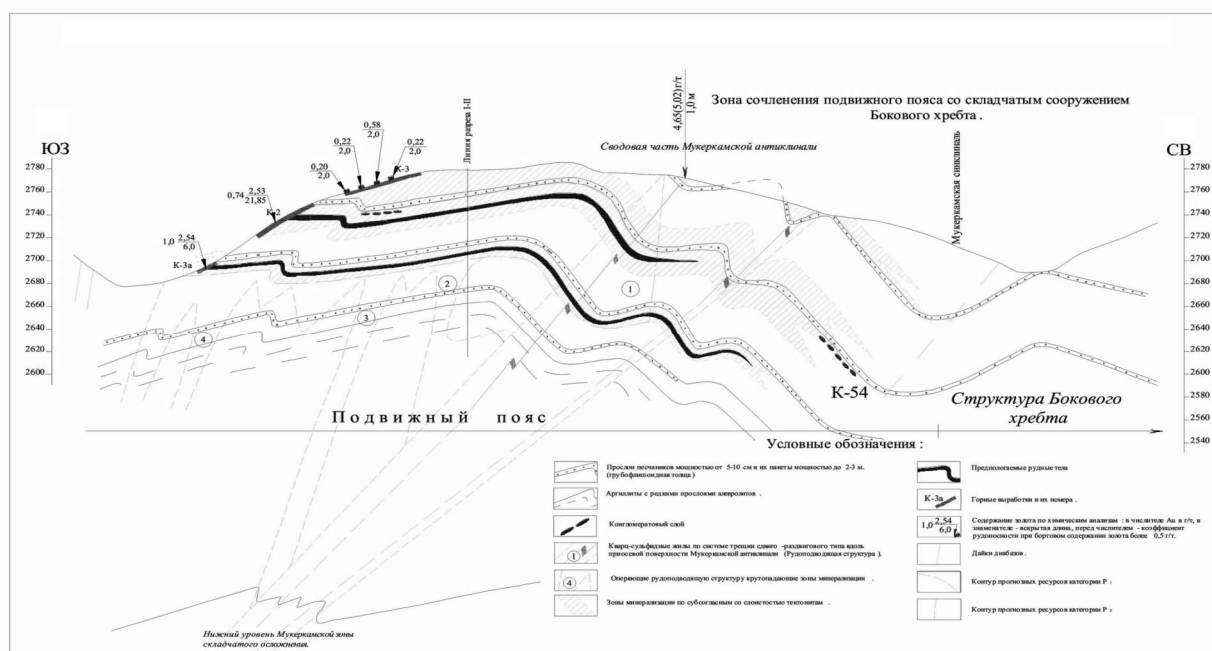


Рис. 1. Обобщенная схематическая модель локализации золото-сульфидного оруденения черносланцевых формаций Куруш-Мазинского рудного узла в Южном Дагестане.

Комбинированные (согласно-секущие) рудоносные зоны - эти пересечения (сопряжения) секущих и согласных геолого-структурных типов локализации оруденения. Данный тип рудоносных зон характеризуются наиболее сложными структурно-морфологическими особенностями и внутренним строением из-за того, что в них выделяются различные системы трещинных структур и места дробления пород, характерные как секущим, так и согласным зонам локализации золото-сульфидного оруденения.

Литература

1. Ажгирей Г.Д., Баранов Г.И., Кропачев С.М., Панов Д.И., Седенко С.М. Геология большого Кавказа. М.: Недра, 1976, 263 с.
2. Багатаев Р.М., Сулейманов А.К., Нечаев Ю.В. и др. Отображение глубинных структур Дагестана в поле тектонической раздробленности литосферы. Электронный научно-информационный журнал Вестник отделения наук о Земле РАН, №1(21), 2003.
3. Большой Кавказ в альпийскую эпоху (под редакцией Ю.Г. Леонова). М.: Геос. 2007. 368 с.
4. Геология и полезные ископаемые Большого Кавказа (ответственные редакторы Е.Е. Милановский и Н.В. Короновский). М.: Наука, 1987, 269 с.

5. Колчеданные месторождения Большого Кавказа (ответственный редактор В.И. Смирнов). М.: Недра, 1973, 256 с.
6. Маркус М.А. Долгоживущие структуры Восточного Кавказа. Советская геология, 1986, № 10, с. 63-69.
7. Пруцкий Н. И., Рудянов И. Ф., Энна Н. Л. Коренная золотоносность Северо-Кавказского региона. История изучения, основные результаты и рекомендации по направлению дальнейших исследований. Региональная геология и металлогения, 2006, № 29, с. 110-116.
8. Скрипченко Н.С. Пруцкий Н.И. Проблемы геодинамики и металлогении Большого Кавказа. Региональная геология и металлогения, 2005, № 25, с. 39-51.
9. Халифа-заде Ч.М., Магомедов А.М. Среднеюрские отложения восточной части Большого Кавказа. М.: Наука, 1982, 274 с.
10. Черницын В.Б. Металлогения Большого Кавказа. М.: Недра, 1977, 191с.
11. Шолпо В.Н. Альпийская геодинамика Большого Кавказа. М.: Недра, 1978, 176 с.

УГЛЕРОДИСТЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ ПОЗДНЕГО СЕНОМАНА ВОСТОЧНОГО КАВКАЗА – РЕГИОНАЛЬНОЕ ОТОБРАЖЕНИЕ ГЛОБАЛЬНОГО «АНОКСИЧЕСКОГО» СОБЫТИЯ ОАЕ 2

*Гаврилов Ю.О., Щербинина Е.А., Голованова О.В., Покровский Б.Г.
Геологический институт РАН*

В разрезах мела Северо-Восточного Перитетиса, и в частности Восточного Кавказа, прослеживается несколько обогащенных органическим веществом (ОВ) горизонтов, уверенно сопоставляемых с большинством выделяемых в настоящее время в других регионах Мира так называемых «аноксических событий» (Oceanic Anoxic Events, OAEs). Среди них наиболее ярко выражено событие, произошедшее в конце сеномана – ОАЕ 2 (Arthur, Schlanger, 1979; Arthur et al., 1987; Schlanger, Jenkyns, 1976; Schlanger et al., 1987 и др.), именуемое также как Bonarelli Event. Соответствующие ему отложения залегают как в толщах эпиконтинентальных морей разных континентов, так и большинства океанов, то есть это событие имело глобальный характер.

В пределах Горного Дагестана изучены 7 разрезов переходной зоны от сеномана к турону. Ранее, результаты исследования наиболее полного разреза «Аймаки» были опубликованы в работе [Гаврилов и др., 2009].

Во всех разрезах переходного от сеномана к турону интервала карбонатная толща турона по резкой эрозионной границе налегает на подстилающие отложения. В разных разрезах степень эрозии нижележащих отложений различна: в некоторых – верхние части сеномана отсутствуют (разрезы Акуша и перевал Леваша-Сергокала), в других - сохранилась даже часть нижнего турона (разрез Аймаки), где прослеживается постепенный переход от сеномана к отложениям нижнего турона. В разрезах Леваша, Цудахар (Карекадо-ни), Хаджалмахи верхний турон залегают на горизонте обогащенных ОВ отложений – сапропелитовом горизонте (СТ), но не срезает его.

Отложения разных разрезов накапливались в несколько различных фациальных обстановках. Соответственно, их строение, внутренняя структура, геохимические характеристики несколько различаются. Во всех разрезах, где присутствуют отложения события ОАЕ 2, они представлены, прежде всего, обогащенными органическим веществом глинистыми мергелями, мощность которых 0,5-0,8 м.

Стратиграфическое положение горизонта ОАЕ 2 по данным наннопланктона

Для установления точного стратиграфического положения сапропелитового горизонта в сеноман-туронских отложениях Е.А. Щербининой был изучен наннопланктон. В наиболее полном разрезе Аймаки наннопланктон в целом характеризуется невысоким обилием и видовым разнообразием, а также довольно плохой сохранностью, вследствие его частичного растворения в процессе диагенетических преобразований. В отложениях этого разреза, соответствующих “событию Бонарелли”, не происходит резкого сокращения численности и разнообразия карбонатного наннопланктона. Напротив, он характери-

зуются даже некоторым увеличением видового разнообразия и численности по сравнению с подстилающими и перекрывающими породами, что, видимо, связано с тем, что вмещающие отложения в большей степени подверглись диагенетической перекристаллизации, чем более глинистые осадки самого СГ. Обусловлено это тем, что в высокоуглеродистых осадках растворенное ОВ может образовывать вокруг карбонатных раковин организмов – мономолекулярные пленки, которые оказывали ингибирующее влияние на процессы растворения и осаждения карбонатов (Müller, Suess, 1977; Suess, 1970; 1973). Вместе с тем, в некоторых разрезах (например, Цудахар) в углеродистых отложениях наннопланктон отсутствует, что наблюдается также и в других частях Северо-Восточного Перитетиса, в частности, в Крыму.

Наиболее значимыми стратиграфическими событиями изученного интервала в разрезе Аймаки (рис. 1) являются исчезновение *Microstaurus chiastius* примерно в 4,5 м выше СГ, фиксирующее границу подзон CC10a/CC10b и отвечающее границе сеноманского и туронского ярусов, и появление *Quadrum gartneri* еще в 1,5 м выше, позволяющее выделить нижнетуронскую зону CC11. Исчезновение *M. chiastius* происходит довольно изохронно в разных точках Мира – немного выше события ОАЕ 2. *Q. gartneri* является несколько менее надежным маркером, т.к. в некоторых областях, например, в Северной Европе (Burnett, 1998) он обнаруживается значительно позже своего эволюционного появления (на уровне зоны CC12). В Дагестане находки этого вида близки к истинному первому появлению.

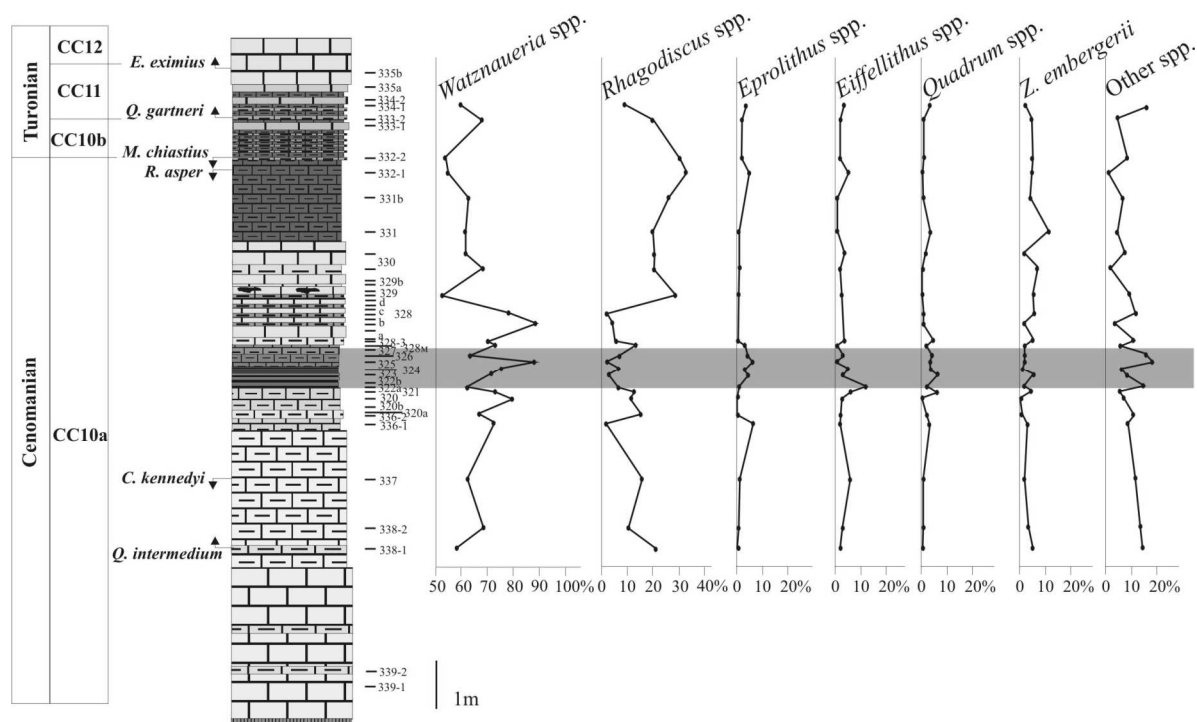


Рис. 1. Стратиграфическое положение отложений ОАЕ 2 в разрезе «Аймаки» и распределение в них видов наннопланктона.

Отметим также, что в верхней части карбонатной пачки, подстилающей СГ (подзона CC10a), появляется *Quadrum intermedium* и немного выше исчезает *Corollithion kennedyi*. Оба эти события демонстрируют значительный диахронизм в разных районах Тетической и бореальной областей. Первое из этих событий зафиксировано в середине сеномана (примерно в средней части зоны CC10a) в океанических областях (Bralower., Fullagar et al., 1997), в верхней части этой зоны, но несколько ранее события ОАЕ 2 – в Испании и Тунисе (Lamolda, Mao, 1999; Nederbragt, Fiorentino, 1999), а также по нашим наблюдениям в Крыму, и в верхней части CC10b (т.е. выше события Бонарелли) – в Северной Италии и Юго-Восточной Англии (Luchiani et al., 1999; Paul et al., 1999). В Тунисе и Испании *C. kennedyi* появляется перед ОАЕ 2, в Англии – в основании отложений, соответствующих этому событию, в Крыму – в кровле черносланцевого прося, в Италии – выше него.

Количественные оценки показывают, что в наннопланктонных ассоциациях изученного интервала значительно преобладает высокотолерантный таксон *Watznaueria barnesae*, не только способный выносить значительные колебания трофического уровня и солености бассейна, но и являющийся видом, наиболее резистентным к диагенетическим преобразованиям (как к растворению, так и к вторичному обрастанию кальцитом). В связи с этим всегда довольно трудно определить, какой именно фактор определил высокую численность этого вида. Тем не менее, представляется, что он изначально составлял значительную часть ассоциации, и относительное увеличение его содержания на отдельных интервалах СГ, скорее всего, отражает первичный сигнал.

Присутствие незначительного количества (1-3%) мелких эвтрофных форм *Biscutum constans* и *Zeughrabdotus erectus* лишь в подстилающих СГ отложениях и полностью отсутствующих в вышележащих горизонтах, может быть результатом избирательного растворения, хотя снижение их численности в отложениях ОАЕ 2 является характерным признаком этого события (Waslworth-Bell, Erba et al., 2003). Некоторые другие таксоны, более устойчивые к растворению, показывают довольно заметные колебания численности, однако изменения в составе комплекса наннопланктона внутри СГ вовсе не являются катастрофическими.

Первые признаки палеоэкологических пертурбаций во время ОАЕ 2 отмечаются в основании пласта серого мергеля, подстилающего СГ. Здесь происходит быстрое увеличение содержания холодноводных родов *Eprolithus* и *Quadrum* при резком сокращении численности тепловодных *Rhagodiscus* spp. и появление крупных *Assipetra* cf. *terebrodentarius* – бореальной формы, полностью отсутствующей в нижележащих меловых отложениях. Эти флуктуации совпадают с максимальными значениями $\delta^{18}\text{O}$ и, по-видимому, характеризуют эпизод кратковременного похолодания. Несколько выше палеоэкологическая ситуация восстанавливается, а в СГ вновь резко падает численность *Rhagodiscus* spp. и повышается обилие *Eprolithus* и *Quadrum*, причем все формы становятся чрезвычайно мелкими. В целом, распределение тепловодных рагодискусов за пределами СГ отчетливо коррелируется с кривой $\delta^{18}\text{O}$, что, по-видимому, свидетельствует о влиянии палеотемпературного фактора на изотопный состав кислорода. Внутри СГ на фоне резких негативных шифтов $\delta^{18}\text{O}$ отмечено увеличение содержания холодноводных *Eprolithus* spp. Возрастание численности этого таксона в интервале ОАЕ 2, отмечается во многих районах Мира (Waslworth-Bell, Erba et al., 2003) и часто сопровождается положительным изотопно-кислородным сдвигом, что интерпретируется как эпизод кратковременного похолодания в ходе ОАЕ 2. Однако в изученных разрезах внутри СГ установлен, наоборот, довольно резкий негативный шифт $\delta^{18}\text{O}$ (около 2,5‰), что должно отвечать значительному потеплению или/и распреснению бассейна. Тем не менее, состав наннопланктонных комплексов не позволяет предположить ни того, ни другого, поскольку помимо распространения холодноводных форм, ассоциация характеризуется пусть невысокой общей численностью, но весьма высоким разнообразием (>25 видов), что маловероятно даже при незначительном понижении солености.

Строение и литолого-геохимический состав отложений ОАЕ 2

Строение углеродистых горизонтов на большей территории Восточного Кавказа (разрезы Аймаки, Леваша, Цудахар, Хаджалмахи) характеризуется отчетливо выраженной циклической структурой: они состоят из серии циклов мощностью от 3-4 до 10 см, в основании которых залегает темный слой наиболее интенсивно обогащенных ОВ отложений, а верхняя часть – светло-серая, более карбонатная; переход между ними обычно довольно постепенный. Наиболее высокие содержания ОВ наблюдаются в отложениях верхней части СГ, несколько менее интенсивный пик концентраций Сорг – в основании горизонта. Количество циклов достигает 11-13 (рис. 2).

Разрез «Миатлинская ГЭС» заметно отличается от других разрезов Дагестана: отложения уровня ОАЕ2 представляют собой пачку пластов известняков (мощностью от

первых дм до 0,5 м и более) с несколькими тонкими прослоями (до 10 см) черных глинистых мергелей, обогащенных ОВ.

В большинстве разрезов СГ залегает в кровле верхней известняковой пачки сеноманской толщи. Эта пачка, мощностью до 10-15 м, сложена пластами известняков, мощность которых вверх по разрезу возрастает и они приобретают массивный облик. Известняки плотные, белые или светло-серые. В этой пачке встречается несколько (не менее 7-8) прослоев бентонитов, мощностью от долей см до 10 сантиметров. Сложены бентониты темно-серой глинистой массой смектитового состава. В нескольких пластах известняков этой пачки залегают слои черных кремневых конкреций.

В нескольких разрезах (Аймаки, Леваши, Хаджалмахи) на эти известняки по резкой границе налегают песчанистые зеленовато-серые неслоистые комковатые известняки (0,5-0,9 м), менее плотные, чем подстилающие; в них встречается примесь глауконита. По совокупности признаков отложения, слагающие этот слой, накапливались в более мелководных обстановках, чем нижележащие известняки.



Рис. 2. Циклическое строение горизонта углеродистых отложений ОАЕ 2 в разрезе «Цудахар» (Карекадани). Слева на фото показаны индивидуальные циклы различной мощности. Размер полевого дневника 10x15 см.

Похожий пласт залегает в разрезах этого интервала в Крыму. По нашему мнению, отложения слоя образовались на фоне регрессивного эпизода, предшествовавшего накоплению углеродистых осадков. В свою очередь на этот пласт – также по резкой границе налегает горизонт углеродистых отложений ОАЕ 2.

Поскольку наиболее характерной чертой отложений ОАЕ 2 является их резкое обогащение органическим веществом, проводилось его изучение рядом методов, в том числе с помощью пиролиза ОВ. Было выяснено, что ОВ, накопившееся во время события Бонарелли отличается от ОВ предшествовавшего и последующего этапов осадконакопления. В отложениях, образовавшихся до и после углеродистого горизонта величина водородного индекса (НІ) в подавляющем большинстве образцов менее 200 мг УВ/г ТОС и только в двух – относительно обогащенных ОВ слоях он повышается до 248 и 346. Таким образом,

кероген во вмещающей толще относится к II-III типу. В углеродистых породах его значения заметно выше и колеблются в интервале 500-700, что позволяет относить кероген к I-II типу. Вместе с тем, в некоторых прослоях из горизонта ОАЕ 2, в которых содержание Сорг невелико, величина HI опускается до 130 (кероген III типа). Такие значения HI могут свидетельствовать о том, что во время накопления углеродистых осадков в них существенно увеличилась доля бассейнового планктоногенного ОВ по сравнению с поступавшим с суши, тогда как в смежных отложениях доля наземного ОВ была основной (Лопатин, Емец, 1987). Изучение ОВ, выделенного из образцов с помощью мацерирования показало, что он целиком представлен аморфным веществом, образовавшимся, по-видимому, из водорослевой массы; органикостенный планктон в отложениях СГ не обнаружен (Г.Н. Александрова, устное сообщение). Учитывая состав ОВ в углеродистом пласте, его следует рассматривать как сапропелевое. Возрастание доли бассейнового ОВ очевидно было связано с резким увеличением продуктивности фито- и бактериопланктона, обусловленным дополнительным поступлением в бассейн биофильных элементов в ходе трансгрессии, на фоне которой накапливались углеродистые осадки (Гаврилов, 1994; Гаврилов, Копаевич, 1996; Гаврилов, Щербинина, 2004).

В отложениях ОАЕ 2 и вмещающих толщ изучалось также поведение ряда химических элементов и биогенных компонентов.

Карбонат кальция в этих отложениях играет породообразующую роль. Было установлено, что его распределение в разрезах меняется вполне закономерно. Если в подстилающих СГ породах его среднее содержание составляет около 80 %, то в СГ опускается до 50-65 %. Переход к перекрывающим отложениям сопровождается ростом содержаний CaCO_3 ; возврат содержаний CaCO_3 примерно до уровня, предшествовавшего образованию СГ, происходил более постепенно по сравнению с поведением Сорг. Таким образом, $\text{C}_{\text{орг}}$ и CaCO_3 ведут себя в этой части разреза противоположным образом – рост содержаний ОВ сопровождается уменьшением карбонатности пород. Подобные взаимоотношения между ОВ и CaCO_3 характерны и для других горизонтов углеродистых отложений, сформировавшихся во время аноксических событий (например, на границе палеоцена и эоцена [Гаврилов, Щербинина, 2004]). Следует отметить, что из всех проанализированных в отложениях разрезов ОАЕ 2 элементов только Mn ведет себя сходным с CaCO_3 образом - в СГ наблюдается уменьшение его концентраций. Такое его поведение обусловлено тем, что в обогащенных ОВ осадках в резко восстановительных обстановках Mn образует растворимые соединения и удаляется из осадков, диффундируя в наддонную воду.

Многие элементы, такие как V, Cr, Ni, Co, Zn, Mo, Se, As, U, Ag, Au и другие демонстрируют устойчивую концентрацию в углеродистых отложениях, хотя степень концентрации можно оценить как умеренную [Гаврилов и др., 2009].

Элементом, содержания которого резко возрастают в отложениях ОАЕ2, является барий, который отчетливо реагирует на изменение режима седиментации и накопление ОВ. Если в подстилающих СГ отложениях разреза Аймаки его среднее содержание составляет около 400 ppm, то в нижней части СГ оно возрастает до 3700, а в его верхней части - почти до 6000, т.е. более чем на порядок. Интересно отметить, что если в отложениях, перекрывающих СГ содержание Сорг быстро падает (на порядок), то количество Ba уменьшается в них лишь немногим более чем в 2 раза (~ 2500), и только в вышележащей пачке падает до уровня, предшествовавшего накоплению осадков СГ (~ 350). Концентрация бария в углеродистых отложениях ОАЕ 2 наблюдается во всех разрезах, но распределение его в пределах пласта бывает иногда довольно прихотливым. Так, например, в разрезе «Цудахар» Ba интенсивно обогащает только нижнюю половину отложений, а в верхней части его содержания опускаются до фоновых. По всей видимости, такое его распределение обусловлено следующим. На стадии раннего диагенеза в углеродистых осадках соединения Ba находились в растворенном состоянии, и когда произошел размыв перекрывающих горизонт ОАЕ 2 осадков, эти соединения из верхней части осадков диффундировали в наддонную воду. Соответственно, его концентрации в верхней порции осадков

существенно понизились. Отметим, что корреляция C_{org} и Va (нередко линейная) представляет собой вполне закономерное явление, достаточно отчетливо прослеживающееся и в современных осадках морей и океанов [Dymond, Suess, Lyle, 1992].

С диагенетическими процессами в резко восстановленных обогащенных OB осадках связано, видимо, и поведение фосфора. Установлено, что при росте содержания C_{org} в $СГ$ почти на порядок, количество P возрастает в гораздо меньшей степени. Также как и в случае с Mn , в восстановительных обстановках часть фосфора, высвобождаясь в диагенезе из OB , уходила из осадков в надонную воду и включалась в новый биогенный цикл (рециклинг этого элемента), способствуя поддержанию биопродуктивности планктона на высоком уровне.

Обращает также на себя внимание поведение Mo и Se . Эти элементы (как и некоторые другие) чутко реагируют на появление в водоемах аноксических обстановок. В условиях сероводородного заражения вод бассейна они образуют нерастворимые сульфидные соединения и опускаются на дно наряду с другим осадочным материалом, что приводит к существенному увеличению их содержаний в осадках. Однако несмотря на то, что степень относительной концентрации элементов в $СГ$ вполне отчетливая, абсолютные величины содержания элементов сравнительно невелики, что не позволяет уверенно связывать рост их концентраций с появлением устойчивых аноксидных обстановок в надонных водах в ощутимых масштабах.

Изотопы углерода и кислорода в верхнесеноманских отложениях

В изученных разрезах ОАЕ 2 Дагестана, как и во многих других районах Мира (Schlanger, Arthur, 1987; Tsikos, Jenkyns et al. и др.), наблюдается положительная аномалия $\delta^{13}C$ относительно вмещающих отложений (рис. 3, 4).

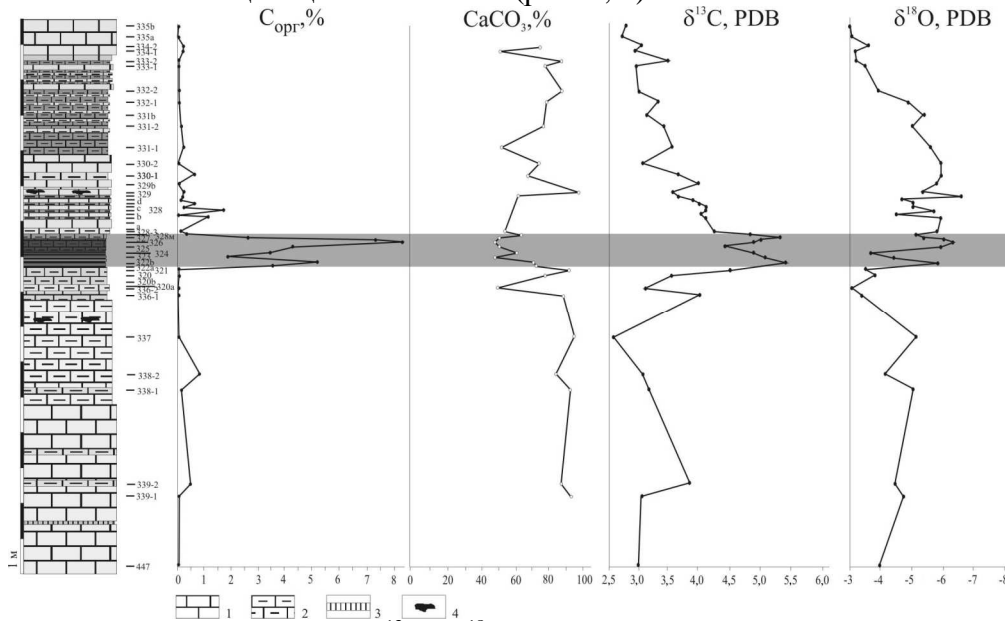


Рис. 3 Распределение C_{org} , $CaCO_3$, $\delta^{13}C$ и $\delta^{18}O$ в разрезе верхней части сеномана и основания турона (разрез «Аймаки»).

Как видно из рис. 3, картина изменения значений $\delta^{13}C$ и $\delta^{18}O$ в стратиграфически наиболее полном разрезе «Аймаки» довольно закономерная. В подстилающих $СГ$ отложениях величина $\delta^{13}C$ варьирует от 2,7 до 4,2 ‰, при этом намечается тенденция к увеличению значений в непосредственно подстилающем $СГ$ слое (4,2 ‰). Переход к отложениям $СГ$ сопровождается ростом $\delta^{13}C$ более чем на 2‰. Но внутри пласта эти значения меняются: максимальные значения $\delta^{13}C$ наблюдаются в нижней (5,1-5,2 ‰) и верхней (5-5,6 ‰) частях горизонта, в то время как в средней части преобладают значения в интервале 4,4-4,8 ‰. Над $СГ$ значения $\delta^{13}C$ постепенно снижаются и достигают минимальных величин в низах турона.

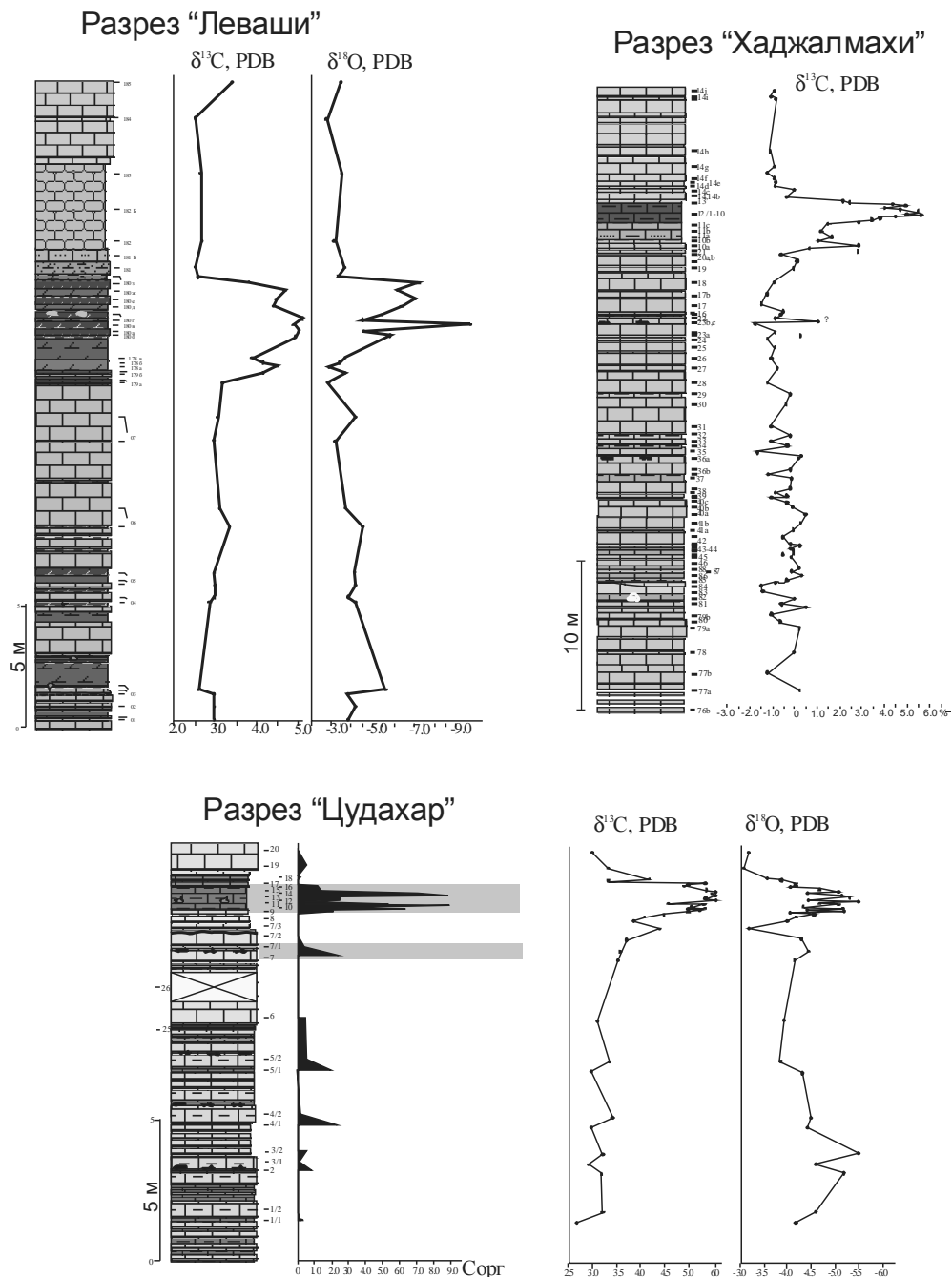


Рис. 4. Распределение $\delta^{13}\text{C}$ и $\delta^{18}\text{O}$ в разрезах верхней части сеномана и основания турона в разрезах «Леваши», «Хаджалмахи», «Цудахар».

Значения $\delta^{18}\text{O}$ в разрезе «Аймаки» также закономерно меняются. В подстилающих СГ отложениях можно выделить два интервала: верхняя часть пачки известняков характеризуется величинами $\delta^{18}\text{O}$ от 4 до 5 ‰, в слое, непосредственно подстилающем СГ – 2,6–3,8 ‰, т.е. наблюдается некоторое увеличение значений $\delta^{18}\text{O}$. В самом низу СГ происходит резкое падение величины $\delta^{18}\text{O}$, аналогичный пик приурочен и к верхней части СГ, в то время как в середине пласта прослеживается рост $\delta^{18}\text{O}$ почти на 2 ‰. Выше СГ, как видно из рис. 3, низкие значения (при некоторых вариациях) присущи отложениям самых верхов сеномана и только у самой границы с туроном и в его нижних частях $\delta^{18}\text{O}$ существенно возрастает. Таким образом, в разрезе «Аймаки» нижняя граница обеих изотопных аномалий более резкая, чем верхняя.

Внутри СГ наблюдаются вариации в содержании $\delta^{13}\text{C}$ и $\delta^{18}\text{O}$, однако явной, устойчивой корреляции между колебаниями содержания изотопов углерода, кислорода, $\text{C}_{\text{орг}}$ или CaCO_3 не обнаруживается.

В остальных изученных разрезах, в которых туронские известняки с размывом залегают на отложениях ОАЕ 2, верхняя граница изотопных аномалий $\delta^{13}\text{C}$ и $\delta^{18}\text{O}$, как и следовало ожидать, выражена в виде резкого изменения их значений и возвращения к фоновым величинам, существовавшим до начала этого события (см. рис. 4).

Существуют различные объяснения возникновения изотопных флуктуаций во время ОАЕ 2. Аномалия $\delta^{18}\text{O}$ связывается с произошедшим на этом временном интервале глобальным потеплением. Однако в дагестанских разрезах величина аномалии слишком велика, чтобы отражать только температурные изменения. Следует, видимо, полагать, что свою долю в усиление изотопного сдвига внесли интенсивные диагенетические процессы в осадках водоемов ОАЕ 2. Что касается позитивной углеродной аномалии, то причины ее появления также не вполне ясны. Сложность интерпретации аномалии $\delta^{13}\text{C}$ заключается, в частности, в том, что в близких по происхождению, строению и литолого-геохимическим характеристикам отложениях пограничного палеоцен-эоценового аноксического события (РЕТМ, [Гаврилов, Щербина, 2004]) наблюдается отрицательная изотопная углеродная аномалия (при том, что аномалия $\delta^{18}\text{O}$ схожа с той, которая существует в ОАЕ 2).

Заключение

Полученные результаты литолого-геохимических исследований ОАЕ 2, имеющиеся данные по структуре разреза верхней части верхнего сеномана, по поведению биоты позволяют говорить о следующих особенностях формирования этого осадочного интервала в бассейне Восточного Кавказа.

Структура осадочной последовательности верхней части сеномана в целом сходна в разных разрезах на территории Дагестана, а также имеет общие черты с разновозрастными разрезами Крыма. В большинстве случаев (разрезы Аймаки, Леваши, Хаджалмахи) сапропелитовый пласт подстилается слоем песчано-алевритовых (с зернами глауконита) известняков, которые образовались на фоне относительно кратковременного, но существенного падения уровня моря. Сменившая этот этап трансгрессия обусловила поступление в водоем значительных количеств биофильных элементов, что привело к вспышке биопродуктивности органикостенного фито- и бактериопланктона и накоплению обогащенных ОВ отложений (Гаврилов, 1994; Гаврилов и др., 1997; Гаврилов, Щербина, 2004). При этом колебания уровня моря, обусловившие регрессию, а затем трансгрессию, в свою очередь осложнялись еще более короткими по продолжительности колебаниями. Эти флуктуации обусловили возникновение отчетливо выраженной цикличности внутри СГ (11-13 циклов). Если рассматривать эти циклы, как отражение прецессионных циклов Миланковича, то при оценке продолжительности накопления одного цикла в 21-22 тыс. лет, общий период образования углеродистых осадков можно оценивать в ~ 230-250 тыс. лет.

Колебания уровня моря в бассейне Восточного Кавказа были региональным отражением эвстатических колебаний, т.е. имели глобальный характер. Природа этих колебаний не вполне ясна, но наиболее вероятной их причиной были некоторые мощные геодинамические процессы. В пользу такого предположения говорят данные об активизации вулканизма в разных районах мира во время ОАЕ 2 [Kerr, 1998; Kuroda et al., 2007; Sinton, Duncan, 1997 и др.]. В связи с этим следует обратить внимание на то, что в залегающей ниже горизонта ОАЕ 2 пачке известняков отмечено несколько прослоев бентонитов, свидетельствующих о проявлении достаточно активного вулканизма в конце сеномана в Кавказском регионе (преимущественно, видимо, в Закавказье).

Многими исследователями событие ОАЕ 2 традиционно относится к наиболее ярко выраженным глобальным событиям, во время которых по их мнению развивались аноксидные обстановки в наддонных водах бассейнов (Arthur et al., 1987; Jenkyns, 1980; Schlanger et al., 1987 и др.). Полученные нами данные не позволяют уверенно говорить о существовании устойчивых аноксидных обстановок в позднесеноманском бассейне Восточного Кавказа. Можно с уверенностью говорить лишь об отчетливо восстановительных условиях в осадках СГ, т.к. здесь присутствуют довольно многочисленные сульфидные

конкреции, прослеживается тонкая слоистость, хотя и не на всех уровнях СГ. В пользу пониженного содержания кислорода в придонных водах может говорить количественное сокращение или исчезновение бентосной фауны (фораминиферы и др.), следы биотурбации обусловлены в основном деятельностью *Chondrites*, которые выдерживают бескислородные обстановки. Однако, следует также учитывать данные геохимии отложений СГ Дагестана, в частности, невысокие содержания Мо, Se и других редокс-чувствительных элементов, которые обычно активно накапливаются в осадках бассейнов с сероводородным заражением вод и демонстрируют гораздо более высокие концентрации. Нужно также иметь в виду то, что глубина позднесеноманского моря была здесь сравнительно небольшой, а это должно было ограничивать процесс развития аноксии. Поэтому, по нашему мнению, если аноксидные обстановки в наддонных водах и возникали, то, во-первых, охватывали сравнительно небольшую часть столба воды, во-вторых, аноксия была нестабильной и ослабевала в периоды усиления гидродинамической активности водоема. Степень дефицита кислорода в водах бассейна наверняка менялась и варьировала между аноксическими, дизоксическими, субоксическими обстановками. Для более уверенного ответа на вопрос о существовании аноксидных обстановок в бассейне Кавказа следует провести углубленные исследования геохимии ОБ с целью установить наличие или отсутствие в отложениях СГ изорениератена и других биомаркеров, выступающих индикаторами дефицита кислорода в палеобассейнах.

Переходные отложения от сеномана к турону в разрезах Дагестана имеют много общих черт с другими известными в мире разрезами этого временного интервала, но вместе с тем им присущи свои особенности, которые дополняют общую картину развития позднесеноманского «аноксического события».

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ; проект № 12-05-01138.

Литература

1. Гаврилов Ю.О., Щербинина Е.А., Голованова О.В., Покровский Б.Г. Позднесеноманское аноксическое событие (ОАЕ 2) в разрезе «Аймаки» горного Дагестана // Бюлл. МОИП. Сер. геол. 2009. № 2. С. 94-108.
2. Гаврилов Ю.О. О возможных причинах накопления отложений, обогащенных органическим веществом, в связи с эвстатическими колебаниями уровня моря // А.Ю. Розанова, М.А. Семихатова (ред.). Экосистемные перестройки и эволюция биосферы / Вып.1. М.: Недра, 1994. С. 305-311.
3. Гаврилов Ю.О., Конаевич Л.Ф. О геохимических, биохимических и биотических следствиях эвстатических колебаний // Стратиграфия. Геол. корреляция. 1996. № 4. С. 3-14.
4. Гаврилов Ю.О., Щербинина Е.А. Глобальное биосферное событие на границе палеоцена и эоцена // Современные проблемы геологии / Гаврилов Ю.О., Хуторской М.Д. (ред.) М.: Наука, 2004. С. 493-531.
5. Лопатин Н.В., Емец Т.П. Пиролиз в нефтегазовой геохимии. М.: Наука, 1987. 144 с.
6. Arthur M.A., Schlanger S.O. Cretaceous "oceanic anoxic events" as causal factors in development of reef-reservoired giant oil fields // Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol. 1979. Vol. 63. P. 870-885.
7. Arthur M.A., Schlanger S.O., Jenkyns H.C. The Cenomanian-Turonian oceanic anoxic event, II. Paleogeographic controls on organic matter production and preservation // Marine Petroleum Source Rocks Geol. Soc. London. Spec. Publ. 1987. № 26. P. 401-420.
8. Bralower T.J., Fullagar P.D., Paull C.K. et al. Mid-Cretaceous strontium-isotope stratigraphy of deep-sea sections // Geol. Soc. Amer. Bull. 1997. Vol. 109, № 10. P. 1421-1442.
9. Burnett J.A. Upper Cretaceous // Calcareous nannofossil biostratigraphy Cambridge University Press, 1998. P. 134-198.
10. Dymond J., Suess T., Lyle M. Barium in deep-sea sediment: a geochemical proxy for paleoproductivity // Paleooceanography. 1992. Vol. 7. P. 163-181.
11. Jenkyns H. C. Cretaceous anoxic events: From continent to oceans // J. Geol. Soc. London. 1980. Vol. 137. P. 171-188.
12. Kerr A.C. Oceanic plateau formation: a cause of mass extinction and black shale deposition around the Cenomanian-Turonian boundary? // J. Geol. Soc. London. 1998. Vol. 155. P. 619-626.
13. Kuroda J., Ogawa N.O., Tanimizu M. et al. Contemporaneous massive subaerial volcanism and late Cretaceous Oceanic Anoxic Event 2 // Earth Planet. Sci. Lett. 2007. Vol. 256. P. 211-223.
14. Lamolda M.A., Mao S. The Cenomanian-Turonian boundary event and dinocyst record at Ganuza (northern Spain) // Palaeogeogr., Palaeoclimatol., Palaeoecol., 1999. Vol. 150. P. 65-82.

15. Luchiani V., Cobianchi M., Bosselini A. The Bonarelli level and other black shales in the Cenomanian-Turonian of the northeastern Dolomites (Italy): calcareous nannofossil and foraminiferal data // *Cretaceous Res.* 1999. Vol. 20. P. 135–167.
16. Müller P. J., Suess E. Interaction of organic compounds with calcium carbonate. III. Amino acid composition of sorbed layers // *Geochim. Cosmochim. Acta.* 1977. Vol. 41, N7. P. 941–949.
17. Nederbragt A.J., Fiorentino A. Stratigraphy and paleoceanography of the Cenomanian-Turonian boundary event in Qued Mellegue, north-western Tunisia // *Cretaceous Res.* 1999. Vol. 20. P. 47–62.
18. Paul C.R.C., Lamolda M.A., Mitchell S.F. et al. The Cenomanian-Turonian boundary at Eastburne (Sussex, UK): a proposed European reference section // *Palaeogeogr., Palaeoclimatol., Palaeoecol.* 1999. Vol. 150, P. 83–121.
19. Schlanger S.O., Jenkyns H.C. Cretaceous oceanic anoxic events: Causes and consequences // *Geol. en Minjbow.* 1976. Vol. 55. P. 179–184.
20. Schlanger S.O., Arthur M.A., Jenkins H.C., Scholle P.A. The Cenomanian-Turonian oceanic anoxic event, I. Stratigraphy and distribution of organic carbon-rich beds and marine $\delta^{13}\text{C}$ excursion // *Geol. Soc. London. Spec. Publ.* 1987. Vol. 26. P. 371–399.
21. Sinton C.W., Duncan R.A. Potential links between ocean plateau volcanism and global ocean anoxia at the Cenomanian–Turonian boundary // *Econ. Geol.* 1997. Vol. 92. P. 836–842.
22. Suess E. Interaction of organic compounds with calcium carbonate. I. Association phenomena and geochemical implications // *Geochim. et Cosmochim. Acta.* 1970. Vol. 34. № 2. P. 157–168.
23. Suess E. Interaction of organic compounds with calcium carbonate. II. Organo-carbonate association in Recent sediments // *Geochim. Cosmochim. Acta.* 1973. Vol. 37, N 11. P. 2435–2447.
24. Tsikos H., Jenkyns H.C., Walsworth-Bell B. et al. Carbon-isotope stratigraphy recorded by the Cenomanian–Turonian Oceanic Anoxic Event: correlation and implications based on three key localities // *J. Geol. Soc. London.* 2004. Vol. 161. P. 711–719.
25. Walsworth-Bell B., Erba E., *C/T Net-Group*. Calcareous nannofossils and the Cenomanian/Turonian OAE2 // *Geophys. Res. Abstr.* 2003. Vol. 5. N 06084.

ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ РЕСПУБЛИКИ ДАГЕСТАН

Курбанов М.М., Дагитиев З.К.

(ОАО «Севкавказгеология», г. Ессентуки), (МПП Республики Дагестан)

В разработке средне- и долгосрочных программ социально-экономического развития регионов принципиальное значение имеет достоверный учет местных природных и трудовых ресурсов. В настоящее время в экономике Республики Дагестан недостаточно полно используется потенциал многоплановой и обширной минерально-сырьевой базы (МСБ). Для устранения этого пробела ОАО «Севкавказгеология» по заказу Министерства природных ресурсов и экологии Р.Дагестан в 2011 г. завершена работа «Разработка комплексной программы развития минерально-сырьевой базы, изучение состояния и охраны геологической среды Республики Дагестан». В работе освещены состояние и степень промышленного освоения МСБ, на основе геолого-экономической и стоимостной оценки объектов недр определены перспективы и основные направления ее развития и лицензирования. Впервые в практике геологического изучения недр республики проведено геолого-экономическое районирование, основные результаты которого кратко излагаются ниже.

В составе минерально-сырьевой базы Р. Дагестан выделены четыре группы полезных ископаемых:

- углеводородное сырье (нефть и газ), которое из всех видов полезных ископаемых в настоящее время в экономике РД занимает ведущее положение;
- рудные полезные ископаемые, добыча которых еще не начата;
- частично задействованные в экономике республики неметаллические полезные ископаемые широкого спектра (включая общераспространенные);
- ограниченно используемые подземные воды различного назначения.

Структура геолого-экономического районирования (ГЭР) включает следующие иерархические уровни (от частных к общим):

1. *Объекты недр с утвержденными запасами и учтенными прогнозными ресурсами;*

2. *Минерально-сырьевые узлы (МСУ)* с известными и в т.ч. эксплуатируемыми, резервными и потенциальными месторождениями, объектами прогнозных ресурсов;
3. *Минерально-сырьевые зоны (МСЗ)*, объединяющие смежные МСУ;
4. *Геолого-экономические районы (ГЭР)*, включающие сближенные МСУ и МСЗ.

Районирование на трех первых уровнях проведено отдельно по каждой группе полезных ископаемых. Четвертый уровень (комплексное районирование) является обобщающим и объединяет все группы полезных ископаемых, развитых в той или иной части территории республики.

Критериями для геолого-экономического районирования территории служат концентрация тех или иных видов полезных ископаемых в определенных географо-экономических условиях с одинаковым или близким географо-экономическими условиями, уровнем развития инфраструктуры. В составе последней наибольшую значимость, особенно для горных территорий играет дорожная сеть.

Углеводородное сырье

Месторождения и перспективные площади объединены в 5 минерально-сырьевых зон, три из которых характеризуют континентальную часть республики (Сухокумская, Равнинная, Приморская МСЗ), две – акваторию Каспийского моря (МСЗ о. Тюлений и Сулак-Самурская МСЗ). В каждой зоне выделены от одной до 5 минерально-сырьевых узлов, Один минерально-сырьевой узел (Комсомольский) выделен в Бабаюртовском районе вне контуров отстроенных МСЗ. Значительная часть прогнозных ресурсов категорий Д₁ и Д₂ на суше республики (за исключением Южно-Бабаюртовской, Восточно-Адилъ-Отарской и Северо-Сулакской площадей) на современном уровне геологической изученности не имеют привязки к минерально-сырьевым зонам и узлам.

Таблица 1

Распределение месторождений и перспективных площадей УВС по МСЗ и МСУ

Вид сырья	Месторождения	Перспективные площади
I. Сухокумская МСЗ		
1. Прикумский МСУ		
Газ	Гаруновское, Южно-Буйнакское	. Буйнакская
Нефть	Озёрное	Бишкольская
Нефть, газ		Бурсукельская, Сайгачная
2. Южно – Сухокумский МСУ		
Газ	Дахадаевское Степное	-
Нефть	Восточно –Юбилейное, Кумухское, Кулинское, Катранное, Казбековское, Мартовское Наказухское Октябрьское Перекрестное, Рифовое, Равнинное, Раздольное, Северо – Юбилейное, Таловское, Центральное, Юбилейное, Южно – Таловское, Южно –Кумухское, Южно – Сухокумское	Восточно – Кумухская, Зимникова Приморская, Сарбейская, Северо – Сухокумская, Южно - Октябрьская
3. Западно – Ногайский МСУ		
Газ	Соляное	-
Нефть	Граничное, Западный Бажиган, Капиевское, Леваневское, Эмировское	-
Нефть, газ	Майское, Тюбинское	-
4. Аксай – Карланюртовский МСУ		
Газ	Новолакское	Бурсунская, Дылым, Западно – Акташская, Каратюбинская, Карланюртовская, Чапаевская
II. Равнинная МСЗ		
5. Сулакский МСУ		
Газ	-	Алмало, Чирюрт, Чубар – Арка
Нефть	-	Сафаралинская
Нефть, газ	Шамхал – Булак	

	6. Северо-Сулакский МСУ	
Нефть, газ (прогноз)	-	Адиль – Отарская, Восточно - Адиль – Отарская, Курушская, Северо-Сулакская, Южно - Бабаюртовская
	III. Приморская МСЗ	
	7. Махачкалинский МСУ	
Газ	Ачи – Су	Аданак, Агачбулак, Восточно – Ачисинская (Улашкент)
Нефть	Махачкала	Карабудахкентская
Нефть, газ	Димитровское, Махачкала – Тарки	Агачаульская
	8. Избербашский МСУ	
Нефть	Гаша, Селли	Западно -Избербашская
Газ	Избербаш	
	9. Мамедкалинский МСУ	
Газ	-	Рукель
Нефть	Берикей, Дузлак	-
	10. Рубасчайский	
Газ	Хошмензил	
Нефть, газ (прогноз)	IV.МСЗ о.Тюлений	
	12. МСУ Тюлений	
	13. Аграханский МСУ	
	V. Сулак – Самурская МСЗ	
	14. Сулакский МСУ	
	15. Димитровский МСУ	
	16. Избербашский МСУ	
Нефть, газ	Инчхе – Море	
Нефть, газ (прогноз)	17. Дербентский МСУ	
	Вне МСЗ	
	11. Комсомольский МСУ	
Нефть газ (прогноз)		Комсомольская

Рудные полезные ископаемые

Действующих горно-добывающих предприятий на территории Дагестана пока еще нет. На разработку единственного разведанного медноколчеданного месторождения Кизил-Дере разрабатывается проектная документация. Поэтому все выделяемые геолого-экономические таксоны относятся к разряду потенциальных.

По географо-экономическим характеристикам и уровню развития инфраструктуры все объекты рудных полезных ископаемых сосредоточены в четырех потенциальных геолого-промышленных зонах. На уровне современной изученности МСБ рудных полезных ископаемых достоверное выделение минерально-сырьевых узлов невозможно. С некоторой долей условности в качестве такого узла можно выделить только месторождение Кизил-Дере. В качестве остальных возможных в будущем минерально-сырьевых узлов условно выделены рудные районы в соответствии с металлогенической картой 2010 г. Схема геолого-экономического районирования приведена в таблице 2.

Таблица.2

Геолого-экономическое районирование площадей развития рудных полезных ископаемых

Наименования и географическое положение минерально-сырьевых зон	Рудные районы, месторождения (аналоги минерально-сырьевых узлов)	Установленные и прогнозируемые типы руд
I. Самур -Ахтычайская (в бассейне р. Ахтычай и Чехычай в Ахтынском и Докузпаринском районах в бассейне р. Самур в Рутульском районе)	1. Фалфанский	Жильные медные, полиметаллические, золото-сульфидные
	2. Ахтычайский (без месторождения Кизил-Дере),	Медноколчеданный, колчеданно-полиметаллический, жильные медные, полиметаллические, иногда с кобальтом, золото-сульфидные
	3. Месторождение Кизил-Дере	Медноколчеданный, цинковоколчеданный

	4. Верхне-Самурский	Медноколчеданный, колчеданно-полиметаллический, жильный медный, полиметаллический, иногда с кобальтом, предположительно золото-сульфидный
II. Метлюта-Джурмутская (в бассейне р. Джурмут в Гляртинском районе, в бассейнах верхнего течения рек Метлюта и Симбирисхеви в Цунтинском и Бежетинском районах)	5. Джурмутский	Медноколчеданный, колчеданно-полиметаллический, жильный медный, полиметаллический, иногда с кобальтом, золото-сульфидный
	6. Аваро-Андийский	Жильный медный, полиметаллический, иногда с кобальтом, предположительно золото-сульфидный
III. Нагорная (в Сергокалинском, Цудахарском и Лакском районах)	7. Мулебкинский (месторождение Синие камни),	Целестиновый
	8. Казикумухский (проявления Вицхи, Кули-Меэр)	Целестиновый

Неметаллические полезные ископаемые

По географо-экономическим условиям размещения неметаллических полезных ископаемых выделены 3 минерально-сырьевые зоны, в пределах которых оконтурено 11 минерально-сырьевых узлов (таблица 3).

Таблица 3
Геолого-экономическое районирование МСБ НПИ

Минерально-сырьевые зоны	Минерально-сырьевые узлы	Виды сырья, жирным шрифтом добываемые
1	2	3
I Приморская	1 Махачкалинский	Кирпично-черепичное сырье, пески для силикатных изделий, керамзитовое сырье Пески стекольные и формовочные, пески строительные, морская ракушка, камни пильные
	2 Избербашский	Облицовочные камни Камни пильные, строительные, облицовочные, пески стекольные, морская ракушка, кирпично-черепичное сырье
	3 Дербентский	Камни пильные Пески стекольные, камни пильные, морская ракушка, кирпично-черепичное сырье
	4 Магарамкентский	Камни пильные ПГС, кирпично-черепичное сырье
II Предгорная	5 Кизилюртовский	ПГС, Кирпично-черепичное сырье
	6 Чиркейский	Керамзитовое сырье Пески стекольные, формовочные и для силикатных изделий, глины для дренажных труб, кирпично-черепичное сырье
	7 Буйнакский	Строительные камни Пески строительные, стекольные и для силикатных изделий, цементное сырье
	8 Карабудахкентский	Строительные камни
III Нагорная	9 Аркасский	Облицовочные камни Сырье для производства извести
	10 Левашинский-Уркарахский	Камни пильные Камни строительные, облицовочные, цеолиты и цеолитосодержащие кремнистые породы, кирпично-черепичное сырье, гагат
	11 Хивский	Строительные камни, Гипс, кирпично-черепичное сырье

Некоторые объекты полезных ископаемых, преимущественно представленные проявлениями и небольшими месторождениями нераспределенного фонда недр, остались вне контуров выделенных промышленно-сырьевых узлов. К ним относятся проявления строительных камней и гипса в районе с. Ботлих, гипса, доломитов, строительных камней в районе селений Унцукуль, Хунзах, Гуниб, разрозненные месторождения кирпично-черепичного сырья в Северном Дагестане (Ногайское, Калиновское, Кизлярское, Черняевское, Бабаюртовское, Адильяндиюртовское, Аксайское), а также разбросанные по большим площадям (без четких географо-экономических признаков локализации) проявления абразивных камней и пьезо-оптического сырья.

Подземные воды

В геолого-экономическом районировании МСБ подземных вод учтены месторождения различных типов вод и эксплуатационные участки. Многочисленные артезианские скважины, используемые для водоснабжения в северной части территории (Ногайская, Кизлярско-Юрковская, Терско-Сулакская МСЗ) учесть в районировании практически невозможно. Всего выделено 6 минерально-сырьевых зон, состоящих от 1 до 5 промышленно-сырьевых узлов. В составе Горно-Дагестанской МСЗ критерии для выделения минерально-сырьевых узлов пока не выявлены. Результаты районирования приведены в таблице.4.

Комплексное геолого-экономическое районирование Р. Дагестан

Все выделенные группы полезных ископаемых МСЗ и МСУ по географическим признакам объединены в 7 геолого-экономических районов (таблица 5, рисунок 1).

Северо-Дагестанский геолого-экономический район выделен к северу от р. Терек до границ республики со Ставропольским краем и Калмыкией. Он отстроен на базе Сухокумской минерально-сырьевой зоны, содержащей Прикумский, Южно-Сухокумский и Западно-Ногайский и Комсомольский МСУ углеводородного сырья, Южно-Сухокумский и Терекли-Мектебский МСУ подземных хозяйственно-питьевых и теплоэнергетических вод, а также остаточных редкометалльных вод нефтяных месторождений. Здесь также известны разрозненные месторождения кирпичного сырья, расположение которых не позволило выделить конкретные минерально-сырьевые узлы. Сухокумская МСЗ является одной из ведущих нефтегазоносных площадей республики.

Геоморфологически это равнинная территория с относительно хорошо развитой инфраструктурой. Вдоль восточной ее части проходит железная дорога, имеется сеть автодорог федерального, республиканского и местного значения. Многочисленные населенные пункты расположены вдоль железной и автомобильных дорог. Основные виды хозяйственной деятельности – нефтедобывающая, сельское хозяйство (в основном отгонное животноводство), в меньшей мере кирпичное производство. Перспективы развития территории в основном связаны с интенсификацией недропользования, в том числе и создания на ее основе орошаемых пастбищ, борьба с опустыниванием, без чего, учитывая засушливый климат района и высокая уязвимость маломощного почвенного слоя, овцеводство в республике приходит в упадок. Район имеет перспективы развития или сохранения на достигнутом уровне объемов добычи УВС. Проблемной остается и задача упорядочения водоотбора по многочисленным артезианским скважинам.

Таблица.4

Геолого-экономическое районирование МСБ подземных вод

Минерально-сырьевые зоны	Минерально-сырьевые узлы	Месторождения и участки			
		Питьевые и технические воды	Минеральные воды	Теплоэнергетические воды	Промышленные воды
1	2	3	4	5	6
I Ногайская	1. Южно-Сухокумский	АЭУ НК «Роснефть-Дагнефть»			
	2. Терекли-Мектебский	Терекли-Мектебское (13 участков), АЭУ ГИС «Кумли»		Терекли-Мектебское, Червлекно-Бурунское	
II Кизлярско-Юрковская	3. Тарумовский	Привольненское, АЭУ ГИС «Тарумовское ЛПУМГ»		Тарумовское (Юрковский, Большеарешевский, Болгарско-Хуторский участки), Калиновское	
	4. Северо-Терский	Кизлярское,	Крайновское	Кизлярское, Кардоновское, Речнинское, Крайновское	
III Равнинная	5. Бабаюртовский	Северо-Дагестанское(Бабаюртовский участок), АЭУ ГИС «Бабаюртовское ПМК-1»,			
	6. Аксай-Сулакский	Северо-Дагестанское (Курушский и Согратлинский участки) Хасавюртовское, Сулакское			
IV Приморская	7. Махачкалинский	Северо-Махачкалинское,	Тернаир-Таркитаусский участок, Талгинское,	Махачкала-Тернаирское (3 участка)	
	8. Избербашский	Бекенз-Булакское, Уллубиевское, АЭУ ГИС «Сувлу-Кол»	Манас-Туралинское (8 участков), Бурунное	Манасское	
	9. Каякентский	Уллучаевское (Уллучаевский и Великентский участки), Сергокалинское, Гамриозенское (Каякентский и Ново-Каякентский участки)	Каякентское (6 участков)	Каякентское	Берикейское
	10. Дербентский	Дербентское, АЭУ ГИС «Дербентское ЛПУМГ»			
	11. Присамурский	Присамурское (Западный и Восточный участки), Джебельское, Касумкентское, Самур-Гюльгерычайское (Тагиркентский участок), АЭУ ГИС «Ново-Филия»	Белиджинское (3 участка)		Хошмензильское
V Нагорная	13. Левашинский	Левашинское			
	14. Маджалисский	Кубачинское			
	15. Хив-Ахтынский		Ахтынское, Рычал-Суродниковое		
Вне минерально-сырьевых зон	12. Буйнакский 16. Ботлихский	Буйнакское Ботлихское (Ансалтинский участок)			

Затеречный геолого-экономический район, как и следует из названия, расположен к северу от р. Терек Терека и Сулака, на базе Кизлярско-Юрковской МСЗ, в состав которой входят Тарумовский и Северо-Терский МСУ хозяйственно-питьевых, теплоэнергетических, минеральных вод. Другие полезные ископаемые для района не характерны. Это равнинная хорошо освоенная территория с развитой инфраструктурой (газо и энерго-снабжение, железные и автомобильные дороги, многочисленные населенные пункты и др.). В число ведущих отраслей производства находится земледелие, которое приходит в упадок в связи с разрушением оросительных систем. Восстановление и дальнейшее развитие сельскохозяйственного и перерабатывающего производств требует в первую очередь реконструкции и расширения оросительных систем на основе рационального использования поверхностных и подземных вод, в том числе упорядочения бесконтрольного водосброса по артезианским скважинам.

Присулакский геолого-экономический район включает Равнинную и Предгорную МСЗ и занимает протяженную полосу от с. Бабаюрт на СЗ до с. Губден на ЮВ. Район выделен на основе Равнинной и Предгорной МСЗ. Равнинная МСЗ включает Аксай-Карланюртовский, Сулакский и Северо-Сулакский МСУ углеводородного сырья, Бабаюртовский и Аксой-Сулакский МСУ подземных вод хозяйственно-питьевого назначения, Кизилюртовский МСУ неметаллических полезных ископаемых. Предгорная МСЗ - Буйнакский МСУ подземных вод хозяйственно-питьевого назначения (месторождение Буйнакское), Чиркейский, Буйнакский и Карабудахкентский МСУ неметаллических полезных ископаемых различного состава и назначения (строительные камни, пески строительные, стекольные, формовочные и для силикатных изделий, глины для дренажных труб, кирпично-черепичное, керамзитовое и цементное сырье).

Район находится в благоприятной климатической зоне с хорошо развитой инфраструктурой, рядом промышленных предприятий и гидроэлектростанций. Имеет широкие перспективы развития и использования минерально-сырьевой базы неметаллических полезных ископаемых и относительно ограниченные - УВС и пресных подземных вод.

Приморский геолого-экономический район занимает прибрежную часть суши республики от р. Сулак на СЗ до р. Самур на ЮВ. Он содержит множество минерально-сырьевых узлов:

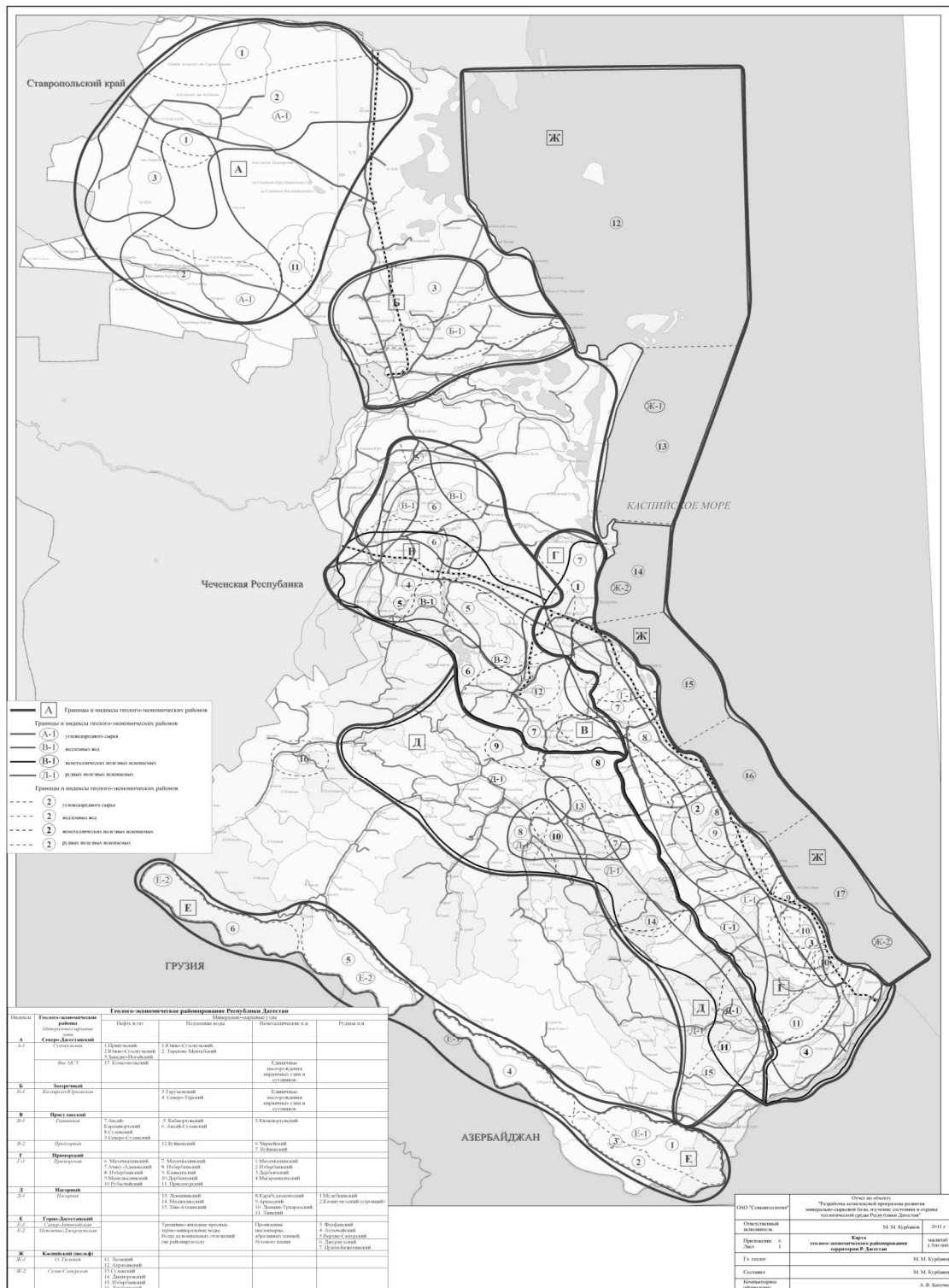
- нефти и газа (Махачкалинский, Ачису-Аданакский, Избербашский, Мамедкалинский, Рубасчайский);
- подземных хозяйственно-питьевых, теплоэнергетических, минеральных и промышленных вод (Махачкалинский, Избербашский, Каякентский, Дербентский, Присамурский);
- нерудного сырья (Махачкалинский, Избербашский, Дербентский, Магарамкентский), содержащие месторождения и перспективные участки таких полезных ископаемых, как пески стекольные, формовочные и пески строительные, морская ракушка, камни пильные, строительные, облицовочные, кирпично-черепичное сырье.

Здесь сосредоточены наиболее крупные населенные пункты республики (города, поселки, селения). В экономическом отношении и по уровню инфраструктуры это наиболее развитая часть республики.

Экономический потенциал недр, в первую очередь неметаллических полезных ископаемых, задействован далеко не в оптимальной мере.

Нагорный геолого-экономический район включает территорию, традиционно называемую Нагорным Дагестаном от р. Сулак до р. Самур. Включает Левашинский, Маджалисский МСУ пресных и Хивский МСУ пресных и минеральных вод, Аркаский, Левашин-Уркарахский, Хивский МСУ неметаллических полезных ископаемых, содержащих камни облицовочные, строительные, пильные, сырье для производства извести, цеолиты и цеолитсодержащие кремнистые породы, гипс, кирпично-черепичное сырье, Мулебкинский и Казикумухский МСУ стронциевых руд. Имеются большие перспективы выявления цементного сырья и бентонитоподобных глин.

В инфраструктурном отношении регион освоен хорошо, но основным видом экономической деятельности является земледелие, садоводство.



Минерально-сырьевая база имеет весьма существенный потенциал для экономического роста. Помимо освоения разведанных и оцененных запасов важнейшее значение придается организации добычи сырья и производства таких высоколиквидных видов продукции как цемент, сорбционные, мелиоративные, строительные материалы на основе цеолитов и цеолитсодержащих пород. На постоянном контроле должен также находиться вопрос возможной добычи и переработки целестиновых руд.

Горно-Дагестанский геолого-экономический район выделен в бассейнах верхнего и среднего течения р. Самур и верхнего течения р. Сулак вдоль границы с Азербайджаном и Грузией. Здесь сосредоточены более 800 рудопроявлений, точек минерализации меди,

цинка, свинца жильной и колчеданной формаций и разведанное медноколчеданное месторождение Кизил-Дере. Первоочередной практический интерес представляют проявления колчеданной формации. Кроме того, по результатам работ последних лет выявлены перспективы обнаружения золотого оруденения чернорсланцевых формаций и сульфоарсенидно-кобальтовых руд. По географо-экономическим условиям район делится на Самур-Ахтычайскую и Метлюта-Джурмутскую МСЗ.

Самур-Ахтычайская МСЗ содержит Фалфанский МСУ с жильным полиметаллическим и золотым (Курушское рудное поле) оруденением, Ахтычайский и Верхне-Самурский МСУ с жильным и колчеданным оруденением цветных металлов. В качестве объектов для первоочередного изучения рекомендуются медное и полиметаллическое колчеданные рудопроявления Аттагайской группы.

Метлюта-Джурмутская МСЗ включает Джурмутский и Аваро-Андийский МСУ. Джурмутский МСУ содержит наиболее крупные из известных проявления колчеданных руд – Водораздельное, Мачхалорское, Калакор, Кекрос и отчетливые признаки крупно-объемного золотого и кобальтового оруденения. Из всех выделенных МСУ Джурмутский представляется наиболее перспективной.

Аваро-Андийский МСУ на уровне современной относительно слабой геологической изученности содержит только проявления цветных металлов жильной формации, с которыми, возможно, ассоциируют золото и кобальт.

Перспективы геолого-экономического района в полной мере еще не раскрыты. Они связаны как с изучением известных объектов, так и выявлением новых, в том числе и со слепым оруденением.

В географо-экономическом отношении район охватывает наиболее высокогорную часть территории республики со слабо сформированной дорожной сетью, отсутствием промышленного производства, развитием овцеводства, которое занимает ведущее положение в экономике. Социальные проблемы населения и его массовый отток здесь проявлены наиболее остро. Решение этих проблем без развития и освоения МСБ представляется невозможной.

Таблица 5
Геолого-экономическое районирование Республики Дагестан

Индекс на карте	Геолого-экономические районы <i>Минерально-сырьевые зоны</i>	Минерально-сырьевые узлы			
		Нефть и газ	Подземные воды	Неметаллические п.и.	Рудные п.и.
А	Северо-Дагестанский				
<i>A-1</i>	<i>Сухокумская</i>	1. Прикумский, 2. Южно-Сухокумский 3. Западно-Ногайский	1. Южно-Сухокумский 2. Терекли-Мектебский		
	<i>Вне МСЗ</i>	17. Комсомольский		Единичные месторождения кирпичных глин и суглинков	
Б	Затеречный				
<i>B-1</i>	<i>Кизлярско-Юрковская</i>		3. Тарумовский, 4. Северо-Терский	Единичные месторождения кирпичных глин и суглинков	
В	Присулакский				
<i>B-1</i>	<i>Равнинная</i>	7. Аксай-Карланюртский 8. Сулакский 9. Северо-Сулакский	5. Бабаюртовский 6. Аксай-Сулакский	5. Кизилюртовский	
<i>B-2</i>	<i>Предгорная</i>		12 Буйнакский	6. Чиркейский 7. Буйнакский 8. Карабудахкентский	
Г	Приморский				
<i>G-1</i>	<i>Приморская</i>	6. Махачкалинский 7. Ачису-Аданакский 8. Избербашский 9. Мамедкалинский 10. Рубасчайский	7. Махачкалинский 8. Избербашский 9. Каякентский 10. Дербентский 11. Присамурский	1. Махачкалинский 2. Избербашский 3. Дербентский 4. Магарамкентский	
Д	Нагорный				

Д-1	Нагорная		13. Левашинский 14. Маджалисский 15. Хив-Ахтынский	9. Аркаский 10. Левашинский Уркарахский 11. Хивский	7. Мулебкинский, 8. Казикумухский (стронций)
Е	Горно-Дагестанский				
Е-1	Самур-Ахтычайская		Трещинно-жилые пресные, термо-минеральные воды, воды аллювиальных отложений (не районированы)	Проявления пьезокварца, абразивных камней, бутового камня	1. Фалфанский 2. Ахтычайский (без месторождения Кизил-Дере) 3. Месторождение Кизил-Дере 4. Верхне-Самурский
Е-2	Метлюта-Джурмутская				5. Джурмутский 6. Аваро-Андинский
Ж	Каспийский (шельф)				
Ж-1	о. Тюлений	11. Тюлений 12. Аграханский			
Ж-2	Сулак-Самурская	13. Сулакский 14. Димитровский 15. Избербашский 16. Дербентский			

Каспийский геолого-экономический район включает месторождение Инче-море и перспективные площади (блоки) углеводородного сырья Тюлений, Сулакский, Димитровский, Избербашский в пределах акватория Каспийского моря. Геологическое изучение района практически находится на начальной стадии. По результатам региональных геолого-геофизических работ здесь прогнозируются весьма значительны ресурсы нефти и газа, освоение которых может дать существенный импульс в развитии экономики республики.

О стоимостной оценке МСБ

Определенный интерес представляет стоимостная оценка минерально-сырьевой базы. Она проведена по всем видам минерального сырья для каждого минерально-сырьевого узла. В таблице 6 приводятся обобщенные по геолого-экономическим районам сведения.

Таблица 6

Укрупненная стоимостная оценка МСБ Республики Дагестан по геолого-экономическим районам (млн. руб.)

Геолого-экономические районы	Нефть и газ	Подземные воды	Неметаллические п.и.	Рудные п.и.	Всего	
Северо-Дагестанский	231494,6	58604,8	Единичные месторождения кирпичного сырья без стоимостной оценки		237359,9	
Затеречный		51030,7			51030,7	
Присулакский	184325,0	140282,1			10688,6	335295,7
Приморский	569812,9	105439,5			13666,6	688919,0
Нагорный		7030,5			28246,5	531,2
Горно-Дагестанский		1712,9	Не оцененные ресурсы пьезокварца, абразивных камней, бутового камня	165176,9	166889,8	
Каспийский (шельф)	131580,0				131580,0	
Итого по Республике	1232239,6	364100,5	53194,2	165708,1	2178486,7	

Характеризуя приведенные данные по стоимостной оценке МСБ, следует учитывать следующие обстоятельства:

1. Стоимость запасов и прогнозных ресурсов в недрах в два раза выше приведенных цифр. 50 % стоимости отнесена к затратам на добычу и получение первой товарной продукции;

2. МСБ РД характеризуется значительным превышением прогнозных ресурсов над разведанными запасами. Принимаемые при расчетах среднестатистические понижающие коэффициенты к прогнозным ресурсам значительно занижают стоимостную оценку. Развитие геологоразведочных работ с переводом прогнозных ресурсов в более высокие категории и в запасы, особенно нефти и газа в Каспийском ГЭР, рудных полезных ископаемых в Горно-Дагестанском ГЭР и неметаллического сырья во всех геолого-экономических районах могут на порядок повысить приведенные цифры стоимости МСБ.

МСБ в состоянии играть значительно более значимую роль в экономике Республики Дагестан. Основные направления ее развития и использования видятся в следующем:

- изучение и освоение потенциала недр Каспийского и Горно-Дагестанского геолого-экономических районов;

- существенное развитие МСБ, добычи и переработки традиционных и новых видов неметаллических полезных ископаемых;

- упорядочение учета запасов, прогнозных ресурсов и отбора всех видов подземных вод, поиски путей эффективного их использования. Особое внимание следует уделить разведанным запасам вод хозяйственно-питьевого назначения. Фактический водоотбор в настоящее время составляет около 3 % разведанных запасов. Здесь заложен существенный резерв для улучшения водоснабжения населения, развития орошаемого земледелия, возможно и для дальнего переброса воды для водоснабжения сопредельных регионов, в частности Р. Калмыкия.

- разработка комплекса мероприятий по максимально возможному использованию МСБ для улучшения социально-экономических условий в горных районах.

ПРОБНОСТЬ ТЕРРИГЕННОГО ЗОЛОТА ЧОКРАК-КАРАГАНСКИХ ПЕСЧАНИКОВ

Мацапулин В.У., Юсупов А.Р., Исаков С. И.

Институт геологии ДНЦ РАН

Изучение терригенной минералогии тяжелой фракции среднемиоценовых (чокрак-караганских) песчаников показало наличие в них минералов титано-циркониевого сырья - циркона ильменита, рутила, лейкоксена, доминирующих (до 80%) во фракции. Наряду с ними устанавливаются зерна благородных металлов, прежде всего золота, в меньшей степени платины, серебра. Максимальные достоверные содержания золота, полученные при промывке песчаников, составляют 4 г/м^3 . К одной из важнейших характеристик самородного золота в россыпях относится ее пробность, являющаяся показателем генезиса источника россыпного металла и используется при подсчете запасов в ходе геологоразведочных работ. Тяжелая фракция рассматриваемых песчаников представлена размерностью – 0,25 мм. Изучение отдельных золотинок под биноклем позволило установить в шлихах полученных от мелких навесок (0,2 – 0,3 кг) размерности золотинок до 0,13 мм, платины – до 0,20 мм – максимальные величины по нескольким определениям. В шлихах, полученных при промывке более крупных проб (до 10 кг) устанавливаются единичные золотины до 0,3-0,4 мм.

Для самородного золота россыпей характерно большое многообразие форм выделения [2]: жилковидно-пластинчатая (до чешуйчатой), комковидная, ветвистая, кристаллическая, друзовидная, дендритовая, проволочковидная, игольчатая, угловатая, каплевидная. Общей особенностью является широкое развитие огранных форм среди мелких выделений золота и неправильных форм среди крупных. Устанавливается определенная зависи-

мость формы от глубины образования золоторудных месторождений. В частности, в мало-глубинных месторождениях более развиты удлиненные вплоть до волосовидных и уплощенных, дендровидные выделения золота.

Постоянными элементами-примесями в самородном золоте являются Ag, Hg, Cu, Pd, реже Sb, Cd, Pt, которые образуют с ним ограниченные твердые растворы и интерметаллические соединения. Распределение изоморфных примесей в золоте, как правило, равномерное, что отличает их от неравномерно распределенных механических примесей (включения в золоте других минералов, присутствующих в руде и горной породе).

При изучении шлихового золота, платины под микроскопом установлены их размеры и морфологические особенности. Максимальные размеры золотин, как уже вышестало, достигают – 0,13 мм, отмечены проволоковидные, изометричные, слегка удлиненной формы. В одной из проб установлено золото «в рубашке» темно-бурого цвета. Отмечается слабая окатанность золотин. Платина установлена в виде слабоокатанных зерен с максимальным размером до 0,2 мм, представленных изометричными пластинками, редко отмечается незначительная их окатанность [4].

По определениям лаборатории ЦНИГРИ золотины имеют размеры от 0,12 до 0,5 мм, масса отдельных зерен достигает – 0,05 мг. Золотины различаются по цвету, характеру поверхности и степени окатанности. По морфологическим признакам выделено две группы самородного золота. Первая группа отличается серебристо-серым цветом, металлическим блеском, отсутствием коррозии и окатанности. Пробность золотин составляет 780-800%.

Золото второй группы отличается тусклой, коррозионной, относительно выветрелой поверхностью, имеет округлые контуры, покрыта пленками гидроокислов железа. Оно представлена несовершенными, изометричными, пластинчатыми кристаллами и сложными гроздевидными сростками, а также дендритовидными выделениями. Пробность золота в центральных частях зерен составляет 860, 960, 965 %. В наиболее низкопробных золотилах отмечается высокопробная оболочка с пробностью 960-980%. По типоморфным признакам большая часть золотин является кластогенной. Это золото претерпело дальний перенос и многократное переотложение. Другая, меньшая часть, золота «рудного» облика, возможно, связана с местными проявлениями неясного генезиса. Относительно золота «рудного» облика можно сказать, что мелкая фракция золота может переноситься и в неокатанном состоянии, не обязательно это подток местного золота неясного происхождения.

Золото чокрак-караганских песчаников, намытое в долине р. Шура-Озень, подвергнуто микронзондовому анализу и электронно-микроскопическому изучению в лаборатории ИГЕМ РАН. Содержание золота (%) и его примесей в отдельных зернах приведено в таблице 1.

Таблица 1.

№№ п/п	Au	Ag	Bi	Cu	Hg	Σ
1	99.71	1.03	0.05	1.18	0.00	100.97
2	93.86	4.94	0.00	0.00	0.00	98.80
3	90.19	9.67	0.00	0.35	0.02	100.23
4	99.69	0.00	0.00	0.00	0.00	99.69
5	99.13	1.73	0.00	0.10	0.00	100.96
6	80.14	20.20	0.00	0.00	0.00	100.34
7	100.23	0.13	0.00	0.00	0.00	100.36

Из таблицы 1 видно, что в самородном терригенном золоте отмечаются элементы-примеси: Ag (0.00-20.20%) – в шести золотилах из семи, Bi (0.05) только в одном зерне, Cu (0.00-1.18) – в трех золотилах, Hg (0.00-0.02) – только в одном зерне. Наиболее широко распространены серебро, затем медь, висмут и ртуть. Пробность в одном образце соста-

вила 80,14%, а в остальных шести 90,19-99,13%. Также как и в определениях ЦНИГРИ выделяются два типа золотин – относительно низкопробные и высокопробные. Но в определениях пробности в анализах ИГЕМ эти величины выше. По величине пробности можно сказать, что эти образования высокотемпературные и более глубинные чем для низкопробного золота первого типа. Этому же определению соответствует и морфология золотин изучаемых проявлений.

Высокая пробность золотин может быть также следствием его длительного переноса в одной среде. Для выделения типов источников золота необходимо его дальнейшее изучение.

Высокопробное золото в терригенных породах согласуется с минералогическими исследованиями (определения Е.А. Андриановой) [3]. На основании изучения минералогии тяжелой фракции чокрак-караганских песчаников, она предположительно выделяет источники россыпеобразующих формаций. К таковым отнесены: магматические породы гранитоидного ряда различного возраста и степени удаленности и их апикальные части, а также сопряженные с ними грейзены и пегматиты; метаморфические породы различных фаций и генезиса, от слабосцементированных песчаников, гнейсов до чарнокитоидов и гранулитов, образовавшихся как по магматическим так и по осадочным (песчаники) породам; магматические породы основного и ультраосновного ряда различного возраста и степени удаленности; породы эклогитовой фации глубинности; кимберлиты; сформированные на основе вышеперечисленных типов промежуточные коллектора различного возраста и степени удаленности. Россыпи с высокопробным золотом встречаются во многих регионах с различными металлогеническими провинциями. Например, россыпи металлогенических зон Центрально-Уральской, Восточно-Уральской, Главного Уральского разлома содержат платиноиды, имеют пробность золота в большинстве случаев выше 900 и только в отдельных россыпях отмечается пробность 648, 800, 850, 870 [1]. По высокой пробности золота и присутствию платины, отмечаемых в россыпной металлоносности среднемиоценовых отложений, она идентична Южно-Уральским россыпям.

Таким образом, мы видим, что источником сноса терригенного материала (в том числе и благородные металлы) могла быть не только (и не столько) территория Большого Кавказа, но и источники более дальнего сноса, расположенные на территории Восточно-Европейской платформы.

Литература

1. Зайков В.В., Зайкова Е.В. Самородное золото Южного Урала. Мат. XVIII научной молодежной школы. Гидротермальные поля и руды. Научное издание. – Миасс: ИМин УрО РАН, 2012, С. 156-165.
2. Петровская Н.В. Самородное золото. М.; Наука, 1973, 347с.
3. Черкашин В.И., Мацапулин В.У., Юсупов А.Р. Терригенная минералогия тяжелой фракции пород мезо-кайнозой Восточного Кавказа и перспективы титано-циркониевого россыпеобразования. Сб. научных трудов Института геологии ДНЦ РАН. Вып. 50, Махачкала, 2006, С. 73-85.
4. Юсупов А.Р. Минералогия терригенных комплексов и россыпеобразование мезокайнозойских отложений Дагестана. Дисс. к.г.-м.н., Махачкала, 2011, 181с.

ПРИРОДНЫЕ ЦЕОЛИТЫ - ЭФФЕКТИВНЫЕ МИНЕРАЛЫ ДЛЯ ИЗГОТОВЛЕНИЯ СТРОИТЕЛЬНЫХ МАТЕРИАЛОВ

Тотурбиев Б.Д.

Институт геологии ДагНЦ РАН

Цеолиты - это каркасные водные алюмосиликаты, имеющие особую "пористую" структуру, возникновение которой объясняется замещением Si_4^+ на Al_3^+ . Наличие в кристаллической решетке окон, полостей и каналов, обуславливает уникальность их свойств:

молекулярно-ситовой эффект, высокие ионообменные, сорбционные и каталитические свойства. Эти свойства минералов определяют широкий спектр областей применения цеолитов и широкое распространение в мире.

Хотя цеолиты известны уже более 200 лет, но длительное время они рассматривались в качестве редких минералов, не образующих промышленных скоплений и не имеющих практического применения.

Однако позднее стало известно, что цеолиты являются ценнейшими в промышленности минералами, обладающие открытой каркасно-полостной структурой типа $[(Si, Al)O_4]$, имеющей отрицательный заряд. Последний компенсируется нейтрализующими, положительно заряженными катионами (Na, K, Mg, Ca, Sr, Ba, Cs), содержащимися в цеолите.

Цеолиты бывают природные и синтетические, которые находят применение во многих областях хозяйства — в промышленности, сельском хозяйстве и экологии.

Природный цеолит является достаточно эффективным более дешевым заменителем синтетического цеолита и некоторых естественных минеральных соединений типа мела, каолина, диатомита. В многотоннажных технологических процессах, где применение синтетических цеолитов не выгодно или ограничено, большое значение приобретает использование природных цеолитов клиноптилолитов

Природные цеолиты по происхождению разделяются на осадочные и вулканические. Осадочные имеют низкое содержание цеолитовой составляющей, что обусловлено высоким содержанием примесей они обладают низкой твердостью, следовательно, высокой истираемостью. Безусловно, эти характеристики существенно снижают возможности их применения. Вулканические цеолиты имеют высокое содержание цеолитовых минералов и высокие показатели по прочности.

Практическое применение цеолитов определяется их ионообменными и адсорбционными свойствами, термической и химической стойкостью, механической прочностью, строением кристаллической решетки, катионным составом. Каждый минеральный вид характеризуется вполне определенными параметрами.

Высококремнистые цеолиты обладают наиболее высокими показателями химической, термической и радиационной устойчивости. К таковым относятся морденит и клиноптилолит, они могут использоваться в агрессивных высокотемпературных средах. Адсорбционная способность цеолитов тем выше, чем больше размер входных окон кристаллической решетки. В ряду основных промышленных типов по этому показателю цеолиты располагаются в следующем порядке: шабазит, морденит, клиноптилолит. Наиболее изменчивым параметром природных цеолитов является относительное содержание обменных катионов Na, K, Ca, которое может существенно отличаться даже в пределах одного месторождения. Катионная спецификация важна для определения наиболее предпочтительных областей применения - ионный обмен, адсорбция, растениеводство, животноводство.

Наиболее широко распространены месторождения клиноптилолита, который и является основным промышленным типом. Морденит по своим свойствам несколько превосходит клиноптилолит, но распространен значительно меньше. Шабазит обладает наилучшими адсорбционными свойствами, но его месторождения редки, руды бедные, как правило, требуют обогащения. Другие промышленные типы цеолитов имеют низкие термоустойчивость и кислотостойкость, что существенно ограничивает область их применения.

Объем добычи цеолитов в мире составляет около 30 млн. тонн и ежегодно растет на 20-25%. что обусловлено низкой себестоимостью добычи и производства, следовательно и низкой продажной ценой цеолитов. Лидерами по применению природных цеолитов являются Китай, Япония и США[4].

В настоящее время на территории стран СНГ открыто около 50 месторождений и проявлений цеолитовых пород с прогнозными запасами более 10 млрд т. В России основные запасы цеолитового сырья сосредоточены в районах Сибири и Дальнего Востока.[5]

В мировой практике наиболее популярным является применение цеолитов в строительной индустрии. Например, в Китае, где в год потребляет 7 млн. тонн цеолитов – 80% от этого объема применяют при производстве строительных материалов.

Использование природных цеолитов в строительстве, в виде штучного камня известны еще с древних времен. Уже в 70-ые годы большая часть добываемых в Западной Европе цеолитов использовалась в качестве строительного камня, изоляционных материалов низкой плотности и при производстве пуццоланового цемента. Цеолиты особенно хорошо пригодны для производства гидравлических цементов, устойчивых к химическому воздействию среды, например, такому как морская вода. Благодаря введению природного цеолита в рецептуру можно существенно сократить содержание дорогостоящего клинкера без ухудшения свойств цемента.

Исследования показали, что природные цеолиты могут быть использованы и в ядерной энергетике, так как они устойчивы к ядерной деградации и дешевле органических ионообменных смол. Цеолиты быстро реагируют с цементом и стеклом, что позволяет создавать более надежные бетонные хранилища для радиоактивных материалов.

Цеолит используется в качестве осушающего наполнителя строительных материалов для строительства из них подвалов и хранилищ, где повышенная влажность неблагоприятна для плодовоовощных культур. Так же цеолит улучшает схватывание строительных смесей и повышает их прочность.

Из цеолитов производятся строительные блоки с целью их использования в возведении хранилищ, амбаров и погребов. Благодаря своим влагоустойчивым свойствам и сорбционной способности по отношению к воде, цеолитовые строительные блоки и помещения, построенные из них, продлевают сохранность плодовоовощных культур и отдалают начало процесса загнивания и заплесневания.

Опыты показали, что цеолиты могут быть успешно использованы в производстве тампонажных растворов при оборудовании нефтяных и газовых скважин. Однако, экономически использование или неиспользование цеолитов в этой и вышеуказанных сферах зависит от конкуренции местной сырьевой базы на местах производства или от экономической обоснованности транспортировки того или иного товара

Цеолит предназначен, также как активная минеральная добавка, при изготовлении цементов, бетонных растворов, пено- и газобетонов [4].

Цеолит может быть применен: для ввода в состав бетонов с целью экономии цемента и уменьшения растрескивания бетона; в качестве наполнителей бетонных растворов, т.к. не подвержен слеживаемости, что позволяет исключить применение антислеживателей; для производства высокопрочного бетона; в качестве известково-цеолитового вяжущего компонента для автоклавных и безавтоклавных силикатных бетонов; в качестве гипсоцементопуццоланового вяжущего компонента и бетонов на его основе; в производстве силикатных кирпичей; для производства сухих смесей, в том числе для производства осушающей штукатурки;

При производстве цемента, газобетона и пенобетона: сокращается срок схватывания - начало на 1,5 часа, конец на 3 часа. Увеличивается удельная поверхность на 800-1900 м²/т. повышается марка цемента на 30-40 ед.

Частичная замена клинкера на 15—20% цеолита позволяет получать цемент марки 400, 500, пуццолановый портландцемент марки 300 с сокращенным временем начала и конца схватывания. Цеолиты применяются также в качестве активной минеральной добавки и вяжущего компонента силикатных бетонов и гипсоцементопуццоланового вяжущего компонента и бетонов на их основе.

Определены оптимальные технологические параметры производства автоклавированных и безавтоклавных золоцеолитовых стеновых материалов: способ приготовления вяжущего (совместный или раздельный помол), формовочная влажность, давление пресования, время предварительной выдержки и продолжительность изотермического про-

грева при тепловой обработке, а также основные эксплуатационные свойства получаемых изделий.

Пористый материал, изготавливаемый обжигом из цеолитовых пород, характеризуется свойствами, которые позволяют его считать одним из самых эффективных не только теплоизоляционных, но и конструкционно-теплоизоляционных материалов. Он отличается от пеностекла, получаемого как традиционным способом из стеклопорошков, так и из других алюмосиликатных пород, мелкопористой структурой с однородным распределением пор и, как следствие этого - высокими показателями удельной прочности и высокими теплозащитными свойствами. Сочетание высоких конструкционных и теплозащитных свойств с оригинальными декоративными качествами блочных видов материала позволило выделить пористый материал, изготовленный из цеолитовых пород при температуре 1100-1200°C, из-под общего названия "пеностекло" и дать ему собственное название - сибирфом. На технологию его получения из цеолитовых пород выдан ряд российских патентов [1-3].

Сибирфом представляет собой алюмосиликатный материал типа пеностекла-пеностеклокристаллита с низкой плотностью до 200 кг/м³, замкнутой пористостью (диаметр пор 0,5-5 мм), высокой механической прочностью при сжатии до 18 и на изгиб до 6 МПа, коэффициент теплопроводности 0,06-0,28 Вт/(м °С), негорючий. Он морозостоек, огнестоек, не размокает в воде, экологически безвреден, легко обрабатывается под любой профиль, имеет оригинальные декоративные качества (цветовые и текстурные).

Установлена возможность расширения сырьевой базы и решения проблемы оздоровления окружающей среды путем использования вскрышных цеолитсодержащих пород.

Одним из направлений рационального использования цемента в строительстве является широкое применение смешанных вяжущих, содержащих в своем составе повышенные дозировки активных минеральных добавок. Особое внимание среди минеральных добавок к цементам привлекают цеолитсодержащие породы. Эффективность таковых с высоким содержанием цеолитов показана в ряде работ [5,6]. Однако возможность применения цеолитсодержащих пород с относительно малой долей цеолитового минерала изучена недостаточно. Отличительной особенностью смешанных вяжущих с использованием цеолитсодержащих пород является повышенная водопотребность, что вызывает необходимость использования пластификаторов [6, 4].

Вскрышные цеолитсодержащие породы, которые в большом количестве направляются в отвалы и занимают плодородные земли, являются также ценным сырьем для производства керамических изделий. На основе вскрышных пород был получен экологически чистый конструкционно-отделочный материал – лицевой керамический кирпич с высокими эстетическими и физико-механическими характеристиками, вполне соответствующими требованиям ГОСТ 7484-78 «Кирпич и камни лицевые» для марок 125, 150, 175[7].

Возможность использовать цеолитсодержащую породу в качестве активной минеральной добавки к портландцементу в производстве сухих строительных смесей приводит к улучшению их эксплуатационных свойств, следовательно, наличие запасов такого минерального сырья является мощной базой для развития отечественного производства сухих строительных смесей.

Таким образом исходя из вышеизложенного, эффективность изготовления строительных материалов на основе природных цеолитов просматривается в следующих основных направлениях: безобжиговые технологии - это обширный класс смешанных вяжущих, бетонов, безавтоклавных силикатных изделий, золо-цеолитовых композиций и т.д.; обжиговые технологии - это высокотемпературные (1100-1200 °С) искусственные пористые заполнители, пеностекло, керамические материалы широкого спектра назначений, а также алюмосиликатный компонент при получении портландцементного клинкера.

Литература

1. Белицкий И.А., Горбунов А.В., Казанцева Л.К., Фурсенко Б.А. Патент России. 1992, N 2033982..

2. Казанцева Л.К., Белицкий И.А., Кутолин В.А., Прокудин С.Д., Василенко А.В. Патент России. 1989, N 2023702.
3. Казанцева Л.К., Белицкий И.А., Васильева Н.Г., Фурсенко Б.А. Патент России. 1991, N 2051869.
4. Маркова Л.Н. Оценка пуццолановой активности природных цеолитов и их использование при получении стеновых материалов: Автореф. дисс. на соиск. ученой степени канд. техн. наук. - Барнаул, АлтГТУ, 1998. - 25 с.
5. Овчаренко Г.И., Свиридов В.Л., Казанцева Л.К. Цеолиты в строительстве // Барнаул, Новосибирск, Изд. АлтГТУ "АБИ", 2000. 320с.
6. Овчаренко Г.И., Свиридов В.Л. Шлакопортландцемент с добавкой цеолитового туфа // Использование отходов. /Экспресс-информация ВНИИЭСМ: Сер. 11.- вып. 7. М., 1988.- С.
7. Шагора А.С., Влодарчик Н.М., Природные цеолиты – ценное сырье для производства строительных материалов // Современные проблемы строительного материаловедения: Тез. докл. Межд. науч.-техн. конф., Самара, 1995. С. 60-61.

О НЕКОТОРЫХ ОСОБЕННОСТЯХ РАЗВИТИЯ РЕЧНЫХ ДОЛИН ОРОГЕННОЙ И РАВНИННОЙ (ПРИКАСПИЙСКАЯ НИЗМЕННОСТЬ) ЧАСТЕЙ РЕГИОНА ВОСТОЧНОГО КАВКАЗА.

Тулышева Е.В., Хлопкова М.В.

¹*Институт геологии ДНЦ РАН,*

²*Прикаспийский институт биологических ресурсов ДНЦ РАН*

Особенности развития речных долин Восточного Кавказа на примере Дагестана рассмотрены в [5]. К ним относятся: наличие террас до 15 в долинах крупных рек Самур, Сулак, Терек (4^{го}, 5^{го} порядка по классификации Хортон-Философова). В реках более низкого порядка (3-4): Уллучай, Шура-Озень, Акташ, Черкез-Озень и др. отмечается до 12 террас высотой до 100-165 м, против 220-350 м в реках более высокого порядка. Морфология долин характеризуется четковидным строением, когда эрозионно-аллювиальные котловины приурочены к зонам опускания, сменяются перемычками приуроченными к зонам воздымания. С зонами опускания связаны основные процессы террасообразования, а воздымающиеся участки характеризуются отсутствием террас. Характерной особенностью речных долин орогенной части так же является их антецедентность – при которой речная долина пересекает воздымающиеся участки, формирующихся после образования долины и дальнейшее развитие долины происходит в режиме воздымания [3]. Эта особенность позволяет обосновать развитие речных долин в антикавказском направлении и объясняет орогидрографический парадокс хребтов Восточного Кавказа [1,4].

Прикаспийская низменность с морем – это конечный бассейн стока речных вод и сноса рыхлого материала с орогена. Все закономерности и процессы развития речных долин происходили и на приморской низменности, но их нельзя наблюдать, поскольку они погребены рыхлыми отложениями (по материалам Брода мощности четвертичных отложений может достигать 500 и более метров). Благодаря колебаниям уровня морских вод, базис эрозии рек падал до минимума в отложениях понта. А морской бассейн сокращался до небольших размеров и был отмечен в районе г. Баку [2]. В этот период максимальной регрессии Каспия, реки, впадающие в него, проходили по обмелевшему морскому дну в континентальных условиях. Так река Волга проходила по дну морского бассейна, в нее впадали притоки Терек, Сулак, Самур. Эрозионный базис рек упал на 500м. Конечно, в этот период происходило максимальное углубление русел рек в орогенной и равнинной частях.

Объединение крупных притоков долин рек Самура и Сулака происходит в орогенной части Восточного Кавказа: Самур-Ахтычай, Самур-Тагирджал, Самур-Карасамур; Сулак-Каракойсу, Аварское Койсу-Андийское Койсу. Для Терека объединение крупных

водотоков происходит на равнинной части – прикаспийской низменности. Такое различие объясняется тектоникой региона и палеогеографией.

На приморской низменности, по сравнению с орогеном, снижается количество речных террас и их характер. Здесь происходит формирование 2-3 террас – р.р. Шура-Озень, Черкес-Озень, Манас-Озень и др. Остальные террасы, вероятно, погребены, поскольку неотектоника на плоскости и в горах различается.

Так или иначе, установились определенные представления по соотношению террас в горной и низменной частях – это так называемые, «ножницы» [2], когда самая верхняя терраса в речной долине оказывается самой нижней на приморской низменности. Это, конечно, идеализированные соотношения, они приводятся для долин р. Сулак, Самур [3]. А для менее крупных рек такое соотношение террас отмечается не всегда.

Рассмотрим участки впадения некоторых речных долин в приморскую низменность. Долина р. Шура-Озень (порядок долины 4) антецедентная. Русло прорезает хазарские отложения приморской низменности [5] до коренных пород - сарматских глин. Рыхлые хазарские [6] морские отложения залегают на коренных слабосцементированных глинистых отложениях сармата с угловым несогласием. Значит здесь не было плиоцен-нижнего плейстоцена (бакинского яруса). На территории существовал континентальный режим. Следовательно, здесь формироваться террасовых «ножниц» горы-прикаспийская низменность не могло. Такая же картина отмечается для участка выхода р. Черкаес-Озень в приморскую низменность. Но мощность хазарских отложений здесь на левобережье р. Черкес-Озень резко снижается до 1-2 м, против Шура-Озеньского участка до 30м [6]. Считаем, что такая континентальная картина будет отмечаться от правобережья р. Сулак до бассейна р. Рубас-чай. То есть на территории где акчагыл-апшеронские отложения не выделены при съемочных работах.

На отмеченном участке существовал континентальный режим, обусловленный поперечным воздыманием Предкавказья, северная граница этого участка не определена. Но, можно сказать, что на правобережье Каспия отмечаются только сарматские карбонатные отложения, а акчагыл-апшерон-нижний плейстоцен выделяются уже где-то в море. А как быть с реками на этом континентальном участке прикаспийской низменности? Они не прекращали свое существование и врезались в коренное сарматское ложе в орогенной и низменной частях. На каком-то неопределенном расстоянии к северу они стали прорезать и плиоценовые осадки по мере их формирования и отложения. Таким образом террасовые «ножницы» могли формироваться, но в более северных участках. А отмеченные реки прорезали чокрак-караганские толщи уже в этот континентальный период и сносили все это время эродируемый материал в море, но отложение его происходило гораздо севернее, чем мы могли предполагать.

Чокрак-караганские песчаники для региона являются потенциальными источниками, носителями россыпной титано-циркониевой терригенной минерализации и благородных металлов. Считалось, что рыхлые морские отложения в местах впадения рек, прорезающих чокрак-караганские песчаники, в прикаспийскую низменность перспективны на плейстоценовые морские россыпи. Проведенные нами исследования показывают, что все обстоит не так просто. Нужно определить где и когда отлагался этот материал. Последний и будет перспективным на плейстоценовые прибрежно-морские россыпи, располагающиеся в современных подводных условиях.

Что касается низкопорядковых рек, берущих начало на склоне передовых хребтов, сочленения их аллювиальных отложений с морскими, то рассмотрим эти вопросы на примере долины р. Истисув. Речка берет начало на хребте Нарат-Тюбе, его северном склоне и выходит на приморскую низменность. Она прорезает чокрак-караганские песчаники, которые на уровне 80-90м сочленяются с морскими отложениями хазарской террасы на приморской низменности, т.е. здесь не было такого вреза как в долине р. Шура-Озень. Следовательно, здесь был вынос материала продуктивных песчаников в послехазарское

время, и он может рассматриваться как поисковый признак на четвертичные прибрежно-морские россыпи. Долина реки сформирована за счет процесса эрозии вспять.

Еще одно существенное различие орогенных и низменных террас – это то, что формирование первых происходит в коренных породах (песчаники, глинистые сланцы, аргиллиты, известняки и др.), а террасы прикаспийской низменности образуются в рыхлых морских отложениях (пески, галечники, глины, в отдельных случаях речные водотоки прорезаются до коренных пород). Это накладывает существенный отпечаток на условия формирования террас, на отсутствие коренных террас.

Существующие представления о террасовых спектрах в долинах рек Восточного Кавказа не всегда соответствуют взглядам на периоды развития речных долин и положение базиса эрозии в орогенной части и в ложе морского бассейна. Представляется необходимым выделение этих террас для фиксированного положения того или иного базиса эрозии. В этом случае следует ожидать иных особенностей террасовых спектров.

Литература

1. Лилиенберг Д.А. Орогидрографический парадокс осевой зоны Кавказа и некоторых орогенов шовного типа. - Геоморфология, № 2, 1993, С. 102-108.
2. Милановский Е.Е. Новейшая тектоника Кавказа. Изд-во «Недра», М., 1968, 483с.
3. Тулышева Е.В. Антецедентность речных долин северного склона Восточного Кавказа // Тез. докл. Международной конференции, посвященной 75-летию РАН и 50-летию ДНЦ РАН. Махачкала, 1999, С. 323.
4. Тулышева Е.В. К дискуссии о природе орогидрографического парадокса осевой зоны Восточного Кавказа. - Геоморфология, № 4, 1996, С. 19-24.
5. Тулышева Е.В. Речные долины Дагестана и их неотектоническая обусловленность: Дисс. к.г.н., Махачкала, 2002, 163с.
6. Хлопкова М.В. Экологические закономерности роста и формообразования Каспийских дидакн. Автореф. дисс. к.б.н., Махачкала, 2007, 22с.

ГЛИНИСТЫЕ СЛАНЦЫ - ЭФФЕКТИВНОЕ МЕСТНОЕ МИНЕРАЛЬНОЕ СЫРЬЕ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ВЯЖУЩИХ

*Черкашин В.И., Тотурбиев Б.Д.
Институт геологии ДНЦ РАН*

Предпосылками устойчивого и положительного развития строительного комплекса Дагестана является наличие больших запасов природных ресурсов для производства строительных материалов.

В этой связи в лаборатории «Региональной геологии и минерального сырья» Института геологии ДНЦ РАН проводятся научно-исследовательские работы по комплексному использованию минерального сырья республики для получения строительных материалов различного функционального назначения.

В данной статье приводятся результаты исследования направленные на возможности применения низкообожженных глинистых сланцев в производстве бесклинкерного известкового вяжущего, тонкомолотых пуццолановых портландцементов (ППЦ) и вяжущих низкой водопотребности.

Используемый глинистый сланец Дагестана представляет собой смесь глинистых минералов: хлорита, смешано-слоистого образования (слюда-смектит), полевых шпатов, гидрооксидов железа и кристаллического кварца.

Для предварительной оценки возможности приготовления из представленного материала активной минеральной добавки была проведена серия обжигов исходного сырья при температуре 550°C, 800°C и 1250°C. Выдержка минерала в обжиговой печи при заданной температуре была принята во всех режимах 1 час. Для получения сравнительной оценки гидравлической активности материала, полученного при каждом из обжигов, изготовлены образцы из

обожжённого материала в виде кубиков 1x1x1 см. Составы, из которых изготовлены образцы, отличались по соотношению цемента и добавки 1:4 и 1:1(см. табл. 1).

Таблица 1.

Составы сухих смесей цементного камня

№ смеси	Содержание компонентов, %			
	п/цемент	Сланец 550 ⁰ С	Сланец 800 ⁰ С	Сланец 1250 ⁰ С
1	100	—	—	—
2	80	—	—	20
3	50	—	—	50
4	80	—	20	—
5	50	—	50	—
6	80	20	—	—
7	50	50	—	—

Образцы изготавливались из цементного теста (без песка). Формы с образцами выдерживались сутки во влажной среде, а затем расформовывались и помещались в ванну с водой. Испытания прочности на сжатие проводились на ручном прессе через 3, 7, 14, 21 и 28 суток. В каждом определении, разрушению подвергались шесть кубиков. Результаты испытаний представлены в табл. 2. Откуда следует, что наилучшие показатели по прочности показывают образцы, изготовленные на основе добавки, обожжённой при температуре 800⁰С при соотношении добавки цемента 1:4.

Близкие результаты показывает добавка, обожжённая при температуре 550⁰С. Обжиг при температуре 1250⁰С приводит к ухудшению показателей. Таким образом, результаты проведённых испытаний позволяют сделать предварительный вывод о возможности получения активной минеральной добавки на базе глинистого сланца Дагестанского месторождения путём низкотемпературного обжига при температуре 550-800⁰С. Указанная добавка может быть использована при совместном помоле с портландцементом или портландцементным клинкером.

Таблица 2.

Результаты физико-механических испытаний образцов цементного камня

№ состава	В/Ц,%	Прочность при сжатии, МПа, в возрасте, сут.				
		3	7	14	21	28
1	31	13.4	38.4	53.8	62.5	67.0
2	32	12.1	20.9	37.5	42.5	54.4
3	35	5.9	11.5	17.5	22.5	25.1
4	31	12.7	28.8	53.1	59.3	66.3
5	39	5.2	12.9	26.3	27.1	32.5
6	31	11.7	28.7	43.9	51.3	
7	37	6.4	15.8	22.8	26.9	

Предварительные результаты, полученные на образцах цементного камня с введением обожжённого (800⁰С) глинистого сланца, были уточнены при испытании различных видов вяжущих по стандартным методикам, в том числе с определением нормальной плотности, сроков схватывания, нормальной консистенции стандартных растворов состава 1:3 и их активности как при нормальном твердении, так и при тепловлажной обработке (ТВО) по режиму 2+3+6+2 ч. (соответственно продолжительность предварительного выдерживания, подъём температуры и остывание) при температуре изотермического прогрева 85-90⁰С (методики ГОСТ 310.1-76...310.3-76, 310.4-81).

Изготовлению вяжущих предшествовала соответствующая подготовка сырьевых материалов: предварительное измельчение извести и гипсового камня в щековой дробилке и предварительный помол портландцементного клинкера и обожжённого сланца в шаровой мельнице. Дисперсность полученной после одновременного помола крупки портландце-

ментного клинкера соответствовала удельной поверхности около 1500 см²/г, обожжённого сланца – 4500-5000 м²/г, что подтверждает его высокую размолоспособность.

Приготовление вяжущих осуществлялось в лабораторной мельнице совместным помолком компонентов. Продолжительность помола вяжущих корректировалось с учётом интенсифицирующего воздействия добавки С-3 и повышенной размолоспособности обожжённого сланца и извести.

Испытания проводились с использованием алитового клинкера среднего минералогического состава, гипсового камня (двуводный сульфат кальция), полуводного (строительного) гипса и извести.

Данные по вещественному составу вяжущих, значения их удельной поверхности и показатели плотности приведены в таблице 3

Таблица 3.
Вещественный состав, параметры получения и плотность вяжущих на основе низкообожённого сланца (800⁰С).

Вид вяжущего	Состав вяжущего (содержание компонентов), масс. %						S _{уд} , см ² /г	Насыпная плотность, кг/м ³	Плотность, г/см ³
	клинкер	Гипс двуводный	известь	Гипс полуводный	Обожжённый сланец	С-3			
Портландцемент (контроль)	100.0	5.0	-	-	-	-	2450	1030	3.06
ППЦ-50	50.0	2.5	-	-	50.0	-	7660	906	2.83
ВНВ-50	50.0	2.5	-	-	50.0	1.0	8450	940	2.86
Известковое (бесклинкерное) вяжущее	-	-	25.0	5.0	75.0	2.0	9980	810	2.58

Полученные результаты показывают, что наименьшими показателями плотности характеризуется известковое вяжущее, что соответствует более низкой плотности его компонентов – извести и сланца.

Результаты определения стандартных характеристик полученных вяжущих приведены в таблице 4. Они свидетельствуют о более высокой водопотребности вяжущих, содержащих обожжённый сланец, нормальная густота которых (28.5-36%) существенно превышает водопотребность контрольного портландцемента (24.3%). Наибольшей водопотребностью отличается вяжущее ППЦ-50 (36%), несколько меньшей (33%) – известковое вяжущее. Наименьшее значение нормальной густоты (28.5%) характерно для ВНВ-50. Оно же отличается наиболее сокращёнными сроками схватывания, причём ускоренное структурообразование теста на ВНВ-50 является косвенным показателем интенсивности твердения вяжущего. Наиболее длительными сроками схватывания обладает бесклинкерное известковое вяжущее, структурообразование которого на ранней стадии в значительной степени определяется гидратацией полуводного гипса, количество которого сравнительно невелико.

Водопотребность растворов нормальной консистенции в целом соответствует водопотребности смеси на различных вяжущих. В то же время следует отметить практически равную потребность растворов на портландцементе и ВНВ-50 несмотря на несколько повышенную нормальную густоту последнего, что связано с особенностями реологических свойств бетонных и растворных смесей на основе вяжущих низкой водопотребности, а именно, их повышенной способностью к тиксотропному разжижению в условиях механических воздействий.

В возрасте одних суток, как нормального твердения, так и после ТВО, наибольшими прочностными характеристиками отличаются растворы на ВНВ-50. При нормальном

твердении их прочность при сжатии составила 8.9 МПа после тепловлажностной обработки – 34.5 МПа, что на 33 и 30% выше соответствующих их значений прочности контрольных образцов на портландцементе. Прочность при сжатии образцов нормального твердения на ППЦ-50 практически не отличается от прочности контрольных образцов, а при использовании известкового вяжущего значения прочности почти в 4 раза ниже. При этом образцы нормального твердения как на ППЦ-50, так и на известковом вяжущем практически не имели прочности при изгибе.

В условиях тепловлажностной обработки гидратационные процессы в известковом вяжущем значительно интенсифицируются, а прочность составляет 19.7 МПа, уступая прочности контрольных образцов не более чем на 26%. Прочность пропаренных образцов на ППЦ – 50 была ниже контрольных на 15%.

Во всех случаях использования вяжущих на основе сланцев пропаренные образцы не имели признаков деструктивных изменений (трещин, вспучивания поверхности), что подтверждает выражаемые сроками схватывания данные об их достаточно интенсивном структурообразовании в первые часы после затворения.

Таблица 4
Характеристики вяжущих на основе низкообоженного (700-800⁰С) глинистого сланца при испытании по ГОСТ 311-76 ...ГОСТ 310.3-76, ГОСТ 310.4-81

Вид вяжущего	$S_{уд.}$ см ² /Г	Нормальная густота, %	Сроки схватыва- ния, ч-мин.		В/Ц раствора	Распыль кону- са мм	R, МПа (изгиб./сжатие) в воздухе 1 сут	
			начало	конец			Норм тверд.	ТВО
Портландцемент (контроль)	2450	24.3	4-45	7-20	0.40	105	2.4/6.7	5.1/26.5
ППЦ-50	7660	36.0	2-35	3-15	0.49	105	-/6.8	5.5/22.6
ВНВ-50	8450	28.5	2-20	2-55	0.41	110	1.7/89	6.4/34.5
Известковое (бес- клин- керное) вяжущее	9980	33.0	2-45	5-05	0.45	107	-/1.8	5.0/19.7
Портландцемент (справочные данные и нормативные тре- бования)	Не нормируется обычно 2500-3000	Не нормируется обычно 22-31	Не ранее 45 мин. (ГОСТ 10178)	Не позднее 10 час (ГОСТ 0178)	0.4 (ГОСТ 310.4-85)	106-115 (ГОСТ 310.4- 85)	Не нормируется	21МПа (ШПЦ МЗ) 27МПа (ПЦМ400) 32МПа (ПЦ М500)*

Таким образом, результаты проведённых экспериментальных исследований, использования глинистых сланцев Дагестана показали возможность применения их для изготовления вяжущих веществ получаемые по энергосберегающей, низкообжиговой технологии.

Литература

1. Патент РФ на изобретение №95113243., 26. 07. 1995г.
2. Тотурбиев Б. Д., Тотурбиев А. Б.. Вяжущие из обожженных глинистых сланцев // Бетон и железобетон. - 2008. - N 1. - С. 12-14 .

СТРАТИГРАФИЯ МЕЛОВЫХ И НИЖНЕПАЛЕОГЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЦЕНТРАЛЬНОГО ДАГЕСТАНА ПО НАННОПЛАНКТОНУ

Щербинина Е.А., Гаврилов Ю.О.

Геологический институт РАН, Москва, katuniash@gmail.com

Введение

Меловые и палеогеновые отложения широко распространены в предгорной и северной горной части Центрального Дагестана, слагая основной массив Дагестанского клина. Нижнемеловые отложения представлены мощными, ритмично построенными терригенными и карбонатно-терригенными толщами, верхнемеловые отложения сложены преимущественно известняками, а нижнепалеогеновые – известняками и мергелями. В ходе геологической съемки 50-60-х годов было проведено детальное изучение нижнемеловых макрофаунистических остатков (аммонитов, брахиопод и пелеципод), позволившее обосновать ярусное и зональное расчленение отложений (Ренгартен, 1961; Мордвилко, 1962 и др.). К концу 70-х годов была разработана стратиграфическая схема верхнемеловых отложений Северо-Восточного Кавказа (Смирнов и др., 1979), позволившая провести корреляцию отложений с другими регионами Крымско-Кавказской области (Алиев и др., 1982). Несколько позже К.Г. Самышкиной (1983) было предложено зональное расчленение меловых отложений по фораминиферам. Значительно хуже были изучены палеогеновые отложения, протягивающиеся широкой полосой с северо-запада на юго-восток Дагестана и слагающие северо-восточные предгорья Большого Кавказа. В составе палеогена выделяются датские отложения сложенные плотными серыми известняками и так называемая фораминиферная свита палеоцен-эоценового возраста. Отложения свиты заметно различаются по окраске пород, что позволило выделить «сероцветную» свиту в южной части Дагестана и «пестроцветную» свиту в его северной предгорной части. Е.К. Шуцкой (1970) было проведено расчленение палеогеновых разрезов по рр. Сунже и Халагорк на основе зональной Крымско-Кавказской схемы по планктонным фораминиферам и предложена корреляция с отложениями Центрального Кавказа.

Однако все эти достижения в стратиграфии меловых-палеогеновых отложений Дагестана были сделаны довольно давно, и за истекший период существенно изменились объемы ярусных и зональных подразделений, да и сам характер геологических работ стал значительно более детальным, поэтому ревизия биостратиграфического расчленения и корреляции разрезов является насущной задачей. С целью ее решения нами было описано и опробовано несколько разрезов для изучения распределения в них остатков известкового наннопланктона – ортостратиграфической группы палеогена и одной из руководящих групп ископаемых для меловой эпохи: нижнемеловые отложения разреза Аймаки, верхнемеловые отложения разреза Герга и два палеогеновых разреза (Страусиная Ферма и Чиркей).

Результаты исследований

Нами было впервые изучен известковый наннопланктон готеривского-туронского интервала разреза, обнажающегося на западном склоне г. Баримеэр у с. Аймаки и проведено расчленение отложений по стандартным наннопланктонным зональным схемам (Roth, 1978; Bralower et al., 1995 – для нижнего мела, Sissingh, 1977; Perch-Nielsen, 1985, Burnett, 1998 – для сеномана). В основании опробованной части разреза - отложениях валанжина (гапшиминская свита) - наннопланктон отсутствует, а в вышележащих толщах готерива-апта распределен крайне неравномерно и присутствует лишь на отдельных интервалах или в изолированных прослоях карбонатных глин и песчаников. Начиная с верхнего апта, наннопланктон присутствует постоянно и составляет значительную часть карбонатного компонента осадков.

В темных алевrolитах и песчаниках гапшиминской свиты наннопланктон отсутствует и появляется только в массивных желтовато-серых песчаных известняках, дающих ярко выраженный уступ в склоне на восточной окраине села Аймаки (Рис. 1).

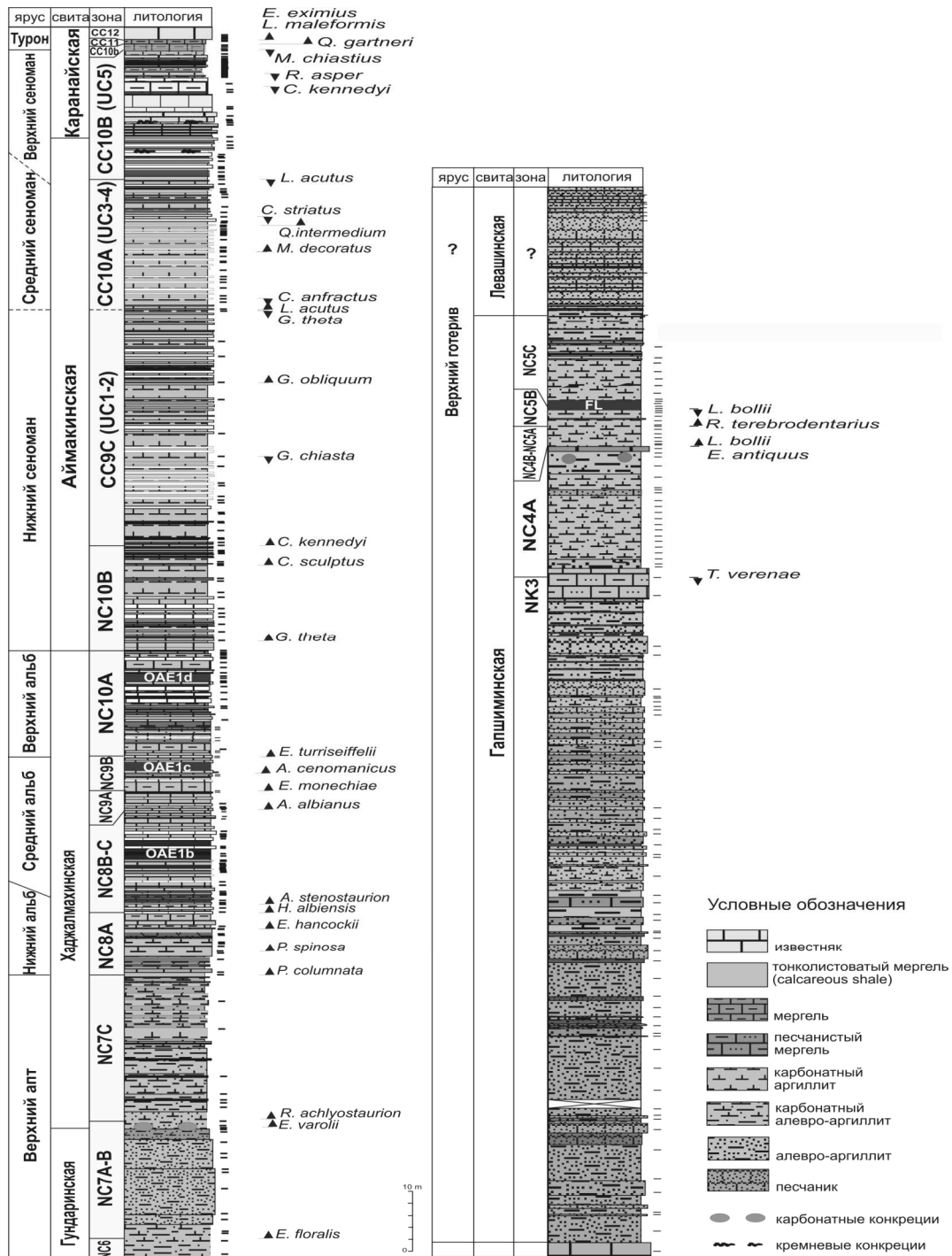


Рис. 1. Нижнемеловые отложения разреза Аймаки и уровни появления и исчезновения видов наннопланктона.

Это пока еще довольно бедный комплекс, представленный небольшим числом видов. В вышележащих карбонатных аргиллитах наннопланктонная ассоциация становится значительно богаче (до 33 видов), в ней присутствуют довольно многочисленные гемипелагические наннокониды и высока доля тепловодных *Rhagodiscus* spp. По появлению *Lithraphidites bollii* устанавливается граница подзон NC4a/NC4b. Отсутствие *Crucellipsis cuvelleri* не позволяет отбить границу зон NC4/NC5, а исчезновение *L. bollii* отвечает границе подзон NC5b/NC5c. В карбонатных алевро-аргиллитах позднеготеривской подзоны NC5b залегает 1,5-метровый пласт черных сланцев, очевидно, соответствующий «аноксическому» событию Фараона (Faraoni Level).

В вышележащей песчанистой толще левашинской свиты и нижней части гундаринской свиты (показаны на Рис. 1 частично) наннопланктон полностью отсутствует и появляется вновь лишь в средней части гундаринской свиты под 12-метровой пачкой моно-

тонных зеленовато-серых песчаников. По первому появлению *Eprolithus floralis* здесь устанавливается подошва позднеаптской зоны NC7. Однако, поскольку сама песчаниковая пачка исключительно бедна наннопланктоном, детальное расчленение этой части разреза невозможно и его возраст определяется интервалом подзон NC7A-B. Нижняя граница подзоны NC7C проводится, по-видимому, почти в основании хаджалмахинской свиты (выше последнего горизонта с карбонатными конкрециями) по появлению *Rhagodiscus achlyostaurion*. Начиная с этого уровня, породы становятся все более карбонатными, постепенно исчезает алевроитистость и появляется отчетливая ритмичность, комплексы наннопланктона увеличивают свою численность и видовое разнообразие.

Граница аптского и альбского ярусов установлена в базальной темноцветной пачке хаджалмахинской свиты (Рис. 2), содержащей плохо выраженные прослои серых мергелей, по появлению *Prediscosphaera columnata* (граница зон NC7/NC8). Самая верхняя часть этой пачки (~ 11 м) относится к подзоне NC8A. Альбский интервал характеризуется наиболее полными и разнообразными комплексами наннопланктона, позволяющими выделить последовательность мелких подзональных подразделений. В этой части разреза удалось выявить и датировать серию интервалов, обогащенных органическим веществом, отдельные уровни которых на основании наннопланктонной зональности коррелируются с Меловыми Аноксическими Событиями (ОАЕs, Щербинина и др., 2011). Появление *Hayesites albiensis* в основании хорошо выраженного сгущения пластов светлых известняков позволяет установить нижнюю границу подзоны NC8B. Разделить подзоны NC8B и NC8C в разрезе Аймаки довольно сложно, поскольку вид-индекс этой границы *Tranolithus orionatus* имеет здесь продолжительную историю становления и очень трудно отделить уровень появления типичных представителей этого вида от предковых *Tranolithus praeorionatus*, различающихся между собой практически только размерами. В этом интервале залегают несколько прослоев, обогащенных органическим веществом, очевидно, коррелирующиеся с разными эпизодами события ОАЕ1b. Последовательное появление в вышележащих отложениях *Axopodorhabdus albianus* и *Eiffelithus monechiaie* позволяет отбить подошвы подзон NC9A и NC9B, соответственно. В верхней части этого интервала залегает черносланцевый горизонт, видимо, сопоставимый с событием ОАЕ1c. Самая верхняя часть хаджалмахинской свиты отвечает позднеальбской подзоне NC10A, нижняя граница которой устанавливается по появлению *Eiffelithus turrisseiffelii*. В этом интервале вновь появляется алевроитистость, свидетельствующая об отмелении бассейна, и также присутствует интервал осадков обогащенных органическим веществом, соотносимый с событием ОАЕ1d.

Граница альба и сеномана, по-видимому, может совмещаться с подошвой аймакинской свиты, вблизи которой появляется *Gartnerago theta*, чье первое появление примерно совпадает с границей аммонитовых зон *dispar/mantelli*. Отложения свиты представлены ритмичным чередованием темно-серых мергелей и белых известняков. Ее нижние ~17 м относятся к подзоне NC10B, а вышележащие нижнесеноманские отложения – к подзоне CC9C (Sissingh, 1977; Perch-Nielsen, 1985), выделяемой по появлению *Corollithion kennedyi*, или нерасчлененным из-за отсутствия в этом интервале разреза *Gartnerago segmentatum* зонам UC1-2 (Burnett, 1998). Основание среднесеноманской зоны UC3 (= нижней части CC10A) установлено по появлению *Lithraphidites acutus*. Граница зон UC3/UC4 не может быть установлена из-за существенно более позднего появления *Cylindralithus biarcus* в разрезе. В середине этого нерасчлененного интервала присутствует серия черносланцевых пластов, сопоставляющаяся со среднесеноманским событием (MCE). Отложения каранайской свиты включают верхнюю часть изученного интервала, представленную плотными светлыми известняками, образующими выраженный обрыв в склоне хребта. Нижняя граница позднесеноманской зоны UC5 установлена по исчезновению *L. acutus*. Граница сеноманского и туронского ярусов (CC10A/CC10B) отвечает уровню исчезновения *Microstaurus chiastius*, установленному примерно в 3 м выше черносланцевого горизонта (80 см), сопоставимого с событием ОАЕ2. Появление *Quadrum gartneri* в ~0,9 м ниже кровли свиты отвечает подошве зоны CC11.

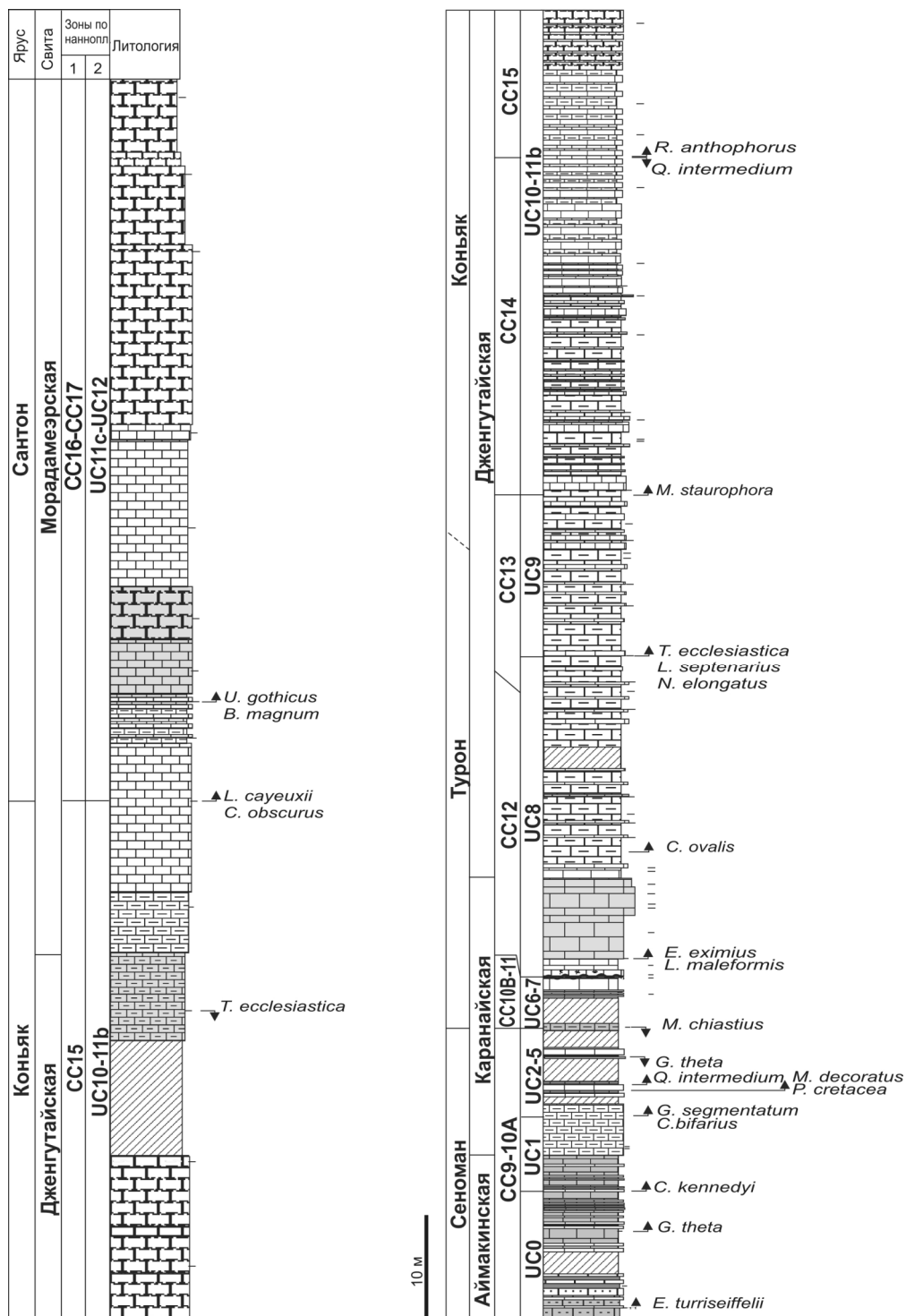


Рис. 2 Верхнемеловые отложения разреза Герга и их зональное расчленение на основе нано-планктонных шкал. 1- стандартная шкала Sissingh, 1977, 2 – шкала Burnett, 1998.

Более фрагментарный разрез сеномана обнажается в средней части хребта Чонкатау на его южном склоне в левом борту р. Герга, где осадконакопление, очевидно, происходило в существенно более мелководных обстановках, но более молодые отложения позднемеловой эпохи представлены здесь значительными мощностями, слагая один из наиболее представительных в Дагестане разрезов верхнего мела. Однако нанопланктон этих толщ значительно беднее нижнемелового вследствие весьма сильной диагенетической перекристаллизации отложений, поэтому выделение дробных (подзональных) подразделений здесь практически неосуществимо. Аймакинская и каранайская свиты значительно уступают по мощности стратотипическим разрезам, составляя в общей сложности не более 30 м (Рис. 2). Переход между ними плотно задернован, поэтому оценить мощности каждой из

них не представляется возможным. Особую сложность для расчленения представляет интервал верхнего сеномана-нижнего турона по причине очень плохой обнаженности, и зональные границы могут быть намечены лишь приблизительно по отдельным выходам и закопущам.

Начиная с позднего турона этот сектор бассейна значительно углубляются и начинают откладываться мощные карбонатные толщи, в которых наннопланктон *изначально*, по-видимому, играл существенную породообразующую роль, но был интенсивно перекристаллизован в ходе диагенеза. Дженгутайская свита, представленная чередованием массивных и тонкослоистых зеленовато-серых, на отдельных интервалах розовых, известняков мощностью более 150 м, охватывает верхний турон и большую часть коньяка. Обедненность наннопланктонных комплексов этой толщи не позволяет выделить подзоны шкалы Д. Барнетт и установить подъярусные границы. Появление *Lucianorhabdus cayexii* в массивных розовых известняках морадамеэрской свиты, являющееся наиболее близким к коньяк-сантонской границе событием, позволяет одновременно установить границу зон CC15/CC16. Выше этого уровня наннопланктонные ассоциации предельно обедняются в белых плотных фарфоровидных известняках, что не позволяет проводить стратиграфическое расчленение разрезов. Кампанские и маастрихтские отложения разреза Герга, интенсивно нарушенные подводно оползневыми, склоновыми и диагенетическими процессами, не изучались.

Нижнепалеогеновые отложения были изучены в двух разрезах. Разрез Страусиная Ферма, представленный сероцветной толщей так называемой пестроцветной свиты, был опробован вдоль безымянного левого притока р. Халагорк в юго-восточной части Урминского плато близ с. Левши. Разрез Чиркей, сложенный красноцветными отложениями той же пестроцветной свиты, обнажается на правом берегу Чиркейского водохранилища справа и слева от дороги, подходящей к Чиркейской ГЭС. В обоих разрезах мергелистые породы пестроцветной свиты перекрывают плотные крупноплитчатые датские известняки.

Датские отложения Урминского плато образуют скалистый гребень, обрамляющий плато с юга. Общая мощность опробованной части толщи примерно 50 м, из которых 13-метровый интервал, нарушенный подводно-оползневыми процессами, пропущен в отборе образцов. Наннопланктон этой части разреза относительно небогат, но все же достаточно предствителен для выделения подзональных подразделений (NTr7A-NTr-8A) дробной шкалы О. Варола (Varol, 1989) (Рис. 3). По неровной границе “hard ground” на датские известняки налегают серые тонколистоватые мергели с заметной алевритистой примесью в основании. Вверх по разрезу обилие алевритовой примеси быстро снижается, и отложения принимают облик довольно мягких однородных зеленовато-серых мергелей, в которых наннопланктонная ассоциации становится все более обильной. Одновременные FO *Fasciculithus ulii* и *F. janii* (отвечающие основаниям терминальных датских подзон NTr8b и NTr8c соответственно), а также появление на этом уровне *F. tympaniformis* (основание зеландской зоны NP5) установлены непосредственно выше эрозионной поверхности в кровле дания, очевидно, свидетельствуют о перерыве на датско-зеландской границе в объеме подзон NTr8b-NTr8c. В верхнепалеоценовых отложениях выделяется полная последовательность наннопланктонных зон, однако уровень зеландско-танетской границы, проходящей внутри зоны NP6, остается неясным ввиду невозможности разделения зон NP6 и NP7, поскольку индекс вид зоны NP7 *Discoaster mohleri* появляется только вместе с индексом видом вышележащей зоны NP8 *Heliolithus riedeli*. Общая мощность верхнепалеоценовых отложений превышает 70 м. По своей литологии этот интервал отложений разреза Страусиная Ферма весьма сходен с нальчикской свитой Центрального Кавказа, одновозрастность с которой устанавливается по комплексам наннопланктона.

Переход от палеоцена к эоцену в разрезе сопровождается довольно сложной картиной, в которой, по-видимому, сочетались эрозионные и подводно-оползневые процессы, приведшие к формированию смешанного комплекса наннопланктона низов эоцена (зоны NP10-11) в интервале примерно 1,5 м. Вышележащие 6,5 м разреза, представленные мягкими серыми мергелями, характеризуются нормальным ипрским наннопланктонным ком-

плексом без заметного переотложения. В ~0,8 м ниже кровли толщи появляется *Discoaster lodoensis*, фиксирующий подошву верхнеипрской зоны NP12.

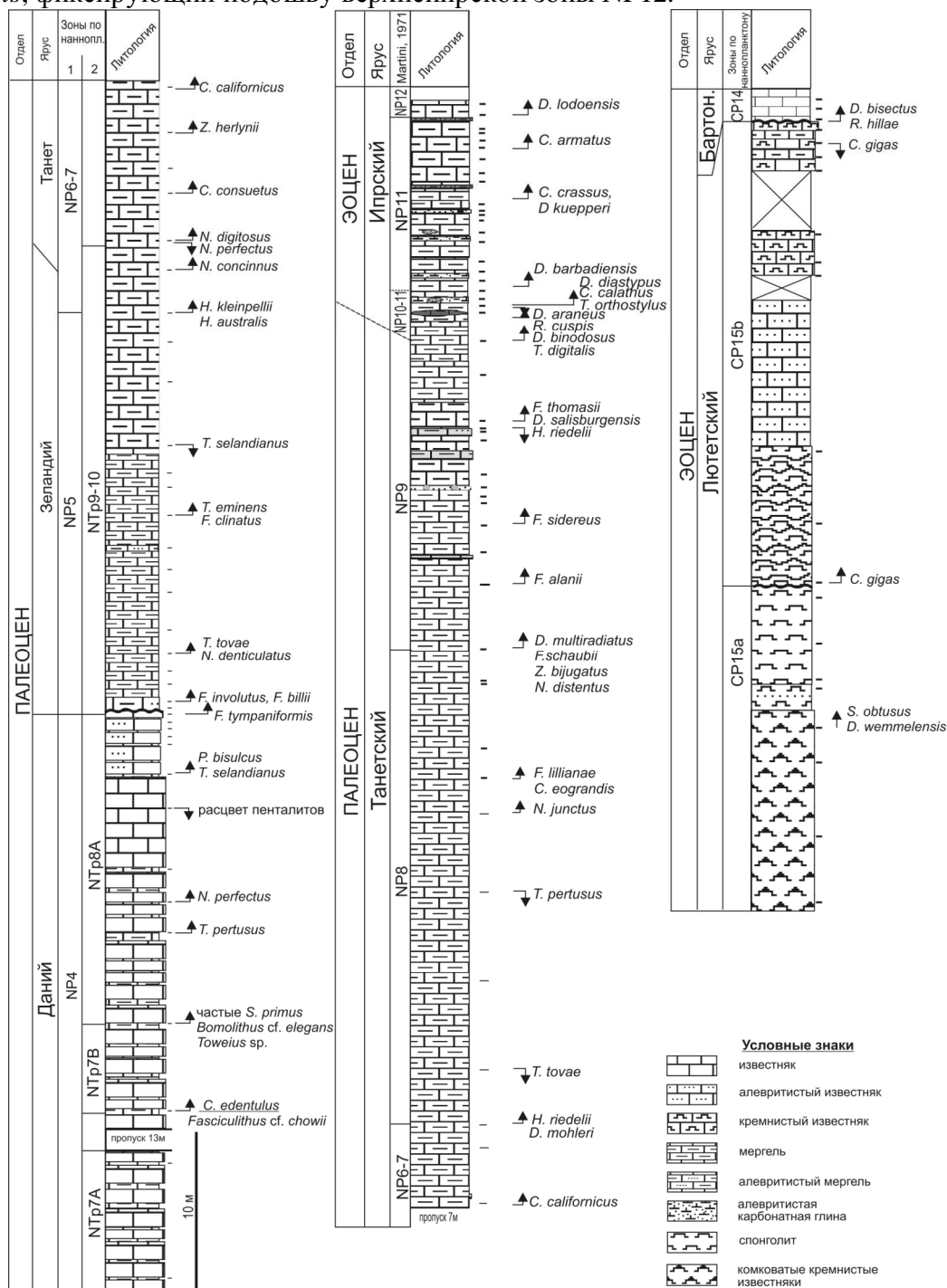


Рис. 3. Зональное расчленение палеогеновых отложений Урминского плато по наннопланктону. 1 – шкала Martini, 1971; 2 – шкала Varol, 1989.

Этот интервал разреза по своим литологическим характеристикам весьма сходен с черкесской свитой Центрального Кавказа, возрастным аналогом которой он является.

Ипрские отложения резко несогласно срезаются кремнистой толщей, сложенной в основании плотными массивными буровато-серыми кремнистыми известняками с комковатой отдельностью мощностью примерно 12 м. Наннопланктон в этом интервале разреза не обнаружен. Выше залегают мягкие белые спонголиты с редкими конкрециями серого кремня, перекрывающиеся по неровной границе с глубокими карманами рыхлым палевым кремнистым мергелем и светло-серыми алевритистыми окремнелыми известняками. Общая видимая мощность отложений, бронирующих в этом месте плато,

составляет около 30 м. Появление *Chasmolithus gigas* в основании кремнистого мергеля позволяет выделить лютетскую подзону CP15b (Okada, Bukry, 1981). Самые молодые отложения Урминского плато были обнаружены в его кровле в северо-восточной части слева от трассы Махачкала-Леваши. В пачке светлых мергелей установлена довольно богатая ассоциация, в которой отсутствует *C. gigas*, но появляются *Dictyococites bisectus* и *Reticulofenestra hillae*, а также продолжает существовать *Chiasmolithus solitus*, что позволяет отнести эти отложения к бартонской зоне CP16.

В Чиркейском разрезе (Рис. 4) на датские известняки с довольно бедной нано-планктонной ассоциацией по резкой границе налегают бордовые, кирпично-красные, фиолетовые и розовые плотные тонкоплитчатые мергели с прослоями бентонитов, резко выделяющихся в склоне ярко-бирюзовой окраской.

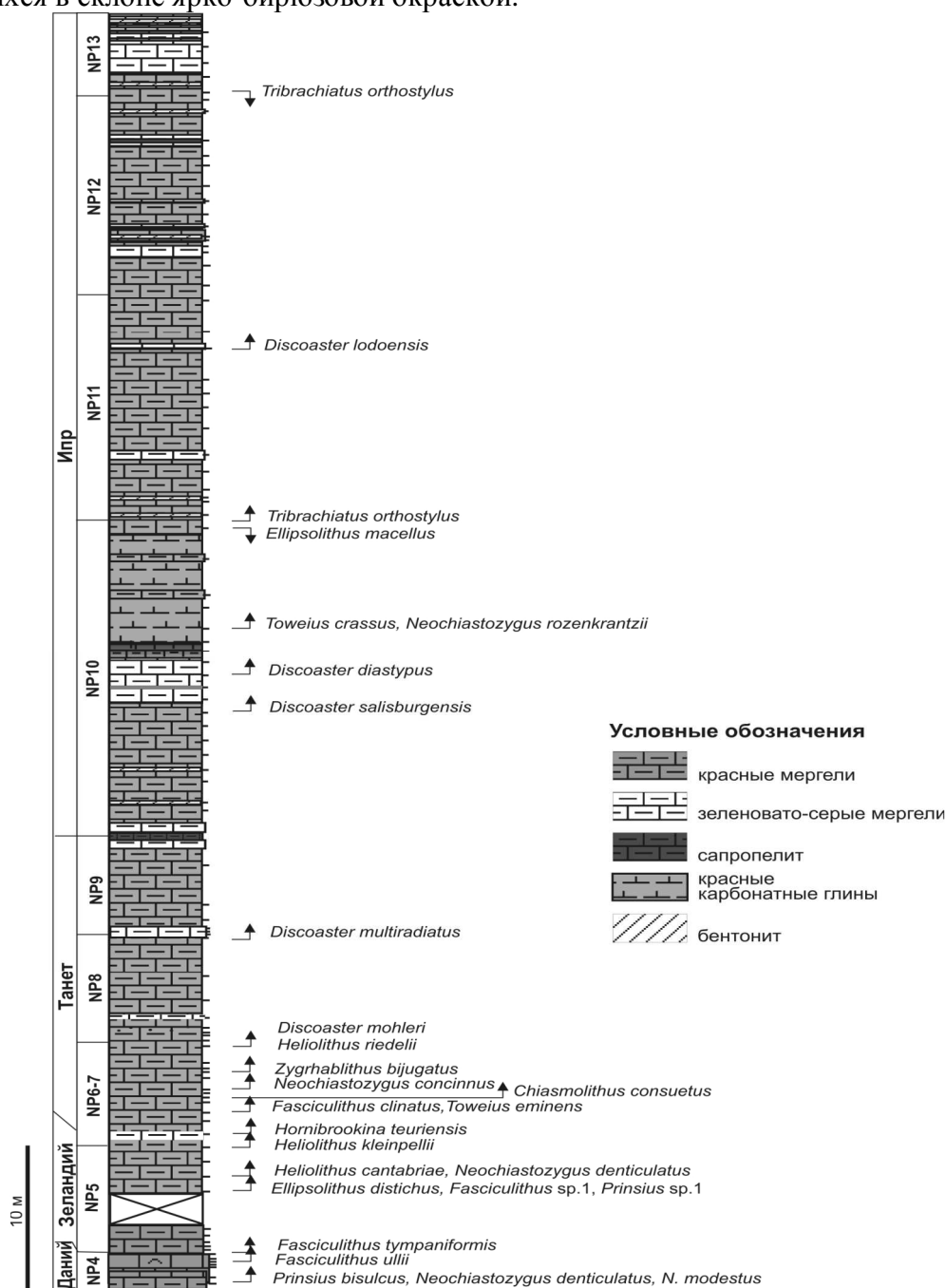


Рис. 4. Зональное расчленение верхнепалеоценовых-нижнеэоценовых отложений разреза Чиркей по наннопланктону.

Мощность красноцветов в данном разрезе составляет примерно 87 м, выше мергели приобретают зеленовато-серую окраску и становятся еще более плотными. Несмотря на

резкую литологическую смену между датскими и красноцветными отложениями, стратиграфический перерыв оказался весьма непродолжительным: присутствие в самых верхах дания *Fasciculithus ullii* указывает на подзону NTр8b шкалы О. Варола (Varol, 1989), и, следовательно, из разреза выпадают только отложения очень короткой подзоны NTр8c и, возможно, самой верхней части подзоны NTр8b, т.е. объем перерыва несколько меньше, чем на Урминском плато. Граница дания и зеландия устанавливается по появлению в основании красноцветной толщи *Fasciculithus tympaniformis* (зона NP5). Границу зеландия и танета в разрезе установить трудно, по той же причине, что и в разрезе Страусиная Ферма – виды индексы зон NP6 и NP7 появляются в разрезе одновременно. Общая мощность верхнепалеоценовых отложений составляет примерно 30 м.

На границе палеоцена и эоцена залегает отчетливо выраженный в склоне темный сапропелитовый пласт (~30 см), отвечающий глобальному событию Палеоцен-Эоценового Термического Максимум (PETM) (Gavrilov et al., 2003), следы которого были обнаружены в разрезе Страусиная Ферма в виде включений сапропелитового материала в нарушенном подводными оползнями интервале отложений. В непосредственно подстилающих сапропелит отложениях (10 см) и его нижней части наннопланктон отсутствует, а в верхней его половине представлен характерным для этого события обедненным комплексом, в котором появляются первые ромбоастеры, что позволяет установить нижнюю границу зоны NP10 внутри пласта. Таким образом, в отличие от разреза сероцветных отложений Урминского плато, переход между палеоценом и эоценом в разрезе Чиркей непрерывен.

В отложениях низов эоцена заметно снижается карбонатность и комплекс наннопланктона характеризуется низкой общей численностью и обедненностью видового состава. Примерно в 10 м от основания эоцена содержание карбоната кальция восстанавливается, однако наннопланктонная ассоциация продолжает оставаться довольно бедной в видовом отношении, что не позволяет выделить подзоны внутри

зональных подразделений, хотя зональные границы довольно надежно устанавливаются по серии появлений и исчезновений видов индексов. В верхней части зоны NP12 появляются регулярные прослои зеленовато-серых мергелей, а окончательный переход от красноцветных отложений к зеленовато-серым происходит немного выше основания верхнеипрской зоны NP13, устанавливающейся по исчезновению *Tribrachiatulus orthostylus*. Сероцветные отложения становятся более плотными и содержат бедный наннопланктон довольно плохой сохранности. Немного выше их основания в разрезе отмечаются признаки довольно сильного подводного оползания, нарушившего исходное залегание пород, поэтому стратиграфическое изучение этих отложений не проводилось. В разрезе Урминского плато интервалу верхней части зоны NP12-нижней части зоны NP15 соответствует продолжительный перерыв в осадконакоплении, сопровождающийся значительной литологической сменой от карбонатных к кремнистым отложениям. Возможно, в разрезе Чиркей переход от ипра к лютету является непрерывным, или, по крайней мере, перерыв на этой границе значительно короче по объему, но утверждать это с уверенностью в настоящее время невозможно. Мощность изученного интервала ипрских отложений (красноцветная толща) разреза Чиркей составляет примерно 62 м.

Заключение

Таким образом, изучение наннопланктона меловых и нижнепалеогеновых отложений Центрального Дагестана не только показало принципиальную возможность использования зональных шкал по этой группе на территории Восточного Кавказа и ее высокий потенциал для детальной зональной стратиграфии, но и позволило проводить корреляцию отложений внутри Кавказского региона и далеко за его пределами. Так, на основе зональной наннопланктонной стратиграфии были датированы уровни черносланцевых отложений и скоррелированы с соответствующими Меловыми Аноксическими Событиями (Щербинина и др., 2011), а также показано соответствие темного обогащенного органических веществ горизонтов на границе палеоцена и эоцена глобальному событию PETM,

что свидетельствует о супрарегиональном корреляционном потенциале наннопланктона. Это позволяет утверждать, что наннопланктон является одной из наиболее надежных и перспективных инструментов мезозойской-кайнозойской стратиграфии Дагестана.

Работа выполнена благодаря финансовой поддержке РФФИ (проект № 12-05-01138) и Госконтракта № 16.740.11.0050.

Литература

1. Алиев М.М., Павлова М.М., Харитонов В.М. Биостратиграфическое расчленение верхнемеловых отложений Дагестана по фауне иноцератов // Изв. АН Азерб. ССР. 1982. № 4. С. 1-14.
2. Мордвилко Т.А. 1962. Нижнемеловые отложения юго-восточных районов Северного Кавказа и Предкавказья // М.-Л.: Изд-во АН СССР. 280 с.
3. Ренгарген В.П. 1961. Опорные разрезы нижнемеловых отложений Дагестана // М.-Л.: Изд-во АН СССР.
4. Самышкина К.Г. 1983. Фораминиферы и стратиграфия меловых отложений Восточного Кавказа // М.: Наука. 168 с.
5. Смирнов Ю.П., Ткачук А.Е., Вобликов Б. Г. 1979. Региональная стратиграфическая схема верхнемеловых отложений Северо-Восточного Предкавказья // В кн.: Проблемы физической географии Северо-Восточного Кавказа. Грозный: Чечено-Ингуш. ун-т. С. 13-27.
6. Щербинина Е.А., Гаврилов Ю.О., Голованова О.В., Покровский Б.П. 2011. Палеоэкологические перестройки в ходе меловых аноксических событий в дагестанской части бассейна Восточного Кавказа // В кн.: Черкашин В.И. (ред.). Геология и полезные ископаемые Кавказа. С. 53-59.
7. Bralower, T.J., Leckie R.M., Sliter W.V., Thierstein H.R. 1995. An integrated Cretaceous microfossil stratigraphy // Society of Economic Palaeontologists and Mineralogists, Spec. Publ., N 50, 65-79.
8. Burnett J. A. 1998. Upper Cretaceous // Bown P.R. (Ed.). Calcareous nannofossil biostratigraphy. Chapman and Hall. London. 132-199.
9. Martini, E. 1971. Standard Tertiary and Quaternary calcareous nannoplankton zonation // In Farinacci, A. (ed.). Proceedings of the Second Planktonic Conference, Rome, (1970), Edizioni Tecnoscienza. N 2. P. 739-785.
10. Okada, H., Bukry, D. 1980. Supplementary modification and introduction of code numbers of the low-latitude coccolith biostratigraphic zonation (Bukry 1973, 1975) // Marine Micropaleontology. V. 5. P. 321-325.
11. Perch-Nielsen K. 1985. Mesozoic calcareous nannofossils // Bolli H.M., Saunders J.B., Perch-Nielsen K. (Eds.). Plankton stratigraphy. Cambridge Univ. Press. P.329-426.
12. Roth P.H. 1978. Cretaceous nannoplankton biostratigraphy and oceanography of the northwestern Atlantic ocean // Benson W.E., Sheridan R.E. (Eds.). Initial Reports of DSDP. V. 75. P. 651-655.
13. Sissingh W. 1977. Biostratigraphy of Cretaceous calcareous nannoplankton // Geologie en Mijnbouw. N 56. P. 37-65.

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ РЕГИОНАЛЬНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ЮЖНОМ И СЕВЕРО-КАВКАЗСКОМ ФЕДЕРАЛЬНЫХ ОКРУГАХ

*Пруцкий Н.И., Энна Н.Л., Лаврищев В.А.
ФГУПП «Кавказгеолсъемка», г. Ессентуки, Россия*

Геологическая изученность является важным показателем, определяющим представления о геологическом строении, истории развития и минерально-сырьевом потенциале региона, которые опираются на материалы государственного регионального мелко- средне- и крупномасштабного геологического картирования. Начатое с середины девяностых годов прошлого столетия обновление геологической основы обеспечило высокую степень геологической изученности, в первую очередь, горного сооружения Большого Кавказа, в меньшей степени – равнинного Предкавказья. К настоящему времени Государственная геологическая карта масштаба 1:1 000 000 третьего поколения охватывает более семидесяти пяти процентов территории Южного и Северо-Кавказского федеральных округов и отсутствует лишь для листов L-37 и L-39 (рис. 1). Комплекты Госгеолкарты-1000/3 листов M-37, L-38 и K-37, -38, -39 изданы.

В процессе геологического доизучения площадей масштаба 1:200000 (ГДП-200) за период 1993-2010 гг. проведено обновление среднемасштабной геологической основы на площади более 120 тыс. кв.км, охватывающей 39 номенклатурных листов (в пределах юрисдикции Российской Федерации), охватывающих, в большей степени, территорию Северного Кавказа, частично - Ростовскую, Волгоградскую и Астраханскую области (рис. 2), девять комплектов Госгеолкарты – 200 второго поколения уже изданы. С учетом ведущихся в настоящее время работ, современной среднемасштабной геологической основой охвачено около 23 % территории федеральных округов, а издано – около 8 %. Следует отметить, что совершенно не обеспечена современной геологической основой территория Восточного Кавказа. На материалах работ по ГДП-200 и ГК-1000/3 в 2007-2008 гг. был подготовлен ГИС-Атлас российской части Кавказа и прилегающих акваторий (ВСЕГЕИ, ФГУГП «Кавказгеолсъемка», ГНЦ ФГУГП «Южморгеология»).

Научно-методическое обеспечение региональных исследований осуществлялось путем проведения тематических работ стратиграфического, петрологического и других направлений. На бюро МСК в качестве унифицированной стратиграфической схемы в 2000 году утверждена стратиграфическая схема палеогеновых отложений Северного Кавказа и Предкавказья, в 2006 г - верхнемеловых отложений, в качестве корреляционной утверждены в 2000 г стратиграфическая схема девонских отложений, в 2001 году - силурийских, в 2002 – неогеновых [3]. В 2008 году была подготовлена стратиграфическая схема нижнемеловых отложений (ВСЕГЕИ, ФГУГП «Кавказгеолсъемка»), переданная для доработки и апробации специалистам ВСЕГЕИ. В настоящее время нуждаются в дополнении и актуализации схемы корреляции стратифицированных протерозойских образований, стратиграфические схемы юрских и триасовых образований, подготовленные более тридцати лет назад.

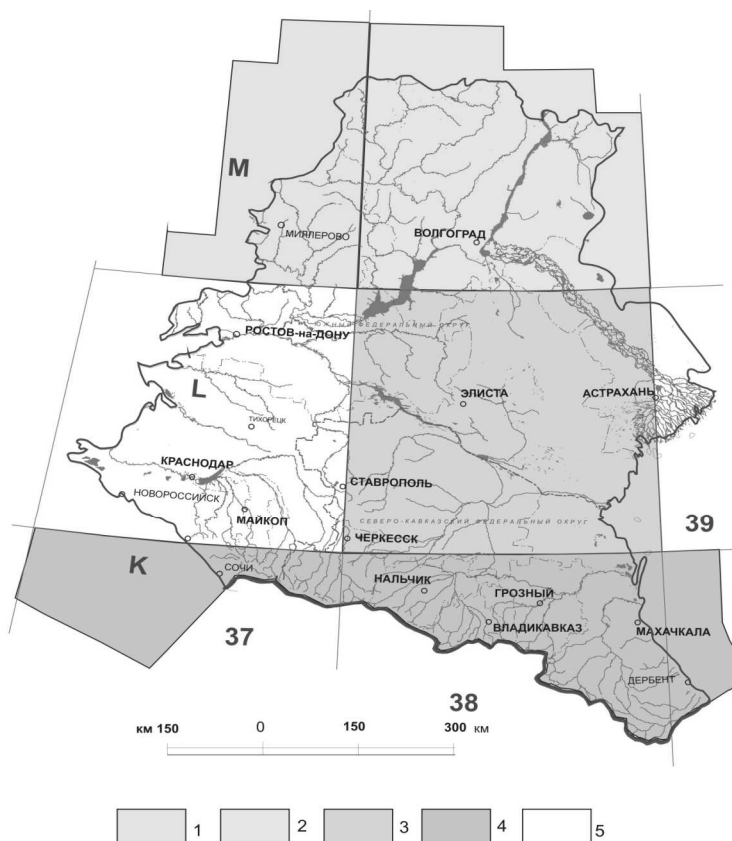


Рис. 1. Картограмма изученности Южного и Северо-Кавказского федеральных округов картографическими работами масштаба 1:1 000 000 на 01.01.2012 г.

- Листы, организации исполнители, год начала и окончания работ, в т.ч.: 1-4 - третье поколение
1. - М-37, Воронеж, ВСЕГЕИ, ФГУ НПП «Аэрогеология», 2002-2005 гг.
 2. - М-38 Волгоград, ВСЕГЕИ, Волгоградская ГРЭ ФГУП «Волгагеология», 2003-2006 гг.
 3. - Л-38 Пятигорск, ВСЕГЕИ, ФГУГП «Кавказгеолсъемка», 2002-2005 гг.
 4. - К-37, 38, 39 (Российский сектор), ГНЦ ФГУГП «Южморгеология», ФГУГП «Кавказгеолсъемка», 2005-2008 гг.
 5. Второе поколение - Л-37, Л-39.

В 2001 году ФГУП «Кавказгеолсъемка» завершены работы по оценке изученности магматических комплексов Северного Кавказа, по доюрским комплексам выбраны массивы, предлагаемые в качестве эталонных объектов, для Эльбрусского риолит-дацитового вулканического комплекса создана основа для разработки его эталона. Отсутствие финансирования не позволило провести работы по составлению эталонов магматических комплексов Северного Кавказа. Наиболее дискуссионными в настоящее время являются вопросы по строению, возрасту метаморфических комплексов кристаллического основания Большого Кавказа, систематические исследования которых практически прекратились в конце прошлого века. В начале 90-х годов была дана достаточно детальная петрологическая характеристика основных регионально метаморфизованных комплексов Большого Кавказа. Новые геолого-петрологические данные, значительно изменяющие прежние представления о возрасте, взаимоотношениях и составе пород, слагающих доальпийский кристаллический фундамент Большого Кавказа, о времени и характере испытанного ими полициклического регионального метаморфизма, приведены в монографии И.П. Гамкредидзе, Д.М. Шенгелиа [1], многочисленных работах М.Л. Сомина и др. На сегодняшний день крайне мало систематических прецизионных Rb-Sr и U-Pb датировок метаморфических комплексов, которые зачастую носят противоречивый характер. В работах М.Л. Сомина [5 и др.] последних лет предполагается палеозойский возраст регионального метаморфизма, Северо-Кавказские геологи считают этот вывод преждевременным, недостаточно обоснованным.

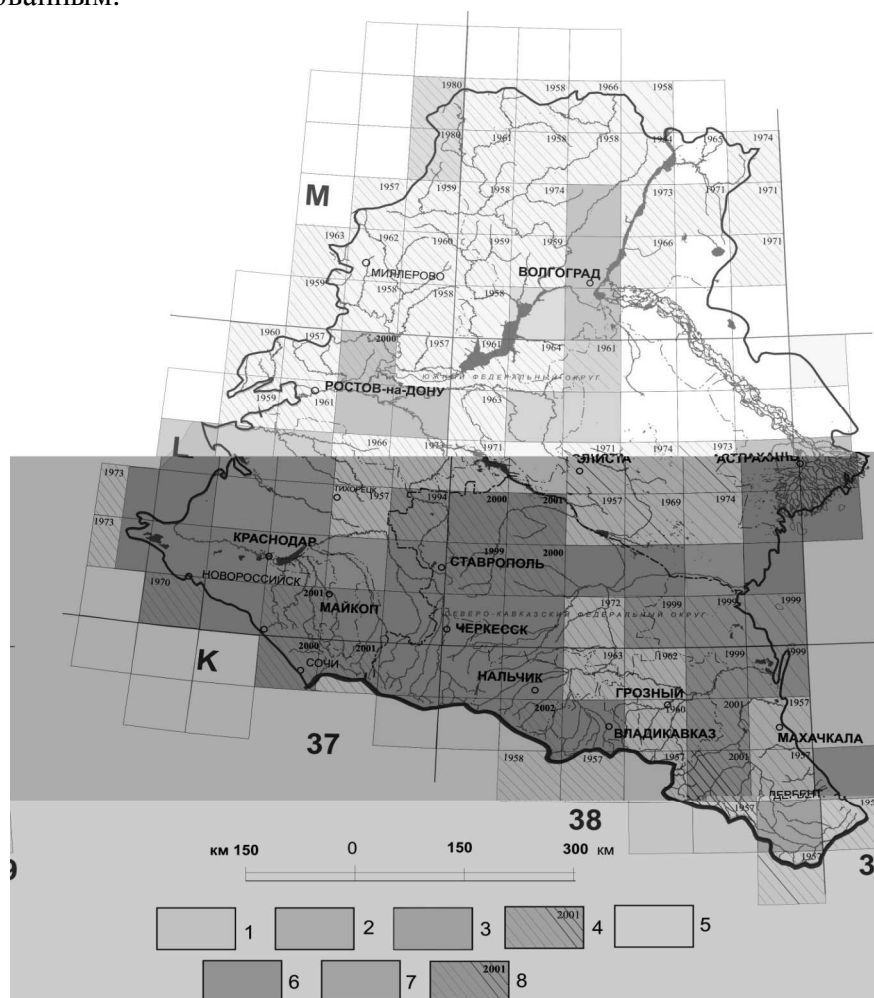


Рис. 2. Картограмма изученности Южного и Северо-Кавказского федеральных округов геологосъемочными и картографическими работами масштаба 1:200 000 (первое и второе поколения) на 01.01.2012 г.

Госгеокарта-200, первое поколение (1 - 5), в т.ч.: годы утверждения листов в НРС МПР России
 1 - до 1974 г.; 2 - 1974 - 1984 гг.; 3 - 1985 - 1994 гг.; 4 - изданные листы и год издания;
 5 - листы НРС не утверждались.

Госгеокарта-200, второе поколение (6 - 8), в т.ч.: Годы утверждения листов в НРС МПР России
 6 - 1999 - 2010 гг.; 7 - находящиеся в работе с 2010 г.; 8 - изданные листы и год издания

Новые данные по стратиграфии, тектонике, магматизму, полезным ископаемым, полученные в результате проведенных в последнее время региональных геологических исследований, позволили существенно уточнить геологическое строение и на этой основе дать новую оценку его металлогенического потенциала [2, 3 и др.].

Территория Северного Кавказа в современной структуре охватывает с юга-юго-запада на северо-восток: фрагменты Черноморской впадины и системы Закавказских межгорных прогибов, Северо-Кавказскую складчато-блоковую систему (складчато-глыбовое сооружение Большого Кавказа), зону Предкавказских краевых прогибов и поднятий, Мизийско-Скифско-Туранскую платформу (Скифская эпигерцинская плита Предкавказья, Скифская плита Среднего Каспия, зона Манычских прогибов, кряж Карпинского и юго-восточная часть Донецкого кряжа) и Восточно-Европейскую платформу (Ростовский выступ, южные части Воронежской антеклизы и Прикаспийской впадины) (рис. 3). В геологическом строении этих структурно-морфологических элементов участвуют осадочные, метаморфические и магматические породы широкого возрастного диапазона (от докембрия до голоцена), образующие домезозойский комплекс основания (кристаллический фундамент), триасовый переходный комплекс, широко развитый в Предкавказье, и мезокайнозойский (юра – неоген) осадочный чехол, киммерийские и альпийские складчатые зоны Южного склона Большого Кавказа.

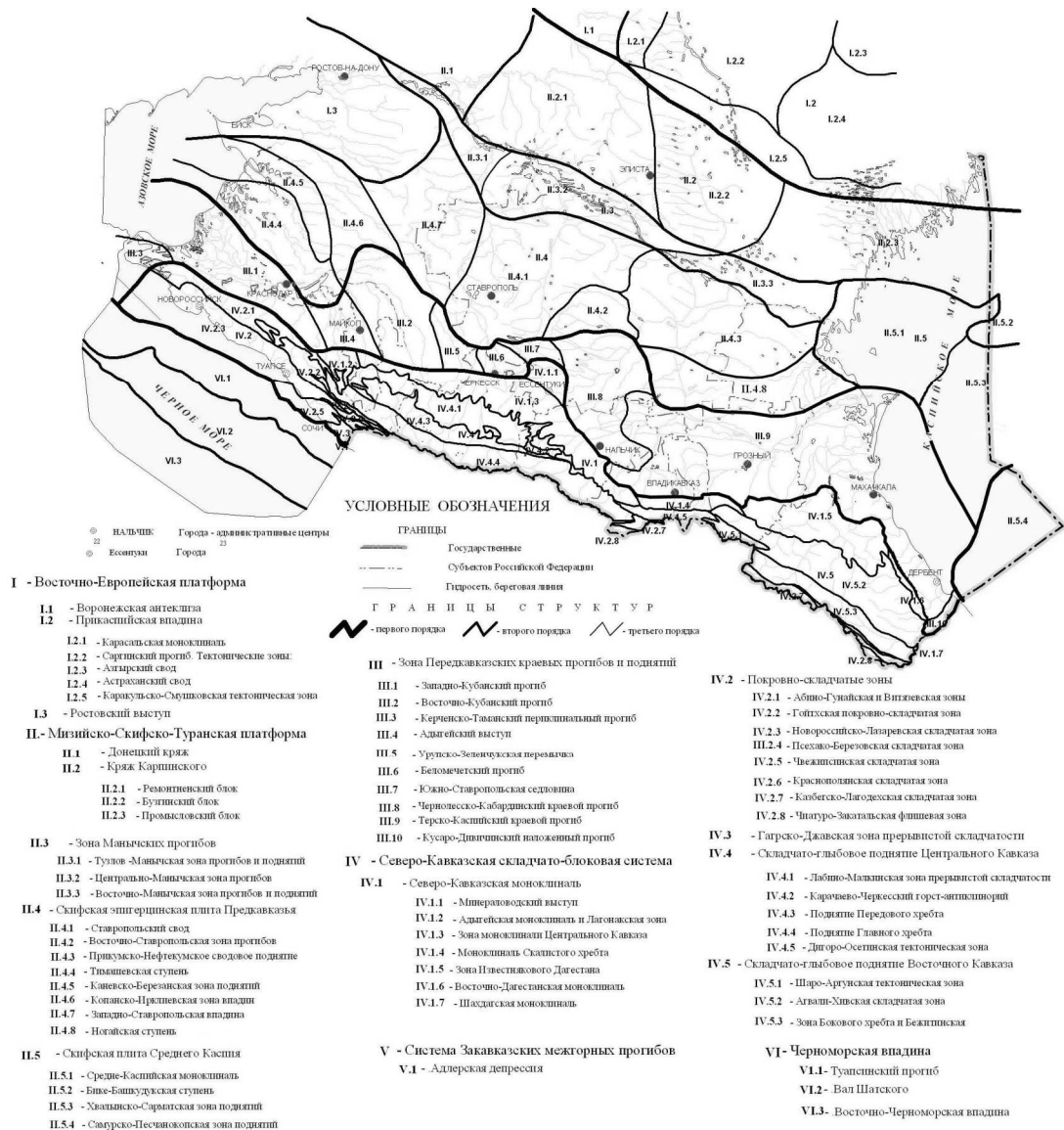


Рис. 3. Тектоническое районирование Северного Кавказа и Предкавказья (альпийский этап) (по И.И. Грекову, Г.И. Баранову с изменениями и дополнениями)

Особая роль в структуре региона принадлежит субмеридиональным - северо-западным (315-330°) складчато-разрывным структурам - Пшехско-Адлерской, Центрально-Кавказской и Восточно-Дагестанской, обусловивших сегментацию горного сооружения на Северо-Западный, Центральный и Восточный Кавказ.

В пределах Большого Кавказа профилирующими являются рудные полезные ископаемые (W, Cu, Pb и Zn, Hg, Au, U). Важную роль играют минеральные воды, на основе которых функционируют санаторно-курортные зоны Всероссийского значения (Кавказские Минеральные Воды, Черноморское побережье). В равнинной части региона главная роль принадлежит нефти и газу, титан-циркониевым россыпям и неметаллическим полезным ископаемым.

Основу имеющих карт минерагенического районирования Северного Кавказа составляет линейная минерагения и все зоны, в подавляющем большинстве, соответствуют структурно-формационным таксонам. Важнейшими из них являются следующие минерагенические зоны: герцинские уран-золото-меднорудная Передового хребта и редкометальная вольфраморудная Главного хребта, киммерийские Приводораздельная меднорудная, Самуро-Белореченская медно-полиметаллическая, Черек-Кубанская золоторудная, альпийские уран-полиметаллическая Скалистого хребта и Центрально-Кавказская уран-редкометально-золоторудная область [2, 3 и др.].

Полученные при подготовке комплектов Госгеолкарты-200/2 и Госгеолкарты-1000/3 данные позволили значительно увеличить ресурсный потенциал титан-циркониевых россыпей (Ставропольский и Ергенинский россыпные районы), углеводородного сырья (Центральное, Западное и Восточное Предкавказье), золота, вольфрама, полиметаллов, меди (зоны Передового и Главного хребта).

Литература

1. *Гамкредидзе И.П., Шенгелиа Д.М.* Докембрийско-палеозойский региональный метаморфизм, гранитоидный магматизм и геодинамика Кавказа. М., 2005, с. 458.
2. *Лаврищев В.А., Шейков А.А., Андреев В.М. и др.* Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Серия Скифская Лист К-37 (Сочи), К-38 (Махачкала), К-39. Объяснительная записка. – СПб: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2011. 431 с. +8 вкл.
3. *Потапенко Ю.Я., Энна Н.Л.* Результаты деятельности региональных межведомственных стратиграфических комиссий 2000-2009 гг. Северо-Кавказская РМСК / Постановления Межведомственного стратиграфического комитета и его постоянных комиссий. Вып.39. СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2010. С. 18–28.
4. *Пруцкий Н.И., Греков И.И., Баранов Г.И., Энна Н.Л.* Геология и минерагения Северного Кавказа – современное состояние (Геологический атлас Северного Кавказа м-ба 1 000 000). В сб.: Региональная геология и металлогения. СПб, Изд-во ВСЕГЕИ, 2005, №25, с. 27-38.
5. *Сомин М.Л.* Главные черты строения доальпийского основания Большого Кавказа / В кн. Большой Кавказ в альпийскую эпоху. М.: ГЕОС, 2007. С. 15 – 38.

ТИПОМОРФНЫЕ ОСОБЕННОСТИ НЕКОТОРЫХ ТЕРРИГЕННЫХ МИНЕРАЛОВ В РАЗЛИЧНЫХ ОСАДОЧНЫХ КОМПЛЕКСАХ ВОСТОЧНОГО КАВКАЗА

*Юсупов А.Р., Алхулаев К.Г.
Институт геологии ДНЦ РАН*

Изучая терригенные минералы тяжелой фракции под бинокляром, были описаны внешние типоморфные особенности некоторых минералов мезозойско-кайнозойских отложений Восточного Кавказа (Дагестан).

Были изучены минералы осадочных комплексов: магнетит, ильменит, рутил, циркон, гранат, турмалин, ставролит.

В мезозойских отложениях Дагестана магнетит присутствует в виде зерен неправильной формы, реже с правильными кристаллографическими очертаниями, а иногда – в виде хорошо образованных октаэдров. Часто зерна оказываются измененными, частично перешедшими в лимонит (рис. 1.).

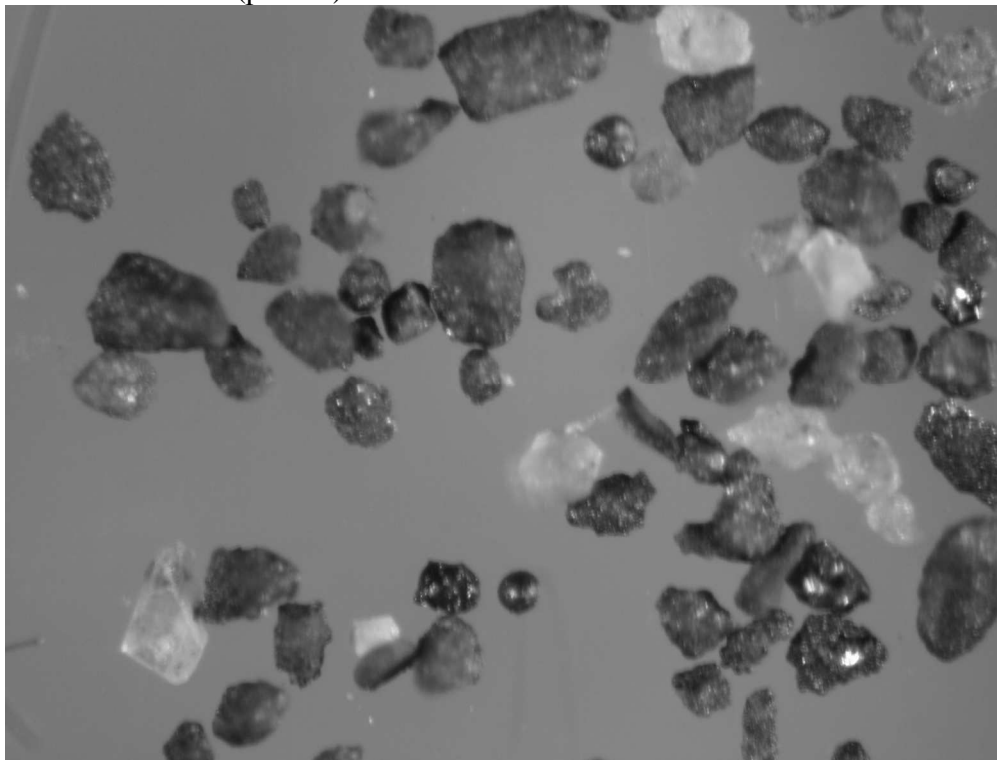


Рис. 1. Магнетит из ааленских отложений Дагестана

Ильменит встречается в виде угловатых и округлых зерен, нередко с характерным раковистым изломом. иногда поверхность зерен частично или полностью покрыта бурыми гидроокислами железа и частично – пластинками гематита.

Гранат присутствует в виде неправильных зерен, обычно угловатых, со следами ограничения; окатанные зерна встречаются редко. Большинство зерен имеет своеобразный черепитчатый облик с явными следами регенерации.

У многих зерен следы нарастания видны лишь с одной стороны, причем ступеньки роста – степень нарастания весьма различны.

Наблюдаются как грубые, резко бросающиеся в глаза ступеньки роста, так и едва уловимые, обнаруживающиеся только при большом увеличении. Интенсивность окраски граната различна – от светло-розовой, едва уловимой до ясной и густо-розовой.

Циркон встречается в виде правильных кристаллов, полуокатанных и окатанных зёрен. По габитусу выделяются три группы: сильно вытянутые, вытянутые и изломленные.

Наибольшим развитием пользуются кристаллы вытянутого габитуса. Многие зёрна имеют неравномерно развитые грани бипирамиды, придающие кристаллам вид кососрезанных призм.

Обычно зёрна циркона бесцветны, но встречаются желтоватые и розовые разновидности. Причем розовые цирконы почти неокатанны, реже угловато-окатанны (рис. 2.)

Турмалин имеет типичный морфологический облик. Чаще всего встречается в виде призматических кристаллов, нередко с хорошо развитыми косыми гранями, в виде призматических зерен с обломанными или окатанными концами, реже в виде более или менее изометричных угловатых и хорошо окатанных обломков. Во всех случаях преобладают неокатанные и полуокатанные кристаллы и их обломки. габитус кристаллов преимущественно вытянутый. Окраска турмалина разнообразна. Преобладают бурые, синевато-бурые, розовато-бурые, зеленовато-бурые тона; изредка отмечаются призмы почти бесцветных кристаллов.

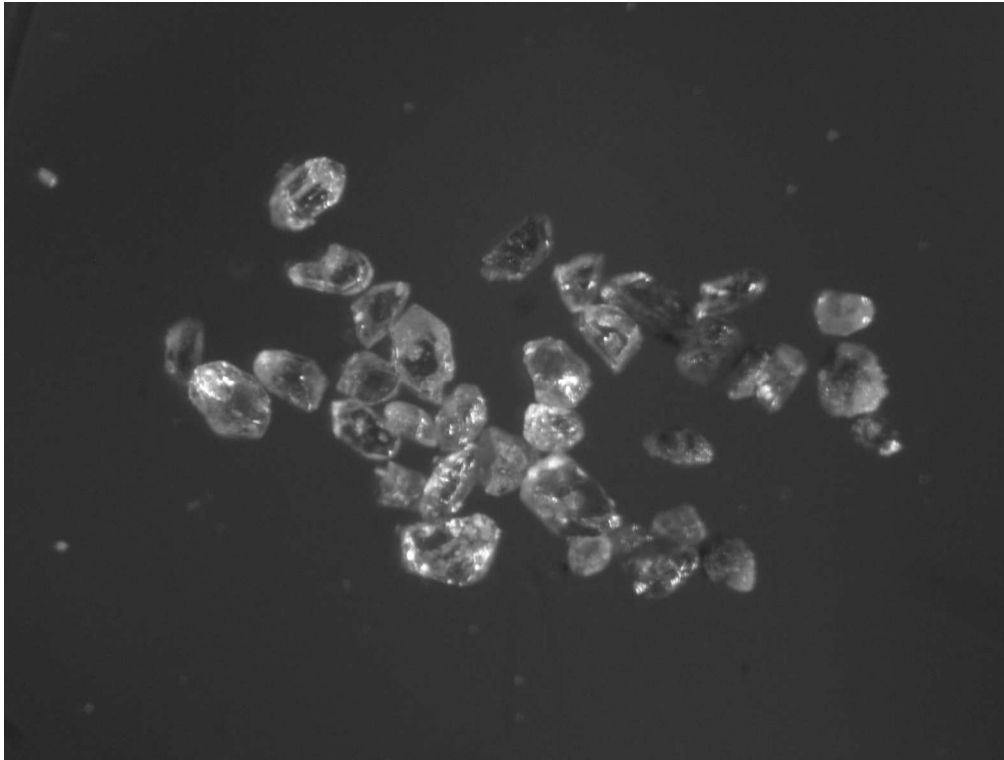


Рис. 2. Цирконы из ааленских отложений.

Рутил встречается в виде удлиненных призматических зерен, реже неправильных обломков и хорошо образованных призматических кристаллов с ясно выраженными конечными гранями. Нередко встречаются коленчатые двойники, сросшиеся под углом $39-60^{\circ}$.

По габитусу выделяются сильно вытянутые кристаллы, удлиненно-призматические, обломки неправильной формы и изометричные. Из отмеченных разновидностей преобладают удлиненные призматические зерна рутила. По цвету различаются темно-коричневые, красновато-бурые и золотисто-желтые разновидности рутила.

В ассоциации со ставролитом отмечаются циркон, рутил, турмалин. Встречается он обычно в виде обломков неправильной формы. Большинство зерен имеет остросребристый излом. Поверхность их неровная, окатанность проявляется слабо. В редких случаях наблюдаются хорошо образованные призматические кристаллы с ясным плеохроизмом в буровато-желтых тонах. Цвет минерала желтый, соломенно-желтый, реже буровато-желтый.

В майкопских и чокрак-караганских отложениях группа магнетита представлена зернами минералов размером $0,05 - 0,2$ мм (преобладающий — $0,1 - 0,15$ мм). Около 30% зерен имеют поверхности 2 — 4 класса окатанности, остальные 70% — поверхности комбинированного типа, сочетающие в себе фрагменты различных классов окатанности (1 — 4), (рис. 3.).

Ильменит имеет зерна размером $(0,03 - 0,15) \times (0,1 - 0,2)$ мм (преобладающий — $0,1 \times 0,15$ мм) более, чем на 80% представлены колотыми зернами и осколками кристаллов, поверхность которых сочетает в себе фрагменты различных классов окатанности (1 — 5) в различных комбинациях,

Гранат представлен угловатыми обломками и осколками зерен в основном альмандинового состава. Размер зерен: $0,05 - 0,2$ мм, преобладающий — $0,1$ мм. Форма и поверхность зерен сформированы двумя факторами: механическим (дробление и окатывание) и химическим (растворение). В результате химического растворения были сформированы характерные для граната поверхности растворения: черепитчатая, занозистая, каплевидная и др.

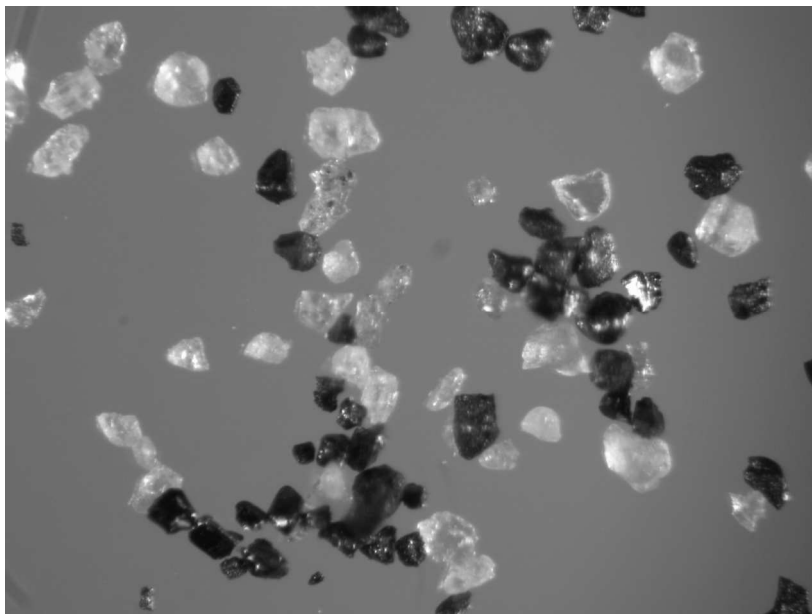


Рис. 3. Магнетит из караганских отложений.

Ставролит имеет зерна размером 0,05–0,2 мм (преобладающий – 0,1–0,15мм), окрашенные в желтый и буровато – желтый цвета, сочетающие в морфологии своей поверхности фрагменты 1–5 классов окатанности (преобладающие – 1–2), а также реликты в различной степени сохранившихся кристаллографических форм и поверхностей довольно интенсивного химического растворения, выразившегося в формировании зерен с зубчатыми, шиповидными контурами, блочного строения, с удлиненными, расположенными субпараллельно углублениями поверхности.

Циркон представлен зернами размером 0,05x0,1–0,1x0,15, с коэффициентами удлинения 1–4. Морфологию поверхности и внутреннее строение зерен более чем 90% зерен сформировали процессы грануломорфного роста циркона, выразившиеся в образовании вокруг кристаллов циркона и их обломков и осколков различной степени окатанности грануломорфных оболочек различной толщины и протяженности: от тонких пленок и отдельных бугорков — гранул (или выростов) до толстых оболочек, объем которых во много раз превосходит объем зерна, послужившего «центром» грануломорфизма. Большинство зерен циркона хорошо окатанны и имеют розовые оттенки (рис. 4.), тогда как розовые цирконы из мезозойских отложений неокатаны и имеют хорошо выраженные кристаллические формы.

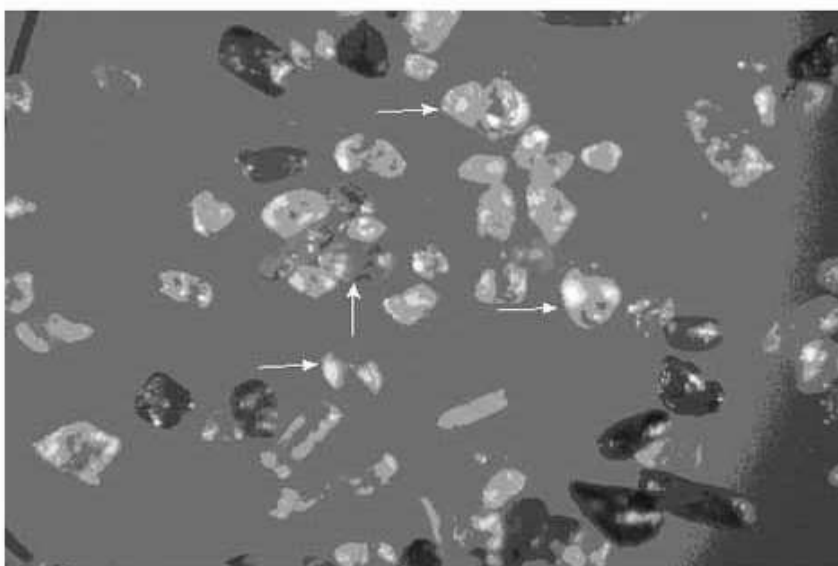


Рис. 4. Цирконы из караганских отложений

Рутил присутствует в форме зерен размером 0,03 x 0,05 – 0,3 x 0,1мм (преобладающий – 0,1 x 0,15 – 0,05 x 0,15мм), окрашенных в гамму оттенков соломенно – желтого, оранжевого, красного, вишневого – темно – вишневого цветов. Кристаллографические формы и их реликты (включая единичные зерна колеччатых двойников) присущи – 50% зерен; остальные – обломки без признаков кристаллографических форм. Морфология поверхности зерен характеризуется сочетанием фрагментов различных классов окатанности (1 – 3, редко 4).

Турмалин присутствует в виде шестигранных столбчатых зерен розоватого и зеленоватого цветов в количестве от единичных знаков до 2-3% тяжелой фракции. Размер их составляет 0,05-0,2мм.

Наши исследования по чокрак-караганским и юрским отложениям, показывают незначительную роль (возможно и его отсутствие) в образовании первых за счет юры Дагестана. Об этом свидетельствуют различие типоморфных особенностей всех рассмотренных минералов мезозоя с одной стороны и майкопа, чокрак-карагана с другой стороны.

Из данной таблицы (табл. 1.) видно, что по количеству, размерам зёрен, соотношением ставролит/ дистен, чокрак-караганские отложения отличаются от мезозойских. В то же время эти отличия наблюдаются ещё в цвете и форме зёрен ставролита. По форме зёрен чокрак-караганский ставролит отличается зёрнами с поверхностями интенсивного растворения, а по цвету преобладают бурые оттенки, когда как у юрских ставролитов наблюдаются желтоватые разновидности.

Таблица 1.

Содержание и размер зёрен ставролита и кианита в мезо-кайнозойских отложениях Дагестана.

Возраст	Содержание в тяжёлой фракции, в %		S/K	Размер зёрен	
	Ставролит	Кианит		Ставролит	Кианит
Аален (Карахская свита)	0,6	0,3	2,0	0,05-0,2	0,05-0,15
Аален (Хивская свита)	0,1	0,4	0,25	0,05-0,2	0,05-0,15
Аален (Хиналугская свита)	0,8	1,2	0,66	0,05-0,2	0,05-0,15
Байос	0,2	0,2	1,0	0,05-0,2	0,05-0,15
Нижний мел	1,0	0,1	10	0,05-0,2	0,05-0,15
Майкоп	1,2	0,2	6	0,05-0,2	0,05-0,1
Чокрак	15	2,0	7,5	0,1-0,5	0,05-0,3
Караган	7,0	0,4	17,5	0,05-0,3	0,05-0,2
Сармат	0,8	0,4	2,0	0,1-0,2	0,05-0,15

По всем этим параметрам сарматские отложения совпадают с мезозойскими. Это свидетельствует об образовании сарматских отложений за счет размыва мезозойских.

Таким образом, можно выделить четыре этапа в накоплении терригенно-минералогических ассоциаций в мезозойско-кайнозойских отложениях Восточного Кавказа: мезозойский, палеоген-среднемиоценовый, среднемиоцен-верхнемиоценовый и четвертичный. Эти этапы уточняют и детализируют геотектоническое развитие орогенических фаз региона. Начало активного орогенеза Восточного Кавказа относится к началу сармата, так как в это время начинают накапливаться в морском бассейне, продукты разрушения мезозойских отложений.

Литература

1. Алиев А.Г. Петрография третичных отложений Азербайджана. //Азнефтеиздат. Баку 1949. 312с.
2. Алиев А.Г., Акаева В.П. Петрография юрских отложений Юго-Восточного Кавказа. Баку 1957. 208с.
3. Бергер М.Г. Терригенная минералогия // «Недра». Москва, 1986. 327с.
4. Брод И.О. Геология и нефте-газоносность Юга СССР. Л. 1959. 636с.

5. Гроссгейм В.А. История терригенных минералов в мезозое и кайнозое Северного Кавказа и Предкавказья // Тр. ВНИГРИ, вып 180, 376с.
6. Мацапулин В.У., Юсупов А.Р. Характеристика терригенной минералогии тяжелой фракции чокракских отложений Дагестана // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Южного Федерального Округа. Сб. научных трудов. Вып. № 50. Махачкала, 2006. С. 60-63.
7. Черкашин В.И., Мацапулин В.У., Юсупов А.Р. Терригенная минералогия тяжелой фракции пород мезо-кайнозоя Восточного Кавказа // Материалы 4-й Международной научно-технической конференции, Красноярск 2006. С.
8. Юсупов А.Р., Мацапулин В.У., Ахмедов А.М. Характеристика россыпеобразующих минералов тяжелой фракции караганских отложений Дагестана. // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Южного Федерального Округа. Сб. научных трудов. Вып. № 50. Махачкала, 2006. С. 54-57.

ПАЛИНОЛОГИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ИЗ ОТЛОЖЕНИЙ НЕОКОМА РАЗРЕЗА АЙМАКИ (ЦЕНТРАЛЬНЫЙ ДАГЕСТАН)

*Ярошенко О.П., Александрова Г.Н.
Геологический институт РАН*

Палинологическое изучение отложений нижнего мела Кавказа началось еще в 60-х годах прошлого века [Ярошенко, 1960, 1965; Куваева и др., 1964, 1970, 1976; Алиев и др., 1964, 1967, 1976; Даниленко, 1973; Даниленко, Мартынюк, 1969, 1970; Даниленко, Саламатин, 1971] и в дальнейшем было продолжено [Даниленко, Лизунова, 1994; Александрова и др., 2010; Смирнова, Смирнова, 2012]. Большинство этих работ посвящено изучению палинокомплексов из фаунистически охарактеризованных отложений нижнего мела различных районов Кавказа.

Отложения неокома разреза Аймаки не имеют макрофаунистического обоснования, поэтому было начато его палинологическое изучение для установления возраста отложений на основе систематического состава палиноморф. Изученная часть разреза представлена неравномерным переслаиванием темно-серых, серых, глинистых алевролитов, алевролитов, при подчиненном участии песчаников, видимой мощностью сто десять метров. Изучение серии образцов из морских отложений, представленных преимущественно терригенными отложениями, позволило выявить разнообразные миоспоры и микрофитопланктон, представленный диноцистами, прازیнофитами (*Pterospermella*, *Leiosphaeridia*), зелеными водорослями (*Schizosporis*, *Schizophacus*, *Tasmanites*) и акритархами. Сохранность палиноморф в основном плохая.

На основе изменения таксономического состава спор и пыльцы наземных растений и диноцист выделены ассоциации для готерива и баррема. Важно отметить, что большинство встреченных видов миоспор и диноцист имеет широкий стратиграфический диапазон, поэтому характеристика ассоциаций дается на основе изменения количественного соотношения определенных групп. Установление палинокомплексов основано на выявлении закономерного распределения спор и пыльцы по разрезу и использовании сравнительного материала по палинокомплексам нижнего мела Кавказа, Крыма и других регионов.

Палинокомплекс готерива характеризуется преобладанием пыльцы голосеменных растений (до 77%) над спорами. Их основу составляет пыльца *Classopollis* (до 50%) семейства хейролепидиевых. Пыльца *Disaccites* (*Alisporites*, *Cedripites*, *Podocarpidites*) составляет до 30%. Заметна роль пыльцы сближаемой с таксодиевыми (до 18%) – *Perinopollenites*, *Exesipollenites*, *Spherinopollenites* и араукариевыми (около 10%) – *Araucariacites*, *Callialasporites*. Также присутствует пыльца *Cycadopites*, единичные экземпляры *Ephedripites*, *Eucommiidites*.

Меньшую часть комплекса составляют довольно разнообразные споры папоротникообразных растений и мохообразных. Среди папоротникообразных большая роль принадлежит глейхениевым и схизейным (23 и 17% соответственно). В составе глейхениевых

наибольшим и постоянным участием отличаются *Gleicheniidites* spp., *G. senonicus*, которым уступают *Clavifera triplex*, *Ornamentifera* spp., редкие *Gleicheniidites radiatus*, *G. rasilis*, *G. carinatus* и *G. minor*. Споры схизейных представлены бóльшим разнообразием, среди которых преобладают ребристые формы *Cicatricosisporites*: *C. australiensis*, *C. imbicatus*, *C. minutaestriatus*, *C. mediodstriatus*, *C. hughesi*, *C. minor*, *C. spiralis*, *C. tersus*, *C. pseudotripartitus*, *C. cf. Anemia exilioides* и *Plicatella jansonii*. Заметное участие принимают представители *Klukisporites*, *Contignisporites*, *Distaltriangulisporites*. Встречены виды родов *Trilobosporites*, *Concavissimisporites*, *Impardecispora*, *Pilosisporites*. Представители *Concavissimisporites*, *Impardecispora* иногда сближаются с циатейными или диксониевыми, в то время как *Trilobosporites*, *Pilosisporites* не имеют систематической ботанической принадлежности. В этой группе спор наибольшая роль в палинокомплексе принадлежит *Concavissimisporites* spp., *C. asper*, *C. punctatus*, *C. informis*, *C. macrotuberculatus*, *Impardecispora apiverrucata*, реже *Impardecispora gibberula*. Распространение находок *Trilobosporites* sp., *T. canadensis*, *T. cf. bernissartensis* и *Cicatricosisporites spiralis* ограничено только этим палинокомплексом. Из спор плауновидных регулярно встречаются *Lycopodiumsporites* spp., *Sestrosporites pseudoalveolatus*, *Leptolepidites* sp., *Densoisporites* spp., *Ceratosporites* sp., реже *Krauselisporites* sp. Среди спор, сближаемых с циатейными, присутствуют *Cyathidites* spp., *C. australis*, *C. minor*, *Deltoidospora* sp., *D. hallei*. Довольно многочисленны споры неустановленной систематической принадлежности, такие как *Biretisporites potoniaei*, *Coronatispora valdensis*, *Microreticulatisporites uniformis*, *Undulatisporites* sp., *Interulobites* sp., *Tappanisporea* sp. В составе спор мохообразных заметны *Cingutriteles pocockii*, *Foraminisporis dailyi*, *F. wonthaggiensis*, реже *Foraminisporis asymmentricus*, *Triporoletes simplex*, *Aequitriaradites* sp., *Cooksonites* sp., *Couperisporites* sp., *Stereisporites* sp., *Staplinisporites* sp. В некоторых спектрах встречены редкие экземпляры пыльцы покрытосеменных растений.

Комплекс диноцист очень разнообразен. В низах изученного комплекса преобладают *Spiniferites* spp., *Cribroperidinium* sp., *C. edwardsii*, *C. parorthoceras*, *C. cf. cornutum*, *C. exilicristatum*, *C. muderongense*, *Chlamydophorella nyeii*, *Apteodinium cornutum*, *Cassiculosphaeridia magna*, *Protoellipsodinium spinosum*, *Gonyaulacysta* sp., *G. helicoidea*, *G. polythyris*, *G. fastigata*, *G. teihos*, а также *Michystridium* spp. Единичными экземплярами встречены *Batioladinium exiguum*, *Gardodinium trabeculosum*, *Pseudoceratium iveri*, *P. pelliferum*, *Systematophora seoriacea*, *S. daveyi*, *Oligosphaeridium* sp., *O. asterigum*, *O. complex*, *Subtilisphaera perlucida*, *Sentusidinium* sp., *Coronifera oceanica*, *Batiacasphaera-Escharisphaeridia* group, *Sirmiodinium grossii*, *Circulodinium distinctum*, *Dingodinium* sp., *D. jurassicum*, *Achomosphaera neptuni*, *Clathroctenocystis* sp., *Stiphosphaeridium* sp., *Cerbia tabulata*, *Ambonosphaera* sp., *Wanea thysanota*, *Trichodinium speetonense*, *Palaeoperidinium cretaeum*, *Pterodinium* sp., *Microdinium* sp., *Ovoidinium scabrosum*, *Aprobolocysta* sp., *Walvaeodinium cylindricum*, *Rhydinopsis cladophora*. В более высоких частях разреза уменьшается количество *Cribroperidinium* spp., *Gonyaulacysta* spp., *Protoellipsodinium spinosum*. Комплекс становится более разнообразным за счет присутствия *Muderongia* sp., *M. pariata*, *M. tomaszowensis*, *M. tetracanta*, *M. australis*, *M. cf. imparilis*, *M. stauroma*, *Kleithrisphaeridium fasciatum*, *K. corrugatum*, *Batioladinium longicornutum*, *B. pelliferum*, *Protoellipsodinium clavulum*, *Cassiculosphaeridia reticulata*, *Buorkidinium cylindricum*, *Circulodinium colliveri*. Регулярны находки *Leiosphaeridia*, *Schizophacus*, *Pterospermella*, *Cymatiosphaera*.

Совместная встречаемость видов *Muderongia* spp., *Cribroperidinium* spp., *Batioladinium longicornutum*, *Gardodinium trabeculosum*, *Pseudoceratium pelliferum* характерно для отложений готерива различных регионов [Davey, 1979, 1982; Aarhus et al., 1986, 1990; Prössl, 1990; Лебедева, Никитенко, 1998; Пещевицкая, 2010 и др.]. По присутствию спор *T. canadensis*, *Concavissimisporites*, *Clavifera triplex*, представителей *Ornamentifera* и многочисленной пыльцы *Classopollis*, установленный в разрезе Аймаки палинокомплекс коррелируется с лоной *Concavissimisporites-Classopollis* готерива Северо-Восточного Кавказа [Даниленко, Лизунова, 1994]. Несмотря на повышенное содержание *Classopollis* и пыльцы

голосеменных, можно говорить о субтропическом климате во время формирования отложений.

Палинокомплекс баррема отличается существенными изменениями основных групп палиноморф в котором споры занимают господствующее положение (до 76%). Ведущая роль принадлежит схизейным и глейхениевым, количество которых значительно возросло (35 и 37% соответственно). Среди схизейных несколько увеличивается число *Appendicisporites unicus*, *A. cf. Anemia macrorhyza*, *Cicatricosisporites imbricatus*, *C. perforatus*, постоянны находки *Klukisporites*. Возросло количество *Concavissimisporites variverrucatus*, в то время как постоянный вид готерива – *C. macrotuberculatus* теряет свою значимость. Одной из особенностей данного палинокомплекса является участие в ней *Impardecispora tribotrys*, *I. humilis*, *Trilobosporites obsitus*. Следует отметить, что если появление первых двух таксонов приурочено к раннему баррему, то стратиграфический ранг *T. obsitus* охватывает валанжин и готерив [Burden, Hills, 1989]. В комплексе отмечается увеличение численности спор *Pilosisporites*, особенно *P. trichopapillosus*, которые являются характерными для комплексов баррема и в других регионах. Заметно некоторое увеличение количества *Cyathidites*. Среди спор плауновидных и мохообразных количество *Foraminisporis* остается постоянным, а находки спор печеночных мхов, таких как *Aequitriradites*, *Cooksonites*, *Couperisporites* заметно сокращается. Отмечается постоянная встречаемость *Cingutriletes clavus*, который является ключевым таксоном для комплекса нижнего апта Северо-Восточного Кавказа [Даниленко, Лизунова, 1994] и рассматривался доминантом в отложениях апта в разрезе Аймаки [Александрова и др., 2010]. В отличие от палинокомплекса готерива в барремском комплексе отмечено резкое снижение количества *Classopollis*, а также пыльцы араукариевых, сосновых, подокарповых и таксодиевых. Анализ состава палинокомплекса указывает на то, что в барреме климат несколько меняется в связи с увеличением влажности, о чем свидетельствует уменьшение количества *Classopollis*, большое развитие папоротникообразных растений, таких как глейхениевые, схизейные, которые в настоящее время произрастают в условиях тёплого, влажного субтропического климата.

Разнообразие диноцист в барреме уменьшается. Из таксонов, установленных в готериве, в нём встречаются: *Cassiculosphaeridia magna*, *C. reticulata*, *Spiniferites* spp., *Oligosphaeridium* spp., *Protoellipsodinium spinosum*, *P. clavulum*, *Batioladinium longicornutum*, *Chlamydophorella nyeii*, *Kleithriasphaeridium corrugatum*, *Pseudoceratium pelliiferum*, *Achomosphaera neptuni*, *Cerbia tabulata*, *Circulodinium distinctum*, *Coronifera oceanica*, *Cribroperidinium* sp., *Muderongia* sp. Комплекс обновляется за счет появления *Odontochitina operculata*, *Prolixosphaeridium parvispinum*, *Exochosphaeridium phragmites*, *Dapsilidinium warrenii*, *D. multispinosum*, *Taleisphaera hydra*, *Rhynchodiniopsis fimbriata*, *Kleithriasphaeridium simplicispinum*, *K. eoinodes*, *Cribroperidinium conopium*, *Tanyosphaeridium* cf. *boletum*, *Aldorfia vectensis*, *Batioladinium micropodum*, *Pseudoceratium eisenackii*, *P. sucigerum*, *Heslertonia heslertonensis*, *Mendicodinium groenlandicum*, *Kiokansium polypes*, *Apteodinium grande*, *Callaiosphaeridium asymmetricum latum*, *Stiphosphaeridium arbustum*, *S. dictyophorum*. Совместная встречаемость *Odontochitina operculata*, *Cassiculosphaeridia magna*, *Callaiosphaeridium asymmetricum latum*, *Pseudoceratium pelliiferum*, *Prolixosphaeridium parvispinum*, ограничивают верхнюю возрастную границу изученных отложений не моложе среднего баррема [Heilmann-Clausen, Thomsen, 1995; Oosting et al., 2006].

СЕКЦИЯ 2

ОСНОВНЫЕ КРИТЕРИИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОСАДОЧНО-ПОРОДНОГО КОМПЛЕКСА

ОСНОВНЫЕ КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ТЕРСКО-КАСПИЙСКОГО ПЕРЕДОВОГО ПРОГИБА

Гаджиева Т.Р.

Институт геологии ДНЦ РАН

Дагестан является одним из старейших нефтегазодобывающих регионов России, в связи с чем, изучению геологии и нефтегазоносности Дагестана было приковано внимание многих исследователей. Начало геологического изучения этого региона относится ко второй половине XIX столетия, и связано с деятельностью различных научных и производственных организаций.

В разные годы на Кавказе проводились исследования геологами различного профиля, связанные с выяснением геолого-тектонических и геофизических условий, в т. ч. и Дагестана. К таким работам относятся исследования, проводимые И.М. Губкиным, И.О. Бродом, В.Д. Голубятниковым, Н.С. Шатским и др. В этот период встала проблема поиска нефти и газа в мезозойских отложениях региона, которую поднял И.М. Губкин в 1931г.

В данной работе нет необходимости приводить все этапы исследований, проводимых в Дагестанском регионе разными исследователями.

В последнее время, многие исследователи перспективы нефтегазоносности связывают с Терско-Каспийским передовым прогибом (ТКП). Причем, перспективы нефтегазоносности связывают с большими глубинами (в стратиграфическом интервале триас-эоцен).

ТКП является тектоническим элементом первого порядка, отделяющий Скифскую плиту эпигерцинской платформы от мегантиклинория Большого Кавказа и представляющий собой обширную гетерогенную депрессию с погружением палеозойского фундамента в осевых частях до 10-12 км. Его границами служат глубинные разломы: Срединный, Терско-Каспийский.

На северном борту прогиба развиты структуры платформенного типа, на южном – геосинклинального. В его строении выделяются три крупных структурных этажа: фундамент, нижнеорогенный и верхнеорогенный. Фундамент в ТКП почти не изучен из-за большой глубины залегания [1].

Нижнеорогенный этап образован исключительно осадочными породами триас-эоценового возраста, представленные, преимущественно, терригенными и карбонатными породами с включениями соленосных образований валанжина и верхней юры.

Для поисков залежей углеводородов (УВ) в Дагестанском секторе ТКП наибольший интерес представляют нижнеорогенные образования, где открыты 19 месторождений: 5-нефтяных (Избербаш, Берикей, Тарки, Тарнаир, Каякент), 5-нефтегазовых (Селли, Гаша, Махачкала, Дузлак, Инчхе-море), 2-газовых (Дагестанские Огни, Хошмензил), 2-нефтегазо-конденсатных (Ачи-Су, Димитровское) и 5-газоконденсатных (Шамхал-Булак, Турали, Аркабаш, Новолакское, Агач-Аульское).

Из наиболее интересных стратиграфических единиц, с точки зрения перспективности на нефть и газ, в первую очередь следует отметить меловые отложения в осевой части прогиба.

Осадочный чехол юго-восточной части ТКП сложен мезо-кайнозойскими отложениями, преимущественно, терригенного и карбонатного состава.

Отложения меловой системы в пределах юго-восточной части ТКП развиты повсеместно и делятся на две характерные, резко отличающиеся друг от друга толщи, соответ-

ствующие двум отделам: нижнему, преимущественно, терригенному, и верхнему – карбонатному.

Одним из элементов ТКП является Терско-Сулакский прогиб, где нижнемеловые отложения вскрыты лишь в скважинах Бабаюрт-2,3,4 и Александрийская-2, от которых они моноклинально погружаются на юг и в осевой части прогиба, их подошва залегает на глубинах ~ 8000м. Хотя ни одной скважиной весь разрез нижнего мела в пределах этой тектонической зоны не был вскрыт, можно предположить, что его мощность составляет, порядка 1000м, и сложен он терригенными породами с прослоями известняков и доломитов небольшой мощности.

В Предгорном Дагестане выделяется пачка пород неокомского возраста, представленная как, так и карбонатными образованиями. Известняки нижнемелового возраста вскрыты практически во всех глубоких скважинах. В районе месторождений Дагестанские Огни и Хошмензильское в неокоме развиты, главным образом, терригенные образования. Мощность неокомских отложений изменяется от 1- до 250 м. На площадях Адак и Ачи-Су неокомский разрез представлен карбонатными разностями. Его нижняя часть (берриас) сложена известняками плотными, крепкими пелитоморфными известняками с прослоями глинистых. Валанжинские отложения состоят преимущественно из темно-серых, плотных известняков с прожилками кальцита и редкими прослоями мергелей. В нижней части разреза залегают доломитизированные породы, представленные известняками, иногда песчаниками. Готеривские отложения состоят из переслаивания мощных слоев органогенных оолитовых известняков с прослоями алевролитов, песчаников и глин. Песчаники светло-серые, глауконитовые. Для барремских образований характерно переслаивание плохо отсортированных терригенных пород с маломощными прослоями органогенных известняков.

Отложения аптского яруса представлены в Предгорном Дагестане песчано-алевролитовыми и глинистыми породами, в основном, глауконитового состава. Песчаники часто сгруппированы в, довольно, мощные, до 30-40м, пачки. Наибольших мощностей аптские отложения достигают в Известняковом Дагестане (300м), закономерно сокращаясь в северо-восточном направлении (до 60м в районе площади Берикей). Коллекторы характеризуются хорошими емкостными свойствами, пористость которых составляет 16-23%, проницаемость – 0,02-0,7мкм².

Альбские отложения по литологическим признакам делятся на две толщи: нижнюю – песчано-алеврито-глинистую, соответствующую нижнему альбскому подъярису, верхнюю – глинистую с прослоями светло-серых мергелей, по возрасту соответствующую средне-, верхнеальбскому подъярусам. Всеми своими горизонтами отложения альба представлены лишь в центральных частях Известнякового Дагестана, где их мощность достигает 400м. В предгорьях Дагестана средне-верхнеальбские образования из разреза выпадают. Наибольшая мощность нижнего альба зафиксирована на площадях Восточной антиклинальной зоны, где она достигает 50-55м.

В целом в отложениях нижнего мела развиты коллекторы порового и трещинно-порового типов, а покрывками являются ангидритовые и глинистые прослои.

Отложения верхнего мела в пределах рассматриваемого района повсеместно подстилается нижнемеловыми породами, составляя с последними единый структурный этаж.

Северный борт Терско-Сулакского прогиба характеризуется в основном моноклинальным погружением верхнемеловых отложений на юг к его приосевой части и резким воздыманием на южном борту. Верхний мел сложен карбонатно-терригенными породами. В скважинах Бабаюрт-2,3 их вскрытая мощность колеблется от 315 до 362м, а в Александрийской-2 она достигает 450м. Верхнемеловой разрез Предгорного Дагестана представлен всеми ярусами, от сеномана до датского. По особенностям распределения литологических типов отложений выделяются два литолого-стратиграфических комплекса: сеноман-нижнетуронский и верхнетуронско-датский.

Отложения сеномана-нижнего турона представлены толщей, сложенной чередованием песчанистого, глауконитового плотного известняка с тонкослоистыми мергелями и аргиллитами. В пределах Восточной антиклинальной зоны этот комплекс, лишенный низов сеномана, залегает на ниже-среднем альбе. В этом же районе он обогащен терригенным материалом. Верхнетуронско-датские отложения трансгрессивно перекрывают подстилающие породы. От сеноман-нижнетуронского комплекса они отличаются более высоким содержанием известняков и обедненностью терригенных примесей. Они представлены, выдержанными по площади, слабоглауконитовыми известняками с маломощными прослоями мергелей. Наибольшая мощность этих отложений составляет 210м и на поисково-разведочных площадях изменяется от первых метров (Хошмензил) до 100м (Чубар-Арка) [2].

Сантон-датские отложения связаны непрерывным переходом с верхнетуронско-коньякскими образованиями и представлены, главным образом, известняками различного облика и текстуры. В целом, мощность верхнетуронско-датских отложений изменяется от 700м до первых десятков метров на площадях Восточной антиклинальной зоны [3].

Отложения верхнего мела Предгорного Дагестана относительно их коллекторских свойств характеризуются следующими показателями. Полезная емкость карбонатного коллектора складывается из открытого пространства микротрещин, из полостей и каверн, структурно-стиллолитовых образований, а также эффективной межзерновой пористости известняков. Лучшими свойствами обладают пелитоморфные известняки маастрихта-кампа и сантона [4-5]. В разрезе верхнего мела покрышки отсутствуют.

По литологическому составу пластов-коллекторов и характеру их нефтегазоносности, с учетом разделяющих региональных покрышек, а также условий формирования залежей нефти и газа, в мезо-кайнозойском разрезе Предгорного Дагестана выделяются нижне-среднеюрский, верхнеюрско-неокомский, апт-альбский, верхнемеловой-эоценовый, олигоцен-нижнемиоценовый и среднемиоценовый нефтегазоносные комплексы. Исходя из задачи нашей работы, мы рассмотрим свойства только меловых отложений.

Неокомские отложения, представленные берриасским, валанжинским, готеривским и барремским ярусами, сложены, преимущественно, органогенно-обломочными и оолитовыми известняками, доломитами, мергелями, ангидритами и реже карбонатными песчаниками, алевролитами и глинами, развитыми в верхах барремского яруса. Лучшими коллекторскими свойствами обладают порово-трещинно-кавернозные известняки и доломиты. Наиболее детально изучен неоком-верхнеюрский нефтегазоносный комплекс на месторождении Шамхал-Булак, где установлена промышленная газоносность валанжин-верхнеюрских отложений, сложенных переслаиванием мощных пластов доломитов, известняков и ангидритов. Пористость коллекторов, в среднем, по залежи составляет 7%. На Димитровском месторождении в готерив-верхнеюрских отложениях также установлена газовая залежь. Пористость коллектора, в среднем, по залежи составляет 1,72%.

Апт-альбские отложения представлены песчано-алевролитоглинистыми породами с подчиненными прослоями известняков и мергелей. Апт-альбские отложения обладают следующими емкостными свойствами: пористость – 16-28%, проницаемость – от 0,01-0,07 до 0,1-0,6 мкм², которых можно отнести к коллекторам IV-VI классов. Глинистые разделы между пластами-коллекторами испытывают фациальные замещения, что приводит к образованию литологических окон и перетоку флюидов. К отложениям апта приурочены залежи нефти на месторождении Дузлак-Берикей и газа – на месторождениях Дагестанские Огни и Хошмензил. Средние значения пористости и проницаемости по месторождению Дагестанские Огни, соответственно, составляют 16,9-18,8% и 0,007-0,057 мкм², по месторождению Хошмензил – 29,5% и 0,01 мкм². Альбские отложения представлены, преимущественно, глинистыми породами. В целом, пористость нижнемеловых песчаников и алевролитов несколько выше, чем среднеюрских. В отдельных случаях полная пористость достигает 22-28% (Даг.Огни, Скв.45,47), а в среднем – 15-20%. Проницаемость при этом остается низкой.

Краткий анализ приведенных данных свидетельствует о тенденции к ухудшению коллекторских свойств терригенных пород с глубиной от апт-альба к нижнему аалену.

Нижнемеловые отложения так же, как и юрские, в целом, можно отнести по классификации А.А. Ханина к коллекторам IV-VI классов. В связи с этим можно утверждать, что гранулярные коллекторы, как природные резервуары для УВ, в силу уменьшения первичной пористости с глубиной, теряют свои качества, необходимые при формировании залежей нефти промышленного значения [6].

Испытания скважин по средне-нижнеюрским отложениям свидетельствуют об ограниченных перспективах их нефтегазоносности. Существенными коллекторскими свойствами обладают порово-трещинно-кавернозные известняки и доломиты неоконверхнеюрского нефтегазоносного комплекса, с которым связаны уже открытые залежи УВ в Предгорном Дагестане.

Верхнемеловой разрез представлен всеми ярусами – от сеномана до датского, и сложен, преимущественно, известняками с прослоями мергелей. С верхнемеловыми отложениями связаны залежи УВ на месторождениях Димитровское, Шамхал-Булак, Новолакское, Ачи-Су и др. Поэтому карбонатные коллектора этого комплекса изучены значительно лучше, чем нижнемеловых отложений.

Наиболее распространенной классификацией карбонатных коллекторов является Е.М. Смехова [7]. В зависимости от механизма фильтрации коллектора делятся на два крупных класса: поровые и трещинные. В поровых коллекторах стационарная фильтрация осуществляется первичным межгранулярным пространством, а в трещинных – вторичными пустотами при доминирующей роли трещин. Последний класс по емкостным свойствам делится на ряд типов, в зависимости от соотношения тех или иных пустот: гранулярный, кавернозный, трещинный, трещинно-гранулярный, трещинно-кавернозный, трещинно-гранулярно-кавернозный. Верхнемеловые отложения Предгорного Дагестана обоснованно можно отнести к классу трещинных коллекторов, хотя установление типа является весьма проблематичным, поскольку среди исследователей нет единого мнения на этот счет. В целом, для известняков верхнего мела характерны следующие виды пустот: гранулярный, кавернозный, карстовый и трещинный.

К сожалению, в рамках данной работы невозможно охватить широкий спектр критериев оценки нефтегазоносности меловых отложений. Но, однако, рассмотрев весь комплекс геолого-геофизической изученности, включая и бурение, можно в первом приближении оценить перспективность нефтегазоносности меловых отложений.

Выводы

Нижнемеловые отложения относятся к гранулярному типу коллекторов; как природные резервуары для УВ в силу уменьшения первичной пористости с глубиной, теряют свои качества, необходимые при формировании залежей нефти промышленного значения.

Отложения верхнего мела Предгорного Дагестана относительно их коллекторских свойств характеризуются следующими показателями. Полезная емкость карбонатного коллектора складывается из открытого пространства микротрещин, из полостей и каверн, структурно-стиллолитовых образований, а также эффективной межзерновой пористости известняков. Лучшими свойствами обладают пелитоморфные известняки маастрихт-кампана и сантона.

Верхнемеловые отложения Предгорного Дагестана обоснованно можно отнести к классу трещинных коллекторов, хотя установление типа является весьма проблематичным, для чего необходимо провести дополнительные исследования для восполнения этого пробела.

Таким образом, в Дагестанском секторе ТКП основным и наиболее перспективным объектом поиска залежей УВ является верхнемеловой карбонатный комплекс, по сравнению с нижнемеловыми.

В целом, рассматривая вопрос о перспективах нефтегазоносности меловых отложений Дагестана, следует оценить положительно. Перспективы поисков УВ следует связать

с такими площадями как Сафаралинская, Богатыревская, Северо-Бавтугайская, Карлан-Юртовская.

Литература

1. Пирбудагов В.М. Особенности геологического строения и нефтегазоносности Дагестанского сектора Терско-Каспийского передового прогиба. Геология и нефтегазоносность восточной части Терско-Каспийского прогиба.//Тр. ИГ ДНЦ РАН, вып.41., Махачкала 1990г.
2. Шарафутдинов Ф.Г., Золова И.В., Шарафутдинов В.Ф. Геолого-геохимические критерии современной оценки перспектив термоводоносности и нефтегазоносности верхнемеловых отложений Дагестана.// Вопросы технологии комплексного освоения геотермальных ресурсов. Тр. ВНИПИГеотерм., Махачкала 1996., с.51-67.
3. Геология СССР. /Северный Кавказ, т. IX, ч.1. М., Недра, 1968, 760 С.
4. Комплексные исследования трещинных коллекторов и опыт подсчета в них запасов нефти. Под ред. Е.М. Смехова. //Тр. ВНИГРИ, вып. 214. Л. Гостоптехиздат, 1963., 200 С.
5. Конюхов И.А., Москалев Н.П. и др. Литолого-фациальные особенности и трещиноватость мезозойских карбонатных пород в связи с их нефтегазоносностью. М.: Изд-во МГУ, 1966, 235 С.
6. Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых. Под ред. Семеновича В.В., Соколова Б.А.. М.: Изд-во МГУ, 1986. 195 С.
7. Комплексные исследования трещинных коллекторов и опыт подсчета в них запасов нефти. Под ред. Смехова Е.М.//Тр. ВНИГРИ, вып.214., Л.: Гостоптехиздат, 1963. 200 С.

ОБОСНОВАНИЕ ОСНОВНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ ПОИСКОВ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА НА ЗАПАДНОМ СЕКТОРЕ ШЕЛЬФА КАСПИЯ

Дагитиев З.К., Саркаров Р.А., Белан С.И., Бариева Д.И.
(ООО «НПЦ Подземгидроминерал», г. Москва)

Анализ развития поисков нефти и газа в мире показывает, что в ближайшем будущем основные открытия и приросты запасов и добычи углеводородов в мире будут происходить в шельфовых и глубоководных зонах акваторий. Именно здесь отмечается наибольший прирост запасов, и открываются крупные месторождения.

В настоящее время морская добыча обеспечивает 1/3 нефти и 1/4 газа от общемировой добычи. На сегодняшний день доля глубоководных месторождений составляет около 3%, но эта доля будет неуклонно расти, ожидаемый прогноз – 25%.

В связи с ростом значения морской добычи, большое внимание в нашей стране уделяется континентальному шельфу. По разным оценкам на континентальном шельфе РФ сосредоточено порядка 100 млрд. тонн углеводородов в нефтяном эквиваленте. На долю нефти приходится порядка 13%, остальное – это ресурсы газа.

Первая количественная оценка ресурсов углеводородов дагестанского участка шельфа Каспия была выполнена по состоянию геолого-геофизической изученности на 01.01.1971 года. Эта оценка послужила основанием для активных геолого-геофизических работ на шельфе, что привело к открытию многих месторождений, в том числе уникальных. Наибольшие объемы работ и большинство открытий пришлось на 70 – 80-е годы [1].

Открытия последних лет ОАО «Лукойл» (нефтегазоконденсатные месторождения Хвалыньское, Ракушечное, Сарматское и др.) позволяют считать шельф Каспийского моря перспективной нефтегазоносной территорией юга России. В частности ОАО "ЦентрКасп-нефтегаз" (СП "ЛУКОЙЛ" и "Газпрома" по разработке каспийской структуры Центральной) пробурена поисковая скважина на глубину 4227 м на месторождении «Центральное» и поставлена на баланс Государственной комиссии по запасам 94 млн. тонн нефти по категории C₁+C₂. Структура "Центральная" расположена в центральной части среднего Каспия на границе между Россией и Казахстаном в 150 км восточнее Махачкалы.

В Дагестанском секторе акватории Каспийского моря, охватывающем западные части Среднего и Северного Каспия, прослеживаются восточные окончания известных геоструктурных элементов и связанных с ними нефтегазоносных районов предгорного Дагестана, Прикумской области и перспективной Терско-Сулакской впадины. К восточному берегу Каспийского моря прилегают нефтегазоносные районы Казахстана и Туркмении, а на юге - морские месторождения Азербайджана. Окруженная со всех сторон нефтегазоносными землями акватория Каспийского моря представляет исключительный интерес в отношении поисков нефти и газа. Наращивание запасов и увеличение добычи нефти и газа в ближайшем будущем требуют освоения новых нефтегазоносных комплексов и районов, к числу которых относится и западный сектор акватории Каспия, перспективность которого подтверждается ранее открытыми газонефтяными месторождениями Избербаш и Инчхе-море, а также результатами многолетних геолого-геофизических исследований [2].

По данным Института геологии Дагестана ДНЦ, СевКавНИПИнефть и нефтяной компании "Дагнефть" начальные потенциальные ресурсы углеводородов составляют 931,5 млн. т у.т. (в том числе газа 630,8 млрд. куб. м), из которых в пределах дагестанского шельфа сосредоточено 425 млн. т у.т., в том числе 132 млн. тонн нефти с конденсатом.

По оценкам «Гипроморнефтегаза» (Баку, 1984 г.) в Дагестанском секторе Каспийского моря объем извлекаемых потенциальных ресурсов углеводородов достигает 408 млн. т у.т. Значительная часть этих ресурсов (209 млн. т у.т.) локализована в пределах Южно-Дагестанского шельфа, в котором находится месторождение Инчхе-море и сейсморазведкой выявлено более 20 локальных поднятий. В настоящее время степень разведанности ресурсов шельфа составляет 3,2% для газа и 2,7% для нефти.

Однако если учитывать генерационный потенциал возможных нефтематеринских отложений и вероятную их аккумуляцию преимущественно в полосе прибрежных антиклинальных зон, возможно, что приведенные выше оценки в значительной степени занижены, и Дагестанский шельф является высокоперспективной территорией для обнаружения крупных залежей углеводородов.

В 1997г. Министерством природных ресурсов Российской Федерации и Правительством Республики Дагестан был проведен конкурс на право недропользования с целью изучения и добычи нефти и газа в десятимильной зоне дагестанского шельфа по четырем блокам (Дербентский, Избербашский, Димитровский, Сулакский), охватывающим юго-западный борт Терско-Каспийского передового прогиба. В конкурсе принимали участие ряд крупных фирм, изложивших свои представления о геологическом строении, перспективах нефтегазоносности и планах поисково-разведочных работ. Дополнительно к этим блокам был выделен и участок Тюлений, который расположен в северной части Дагестанского шельфа, западном секторе Каспия.

Прилегающая к Дагестану акватория Каспийского моря, являющаяся в геологическом отношении продолжением суши, представляет собой наиболее реальный резерв прироста запасов углеводородов.

Нами выполнен анализ и обобщение имеющегося материала по геологоразведочным, сейсмическим работам и другим геофизическим исследованиям на площадях шельфовой зоны западного сектора Каспия (Инчхе-море, Арабляр-море и др.). Обобщены геолого-геофизические материалы по Дагестану и прилегающей части акватории Каспия. Комплексный анализ и обобщение накопленных материалов и новых данных сейсморазведки позволили уточнить представление о геологическом строении и подтвердить перспективность нефтегазоносности в прилегающей части Каспийского моря.

На основе особенностей структуры прибрежной зоны Дагестана выполнен её прогноз на прилегающем шельфе Каспийского моря. Разработаны корреляционные схемы геологического и литолого-стратиграфического строения площадей шельфовой зоны западного сектора Каспия с использованием результатов ранее проведенных исследований. При разработке корреляционных схем были использованы данные по Каспийскому регио-

ну и прибрежной зоне Дагестана и прилегающей части шельфа Каспия (месторождения Инчхе-море и Избербаш).

Изучены условия формирования нефтегазоносных комплексов в западной части шельфа Каспия. Оценены перспективы нефтегазоносности на участках Дагестанского сектора шельфа Каспийского моря. Наиболее изученными и перспективными объектами являются участки Тюлений, Дербентский, Избербашский, Димитровский, а также месторождение Инчхе-море. Проведена прогнозная оценка ресурсов нефти и газа для перспективных объектов шельфовой зоны западного сектора Каспия, прогнозные ресурсы составляют 407,1 млн. т.у.т.

На основе анализа исходного материала по геолого-геофизической изученности, оценки ресурсов углеводородов, сложности проведения ГРП, условий дальнейшей разработки участков, глубин моря и продуктивных горизонтов в нераспределенном фонде определены основные направления и первоочередные объекты для проведения разведочных работ и освоения залежей УВ. В качестве первоочередных объектов на Дербентском участке выделены структуры № 3,6 и 10, на Димитровском – структура 2, на участке Тюлений – структура Тюленья северная. Степень изученности структур, перспективы нефтегазоносности, экономическое положение региона и геолого-технические условия проведения работ позволяют провести на рассматриваемых площадях поисковое бурение с целью открытия месторождений, их предварительной геолого-экономической оценки на основе запасов категорий С1 и С2.

Ожидаемый прирост запасов (C_1+C_2) по первоочередным объектам составляет 208,4 млн. т.у.т, в том числе, млн. т.у.т:

- участок Тюлений, структура Тюленья Северная – 151,02;
- участок Димитровский, структура № 2 – 20,9;
- участок Дербентский: структура № 3 – 17,5;
- структура № 6 – 10,6;
- структура № 10 – 8,4.

Разработано геологическое и технико-экономическое обоснование основных направлений поисков залежей нефти и газа по первоочередным объектам на западном секторе шельфа Каспия.

Для проведения ГРП по выбранным объектам планируется выполнение следующих работ по участкам:

- участок Тюлений. Выполнение сейсморазведочных работ 3D, площадь – 212 км², бурение 2-х поисковых скважин на глубину 4800 м;

- Димитровский участок. Выполнение сейсморазведочных работ 2D, протяженность – 500 пог. км, 3D, площадь – 300 км², и бурение 1-й поисковой скважины на глубину 4800 м;

- участок Дербентский. Выполнение сейсморазведочных работ 2D, общая протяженность – 318 пог. км, 3D, общая площадь – 982 км², и бурение 3-х поисковых скважин, по одной скважине на каждую структуру (3, 6, 10) с проектными глубинами 2550 м, 2800 м и 1900 м соответственно.

Для бурения скважин предусматривается использование СПБУ (самопогружной плавучей буровой установки), которая рассчитана на бурение скважин глубиной до 5000 м при глубине моря до 60 м.

Проведена экономическая оценка эффективности затрат на выявление и подготовку запасов углеводородов. Затраты на подготовку ожидаемых запасов углеводородов на перспективных объектах Дагестанского сектора шельфа Каспийского моря составляет 1,3- 6,1 \$ США или 40 -180 рублей на 1 т.у.т.

Результаты проведенных исследований позволяют сделать вывод о геологической перспективности и экономической целесообразности проведения геологоразведочных работ на нефть и газ и освоения углеводородных ресурсов Дагестанского сектора шельфа Каспийского моря. Наиболее перспективными объектами, как по ожидаемым запасам углево-

дорогов, так и удельным затратам, для проведения ГРП является структура Тюленья Северная на участке Тюлений и структура № 3 на участке Дербентский.

Литература

1. Супруненко, О.И. Перспективы нефтегазоносности континентального шельфа Российской Федерации / О.И. Супруненко, В.В. Суслова // 13 НПК «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры» / ФГУП «ВНИИ Океангеология им. И.С. Грамберга». – 2008.
2. Шарафутдинов, Ф.Г. Перспективы нефтегазоносности Дагестанского Шельфа Каспийского моря и направление поисково-разведочных работ / Ф.Г. Шарафутдинов, И.А. Абасов, Д.А. Мирзоев, В.М. Пирбудагов // Рефер. инфор. ВНИГЭ-газпром: сер. геол. и разведка морских нефтяных и газовых месторождений. – 1980. – Вып.3.

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ НА МАЛЫХ ГЛУБИНАХ В ПЛИОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ПРЕДКАВКАЗЬЯ

*Дагитиев З.К., Гусейнов Н.М., Бариева Д.И.
(ООО «НПЦ Подземгидроминерал», г. Москва)*

Мировой и отечественный опыт освоения нефтегазоносных районов указывает на выявление все новых залежей углеводородов на малых глубинах, приуроченных к нетрадиционным ловушкам и к комплексам отложений, которые ранее считались мало- или вообще бесперспективными.

Плиоценовые отложения восточной части Предкавказья, имеющими широкое площадное распространение, характеризуются признаками нефтегазоносности. Промышленная нефтегазоносность плиоценовых отложений Азербайджана, включая прилегающую акваторию Каспийского моря, а также Западно-Кубанского передового прогиба, аналогичного по строению и историческому развитию с восточной частью Предкавказья, позволяет высоко оценить перспективы поисков нефти и газа в пределах Терско-Сулакской впадины.

Плиоценовый литолого-стратиграфический комплекс распространен в наиболее погруженной перспективной части Восточного Предкавказья - Терско-Сулакской впадине, структурные элементы которой имеют свои продолжения в акватории Каспийского моря.

Несмотря на значительный объем пробуренных скважин и проведенных сейсморазведочных работ в пределах Терско-Сулакской впадины, плиоценовые отложения остаются весьма слабо изученными, поскольку основные объемы геолого-поисковых работ были направлены на поиски залежей нефти и газа в глубокозалегающих регионально нефтегазоносных комплексах среднего миоцена и мезозоя.

На обширной территории юга России и прилегающих стран СНГ плиоценовые отложения являются нефтегазоносными. В Азербайджане в них открыты богатейшие залежи нефти, объемы добычи которой намного превысил миллиард тонн. В западной части Туркмении с красноцветной толщей, соответствующей среднему плиоцену, связаны значительные запасы и добыча нефти. Из верхнеплиоценовых отложений Прикаспийской впадины получены газовые фонтаны. В пределах Западно-Кубанского прогиба открытые залежи нефти и газа приурочены к нижнеплиоценовым (понтическим) отложениям. Промышленная газоносность среднего плиоцена (континентальной толщи) была установлена в Чечено-Ингушетии. На территории Терско-Сулакской низменности Дагестана при бурении скважин отмечены признаки нефти и газа. Небольшая глубина залегания плиоценовых отложений, подошва которых не превышает 2000 м, а также доступность для проведения сейсморазведочных работ и массового бурения (на суше), благоприятствуют эффективному проведению поисково-разведочных работ [1-3].

Новыми данными, указывающими на перспективность поисков нефти и газа в плиоценовых отложениях, являются выявленные сейсморазведкой на территории Терско-Сулакской низменности перспективные структуры и «яркие пятна», интерпретируемые как возможные залежи углеводородов, а также зоны выклинивания отдельных горизонтов, представляющих интерес для поисков литолого-стратиграфических ловушек.

Нами проведен анализ материалов по геолого-геофизической изученности, данных геофизических исследований скважин и сейсморазведки восточной части Предкавказья и Терско-Сулакской впадины.

Определены геологическая и литолого-стратиграфическая характеристики плиоценовых отложений Терско-Сулакской впадины. По результатам анализа соотношения структурных планов локальных поднятий плиоценового и миоценового этажей в пределах Терско-Сулакской впадины выявлено более крутое залегание подстилающих отложений, несовпадение простираения слоев и смещение плиоценовых структур в северном и восточном направлениях.

Выполнены сбор и обобщение фильтрационно-емкостных свойств и других характеристик коллекторов нефти и газа плиоценовых отложений восточной части Предкавказья и Терско-Сулакской впадины. На основе комплексного анализа и обобщения накопленных материалов и новых данных сейсморазведки уточнено представление о геологическом строении и подтверждена перспективность нефтегазоносности плиоценовых отложений Терско-Сулакской впадины восточной части Предкавказья. Признаки нефтегазоносности плиоценовых пород Терско-Сулакской впадины указывают на приуроченность их к древнекаспийским, апшеронским, акчагыльским отложениям, но чаще всего к континентальной толще, являющейся аналогом продуктивной толщи Азербайджана.

Выявлены перспективные на нефть и газ структуры в континентальной толще и акчагыльском ярусе плиоценовых отложений Терско-Сулакской впадины восточной части Предкавказья.

Определены перспективные объекты для оценки прогнозных ресурсов и проведения геологоразведочных работ: в континентальной толще – 12 структур, в акчагыльском ярусе – 8 структур. Проведена оценка прогнозных ресурсов газа для перспективных объектов плиоценовых отложений Терско-Сулакской впадины, которые суммарно по категории $C_3+D_{1л}$ (локализованные) составляют 87 млрд.м³.

Выделены первоочередные объекты для проведения геологоразведочных работ на нефть и газ на малых глубинах в плиоценовых отложениях Терско-Сулакской впадины восточной части Предкавказья: в континентальной толще – 4 структуры, в акчагыльском ярусе – 3 структуры. Ожидаемые прогнозные ресурсы газа составляет 33,7 и 20,8 млрд. м³ соответственно.

Обоснованы направления геологоразведочных работ на нефть и газ на первоочередных объектах плиоценовых отложений Терско-Сулакской впадины восточной части Предкавказья.

Результаты проведенных исследований позволяют сделать вывод о геологической перспективности проведения геологоразведочных работ на нефть и газ и освоения углеводородных ресурсов на малых глубинах в плиоценовых отложениях Терско-Сулакской впадины восточной части Предкавказья.

Литература

1. Интерпретация материалов сейсморазведочных работ перспективных на нефть и газ объектов на малых глубинах (в неогеновых отложениях) в Терско-Сулакской низменности / Шарфутдинов Ф.Г., Майданенко Л.В. – Махачкла, 1999. – Деп. в Территориальный фонд геологической информации Республики Дагестан.
2. Обобщение материалов геолого-геофизической изученности плиоценовых отложений Терско-Каспийского передового прогиба, оценка перспектив их нефтегазоносности и обоснование направлений геологопоисковых работ на нефть и газ на малых глубинах в этом районе:

- отчет о НИР / Шарафутдинов Ф.Г. [и др.]– Махачкала, 2000. – Деп. в Территориальный фонд геологической информации Республики Дагестан,
3. Галин, В.Л. К проблеме нефтегазоносности Терско-Сулакской низменности / Галин В.Л., Бурштар М.С., Ройтман Л.А., Шарафутдинов Ф.Г. // Геология нефти и газа. – 1970. - № 11. - С. 6-13.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТЕПЕНИ ЗРЕЛОСТИ НЕФТИ ПО ИЗОТОПНОМУ СОСТАВУ УГЛЕРОДА МЕТАНА

*Магомедов Ш.А., Маммаев О.А., Магомедов А.Ш.
Институт проблем геотермии ДНЦ РАН*

Известно, что фракционирование изотопов углерода в основном происходит в процессе возникновения и созревания органического вещества (ОВ). Процесс созревания керогена сопровождается систематическими изменениями химических и оптических свойств ОВ. Коэффициент отражения витринита R_0 варьирует от $R_0 = 0,3\%$ в незрелом ОВ до $R_0 \geq 3\%$ в перезрелом керогене, что видно по рис.1. Помимо этого, в ходе созревания происходит изотопное фракционирование с обогащением тяжелым изотопом, которое вызвано различием энергии связи пар: $C^{13} - C^{12}$ и $C^{12} - C^{12}$. Метан, образованный из ОВ под влиянием температуры, обогащен C^{12} по сравнению с исходным материалом, поскольку для разрыва связей $C^{12} - C^{12}$ требуется меньшая энергия. Органическое вещество и возникающие углеводородные компоненты в процессе созревания керогена обогащаются тяжелым изотопом углерода. Эти изотопные сдвиги, обусловленные созреванием, в керогене и нефти часто замаскированы, но отчетливо выявляются в природных скоплениях метана.

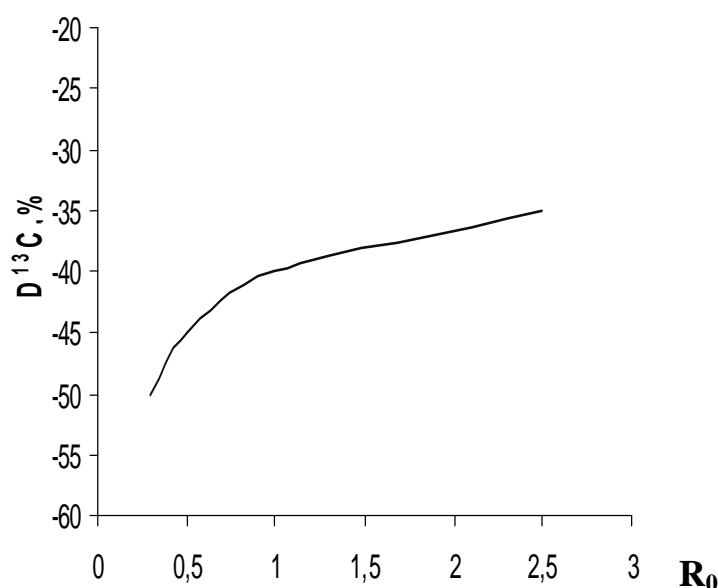


Рис.1 Зависимость изотопного состава углерода метана сопелового ОВ от коэффициента отражения витринита.

Изотопные отношения углерода в метане варьируют в диапазоне 80‰, и их величина определяется следующими моментами: 1) механизмом возникновения (биогенное или термальное); 2) общим типом исходного органического вещества, подвергающегося термальным изменениям; 3) степенью зрелости исходного органического вещества.

Для большинства сырых нефтей характерен диапазон значений $\delta^{13}C$ от -34 до -18‰. Поскольку существует определенная связь изотопного состава углерода в нефти и керогене, то это позволяет различить нефти морского и неморского генезиса. Изотопный состав углерода метана, источником которого были преимущественно породы морского генезиса,

характеризуется аналогичной связью со степенью зрелости. Метан морских осадков, однако, обогащен изотопом ^{12}C по сравнению с «сухопутным» метаном. Изменения изотопного состава углерода метана различных генетических типов показаны на рис.2. Термокаталические газы морских отложений характеризуются примерным диапазоном значений δC от -50‰ (низкая степень зрелости) до -30‰ (перезрелые исходные породы). Считается, что значительное обеднение газов изотопом C^{13} типично для формирования бактериальных газов (δC^{13} варьирует от -55 до -100‰).

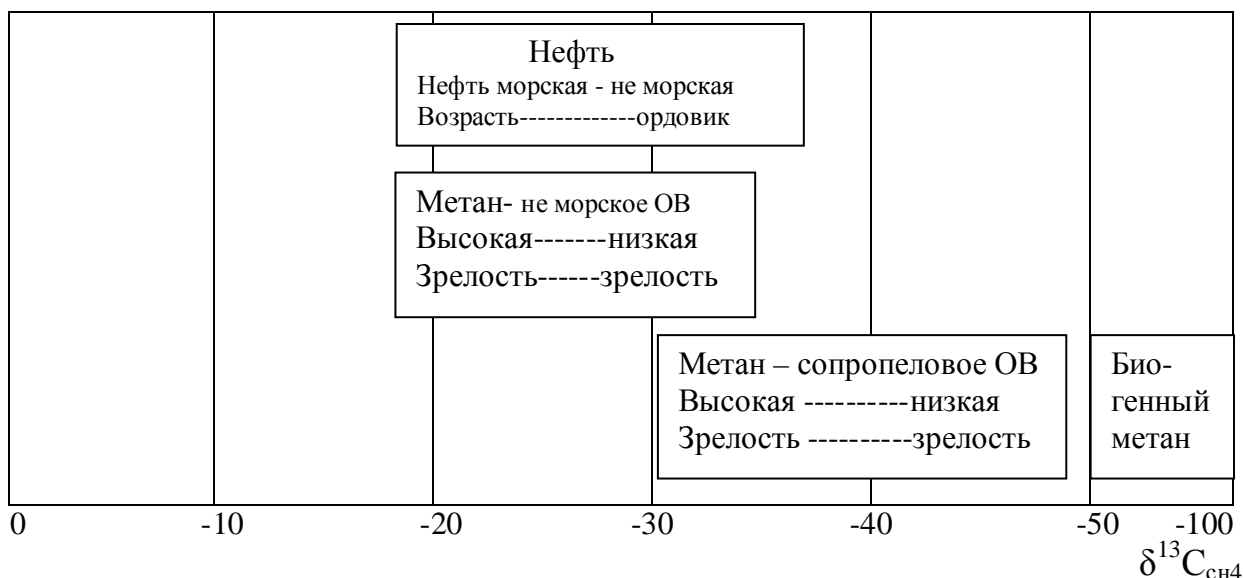


Рис2. Вариация изотопного состава углерода метана различных генетических типов.

Газы плиоцен – миоценовых отложений (месторождение Русский Хутор) характеризуются сильно облегченным изотопным составом углерода и кислорода.

Метан этих отложений биогенного генезиса, который характеризуется сильно облегченным изотопным составом по C^{13} .

Углерод метана мезозойских отложений характеризуется относительно тяжелым изотопным составом ($\delta\text{C}^{13} = -20 -50\text{‰}$) и соответствует газам глубинного термокаталического преобразования органического вещества

В интервале глубины от 0 до 500м., где встречается метан, предельно обогащенный легким изотопом, результаты анализов C^{13} природных образцов ложатся на теоретическую кривую. Обогащение метана изотопом C^{12} в этой зоне можно рассматривать как результат действия системы $\text{CO}_2 - \text{CH}_4$, углеродный обмен который осуществляется бактериями. Изотопные данные показывают, что мощность биохимической зоны генерации метана значительно больше и микробиологические процессы происходят до глубины 300- 500 м., причем в масштабах, обеспечивающих образование значительных газовых скоплений.

Ниже биохимической зоны находится зона каталической генерации метана. Механизм изотопного обмена в системе $\text{CO}_2 - \text{CH}_4$, здесь отключается, так как температуры еще слишком низки для действия неорганической системы $\text{CO}_2 - \text{CH}_4$, а бактериальная деятельность практически отсутствует. Обогащение метана изотопом C^{12} по сравнению с исходным органическим веществом и вертикальный градиент значений C^{13} , наблюдаемый в этом интервале глубины и температуры, объясняется кинетическим изотопным эффектом и зависимостью кинетического изотопного эффекта от температуры.

Третья область распространения газов — зона термального метаморфизма и вулканизма. При температурах порядка 200°C и выше создаются условия для установления равновесия изотопного обмена в неорганической системе $\text{CO}_2 - \text{CH}_4$. Метан чаще всего характеризуется изотопным составом в пределах от -20 до -29‰. Константа равновесия, вычисленная из изотопных данных, отвечает реальным температурам, наблюдающимся в этой зоне. Это обстоятельство используется некоторыми исследователями для определе-

ния при помощи CH_4 — CO_2 изотопного термометра глубинных температур подземных источников.

В наиболее глубоких слоях земной коры, где господствуют температуры 600 - 800°C и выше разделение изотопов незначительно и углерод присутствующих здесь газов прямо наследует изотопный состав исходного углерода.

Термальный пояс Земли является областью гомогенизации изотопного состава газов, которые независимо от происхождения путем вторичного обмена приобретают изотопный состав определяющийся только местными температурными условиями и относительными концентрациями CH_4 и CO_2 .

Месторождение, № скважины	Интервал перфорации, м	Возраст отложений	$\delta^{13}\text{C}$,‰ РДВ
Юбилейное, СКВ.№29	4439 - 4443	J ₁	-41
СКВ.№9	4576 - 4586	T ₁	-43,5
Солнечная, СКВ.№1	4484 - 4498	T ₁	-31
СКВ.№3	4480 - 4487	T ₂	-31,2
СКВ.№38	4374 - 4383	T ₁	-36,3
СКВ.№56	4364 - 4380	T ₁	-47
Сухокумское, СКВ.№69	3772 - 3978	T ₂	-45,2
СКВ.№35	3277 - 3279	K ₂	-41,3
Солончаковая, СКВ.№2	4498 - 4505	T ₁	-33
СКВ.№12	3936 - 3956	K ₁	-34,8
СКВ.№15	4324 - 4350	J ₁	-35,6
СКВ.№38	4374 - 4383	T ₁	-37,2
Рифовая, СКВ.№4	4256 - 4275	T ₂	-32,5
Центральная, СКВ.№3	3978 - 3997	K ₁	-41,4
Таловая, СКВ.№6	4324 - 4356	T ₁	-36,7
Кумухская, СКВ.№4	4247 - 4289	T ₁	-32,6
Русский Хутор СКВ.№95	1710 - 1716	N ₁	-61,3
СКВ.№96	1505 - 1511	N ₁	-89,5
СКВ.№103	1739 - 1741	N ₁	-74,5

Исследованные нами изотопные вариации углерода метана $\delta^{13}\text{C}$ газов термальных вод нефтегазовых месторождений Прикумской зоны Восточного Предкавказья показали, что газы плиоцен – миоценовых отложений характеризуются облегченным изотопным составом углерода ($\delta^{13}\text{C} = -61 \div -90\text{‰}$), т.е. биогенного генезиса, а углерод метана мезозойских отложений характеризуется относительно тяжелым изотопным составом ($\delta^{13}\text{C} = -20 \div -47\text{‰}$), что соответствует газам глубинного термокаталического преобразования ОВ. Использование изотопов углерода при поисках нефти приобретает все большее значение как ценный метод, который может эффективно содействовать разведке углеводородов.

Резюмируя изложенное можно сделать следующие краткие выводы:

1. В природе, в результате различных геофизических и геохимических процессов происходит естественное перераспределение стабильных изотопов углерода, которое может достигать в метане до 10%.
2. Высокочувствительная экспериментальная методика позволяет с большой точностью определить эти изотопные вариации углерода в метане в газах из различных генетических месторождений.
3. Установлено, что метан плиоцен - миоценовых отложений генетически биогенного происхождения и характеризуется сильно облегченным изотопным составом углерода ($\delta^{13}\text{C} = -50 \div -100\text{‰}$), а метан мезозойских отложений – зоны термального метаморфизма характеризуется менее легким изотопным составом ($\delta^{13}\text{C} = -20 \div -40\text{‰}$).

4. Изотопный состав углерода метана зависит от генезиса исходного органического вещества (морское или не морское), от степени зрелости, от глубины залегания ОВ, от типа разложения ОВ (биохимическое или термokatалитическое) и т.д.
5. В мировой практике, при разведке и прогнозировании нефтегазовых месторождений широко используются изотопные данные метана для получения первоначальных сведений о месторождении.
6. По нашим экспериментальным результатам изотопного состава углерода метана-нефтегазовых месторождений Восточного Предкавказья можно твердо утверждать, что исходное ОВ этого региона в основном морского происхождения.

ИССЛЕДОВАНИЕ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ВОД НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ - ИСТОРИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

*Нурмагомедов Т.Н.
(ЮФУ, г. Ростов-на-Дону)*

«В водах нефтяных месторождений растворены органические кислоты, к сожалению, не изученные даже химически в достаточной степени. По-видимому, часть этих кислот принадлежит к ряду жирных кислот, но часть является своеобразными стойкими соединениями, может быть, связанными с нафтенами и с теми своеобразными циклическими углеводородами, которые характерны для некоторых нефтей... Органические кислоты в подземных водах нефтяных месторождений являются следствием взаимодействия между водами и нефтями». [2] - приведенное умозаключение принадлежит В.И. Вернадскому (1936), который в свое время придавал большое значение вопросу изучения состава вод УВ залежей.

Вопрос изучения органического вещества вод нефтяных месторождений сохраняет актуальность и по сей день - трудно представить, что длительное совместное существование залежей углеводородов и вмещающих их подземных вод не отразилось на составе последних [9]. В связи с этим на протяжении более столетия отечественными и зарубежными исследователями и научно-исследовательскими институтами изучалось ВРОВ, разрабатывались методики, накапливался теоретический материал.

О присутствии органического вещества в подземных водах было известно еще в конце XVII в. В середине XIX века в Швеции из подземных вод были выделены фульвокислоты, в Англии в артезианских и грунтовых водах определялось наличие органического углерода и азота, а в России началось изучение нафтеновых и жирных кислот, содержащихся в водах нефтяных месторождений. [4]

Конец XIX - начало XX века ознаменовался возникновением новой науки - нефтегазовой гидрогеологии. Исследование ОВ вод нефтяных месторождений стало одним из основных вопросов нового научного направления.

В 1883 году А.Д. Потылицыным было установлено, что бессульфатность является характерной особенностью вод, связанных с нефтью. Им же были определены в водах из нефтяных скважин органические кислоты, нахождение которых в воде он объяснял окислением нефти под влиянием сернокислых солей и других кислородных соединений воды. [8]

В начале XX в. К.В. Харичков (1913) и другие исследователи в водах нефтяных месторождений начали изучать нафтеновые кислоты. Н.И. Буторин и З.П. Букс установили зависимость содержания нафтеновых кислот от качества нефти.

В 30-40х годах складывается советская школа гидрогеологов, завоевавшая передовые позиции в мировой науке. В эти же годы бурно развивается нефтегазовая гидрогеология, особенное внимание стало уделяться гидрогеохимическим критериям нефтегазоносности (Н.Н. Славянов, Н.И. Толстихин, А.М. Овчинников, В.И. Вернадский, Н.К. Игнатович, В.А. Сулин).

Н.К. Игнатовичем (1945, 1948) впервые наиболее детально был рассмотрен вопрос оценки нефтегазоносности крупных территорий. Он подчеркивал необходимость регионального подхода к оценке условий нефтеносности по данным гидрогеологии и гидрогеохимии. [5]

В.А. Сулиным (1946, 1948) были выделены прямые и косвенные гидрохимические показатели. К прямым показателям он относил нафтеновые кислоты и йод, а к косвенным - типы вод, их химический состав, содержание в водах ряда микрокомпонентов (брома, бария, стронция, фтора, радия и др.). Положения В.А. Сулина имели большое значение для нефтепоисковой гидрогеологии, и поэтому геологи-нефтяники стали в широких масштабах определять содержание нафтеновых кислот в водах буровых скважин, а также определять общий химический состав вод и классифицировать их по В.А. Сулину. [8]

Систематическое изучение органических веществ подземных вод началось примерно с 50х-60х годов прошлого столетия. В этот период стали широко известны работы сотрудников Новочеркасского гидрохимического института, Института океанологии, Лаборатории гидрохимии и гидрогеологии ИГиРГИ и др. Фундаментальная работа Б.А. Скоропинцева (1950), руководства по методам анализа вод С.М. Драчева, А.С. Разумова (1953, 1960), результаты исследовательской деятельности А.А. Карцева (1959, 1963), Ю.Ю. Лурье (1966), М.Е. Альтовского (1967), сборники "Современные методы анализа природных вод" (1965) и "Методы анализа природных вод" (1954) А.А. Резникова стали настольными пособиями для гидрохимиков, изучающих ОВ подземных рассолов. [1, 3]

В 50х-60х гг. разрабатываются новые способы выделения (адсорбция) и исследования (качественные реакции, диализ, элементарный анализ, инфракрасная спектрометрия) компонентов ОВ из вод нефтяных месторождений. Особое внимание уделялось следующим параметрам - окисляемость (Богомолов и др., 1961), содержание $C_{орг}$ (разложение ОВ при $t=900^\circ$; В.Г. Дацко, Л.П. Крылова, А.А. Бродовская), $N_{орг}$ (разложение ОВ концентрированной H_2SO_4 до $(NH_4)_2SO_4$; Кьельдаль, 1953), отношение C/N (Е.А. Барс, 1951), содержание различных органических кислот (перегонка, потенциометрическое титрование, гидролиз, "прямой метод", объемный метод, турбидиметрический метод, капиллярно-люминисцентный, прямое титрование весовой метод; Быкова, 1961; Шабарова, 1961; Dillaro, Albertson 1961), содержание фенола и его производных (выделение из подкисленной пробы с водяным паром, броматометрическое титрование; Барс, Носова. 1961), содержание битумов, пентана (А.С. Зингер и А.С. Кулакова, 1965). [4, 6]

70-80е гг. прошлого столетия богаты трудами обобщающего характера. Это объясняется тем, что методы изучения ОВ подземных вод и получаемые с их помощью результаты оказались полезными и информативными для самых разных областей науки и промышленности страны. Основными задачами и направлениями исследований в рассматриваемый период являлись: вопрос формирования и закономерностей распространения ОВ в подземных водах, выявление прямых показателей нефтегазоносности, изучение содержания ОВ вод различных регионов и обобщение полученных результатов, разработка и применение новых методик спектрографических и хроматографических исследований, применение ЭВМ. Большой вклад в развитие изучения ВРОВ внесла научная деятельность Е.А. Барса (1976, 1982), С.С. Когана (1971, 1975), Л.И. Селезневой (1975, 1976), В.М. Швеца (1970, 1976, 1982), А. Дж. Коллинза (1976) и др. [1]

В последние десятилетия в России темпы изучения водорастворенного органического вещества значительно снизились. Объясняется это явление отнюдь не неперспективностью рассматриваемой области исследований, а рядом других факторов. Во-первых, недостаточной точностью лабораторного оборудования - высокоточная аппаратура поступает на вооружение ученым только сейчас, и то - в единичных экземплярах. Во-вторых, при становлении и развитии нефтегазовой гидрогеологии только в СССР, не учитывая мировую статистику, появились и развивались несколько независимых научно-исследовательских институтов и гидрогеологических школ: сибирская (А.С. Анциферов, В.Н. Матусевич, и др.), ростовская (Э.С. Сианисян, А.Н.Резников, А.М. Никаноров, и

др.), ставропольская (А.С.Панченко, В.И.Петренко, и др.), ленинградская (А.Е.Гуревич, Л.Н. Капченко, и др.), приволжская (Зингер А.С., Клычев Н.В.) и др. - и в каждом институте были разработаны самостоятельно собственные методики исследований, [7] (но единого эффективного комплекса гидрогеологических методов исследований и изучения водорастворенного органического вещества вод нефтяных месторождений не было создано ни два десятилетия назад, ни на сегодняшний день).

В настоящее время существует значительное число методик, позволяющих получить довольно полную качественную и количественную характеристики органических веществ подземных вод. В качестве показателей состава этих веществ используют как абсолютные величины содержания отдельных компонентов или суммарных характеристик, так и различные их отношения.

Задачи дальнейших исследований в области нефтяной органической гидрогеохимии и изучения ВРОВ, вытекают из анализа истории развития данного направления. Необходимы совершенствование и модификация методов анализа органического вещества подземных вод, расшифровка состава выделяемых фракций с использованием современной аппаратуры и оборудования. Необходимо продолжить исследование закономерностей распределения органических компонентов в водах, роли и значения определяющих их разнообразных факторов в условиях конкретных нефтегазоносных бассейнов. [1] Требуется уточнение и объяснение различных корреляционных связей в системе вода - нефть (газ) – порода и выявление их генетической сущности.

Большое внимание следует уделить экспериментальным исследованиям условий взаимоперехода органических веществ из пород и нефтей в воды различных типов и минерализации при различных термобарических условиях. Это тем более необходимо, потому что вопросы о механизме перехода ОВ из нефтей в воды остаются еще далекими от разрешения.

Лишь детальное изучение и сопоставление ВРОВ нефтей, пород и пластовых вод между собой и с результатами экспериментов на моделях, имитирующие природные условия, с учетом геологических, гидрохимических термобарических и др. условий конкретных районов, закономерностей размещения и состава известных залежей нефти и газа приблизят к познанию механизма взаимодействия всех перечисленных форм и процессов в реальной природной обстановке.

Литература

1. Барс Е.А., Коган С.С. Методическое руководство по исследованию органических веществ подземных вод нефтегазоносных областей. Изд. 2е, перераб. и доп. М., «Недра», 1979.
2. Вернадский В.И. История минералов земной коры. т. 2. История природных вод, ч. I, вып. 3, Госхимтехиздат, 1936.
3. Крайнов С.Р., Швец В.М. Гидрогеохимия. - М. Недра, 1992.
4. Методы исследований органического вещества подземных вод./ - Быкова Е.Л., Бродовская А.А., Будова М.Я. - М. "Недра", 1969.
5. Нефтегазовая гидрогеология./ - А.А. Карцев, С.Б. Вагин, В.П. Шугрин // М.: Недра, 1992.
6. Органическое вещество в пластовых водах как показатель нефтегазоносности недр. - О.П. Абрамова. // Из монографии «Водорастворенное органическое вещество и его нефтегазопроисхождение». - Изд. "Статистика", Ашхабад, 1972.
7. Основные этапы развития нефтегазовой гидрогеологии./ - С.Б. Вагин, Л.А. Абукова. // РГУНиГ им. И.М. Губкина, ИПНГ РАН (г. Москва), 1995.
8. Швец В.М. Органические вещества подземных вод как показатели нефтегазоносности. / Статья их кн. «Органическое вещество подземных вод и его значение для нефтяной геологии» / М., «Недра», 1967.
9. Швец В.М. Органические вещества подземных вод как нефтепоисковые показатели. / В сб. «Органические вещества и микрофлора подземных вод и их нефтепоисковое значение. М., 1970. Тр. ВСЕГИНГЕО. Тематический сборник. Выпуск 26. С. 6-29.

ПЕРСПЕКТИВЫ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА В ДАГЕСТАНЕ

Нурмагомедов Т.Н., Саидахмедов С.С.

(ЮФУ, г. Ростов-на-Дону, филиал ЮФУ в г. Кизляре)

Начало XXI века ознаменовалось переходом к широкому использованию ресурсов нетрадиционного углеводородного сырья. Обозначились два «прорыва», относящиеся к разработке битуминозных песков (Атабаска, Канада) и сланцевого газа (США). Однако на фоне успехов в создании новых, сложных и дорогостоящих технологий острее ощущается недостаточность усилий по осмыслению новой информации о распространении и условиях залегания нетрадиционных скоплений углеводородов и необходимость более глубокого понимания механизмов их формирования, их природы. [2]

По определению Американской ассоциации геологов-нефтяников, газоносные глинистые сланцы представляют собой тонкозернистые породы, в которых за счет адсорбции хранится значительное количество газа. Газоносные глинистые сланцы являются нетрадиционными залежами природного газа непрерывного типа (Schmoker, 1996 г.), в которых скопления газа имеют существенное значение.

Природный газ в сланцевых залежах находится в виде свободного газа в порах породы, в виде адсорбированного газа на органическом материале, а также в виде свободного газа в системе естественных трещин.

Залежи сланцевого газа отличаются от залежей традиционного газа. Традиционный газ обычно находят в залежах, представленных песчаниками и известняками, в которых он часто залегает в виде многочисленных отдельных скоплений. Сланцевый газ залегает в глинистом сланце, который имеет намного меньшую проницаемость; сланец должен иметь трещины, которые обеспечивают каналы для движения газа. Но сланцевый газ находят и в бассейнах с широкими непрерывными пластами.

Сегодня, по некоторым оценкам, количество извлекаемого сланцевого газа в мире превышает запасы традиционного газа. Открытые на сегодняшний день извлекаемые запасы составляют более 1 трлн. м³. Сланцевый газ открыли не сегодня, однако экономически выгодная технология добычи этих запасов была разработана лишь в последние двадцать лет – к первой добыче приступили в бассейне Форт-Уорт в 1981 г.

Бурение скважин для добычи сланцевого газа стоит дорого в связи с большими глубинами, горизонтальной конструкцией скважин и необходимостью проведения гидроразрыва пласта. Стоимость скважин может достигать 2–3 млн. долл. Однако после успешного бурения нескольких скважин последующие затраты на строительство скважины могут сократиться на 40–50 %. Гидроразрыв пласта предусматривает нагнетание воды или бурового раствора в скважину под высоким давлением для разрыва глинистого сланца.

Несмотря на то, что для достижения современного уровня добычи североамериканскому сектору сланцевого газа потребовалось около 20 лет, эксперты считают, что для аналогичных секторов в других регионах мира потребуется в два-три раза меньший срок, чтобы развить свои собственные технологии сланцевого газа. [3]

В настоящее время в России сланцевый газ не добывается. Связано это, во-первых, с наличием в недрах больших объемов запасов традиционных газов и налаженной системы их извлечения, транспортировки и переработки, во вторых - отсутствием необходимых технологий и оборудования для разведки и добычи. Феномен сланцевого газа исследуется в России с 1957 года, однако в настоящее время поиски сланцевого газа ведутся в немногих регионах, в большинстве случаев результаты исследований обобщенные.

По оценкам экспертов Российского газового общества геологические запасы сланцевого газа в России оцениваются в 100 трлн. м³ и более (почти в 2,5 раза больше чем запасов традиционного газа - 40 трлн. м³). Основные перспективы связаны с Западно-Сибирской и Прикаспийской нефтегазоносными провинциями. Что касается перспектив сланцевого газа в Каспийском регионе (в частности в Дагестане) - можно отметить теоретическую промышленную газоносность глинистых пород майкопских отложений.

С майкопскими отложениями в Дагестане связаны обильные и разнообразные нефтегазопроявления, получаемые при прохождении разбуривании пород указанного возраста. При бурении скважин подобные явления связывали с присутствием в толще глин прослоек мелкозернистого песка, алевролитов и включения мергелей и известняков фораминиферового возраста. К примеру при проходке сложенных глинистыми отложениями интервалов глубин 1210-1260 м Селлинской брахиантиклинали и 1020-1042 м Байкензенской брахиантиклинали была отмечена их газоносность.

Майкопские отложения имеют широкое распространение на территории республики. Представлены они глинами (до 95%), алевролитами (до 5-10%), песчаниками (3-5%) и карбонатными породами (до 8%). Стратиграфически рассматриваемые отложения подразделяются на следующие горизонты (снизу вверх): хадумский (известковистые глины с прослоями мергелей, глинистых сланцев и редкими прослоями песчаников); миатлинский (известковистые, тонкоотмученные глины с прослоями песчаников и алевролитов, сгруппированных в пачки); горизонт рики (темно-серые и светло-серые глины с лиловатым оттенком; глины содержат редкие и маломощные прослои алевролитов, линзы септариевых конкреций); зурамакентский (темно-серые, почти черные глины с прослоями и конкрециями сидеритов). Первый горизонт имеет нижне-средне-олигоценый возраст, а остальные - верхнеолигоценый и нижнемиоценовый. Общая мощность майкопских отложений колеблется от 127 до 1770 м.

Глины майкопских отложений играют руководящую роль. Сложены они чешуйками и их агрегатами размерами 0,001-0,01 мм (до 94%). Глинистая фракция (<0,001мм) содержится в количестве 20-40%. Структура глин пелитовая, алевро-пелитовая и реже песчано-алевро-пелитовая. Текстура - слоистая, комковатая, чешуйчатая, пятнистая и линзовидная. Глинистые минералы представлены гидрослюдой, монтмориллонитом, каолинитом, хлоритом и смешаннослойным минералом с неупорядоченным чередованием слоев гидрослюды и монтмориллонита.

Глины богаты органическим веществом. Оно представлено бурыми чешуйками животного происхождения и составляет около 3-4 %. Растительное органическое вещество в глинах сложено редкими небольшими (до 1 см) обломками древесины. Битуминозность глин колеблется от 0,01 до 0,16%, а содержание $C_{орг}$ - 0,2-1,9%. Плотность глин колеблется от 2,08 до 2,5 г/см³, что соответствует средней и поздней буроугольной стадии литогенеза. [1]

Анализ геологического строения, нефтегазоматеринских свойств, возраста, мощности отложений, битуминозности, содержания ОВ и других показателей дает основание утверждать о несомненной перспективности рассматриваемых отложений в плане содержания в них скоплений нетрадиционных газов.

Произвести оценку ресурсов газа в данном случае представляется очень сложным - во первых, нетрадиционные газы не приурочены к локальным структурам, поэтому применение традиционных методов подсчета запасов и оценки ресурсов здесь невозможно; во вторых, плотность и теплотворная способности сланцевого газа почти в 2 раза ниже, чем обычного газа, простая оценка объема не будет отражать его полезности. Подсчет запасов нетрадиционных газов также осложняется существованием гипотез, придающих сланцевому газу статус возобновляемого ресурса.

Вопрос поисков, разведки и добычи сланцевого газа в Дагестане является актуальным. Большинство нефтяных и газовых месторождений республики находятся на заключительных стадиях разработки. Разведанных и доказанных залежей нефти и традиционных газов немного. Добыча сланцевого газа, как и освоение шельфа Каспийского моря, обеспечит ее в будущем углеводородным сырьем.

Литература

1. К геохимической характеристике майкопских отложений Дагестана. Г.К. Керимов. / Труды Дагестанского филиала АН СССР "Геология и геохимия полезных ископаемых Дагестана". Махачкала, Дагестанское книжное издательство, 1972.

2. Нетрадиционные ресурсы и скопления углеводородов: природа и специфика процессов нефтегазоаккумуляции. - Б.М. Валяев. Институт проблем нефти и газа РАН. / Дегазация Земли: геотектоника, геодинамика, геофлюиды; нефть и газ; углеводороды и жизнь. - Материалы Всероссийской конференции с международным участием, посвященной 100-летию со дня рождения академика П.Н. Кропоткина. М. Изд-во ГЕОС, 2010.
3. Феномен сланцевого газа. G. Semval / Научно-технический журнал "Нефтегазовые технологии" М.: Изд-во "Топливо и энергетика", Вып. №7, 2011.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСТИ ГЛУБОКОПОГРУЖЕННЫХ ГОРИЗОНТОВ ДАГЕСТАНА

*Сабанаев К.А., Магомедова Б.К.
Институт геологии ДНЦ РАН*

Для каждого геоструктурного элемента Дагестана выделены наиболее привлекательные (по особенностям геологического строения) территории, для аккумуляции нефти и газа в условиях глубоко погруженных зон в палеозой-мезозойских отложениях.

Глубокопогруженные горизонты в старых нефтегазодобывающих районах Кавказа являются одним из важнейших источников для наращивания объемов добычи нефти и газа. Это проблема актуальна не только в Восточном Предкавказье, но и в Южно-Каспийской нефтегазонасной области (Азербайджан), юго-восточной части Урало-Поволжья, Волгоградской области, Прикаспийской впадине и др. В недалеком будущем она встанет и перед другими нефтегазодобывающими районами. Об этом свидетельствует и мировой опыт по освоению глубокопогруженных горизонтов в США, где в них открыты крупные высокодебитные месторождения, залежи нефти и газа (более 500 залежей УВ). Однако, проблема освоения больших глубин ставит перед нефтяниками ряд новых задач технико-технологического характера - это усовершенствование бурового оборудования, геофизических приборов, измерительной аппаратура и др, а так же и геологического характера - выявление благоприятных условий генерации УВ, закономерностей их фазового состояния по мере увеличения глубин залегания продуктивных горизонтов, определения пространственного размещения пород-коллекторов, экранирующих свойств покрышек и др. В связи с ростом количества дизъюнктивных нарушений с глубиной изменяются емкостные и фильтрационные свойства пород. Способствует этому и уплотнение пород за счет горного давления и глубоких катагенетических превращений. Все это ведет к ухудшению коллекторских свойств пород. Вместе с тем встречаются случаи аномальных значений коллекторских свойств пород, где сохранена первичная пористость, либо возникла вторичная, за счет чего сохранены первоначальные условия. Так, на месторождении Зыряморе (Азербайджан), и Днепровско-Донецкой впадине, пористость пород составляет 25-30% и проницаемость - от 30 до 147 мД, что в 4-5 раз превосходит их значения на других площадях. По-видимому на конечные результаты влияют перерывы в осадконакоплении, гидродинамическая обстановка в региональных зонах, литологические и стратиграфические несогласия, постседиментационные процессы и др. На основании многолетних исследований накоплен определенный фактический материал, свидетельствующий о том, что распространение нефти на глубину ограничивается изотермой 177 С° [Ландес А.К., 1967]. Последующими исследованиями в ОАО «Грознефть» установлено, что на месторождении Гудермес в верхнемеловых отложениях замеренное пластовая температура составила 187 С°. В этих условиях вода и УВ могут стать взаиморастворимыми [Скрипка В.Г., 1976]. Однозначное решение указанных проблем прольет свет на ключевые моменты в освоении больших глубин в Восточном Предкавказье. По особенностям геологического строения глубокопогруженные зоны в Дагестане имеют распространение в пределах Кав-

казского сектора Альпийского горно-складчатого пояса, Скифско-Туранской плиты и разделяющих их Терско-Каспийский передовой прогиб, причем каждый из перечисленных крупных геоструктурных элементов сложены осадочными породами разного возраста. В пределах Кавказского орогена глубокопогруженные зоны сложены песчано-глинистой толщей юрских отложений; на Терско-Каспийском передовом прогибе карбонатной толщей эоцена, верхнего мела и терригенно-карбонатными породами нижнего мела и юры; и на Скифско-Туранской плите – вулканогенно-осадочный толщей в тафрогеосинклиналях (надразломных образованиях) верхнего палеозоя и триаса. В разрезе осадочного комплекса Скифско-Туранской плиты триасовые отложения распространены широко и представлены всеми тремя отделами. Область их распространения относится к глубинам свыше 5000 м. (Рис. 1).

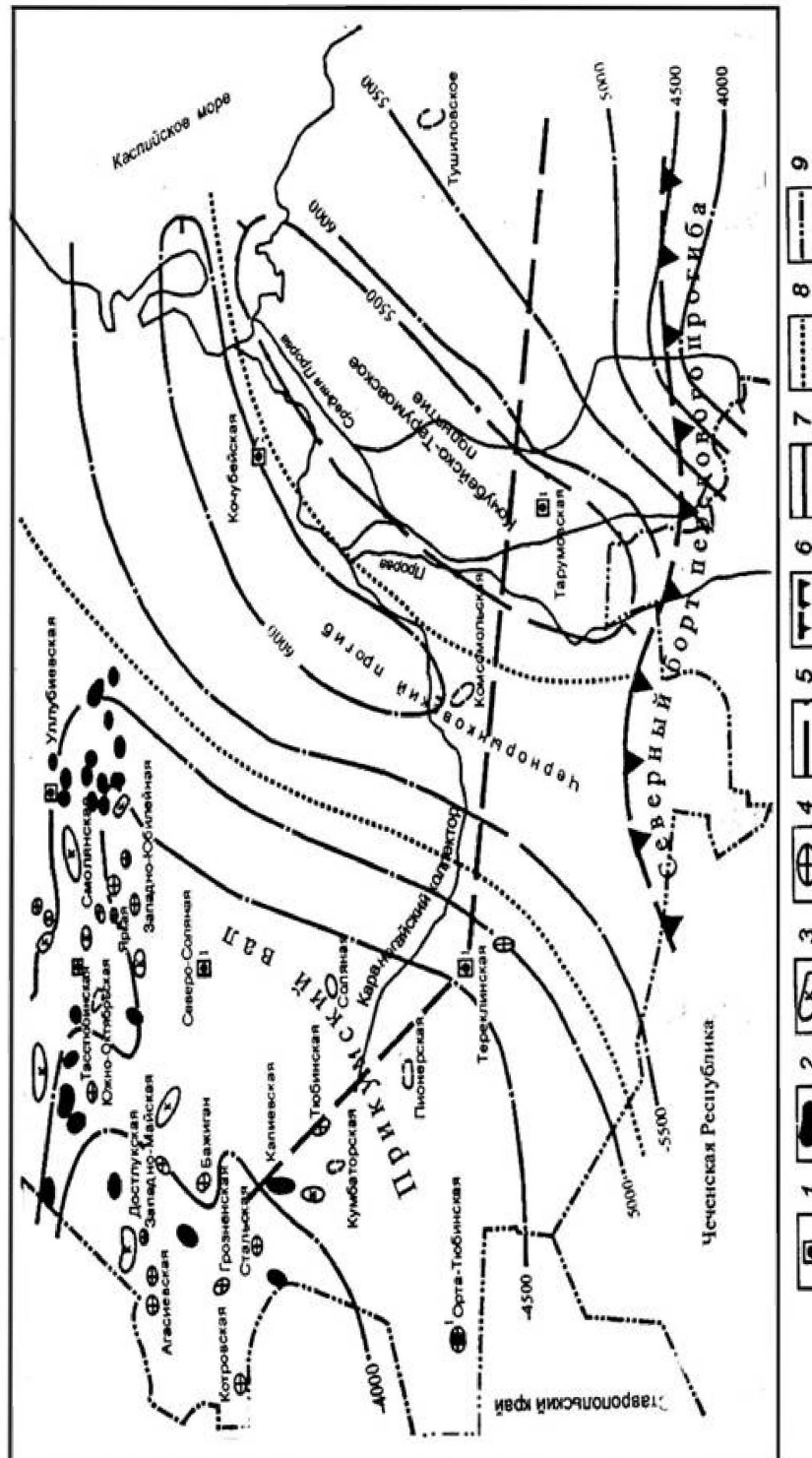


Рис. 1. Схема тектонического районирования Дагестана (фрагмент). По материалам ИГ ДНЦ РАН: 1-пробуренные параметрические скважины; 2-нефтяные, 3-газово-конденсатные; 4-площади, выведенные из разведки; 5-Комсомольско-тереклинский разлом; 6-граница Терско-Каспийского прогиба; 7-изолинии кровли нижнего триаса; 8-крупных геоструктурных элементов; 9-административная граница.

Отложения нижнего триаса подразделяются на две толщи-нижняя и верхняя. Нижняя толща карбонатных пород представлена нефтекумской свитой относящаяся условно к индскому ярусу нижнего триаса, а верхняя к молодежнинской свите олёнекского яруса. Нефтекумская свита представлена известняками, доломитами белого и серого цвета, трещиноватыми местами кавернозными и выветрелыми. Они трансгрессивно, со следами перерыва, залегают на аркозовых песчаниках куманской свиты (пермь). Нижняя пачка содержит примеси пелитового материала и имеет стабильную мощность -75-80м.

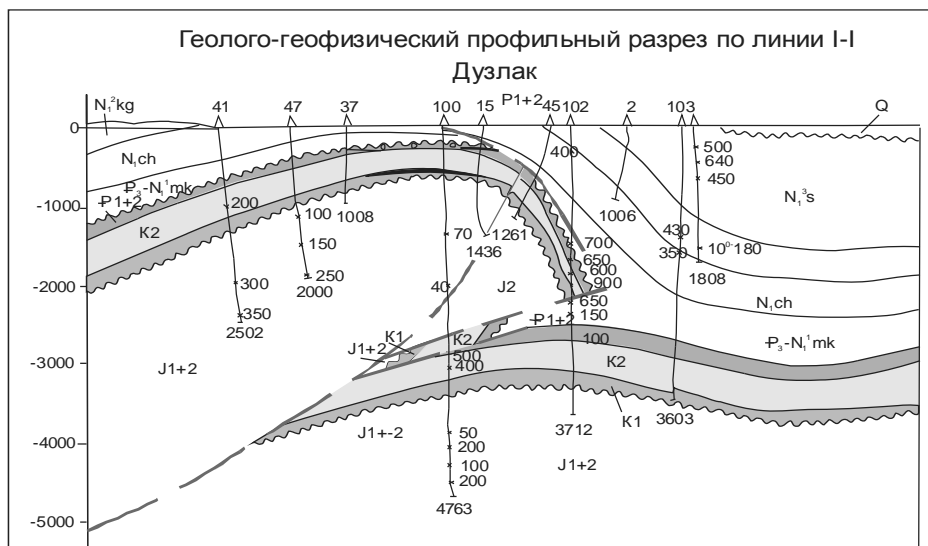
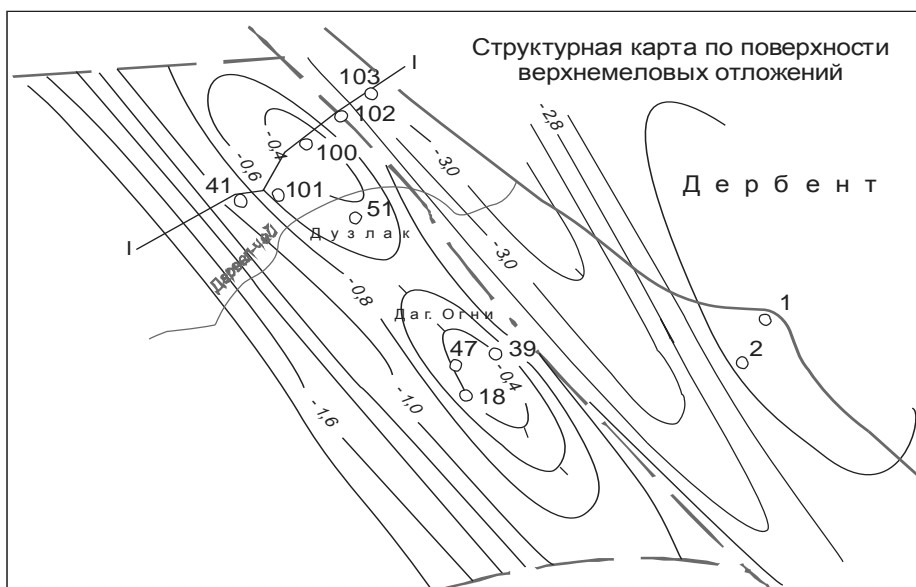
Породы средней пачки развиты не повсеместно и имеет изменчивую мощность-50-140м. В кровле верхней пачки залегают прослой опаловидного кремнезёма. Верхняя пачка часто отсутствует в разрезах площадей южного Ставрополя и Равнинного Дагестана. Отложения нефтекумской свиты со следами повсеместного перерыва перекрываются темными терригенно-карбонатными породами молодежнинской свиты, содержащими фауну оленекского яруса. Молодежнинская свита выражена терригенно-карбонатными породами. В ее основании повсеместно залегают маломощные красновато-бурые брекчиевидные известняки, содержащие органические остатки. Породы молодежнинской свиты слоистые и изредка трещиноватые. На севере Восточного Предкавказья эта свита имеет широкое распространение, а к югу она размыта, сохраняется лишь во впадинах. Наибольшие мощности (до 250м) отмечаются в пределах Восточно-Манычского прогиба, уменьшаясь на площади Величаевская до 132м (скв.44м)

В Предгорном Дагестане залежи нефти и газа приурочены к меловым и среднемиоценовым отложениям. Между областями с доказанной нефтегазоносностью расположена слабоизученная, но перспективная Терско-Сулакская депрессионная зона с большими глубинами залегания перспективных комплексов среднего миоцена и верхнего мела. Самая глубокая скважина - 2Кочубейская достигла глубины 6036 м и позволила впервые в Прикумском районе стратифицировать отложения переходного комплекса (тафроген), представленный пермскими и триасовыми отложениями. Кроме того здесь доказана промышленная нефтегазоносность триаса (нефтекумская свита). В результате бурения глубоких скважин получены принципиально важные сведения о геологическом строении и нефтегазоносности территории Республики Дагестан. Так, в Предгорном Дагестане установлен крупный погребенный надвиг с амплитудой до 2 км на северо-восточном крыле Восточной антиклинальной зоны, что создает предпосылки обнаружения в этой зоне тектонически экранированных залежи нефти и газа (Рис.2).

В Терско-Сулакской впадине выявлены условия залегания среднемиоценовых отложений, в зонах их выклинивания зафиксированы нефтегазопроявления в процессе бурения (площади Бабаюрт, Куруш, Адиль-отар, Западный Аксай и др.).

В Прикумском районе изучено региональное геологическое строение переходного комплекса, представленного пермскими и триасовыми образованиями. Для территории Дагестана впервые доказана их промышленная нефтегазоносность. Здесь уместно отметить, что на разведочных площадях Юбилейная дебиты скважин доходили до 500 куб.м.сут нефти, а Тарумовская параметрическая скважина 1 фонтанировала водой дебитом 10-12 тыс куб.м.сут. Парадоксально, но факт, по-видимому здесь имеем дело с хорошо отсортированными крупнозернистыми песчаными разностями юрского возраста. В нижнем триасе коллектора порово-трещинные, наилучшие коллекторские свойства обнаружены в зонах стратиграфических несогласий, сводовых частях локальных структур и приразломных зонах. В разрезе среднего триаса коллекторами нефти и газа служат трещиноватые известняки в верхней и нижней пачках анизийского яруса. Определенный интерес представляют терригенные трещиноватые коллекторы ладинского яруса. Новые промышленные скопления нефти и газа могут быть открыты: в Прикумской области - в триасовых и частично юрских отложениях; в Терско-Сулакской неизменности-миоценовых и верхнемеловых отложениях; на Южном складчатом борту Терско-Каспийского передового прогиба - в меловых и мальмских отложениях. Известно, что на глубины 5-7 км приходится около 50% прогнозных запасов территории Дагестана. Вместе

с тем степень нефтегеологической изученности глубокопогруженных зон Республики Дагестан весьма низка. При проведении разведочных работ на нефть и газа в глубокозалегающих осадочных образованиях особое внимание следует уделять характеристике коллекторских толщ и флюидоупоров, выявлению условий накопления и распределения органических веществ и битумоидов. Районы с доказанной промышленной нефтегазоносностью Дагестана граничат на юго-западе с восточной частью мегантиклинория Кавказа во внешней зоне которого выделяются Аварская ступень (Известняковый Дагестан) и Джу-фидагский антиклинорий, а во внутренней Агвали-Чиракский моноклиний. Граница с передовым прогибом на всем протяжении выражена флексурой высотой 1,5-3,0км, соответствующей разломам палеозойского основания.



Условные обозначения



Рисунок 2 - Геологическая модель площади Дузлак (по К. О. Соборнову, 1991 г.)

Конфигурация границы сильно усложняется в районе Дагестанского выступа, образовавшегося в зоне пересечения разломов субширотного и субмеридионального направлений. Антиклинали группируются в три-четыре линейные зоны. Ближе к прогибу в преде-

лах зоны выделяются антиклинали Салатауская, Ирганайская, Кадарская, Эльдама-Иргартбашская, Губденская, Мугринская и др. Замки этих складок по юрским отложениям находятся под северо-восточными перегибами меловых структур, поэтому их своды в меловых отложениях значительно смещены за счет надвигания складок на сложный по структуре и гетерогенный по строению передовой прогиб. Он наложен на платформенные и складчатые зоны окраины Альпийской геосинклинали. Внутренняя зона прогиба подвергалась интенсивной складчатости, внешняя осталась слабодислоцированной. Указанные особенности строения передового прогиба положены в основу тектонической карты Дагестана М 1:500000 (авторы: К.А.Сабанаев, В.И.Черкашин и др.2012г.). Южно-Дагестанская складчатая ступень является элементом продольной геоморфологической и тектонической зональности, типичной для внутренней зоны Терско-Каспийского передового прогиба. В полосе поперечного разлома фундамента в междуречье Гамри-озень-Инчхе-озень Дагестанская складчатая ступень подразделяется на два блока: юго-восточный - поднятый и северо-западный - опущенный за счет чего наблюдается кулисообразное сочленение антиклинальных структур указанных блоков в пределах Восточной и Западной антиклинальных зон и надвигание восточной части на западную (амплитуда надвигания доходит до 2,0км.) Дагестанский выступ имеет в поперечнике размеры до 90-100км и является внутренним складчатым бортом передового прогиба и граничит на западе с Терско-Сунженской складчатой зоной. Вершина выступа глубоко вдаётся в передовой прогиб, пересекая всю складчатую зону. На всем своем протяжении выступ окаймляется полосой пород миоцена, образующих широкую выпуклую дугу Нарат-Тюбинской моноклинали с наклоном пород к осевой части Малгобекской (на западе) до Новолакской (на востоке) структуры. Исходя из этого перспективы нефтегазоносности зоны сочленения территорий Чечни и агестана (площади Новолак, Аркабаш, Акташ, Чапаевская Кара-тюбе, Андрей-аул и др) следует оценивать высоко. Другим перспективным участком следует считать зону вдоль западного борта Терско-Каспийского прогиба (площади Карланюрт, Северо-Чирюртовское, Алмало, Сафаралинская, Вогатыревская, Северо-Махачкалинская). В пределах Восточного Предкавказья установлено полосообразное распространение пачек аптского и альбского ярусов, ориентированное в основном с юго-запада на северо-восток. Границы литологического выклинивания их проходят через Минераловодческий выступ, южный и восточный склоны Ставропольского поднятия, затем уходят к северу, пересекая Восточно—Манычский прогиб и вал Карпинского. Предкавказье — первый нефтедобывающий район страны, где установлены залежи УВ, приуроченные к ловушкам неантиклинального типа. В Дагестане это направление, поисков нефти и газа получило свое развитие в связи с открытием Тернаирской литологически экранированной залежи в миоцене (1949г). Глубокие и интенсивные процессы преобразования ОВ обусловили интенсивную нефтегазогенерацию на всей платформенной части территории Восточного Предкавказья, сопровождавшуюся значительной генерацией CO_2 . Установлено, что резкое увеличение доли углекислого газа, растворенного в воде, является главным показателем интенсивных процессов нефтегазогенерации. Геохимическая обстановка в триасовых отложениях Равнинного Дагестана благоприятствовала накоплению и битуминизации органического вещества. Катагенетическая преобразованность минеральной и органической составляющих частей пород соответствует зоне нефтегазообразования. В направлении с запада на восток происходит смена карбонатно глинистых пород на глинисто-карбонатные и наблюдается повышение содержания углерода от 78 до 85 и водорода от 10,5 до 12,8% и сумма неуглеводородных компонентов уменьшается от 10 до 3%. В более погруженных районах (Кочубейский, Каясулинский и др) фазовое состояние углеводородов обусловлено степенью катагенетического преобразования органического вещества на большей части погруженных зон передового прогиба. Головная часть моноклинали нарушена региональным Гилянским взбросом северного и северо-восточного падения, который развивается между Хадумским и Талгинским поднятиями образуя вторую (Кизилбулакскую) ветвь. Висячее крыло разрыва в чокракских песчаниках местами образует антиклинальные подвороты (Айритю-

бинский, Кумторкалинский, Шамхалбулакский), которые по меловым и юрским образованиям могут содержать массивные залежи УВ.

Литература

1. Сабанаев К.А., Черкашин В.И., Сабанаев А.К., Магомедова Б.К. // Оценка причин падения нефтегазодобычи в Дагестане и пути её преодоления. // Вестник Дагестанского научного центра., 2011г, №42 с. 30-38
2. Сабанаев К.А., Шалбузова Л.М., Сабанаев А.К. // Условия формирования залежей УВ в пределах юго-восточной части Терско-Каспийского передового прогиба в связи с перспективами нефтегазоносности. // Сб. науч. трудов СевКавНИПИгаз, 2003г, вып. 38 с. 146-160.

МЕТОДИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МАЛОИЗУЧЕННЫХ ТЕРРИТОРИЙ

*Степанов А.Н., Бочкарев А.В., Самойленко Г.Н., Московская Т.И., Карнов П.А.
(ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть»).*

В современных условиях природно-ресурсный потенциал регионов вовлекается в рыночный оборот при лицензировании недр. Поэтому государство и потенциальные недропользователи заинтересованы в получении объективной геолого-экономической информации о площадях и участках, подготавливаемых к лицензированию. Снижение риска и рост эффективности поисковых работ при этом могут быть достигнуты за счет повышения точности прогноза нефтегазоносности.

Международная интеграция геологической науки, современные условия недропользования лицензионных участков показывают, что в оптимальном варианте основополагающим моментом для принятия решений о нефтегазоносности недр является полный комплекс согласованных геолого-геофизических, петрофизических, геохимических, гидрогеологических и некоторых других исследований.

На рубеже 80-90-х годов данный комплекс исследовательских работ оформился в виде самостоятельного направления – бассейнового моделирования, которое все шире рассматривается как неотъемлемый вспомогательный инструмент при планировании и ведении геологоразведочных работ (ГРП) на нефть и газ.

Анализ известных технологий бассейнового моделирования BASIN MOD, TEMIS-PACK, GEOPET, DTIT, OPTKINI, GALO, PYROL, GENEX и др. показывает, что в основе их учитывается до десяти и более ключевых параметров нефтегазоносного бассейна (НГБ): объем источника образования углеводородов (УВ); обогащенность источника органическим веществом (ОВ); тип ОВ и уровень его преобразованности; время генерации УВ; размеры ловушек для нефти и газа; толщины резервуаров (коллекторов); качество резервуаров и покрышек; пути миграции образующихся флюидов; условия сохранности УВ скоплений и пр. Последние укладываются в четыре основных блока прогноза нефтегазоносности (рис. 1), имеющих различный уровень неопределенности и детерминированности, различные используемые системы ограничений.

Применение современных технологий прогноза нефтегазоносности предполагает использование значительного количества параметров пластовых флюидов и вмещающих отложений, ряд из которых надежно определяется только по экспериментальным данным (теплофизические, петрофизические и др. параметры пластовых насыщенных сред).

Основой прогноза нефтегазоносности всех известных технологий является генетическая концепция "нефтяного и газового окна" или учение о фазах нефтегазообразования, последовательно охватывающее историю погружения осадочного бассейна, эволюцию геотермического и термобарического режимов в осадках, развитие процессов созревания ОВ, генерацию нефти и газа, процессы миграции, аккумуляции и сохранности.

Эта концепция является в основных положениях общепринятой и, по мнению ряда российских и зарубежных исследователей, способствует снижению риска и оптимизации

ГРР. Однако не все положения этой концепции получили к настоящему времени достаточно полные, строгие и согласованные решения; имеются различные варианты ее разработок, противоречия в решении ряда вопросов, в особенности связанные с оценкой устойчивости УВ скоплений в осадочном чехле НГБ и их источниках. Наиболее резко они обозначились при освоении глубокопогруженных горизонтов до 5-10 км в различных НГБ земного шара [1-5].

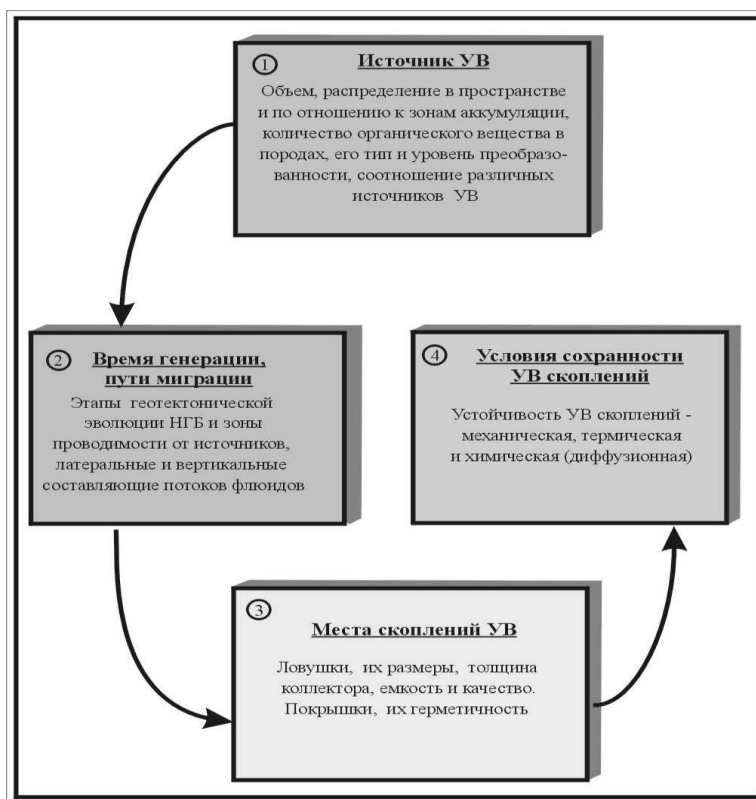


Рис. 1. Основные блоки прогноза нефтегазоносности

Обычно в прогрессивной практике ГРР оценка устойчивости УВ и их скоплений в осадочном чехле НГБ базируется на показаниях уровня преобразованности ОВ, выражаемых часто в единицах отражательной способности витринита (ОСВ). К ОСВ осуществляется привязка параметров битумоидов, нерастворимого ОВ, нефтей, газов, конденсатов, пород-коллекторов и вод. При этом большинством исследователей признается, что при ОСВ 1,35% промышленные скопления нефти отсутствуют, а при ОСВ 2,0 % отсутствуют промышленные скопления углеводородных газов [6, 7]. При этом отмечается (В.А. Скоробогаев, 1997), что наименее изученными, недостаточно понятными в плане генерации нефти, конденсата и газа и массообмена между керогеном и подвижными компонентами ОВ являются диапазоны катагенеза при ОСВ 0,95-1,4% и более 3%.

В качестве основных факторов, контролирующих продуктивность нефтегазоматеринских отложений, чаще всего рассматриваются тип керогена и уровень его преобразованности, кинетические модели его термической эволюции, термическая стабильность чистых веществ, набор статистических показателей термобарической обстановки.

При оценке масштабов нефтегазообразования и прогнозных ресурсов УВ перед исследователями встает задача реконструкции температурной истории НГБ. Здесь также применяется метод определения палеогеотермических условий по данным ОСВ. Вместе с тем, по данным известных обобщений, температуры достижения определенных градаций катагенеза заметно разнятся [8, 9]. По этим и другим данным разница в палеотемпературах может достигать 100°C и более. Поэтому прямые замеры ОСВ по образцам керна из пробуренных скважин позволяют восстановить конкретную палеогеотермическую историю изучаемых отложений и выделить в разрезе зоны нефте- и газообразования, эмпирически оценить условия устойчивости УВ скоплений различного фазового состояния в конкретном природном резервуаре.

Традиционно изучение природных резервуаров НГБ проводится по разным направлениям: петрофизическому, геофизическому, литологическому, гидрогеологическому, геохимическому, кинетическому, термодинамическому, гидродинамическому и некоторым другим, редко согласуемым между собой. Первые попытки такого согласования приводятся в вышеуказанных технологиях бассейнового моделирования.

В связи с этим следует заметить, что к настоящему времени достигнут высокий уровень инструментальной базы исследования природных резервуаров и их содержимого (вмещающие породы, подземные воды, нефти, газы и ОВ). Вместе с тем, методы интерпретации и согласования аналитических данных базируются на концептуальной, зачастую упрощенной теоретической основе, что связано с рядом причин, и в первую очередь, как со сложностью систем природных резервуаров НГБ, так и с трудностями создания эффективных методов интерпретации процессов, происходящих в их недрах в пространстве и во времени.

Сравнительно недавно разработана методология интерпретации (моделирования) процессов, происходящих в полной системе природного резервуара – порода–вода–нефть–газ–ОВ [10, 11], где впервые на фундаментальном уровне была поставлена и решена задача оценки устойчивости УВ в земной коре и верхней мантии. В первом приближении стало понятным, что метастабильно существуют в природе по крайней мере два источника УВ. Наличие тяжелых УВ в образцах пород, отобранных из разрезов сверхглубоких скважин, при ОСВ, значительно превышающей известный предел нахождения нефти в НГБ (1,35%), привело некоторых исследователей к заключению о существовании процессов генерации нефти из ОВ на этапах АК₂-АК₃ (ОСВ - 2,5-6,0%) [12]. С этих позиций граница предельного распространения промышленных скоплений жидких УВ прогнозируется уже до этапов апокатагенеза, однако эти данные противоречат известному распределению промышленных запасов нефти, которые, как правило, исчезают при ОСВ равной 1,35%. Здесь же на этапах МК₂-МК₃ завершается полная литификация матрицы поровых коллекторов и нефтематеринских отложений [1,6,13 и др.]. К этой зоне пространственно приурочено и начало формирования трещиноватых, трещинно-каверновых и других сложных типов коллекторов. При давлениях и температурах соответственно 120-170 МПа и 180-240°C по фактическим данным залежи УВ отсутствуют в разрезах НГБ и сменяются зоной неуглеводородных газов, метана и воды [14]. Далее следует отметить, что ведущей в этой проблеме является проблема строгой количественной оценки вертикальной зональности образования УВ и размещения их скоплений в недрах. Несмотря на значительное число опубликованных работ, единой концепции по этому вопросу пока не разработано, поскольку все упирается в необходимость усовершенствования не только лабораторной базы, но, в первую очередь, методов интерпретации процессов, происходящих в природных резервуарах, их системах.

Достаточно сложным в этом плане представляется изучение и понимание процесса образования нефти и газа в бортовых зонах Прикаспийской впадины и на стыке ее с разновозрастными платформами Восточно-Европейской, эпигерцинских Скифской и Туранской в Северо-Каспийском и Средне-Каспийском НГБ.

Отличительной особенностью нефтегазоносности бортовых зон Прикаспийской впадины является то, что во всех известных НГБ земного шара крупнейшие скопления УВ распределены в подавляющем большинстве на глубинах 1-3 км, в то время как в Прикаспийской впадине они были открыты в подсолевых отложениях палеозоя на глубинах более 3 км (Астраханское, Карачаганакское, Тенгиз). Сравнение данных по степени изученности глубин более 5 км в бассейнах древних платформ показывает, что наименее изученной в этом плане остается Прикаспийская впадина (табл. 1), ее бортовые зоны - 0,17 скважины на одну тысячу квадратных километров, в то время как наиболее изученными на сегодня остаются Пермский и Западный Внутренний НГБ Северо-Американской платформы (40-65 скв/км²) [15]. Рассматриваемая территория относится к сложно построенным объ-

ектам прогноза, как и смежная с ней территория Северо-Каспийского и Средне-Каспийского НГБ.

Таблица 1

Изученность глубин более 5 км в бассейнах древних платформ

Нефтегазоносный бассейн	Площадь перспективных земель, тыс. км ²		Количество скважин	Изученность бурением, скв. / тыс. км ²
	общая	в т.ч. по изогипсе – 5 км		
Восточно-Европейская платформа				
Тимано-Печорский	350	157	42	0,27
Волго-Уральский	775	134	58	0,43
Днепровско-Донецкий	100	34	340	10
Прикаспийский	500	500	87	0,17
Восточно-Сибирская платформа				
Лено-Тунгусский	2620	876	2	0,002
Енисейско-Лаптевский	610	327	2	0,006
Северо-Американская платформа				
Пермский	370	23	1500	65,2
Западный Внутренний	734	31	1200	40,3

Анализ выполненных исследований по прогнозу нефтегазоносности сложно построенных складчатых и платформенных областей Северного Кавказа, Донбасса, Прикаспия и др. показывает, что на первом этапе прогнозных построений достаточно эффективно себя зарекомендовал метод картирования зон катагенеза по ОСВ. Опыт построения региональных схем катагенеза ОВ, а затем совмещенных карт катагенеза пород-коллекторов и фазово-генетических типов УВ позволяет вносить необходимые коррективы в расстановку геофизических работ и поисково-разведочного бурения, что ориентирует геологоразведочный процесс более целенаправленно. В дальнейшем возможно создание технологии бассейнового моделирования применительно к условиям рассматриваемого региона.

К настоящему времени накоплен значительный материал по экспериментальному изучению катагенетической преобразованности ОВ и вмещающих отложений в обрамлении морской территории Северо-Каспийского и Средне-Каспийского НГБ. В последние годы в российском секторе Каспия пробурено семь скважин и открыто четыре месторождения нефти и газа в мезозойско-кайнозойских отложениях (Хвалынское, 170 км, им. Ю. Корчагина, Ракушечное) [16].

Уровень катагенетических изменений ОВ по этим скважинам оценивался по стандартной методике путем измерения ОСВ в масляной иммерсии. Сравнение полученных данных с данными других замеров ОСВ рассматриваемой территории показывает, что показания ОСВ тесно связаны с геотектонической и геотермической историей НГБ (рис. 2, 3).

Сравнение зависимостей ОСВ от глубины по скв. 1-Ракушечная со скважинами месторождений Хвалынское и им. Ю. Корчагина показывает, что для скв. 1-Ракушечная ОСВ в нижнемеловых отложениях составляет 0,52-0,64% при глубине 1451-1455 м, а в скв. 1-Хвалынская - 0,51-0,63 % при глубине 2388-2407 м и в скв. 2-Широтная - 0,50-0,53% при глубине 1550 м, что указывает на заметно различную геотермическую и геотектоническую историю мезозойских отложений структур Северного и Среднего Каспия.

Эти данные вместе с данными по ОСВ в триасовых отложениях, а также анализ толщин мезо-кайнозойских отложений по скважинам 1, 3-Хвалынские, 1, 2-Широтные и 1-Ракушечная показывают сравнительно более значительный размыв структур Северного Каспия в результате инверсии его тектонического режима по сравнению с аналогичными структурами Средне-Каспийского НГБ. ОСВ отложений триаса также обнаруживает еще

более слабую зависимость от современной глубины залегания даже для структур Широ-
ной и Ракушечной, располагающихся в пределах единой тектонической зоны.

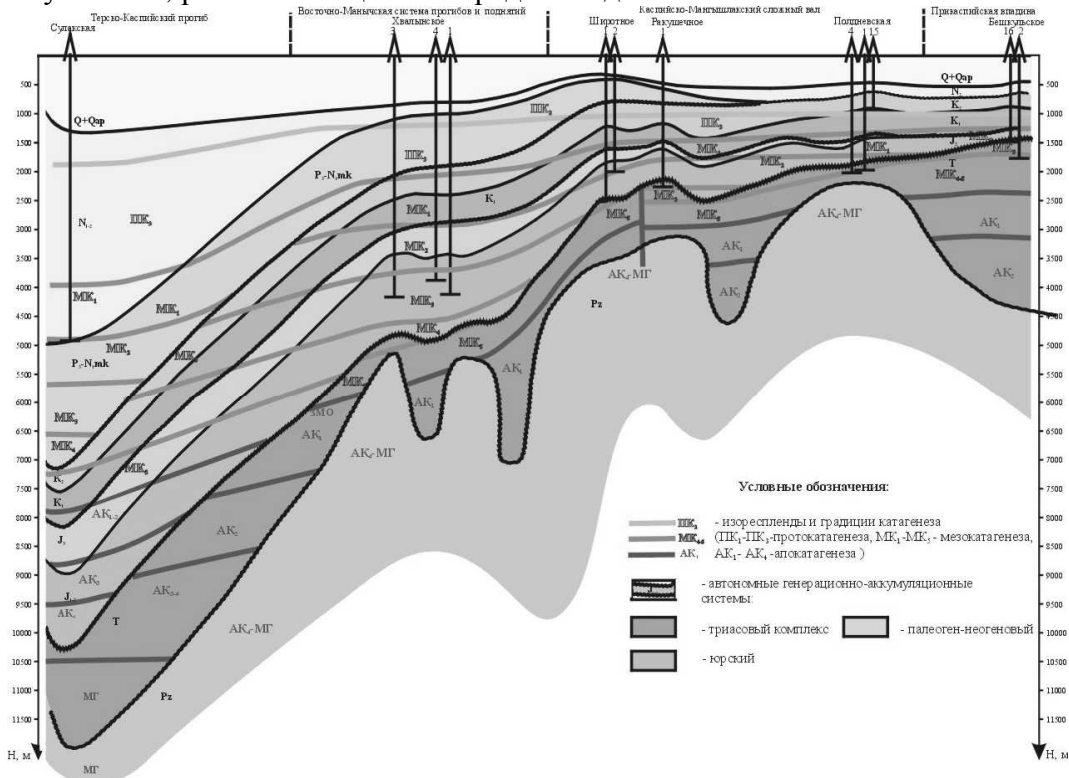


Рис. 2. Литогенетический разрез мезозойско-кайнозойских отложений Среднего и Северного Каспия

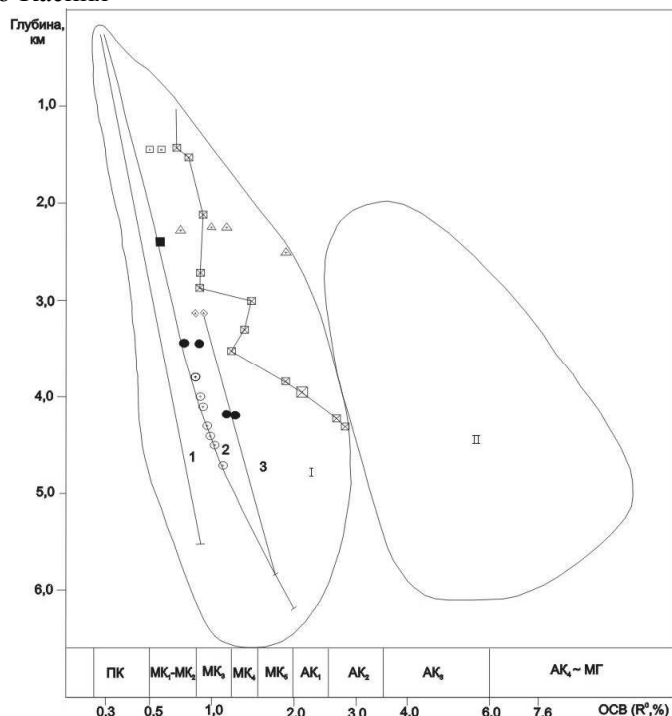


Рис. 3. Изменение катагенетической преобразованности ОВ в зависимости от глубины вмещающих отложений

I - область распределения значений ОСВ глубина мезо-кайнозойских отложений альпийских краевых прогибов Предкавказья, Скифской и Туранской плит, верхнепалеозойских (пермь-девон) отложений бортовых зон Прикаспийской впадины и каменноугольных отложений северного борта Терско-Каспийского прогиба. Зависимости ОСВ - глубина:

- 1- кайнозойских отложений Северо-Восточного Кавказа,
- 2 - мел - юрских отложений Северо-Восточного Кавказа,
- 3 - триасовых отложений Скифской плиты;

- - ОСВ среднеюрских отложений скв.1-Кочубевская;
- - ОСВ нижнесреднеюрских отложений скв.1-Мугри (Южный Дагестан);
- △, ◇, □ - ОСВ морских скважин Северо-Каспийского НГБ соответственно триасовых, верхнеюрских и нижнемеловых отложений;
- , ■ - ОСВ морских скважин Средне-Каспийского НГБ соответственно среднеюрских и нижнемеловых отложений.

II - область распределения значений ОСВ - глубина каменноугольных и девонских отложений края Карпинского и Скифской плиты.

В скв. 1-Ракушечная ОСВ изменяется в пределах 0,96-1,16% при глубине 2253-2255 м, в скв. 1-Широтная - 1,7-2,0% при глубине 2498м. Данные замеров ОСВ по скв. 1, 3-Хвалынские находятся в хорошем соответствии с данными замеров по эталонной скв. 1-Кочубевская (И.И. Аммосов и др., 1977). В результате математической обработки ранее была получена зависимость ОСВ от палеоглубин залегания и геотермической истории ме-

зо-кайнозойских отложений Северо-Кавказского региона [9, 13]. С учетом геотермической истории мезо-кайнозойских отложений Каспийского региона была осуществлена калибровка данных по ОСВ в рамках полученных температурно-временной (стратиграфической) и глубинной моделей. Данные этих расчетов и легли в основу анализа формирования полей катагенеза мезо-кайнозойских отложений рассматриваемой территории.

На рис. 2 показан характер распределения зон катагенеза в направлении из зоны максимального погружения мезо-кайнозойских отложений в Сулакской впадине через месторождения Хвалыньское, Широное и др. В этом направлении глубины зон нефтяного окна (МК₁-МК₃) изменяются от 4000-6400 м в зоне альпийского краевого прогиба до 1300-1700 м на юго-западном склоне Астраханского свода. Соответственно ниже располагается зона преимущественного газонакопления. Наиболее контрастны изменения в сравнении катагенетических полей мезо-кайнозойских и верхнепалеозойских отложений.

Использование концептуальной литогенетической модели дало свои положительные результаты при оценке перспектив нефтегазоносности верхнепалеозойских отложений ряда тектонических зон Северо-Каспийского НГБ [17].

Однако следует отметить, что на шельфе Каспийского моря в благоприятных катагенетических условиях, в которых находятся отложения мезо-кайнозойского возраста, требуются значительные усилия по повышению надежности прогностических построений. Моделирование нефтегазообразования дает важную информацию, позволяющую производить раздельную оценку перспектив нефте- и газоносности, оценивать потенциальные ресурсы нефти и газа, обосновывать наиболее оптимальные направления поисково-разведочных работ.

Вместе с тем в настоящее время отсутствует еще всеобъемлющая методология бассейнового моделирования, но создан ряд концептуальных моделей, реализованных в компьютерных технологиях. Каждая из них имеет свои преимущества и недостатки, поэтому для эффективности решения прогнозных задач рекомендуется использовать набор независимых моделей генерации нефти и газа.

Литература

1. Критерии оценки нефтегазоносности ниже промышленно освоенных глубин и определение приоритетных направлений геологоразведочных работ: Тез. докл. - Пермь: ФГУП НПЦ «Недра», 2000. - 281 с.
2. Высоцкий И.В. Поиски нефти и газа на больших глубинах / И.В. Высоцкий, Е.В. Кучерук. - М.: ВИНТИ, 1983. - 120 с. - (Итоги науки и техники. Сер. «Месторождения горючих ископаемых»; Т. 12).
3. Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа / С.Г. Неручев, Е.А. Рогозина, Г.М. Парпарова и др. - Л.: Недра, 1986. - 247 с.
4. Условия нефтеобразования на больших глубинах. - М.: Наука, 1988. - 248 с.
5. Price L.C. Minimum thermal stability levels and controlling parameters of methane, as determined by C₁₅₊ hydrocarbon thermal stabilities // US Geol. Surv. Bull.-1997.-№ 2146.-P.139-176.
6. Катагенез и нефтегазоносность / Г.М. Парпарова, С.Г. Неручев, А.В. Жукова и др. - Л.: Недра, 1981. - 240 с.
7. Saxby J.D. A Reassessment of the range of kerogen maturities in wich hydrocarbons are generated // Jour. of Petrol. Geol. - 1982. - Vol. 5, № 2. - P. 117 - 128.
8. Ермаков В.И. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов. - М.: Недра, 1986. - 222 с.
9. Степанов А.Н. Катагенез и состав углеводородов Северо-Восточного Кавказа / А.Н. Степанов, Л.П. Ленков, Б.К. Чичуа // Тр. СевКавНИПИнефть. - Грозный, 1990.- Вып. 53. - С. 58 - 69.
10. Геохимическое моделирование и материнские породы нефтегазоносных бассейнов: Тез. докл. I Межд. конф. - СПб: ВНИГРИ, 1995. - 122 с.
11. Динамика мегасистем в геохимии: формирование базовых моделей процессов и алгоритмы имитации / К.В. Чудненко, И.К. Карпов, С.И. Мазухина и др. // Геология и геофизика. - 1999. - Т. 40, № 1. - С. 45-61.
12. Борукаев Г.Ч. Генерация и деструкция микронепти на больших глубинах / Г.Ч. Борукаев, И.Д. Полякова // Геология и геофизика. -1998. - Т. 3, № 4. - С. 518 - 523.
13. Сианисян Э.С. Палеотемпература и катагенез мезозойско-кайнозойских отложений Северо-Восточного Кавказа / Э.С. Сианисян, А.Н. Степанов, Б.К. Чичуа // Литология и полезные ископаемые. - 1990. - № 4. - С. 100 - 109.

14. Степанов А.Н. Химические и термодинамические особенности состава углеводородных систем с высоким содержанием гетероэлементов / А.Н. Степанов, В.А. Дорогощинская // Нефтехимия. – 1995. - Т. 35, № 6. - С. 488 - 498.
15. Нефтегазоносность глубоководных отложений Восточно-Европейской платформы / Л.Г. Кирюхин, И.Н. Капустин, М.И. Лоджевская и др. - М.: Недра, 1993. – 316 с.
16. Новиков А.А. Перспективы нефтегазоносности российского сектора Каспия // Наука и технология углеводородов. – 2002. - № 5. - С. 51-53.
17. Бочкарев А.В. Проблемы оптимизации поисков углеводородных скоплений на больших глубинах в Северо-Каспийском НГБ / А.В. Бочкарев, Г.Н. Самойленко, А.Н. Степанов // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Ч. I: Материалы V междунар. конф., Москва, 30 мая – 1 июня, 2001 г. – М.: МГУ, 2001. - С. 61-64.
18. Критерии оценки нефтегазоносности ниже промышленно освоенных глубин и определение приоритетных направлений геологоразведочных работ: Тез.докл. - Пермь: ФГУП НПЦ «Недра», 2000. - 281 с.
19. Высоцкий И.В. Поиски нефти и газа на больших глубинах / И.В. Высоцкий, Е.В. Кучерук. - М.: ВИНТИ, 1983. – 120 с. - (Итоги науки и техники. Сер. «Месторождения горючих ископаемых»; Т. 12).
20. Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа / С.Г. Неручев, Е.А. Рогозина, Г.М. Парпарова и др. - Л.: Недра, 1986. - 247 с.
21. Условия нефтеобразования на больших глубинах. - М.: Наука, 1988. - 248 с.
22. Price L.C. Minimum thermal stability levels and controlling parameters of methane, as determined by C₁₅₊ hydrocarbon thermal stabilities // US Geol. Surv. Bull.-1997.-№ 2146.-P.139-176.
23. Катагенез и нефтегазоносность / Г.М. Парпарова, С.Г. Неручев, А.В. Жукова и др. - Л.: Недра, 1981. - 240 с.
24. Saxby J.D. A Reassessment of the range of kerogen maturities in which hydrocarbons are generated // Jour. of Petrol. Geol. – 1982. - Vol. 5, № 2. - P. 117 - 128.
25. Ермаков В.И. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов. – М.: Недра, 1986. – 222 с.
26. Степанов А.Н. Катагенез и состав углеводородов Северо-Восточного Кавказа / А.Н. Степанов, Л.П. Леньков, Б.К. Чичуа // Тр. СевКавНИПИнефть. - Грозный, 1990. - Вып. 53. - С. 58 - 69.
27. Геохимическое моделирование и материнские породы нефтегазоносных бассейнов: Тез. докл. I Межд. конф. - СПб: ВНИГРИ, 1995. – 122 с.
28. Динамика мегасистем в геохимии: формирование базовых моделей процессов и алгоритмы имитации / К.В. Чудненко, И.К. Карпов, С.И. Мазухина и др. // Геология и геофизика. – 1999. - Т. 40, № 1. - С. 45-61.
29. Борукаев Г.Ч. Генерация и деструкция микронепти на больших глубинах / Г.Ч. Борукаев, И.Д. Полякова // Геология и геофизика. -1998. - Т. 3, № 4. - С. 518 - 523.
30. Сианисян Э.С. Палеотемпература и катагенез мезозойско-кайнозойских отложений Северо-Восточного Кавказа / Э.С. Сианисян, А.Н. Степанов, Б.К. Чичуа // Литология и полезные ископаемые. - 1990. - № 4. - С. 100 - 109.
31. Степанов А.Н. Химические и термодинамические особенности состава углеводородных систем с высоким содержанием гетероэлементов / А.Н. Степанов, В.А. Дорогощинская // Нефтехимия. – 1995. - Т. 35, № 6. - С. 488 - 498.
32. Нефтегазоносность глубоководных отложений Восточно-Европейской платформы / Л.Г. Кирюхин, И.Н. Капустин, М.И. Лоджевская и др. - М.: Недра, 1993. – 316 с.
33. Новиков А.А. Перспективы нефтегазоносности российского сектора Каспия // Наука и технология углеводородов. – 2002. - № 5. - С. 51-53.
34. Бочкарев А.В. Проблемы оптимизации поисков углеводородных скоплений на больших глубинах в Северо-Каспийском НГБ / А.В. Бочкарев, Г.Н. Самойленко, А.Н. Степанов // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Ч. I: Материалы V междунар. конф., Москва, 30 мая – 1 июня, 2001 г. – М.: МГУ, 2001. - С. 61-64.
35. Критерии оценки нефтегазоносности ниже промышленно освоенных глубин и определение приоритетных направлений геологоразведочных работ: Тез.докл. - Пермь: ФГУП НПЦ «Недра», 2000. - 281 с.
36. Высоцкий И.В. Поиски нефти и газа на больших глубинах / И.В. Высоцкий, Е.В. Кучерук. - М.: ВИНТИ, 1983. – 120 с. - (Итоги науки и техники. Сер. «Месторождения горючих ископаемых»; Т. 12).
37. Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа / С.Г. Неручев, Е.А. Рогозина, Г.М. Парпарова и др. - Л.: Недра, 1986. - 247 с.
38. Условия нефтеобразования на больших глубинах. - М.: Наука, 1988. - 248 с.
39. Price L.C. Minimum thermal stability levels and controlling parameters of methane, as determined by C₁₅₊ hydrocarbon thermal stabilities // US Geol. Surv. Bull.-1997.-№ 2146.-P.139-176.

40. Катагенез и нефтегазоносность / Г.М. Парпарова, С.Г. Неручев, А.В. Жукова и др. - Л.: Недра, 1981. - 240 с.
41. Saxby J.D. A Reassessment of the range of kerogen maturities in wich hydrocarbons are generated // Jour. of Petrol. Geol. – 1982. - Vol. 5, № 2. - P. 117 - 128.
42. Ермаков В.И. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов. – М.: Недра, 1986. – 222 с.
43. Степанов А.Н. Катагенез и состав углеводородов Северо-Восточного Кавказа / А.Н. Степанов, Л.П. Леньков, Б.К. Чичуа // Тр. СевКавНИПИнефть. - Грозный, 1990.- Вып. 53. - С. 58 - 69.
44. Геохимическое моделирование и материнские породы нефтегазоносных бассейнов: Тез. докл. I Межд. конф. - СПб: ВНИГРИ, 1995. – 122 с.
45. Динамика мегасистем в геохимии: формирование базовых моделей процессов и алгоритмы имитации / К.В. Чудненко, И.К. Карпов, С.И. Мазухина и др. // Геология и геофизика. – 1999. - Т. 40, № 1. - С. 45-61.
46. Борукаев Г.Ч. Генерация и деструкция микронепти на больших глубинах / Г.Ч. Борукаев, И.Д. Полякова // Геология и геофизика. -1998. - Т. 3, № 4. - С. 518 - 523.
47. Сианисян Э.С. Палеотемпература и катагенез мезозойско-кайнозойских отложений Северо-Восточного Кавказа / Э.С. Сианисян, А.Н. Степанов, Б.К. Чичуа // Литология и полезные ископаемые. - 1990. - № 4. - С. 100 - 109.
48. Степанов А.Н. Химические и термодинамические особенности состава углеводородных систем с высоким содержанием гетероэлементов / А.Н. Степанов, В.А. Дорогочинская // Нефтехимия. – 1995. - Т. 35, № 6. - С. 488 - 498.
49. Нефтегазоносность глубокопогруженных отложений Восточно-Европейской платформы / Л.Г. Кирюхин, И.Н. Капустин, М.И. Лоджевская и др. - М.: Недра, 1993. – 316 с.
50. Новиков А.А. Перспективы нефтегазоносности российского сектора Каспия // Наука и технология углеводородов. – 2002. - № 5. - С. 51-53.
51. Бочкарев А.В. Проблемы оптимизации поисков углеводородных скоплений на больших глубинах в Северо-Каспийском НГБ / А.В. Бочкарев, Г.Н. Самойленко, А.Н. Степанов // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Ч. I: Материалы V междунар. конф., Москва, 30 мая – 1 июня, 2001 г. – М.: МГУ, 2001. - С. 61-64.

ОБ УСЛОВИЯХ ФОРМИРОВАНИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В ЮГО-ВОСТОЧНОМ СЕКТОРЕ ТЕРСКО-КАСПИЙСКОГО КРАЕВОГО ПРОГИБА

*Степанов А.Н., Смирнова М.Н., Самойленко Г.Н., Шарафутдинов В.Ф., Даштиев З.К.
(ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть», ИПНГ РАН,
ООО «Лукойл.инжиниринг», ООО «НПЦ Подземгидроминерал»).*

В рассматриваемой области, включающей в себя ряд тектонических элементов Терско-Каспийского прогиба (ТКП), выделяются: Дагестанский клин, Акташ-Аксайская и Каранайаульская депрессии, Южно-Дагестанская складчатая ступень, Терско-Сулакская впадина, северный платформенный борт (рис. 1).

В пределах этих тектонических зон (за исключением малоизученных в настоящее время Терско-Сулакской впадины и платформенного борта) были выделены зоны нефтегазоаккумуляции и связанные с ними месторождения нефти и газа [1-5].

Промышленные скопления нефти и газа открыты в отложениях мезокайнозоя на 17 месторождениях (рис. 1, 2). Стратиграфический диапазон промышленной нефтегазоносности охватывает комплекс отложений от верхнеюрского до среднемиоценового возраста.

Несмотря на значительный объем поисково-разведочного бурения в обрамлении Дагестанского выступа - Нараттюбинской тектонической зоне (с 1968г. по настоящее время пробурено более 130 скважин на 25 площадях) открыто только два газоконденсатных (Новолакское, Аркабашское) скопления углеводородов (УВ) в отложениях верхнего мела.

Нараттюбинская складчато-надвиговая зона опоясывает всю внешнюю зону Дагестанского выступа от Каранайаульской депрессии на юго-востоке до Акташ-Аксайской на северо-западе, протяженностью до 150 км.

В ее пределах расположены месторождения, приуроченные к сквозным (Ачису, Махачкала) и к погребенным структурам (Димитровское, Таркинское, Шамхалбулакское).

Под моноклинально залегающими отложениями миоцена в мел-палеогеновых отложениях сейсморазведкой МОВ ОГТ выделены погребенные структуры (Алмало, Сафарали, Чирюрт, Ленинкент и др.).

Все выявленные поднятия группируются в линейно-вытянутые зоны, разделенные продольными погребенными разрывами.

В зоне сочленения верхнемеловых складок Терско-Сунженской газонефтеносной области (ТСГНО) и Предгорного Дагестана на глубинах 4,5-5,7 км открыты промышленные залежи и получены притоки легких летучих нефтей, нефтей переходного состояния (НПС) и газоконденсатов (Кошкельды, Мескеты, Ханкала, Северная Джалка, Гиляны) [6,7].

На основании комплекса диагностических геохимических и термодинамических исследований было обосновано существование новых систем фазово-генетических типов углеводородных скоплений (ФГТ УВ) – систем динамического равновесия газоконденсат - НПС. Здесь же впервые в истории разбуривания мезозойских отложений внутренней зоны ТКП в аптских отложениях Ханкальского месторождения была открыта газовая залежь, в скважине №11 в интервале 5953-5875м получен фонтан сухого метанового газа дебитом 120 тыс. м³/сут. при пластовом давлении ~ 100 МПа и температуре ~ 207°С.

В пределах Сулакской впадины из нижнемеловых альб-аптских отложений в скважине Бабаюрт 2 в интервале 5590-5756м получены непромышленные притоки газа и конденсата.

Значительная часть отложений мезокайнозоя рассматриваемой части ТКП находится в акватории Каспийского моря и к настоящему времени вскрыта только на двух месторождениях Избербаш и Инчхе.

В основе изучения условий формирования УВ скоплений в практике геологоразведочных работ (ГРР) принимается генетическая концепция, последовательно охватывающая историю тектонического развития бассейна, эволюцию геотермобарического режима осадконакопления, развитие процессов формирования источников УВ, генерации нефти и газа, процессы миграции, аккумуляции и сохранности УВ в залежах. Эта концепция является в основных положениях общепринятой и, по мнению многих российских и зарубежных ученых, способствует снижению риска и оптимизации поисково-разведочных работ.

Однако не все положения этой концепции получили к настоящему времени достаточно полные и согласованные решения. При этом эмпирические данные по многим нефтегазоносным бассейнам (НГБ) земного шара указывают на существование определенной зональности в размещении запасов нефти, газа и фазово-генетических типов углеводородов (ФГТ УВ). (8)

Формирование фазово-генетических типов углеводородных скоплений ФГТ УВ определяются типом их источника, уровнем его преобразованности, соотношением зон генерации и нефтегазонакопления (или условий миграции).

На протяжении 70-80-х годов усилиями СевКавНИПИнефти (Грозный) и КИМС (Тбилиси) было впервые произведено картирование зон катагенеза тектонических структур Северо-Восточного Кавказа на основе геологических карт масштаба 1:500 000. Материалом для построения схем катагенеза послужили образцы пород из обнажений и буровых скважин региона, по ряду скважин катагенез угольной органики был изучен по всему стратиграфическому разрезу или по определенным его интервалам.

В результате проведенных исследований были установлены региональные закономерности преобразования рассеянного органического вещества (РОВ) мезокайнозойских отложений региона (9 и др.). С учетом геотермической истории мезокайнозойских отложе-

ний была осуществлена калибровка данных по катагенезу РОВ в рамках температурно-временной (стратиграфической) и глубинной модели. По этим данным отложения нижне-среднеюрского возраста к настоящему времени на территории Сулакской депрессии (центральной части Терско-Сулакской впадины) в ее наиболее глубокопогруженной части находятся на этапах начального метаморфизма и конечного апокатагенеза, следовательно, в них возможна лишь генерация неуглеводородных газов (НУГ) и частично УВ газов. В южной части Дагестана уже в конце средней юры начал реализовываться генерационный потенциал этих отложений благодаря толщине их развития в этой зоне 6-8км [1, 5].

Исходя из выше изложенного, на акватории Дагестанского шельфа Каспийского моря отложения нижнесреднеюрского комплекса могут рассматриваться, как газопродуцирующие с уже реализованным потенциалом. Фациально-генетический тип РОВ нижне-среднеюрских отложений в направлении от меридиана г. Грозного на юго-восток в сторону Каспийского моря меняется от сапропелевого к гумусово-сапропелевому и гумусовому, в том же направлении происходят изменения в составе фаций, образующих эти отложения в направлении от дельтово-прибрежно морских к аллювиально-дельтовым прибрежно-морским слабоугленосным [10, 11, 12].

Комплекс геохимических исследований нижнесреднеюрских отложений пород позволил сделать вывод, что наряду с продуцированием газа угленосной толщей (до 4000-5000 млн.м³/км²), в продукции пород определенную роль играли жидкие УВ. В зоне максимальных толщин ааленские отложения в прошлом генерировали с 1км² площади около (9-45)*10⁶ т УВ. (1, 13)

Жидкие УВ, которые были образованы на олигоцен-плиоценовом этапе генерации, могли мигрировать в направлении эпигерцинской платформы и были уничтожены инверсией и последующей за ней значительной эрозией отложений, или переформированы газовыми струями (потоками) последующей генерации и вместе с ними приняли участие в формировании газоконденсатных залежей в пределах Махачкала-Таркинского, Димитровского и других месторождений.

Так, антиклинали Шамхал-Булакского, Махачкала-Таркинского и Димитровского месторождений под замок заполнены УВ, что указывает на лучшую сохранность залежей вблизи береговой линии и зон предполагаемой миграции УВ по сравнению с залежами Южно-Дагестанской ступени, где степень заполнения ловушек УВ составляет 30-60%.

Анализ результатов испытания нижнесреднеюрских отложений на территориях, прилегающих к акватории показывает, что в них отмечались лишь проявления УВ газов, следы нефти в виде пленок, что указывает на высокую степень разрушенности здесь УВ скоплений.

Отложения верхней юры, неокома и альб-апта на рассматриваемой территории Предгорного и Южного Дагестана характеризуются весьма незначительным нефтегазопроизводящим потенциалом в сравнении с УВ потенциалом отложений нижней и средней юры, но в целом альб-аптский комплекс рассматривается как нефтегазопроизводящая и аккумулирующая толща.

На территории Сулакской депрессии, Восточной, Приморской антиклинальных зон РОВ нижнемеловых альб-аптских отложений преобразовано до этапа МК_{4,5}, что соответствует зоне начала развития газообразования, и только на территории Южно-Дагестанской ступени до этапа МК₃ – конечного этапа образования нефти. Исходя из этих данных, РОВ нижнемеловых отложений обладает преимущественно газогенерационным потенциалом.

Анализ пространственного расположения залежей УВ в верхней части стратиграфического разреза нижнемеловых отложений на территории ТКП в совокупности с данными по диагностике нефтегазоматеринских отложений позволяет заключить, что РОВ альб-ских отложений вносило незначительный вклад в генерацию жидких УВ. В радиусе 70 км из центра Сулакской депрессии их следует рассматривать как преимущественно газопродуцирующие и в меньшей степени конденсатоносные.

Отложения майкопской серии (олигоцен – нижний миоцен) по данным многих исследователей являются мощной нефтегазоматеринской толщей. В пределах рассматриваемой территории РОВ майкопских отложений обладает самыми оптимальными свойствами для генерации и образования нефтяных скоплений в ловушках мелового, палеогенового и неогенового возрастов.

Сапропелевое РОВ майкопских отложений на всей рассматриваемой территории по уровню катагенеза отвечает наиболее благоприятным условиям для нефтегазообразования.

Среди пород региона наибольшую битуминозность имеют отложения кумской свиты и хадумского горизонта, отложения первой занимают главенствующее положение, так как являются аналогом самых богатых ОВ нефтематеринских свит – доманикоидных фаций.

Отложения среднего миоцена (карагано-чокракские слои) в пределах всей рассматриваемой территории за исключением глубокопогруженных участков Сулакской депрессии по уровню зрелости не могут рассматриваться в качестве кондиционных нефтепроизводящих свит.

Таким образом, в пределах рассматриваемой юго-восточной ветви ТКП определяющую роль в формировании УВ скоплений, их фазово-генетического облика играли, главным образом, нефтегазоматеринские толщи нижнесреднеюрских и майкопских отложений при подчиненной роли глинистых отложений альбского возраста и глинистой толщи среднего миоцена в пределах Сулакской депрессии. Основным поставщиком газа являлась нижнесреднеюрская толща, жидких УВ – отложения майкопского возраста.

В Предгорной Дагестане, характеризующимся складчатостью всего осадочного чехла, пространственное размещение месторождений нефти и газа связывается с антиклинальными зонами. Существенное влияние на положение залежей УВ (помимо предполагаемых источников и расстояния от них до нефтегазосборных ловушек) оказали также и поперечные тектонические элементы в меру амплитуды тектонических подвижек и связанной с ней глубиной эрозионного среза. К ним можно отнести Дагестанский выступ, наложенный на южных борт ТКП. Дифференциация флюидов по ловушкам в разновозрастных горизонтах связана с их положением в пределах единой тектонической зоны. Все это отчетливо выражается в физико-химических свойствах и индивидуальном составе нефтей и газов.

На уровне градации МК₃ (административная граница Чечни и Дагестана) пространственно размещены залежи НПС или летучих нефтей, газонасыщенность которых в пределах рассматриваемой зоны изменяется от 200 до 1500 м³/т. В крайней восточной части ТСГНО, как отмечалось выше, получены притоки НПС и ГК и открыты их залежи (Кошкельды, Новолакское, Мескеты, Ханкала, Северная Джалка и др.).

Восточнее, вышеуказанная закономерность нарушается. Если в пределах Петропавловской впадины и Акташ-Аксакой депрессии размещаются предельно катагенетически превращенные флюиды (по принципу горизонтальной гравитационной дифференциации в цепи ловушек ТСГНО) – Сев. Джалка, Ханкала, Гиляны, Новолак, Аркабаш, то в пределах внешнего обрамления выступа в Черногорской и Нараттюбинской тектонических зонах широко развиты ФГТ УВ преимущественно фазово-ретроградной природы (Беной, Шамхал-Булак, Ачи-Су, Махачкала-Тарки и Димитровское), о чем свидетельствуют данные по составу нефтей, конденсатов, вод и газов меловых и юрских отложений [1, 2, 4 и др.], а также данные по распределению реликтовых алканов в газовых частях залежей и подстилающих их оторочек. Фазово-ретроградные процессы в верхнемеловых отложениях происходили вследствие вертикальной миграции газовых растворов из юрской угленосной формации, что четко маркируется высокими соотношениями генетического показателя пристан/фитан (П/Ф), повышенным содержанием CO₂ в газах, ароматических УВ в конденсатах, положительными гидрхимическими аномалиями в составах вод [4, 7].

Для нефтей из подстилающих оторочек соотношение П/Ф заметно ниже, как и в РОВ битумоидов нижнемайкопских отложений. Ряд дагестанских геологов и геохимиков (Мирзоев Д.А., Шарафутдинов Ф.Г., Золова И.В., Ланда Е.М. и др.) связывают формирование ГК залежей рассматриваемой зоны с гумусовым ОВ юрских отложений, а нефтей, как отмечалось выше, с майкопской толщей. Нами [14,15] и другими исследователями (Резников А.Н., Ярошенко А.А.) ранее предлагался другой механизм формирования ФГТ УВ, преимущественно как фазово-ретроградный процесс, но только в результате тектонических инверсий, не учитывающих вертикальную миграцию из более древних отложений. В работах [15, 16] было предложено вероятностно-статистическое обоснование изменения параметров и ФГТ УВ ТКП на основе изучения связи параметров пластовых флюидов с термобарической и временной составляющей вмещающих резервуаров, что связывалось с различием геотермических режимов в тектонических зонах Предгорного Дагестана и ТСНГО [17], а также концепцией длительной эволюции нефти в резервуарах [18].

Проведенные новые исследования в комплексе с экспериментальным моделированием фазово-ретроградных процессов на основе исследования поведения биомаркеров [19] позволяют подтвердить схему образования залежей УВ в верхнемеловом коллекторе за счет двух источников.

В южной части ТКП в пределах Восточной антиклинальной зоны в отложениях альб-апта расположены небольшие по запасам скопления нефти с признаками гипергенных изменений и здесь же в зоне частичного размыва меловых и юрских отложений - залежи свободного газа. Такое пространственное расположение залежей УВ в верхней терригенной части стратиграфического разреза нижнемеловых отложений в совокупности с выше изложенным позволяет подтвердить наш вывод о малом участии ОВ альбских отложений в образовании УВ скоплений региона.

Залежи палеогеновых и нижнемеловых отложений Восточной антиклинальной зоны имели низкую степень заполнения структур, что связано с неблагоприятными условиями формирования и сохранения УВ скоплений.

В составе Западной антиклинальной зоны Южного Дагестана выявлено два газонефтяных месторождения в верхнемеловых отложениях Селли и Гаша с явными признаками фазово-ретроградной дифференциации и гипергенными изменениями, образование которых вероятнее всего происходило за счет миграции УВ из Каранайаульской депрессии.

В Приморской тектонической зоне нефтяные залежи выявлены в отложениях среднего миоцена на месторождениях Избербаш и Инче-море, содержатся в свитах Б, В, Г. Вниз по разрезу продуктивных свит наиболее изученного месторождения Избербаш отмечается увеличение газонасыщенности от 25 до 200 м³/т и уменьшение плотности нефти от 870 до 841 кг/м³, что указывает на дегазацию нефтяных залежей, расположенных ближе к поверхности.

Состав нефтей и газов чокракского и палеогенового возраста по степени их катагенетической зрелости соответствует больше составу ОВ майкопских отложений.

Вместе с тем, данные по изотопному составу углерода УВГ кайнозойских отложений указывают на возможность наличия источников газовых скоплений и в кайнозойских отложениях. Изотопный состав углерода УВГ кайнозойских отложений является достаточно легким – 5,8-7,1%, что соответствует газам верхней зоны газообразования (протокатагенез). Газы мезозойских отложений имеют более тяжелый изотопный состав углерода – 3,0-4,1%. Однако изотопно тяжелые были встречены и на малых глубинах 260-900м (-2,3-3,7%), что вероятно связано с их вертикальной миграцией с глубоководных горизонтов. Это особенно характерно для мезозойских отложений Восточной антиклинальной зоны, где в прошлом вероятнее всего могли иметь место вертикальные перетоки УВ [1, 20, 21 и др.].

С увеличением толщины кайнозойских отложений повышается реальность сохранения залежей УВ.

Несмотря на сложную тектонику региона, развитие процессов вертикальной миграции, способных изменить первоначальный облик ФГТ УВ, по многим параметрам нефти и газа просматривается стратиграфическая зональность их распределения по вертикальному разрезу НГБ, в лучшей степени для западной и центральной части ТКП (таблица 1). По сравнению с ней тектонические зоны Дагестанского выступа, его обрамления и Южно-Дагестанской ступени испытали перерывы в осадконакоплении в позднеюрское, неокомское, палеоцен-эоценовое и олигоценное время, что и привело к резкой дифференциации ФГТ УВ по разрезу и площади региона.

Зоны накопления легких УВ скоплений в более древних отложениях западной части ТКП смещены на запад в область меньших глубин, что указывает на существование латеральной зональности распределения ФГТ УВ.

Формирование УВ скоплений в западном субширотном и южном субмеридиальном секторах ТКП происходило вероятнее всего по принципу гравитационной дифференциации пластовых флюидов под влиянием основного очага генерации УВ из центра наиболее погруженной части Сулакской депрессии. Под влиянием давления газовых потоков первоначально преимущественно нефтяные скопления были смещены в краевые наиболее приподнятые тектонические зоны – западную часть ТКП и южную часть – предположительно мезокайнозойские отложения в направлении Ялама-Самурского свода, другие тектонические зоны Южного Дагестана. Южно-Дагестанская часть ТКП характеризуется отсутствием валанжин-верхнеюрских отложений вследствие перерыва в осадконакоплении и размыва их раннемеловой трансгрессией (таблица 1).

Отложения среднеюрского возраста были вскрыты большим количеством скважин в пределах Восточной и Западной антиклинальных зон. Отсутствие промышленных скоплений здесь, помимо рассмотренных выше геохимических условий, следует связывать с отсутствием коллекторов в песчано-алевролитовых пластах, а также перекрывающих покрышек.

Актуальной задачей для региона является изучение доюрского основания ТКП. К настоящему времени на территории Северо-Восточного Кавказа отложения древнее юрского возраста вскрыты только на площадях Беной, Элистанжи (Чечня, моноклиналная зона Большого Кавказа), Миатлы в предгорном Дагестане и на северном борту ТКП (Бурунная, Дружба).

Скважины Бурунная, 1 и Беной, 47 подтвердили наши представления об отсутствии отложений нижнесреднеюрского возраста на рассматриваемой территории (Степанов А.Н., 1980г.).

По данным ряда исследователей [10,13 и др.] в рассматриваемой зоне и в направлении к береговой линии Каспийского моря (Махачкала) прогнозируется обширная область отсутствия отложений нижнесреднеюрского возраста и зоны расположения палеоберегов юрского моря и дельт палеорек, что, несомненно, повлияло на формирование и распределение УВ скоплений в регионе.

Литература

1. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Предкавказья. Том IV. Дагестанская АССР / Г.Д. Буторин, В.Л. Галин, А.А. Галина и др. М.: Недра, 1980, 207с.
2. Мирзоев Д.А., Шарафутдинов Ф.Г. Геология месторождений нефти и газа Дагестана. Махачкала, 1986, 309с.
3. Нефтеобразование и нефтегазонакопление в Восточном Предкавказье / Б.А. Соколов, Ю.И. Корчагина, Д.А. Мирзоев и др. М.: Наука, 1990, 206с.
4. Размещение залежей углеводородов по разрезу и площади в Дагестанском секторе Терско-Каспийского прогиба и особенности их формирования. Д.А. Мирзоев, В.М. Пирбудагов, Е.М. Ланда,

- Ф.Г. Шарафутдинов В кн: Основные принципы формирования залежей нефти и газа. М.: Наука, 1983. С. 181-188.
5. Среднекаспийский нефтегазоносный бассейн Л.А. Польстер, Ю.А. Висковский, А.Н. Левин, Д.В. Несмеянов Л.: Недра 1972. 224с.
 6. Пирбудагов В.М., Степанов А. Н., Леньков Л.П. Геохимические типы углеводородных скоплений верхнеюрско-меловых отложений Терско-Каспийского передового прогиба / Сб. науч. тр. ИГ ДАГ ФАН СССР, вып 37. Махачкала, 1988, с. 95-102.
 7. Степанов А.Н., Леньков Л.П., Чичуа Б.К. Катагенез и состав углеводородов Северо-Восточного Кавказа. / Сб. науч. тр. СевКавНИПИнефть, вып. 53, Грозный, 1990, с. 51-60
 8. Катагенез и нефтегазоносность. Л.: Недра 1981, 240с.
 9. Сианисян Э.С., Степанов А.Н. Чичуа Б.К. Палеотемпературы и катагенез мезозойско-кайнозойских отложений Северо-Восточного Кавказа. Литология и полезные ископаемые, 1990, № 4, с. 100-109.
 10. Гаврилов Ю.О., Гушин А.Н., Стафеев А.Н. Динамика накопления осадочных толщ в ранне- и среднеюрское время на Северном Кавказе. Литология и полезные ископаемые, 1989, №5, с. 89-102
 11. Полянский Б.В. Мезозойские угленосные формации северной окраины Мезотетиса М.: Наука, 1989, 122с.
 12. Вельдер В.Б, Гуляева Н.Д. Закономерности образования и распределения газообразных углеводородов в мезозойских отложениях Восточного Предкавказья. Труды ВНИИГАЗ, 1984, с. 62-73
 13. Ермаков В.И., Скоробогатов В.А. Образование углеводородных газов в угленосных и субугленосных формациях. М.: Недра, 1984, 205с.
 14. Талалаев В.Д., Степанов А.Н., Меркулов А.В. Условия формирования газоконденсатных скоплений в мезозойских отложениях Терско-Каспийского передового прогиба. Тез. докл. V конф. по геологии и полезным ископаемым Северного Кавказа. Книга II, Ессентуки, ПГО СевКавгеология, 1980
 15. Резников А.Н., Ярошенко А.А. Преобразования фазового состояния углеводородных скоплений верхнемелового комплекса Северо-Восточного Кавказа. Изв. АН СССР, сер. геол, 1980, №12, с.130-137
 16. А.Н. Степанов О влиянии термобарического и временного факторов на геохимические превращения углеводородов мезозойских отложений Терско-Каспийского прогиба. Сб. науч. тр. СевКавНИПИнефть, вып. 33, Грозный, 1980
 17. Ярошенко А.А., Масленников А.И. Геотермическая история мезозойских нефтегазоносных комплексов Терско-Каспийского Передового прогиба. Советская геология 1988, №1, с. 29-36
 18. Резников А.Н. Оценка времени формирования нефтяных скопления по данным геохимической кинетики Известия СКНЦ ВШ, 1986, №3, с. 92-100
 19. Экспериментальное моделирование фазово-ретроградных процессов на основе биомаркеров / А.Н. Степанов, В.А. Дорогочинская, В.С. Соболев и др. в кн.: II межд. конф. по химии нефти Тез. докл. Томск ИХН СО РАН, 1994
 20. Газалиев И.М., Прасолов Э.М. О мантийной составляющей газовых струй Дагестана по изотопным данным. ДАН СССР, 1988, т. 298, №5, с. 1218-1221
 21. Изотопы гелия в газах Северного Кавказа: след разгрузки тепломассопотока из мантии. Б.Г. Поляк, И.Л. Каменский, Э.М. Прасолов и др. Геохимия, 1998, №4, с.383-397

НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ ВОСТОЧНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ И ЮГО-ЗАПАДА ПРИКАСПИЯ

Энна Н.Л., Лаврищев В.А.

ФГУП «Кавказгеолсъемка», г. Ессентуки

Углеводородному сырью принадлежит ведущее место в топливно-энергетическом секторе экономики России. По этой причине при мелко-среднемасштабном Государственном геологическом картографировании все больше внимания уделяется составлению прогнозных карт на этот вид сырья. Они включены в качестве обязательных документов в комплект ГК-1000/2 второго поколения (новая серия) и предусмотрены в комплекте ГК-1000/3 третьего поколения.

В настоящее время, несмотря на дальнейшее развитие плитотектонической теории, принятое специалистами-нефтяниками нефтегазогеологическое районирование Восточного Предкавказья и Западного Прикаспия сохранилось в прежнем варианте. Это

районирование опирается на учение о нефтегазоносных бассейнах, в том числе на осадочно-миграционную теорию нефтегазообразования и фундаментальное представление о главной его фазе. Существующие схемы районирования не в полной мере учитывают новые данные о нефтегазоносности пород фундамента осадочных бассейнов, активной роли процессов нефтегазообразования над крупными его выступами, вероятной связи скоплений УВ с системами типа «мантийный диапир – осадочный бассейн», а также с депрессионными зонами, осложненными глубинными разломами вдоль бортовых уступов [8].

Как известно, одним из важнейших критериев нефтегазогеологического районирования является структурно-тектонический [5]. Обобщение материалов, выполненное при составлении ГК-1000/3 и ГК-200 в пределах Восточного Предкавказья и Западного Прикаспия, реализовалось в корректировке схем тектонического районирования этой территории. Наиболее ощутимые изменения связаны с Мизийско-Скифско-Туранской эпипалеозойской платформенной областью. Проведенное уточнение тектонического районирования региона [1] сделало необходимым дополнительное рассмотрение нефтегазогеологического районирования региона с учетом геотектонического режима его развития на герцинском, индосинийском, киммерийском и альпийском тектонических циклах.

В современной структуре территория Восточного Предкавказья и Западного Прикаспия охватывает фрагменты Восточно-Европейской древней (эпикарельской) и Мизийско-Скифско-Туранской молодой (эпигерцинской) платформ, а также вовлеченные в Транскавказское поднятие сегменты зоны Предкавказских краевых прогибов и складчато-глыбового сооружения Большого Кавказа.

Вслед за К.А. Клещевым и др. [4] здесь выделяются Прикаспийская и Северо-Кавказско-Мангышлакская нефтегазоносные провинции (НПП), составными частями которых являются Сарпинский (или Центрально-Прикаспийский) и Восточно-Предкавказский осадочные бассейны (рис. 1). Бассейны ограничены или разделены областями нефтегазонакопления межбассейновых и бортовых поднятий, в том числе Гурьевского микроконтинента, кряжа Карпинского, Ставропольского свода, а также кристаллических массивов Восточно-Европейской платформы (Воронежский кристаллический массив) и Большого Кавказа (Центрально-Кавказский кристаллический массив).

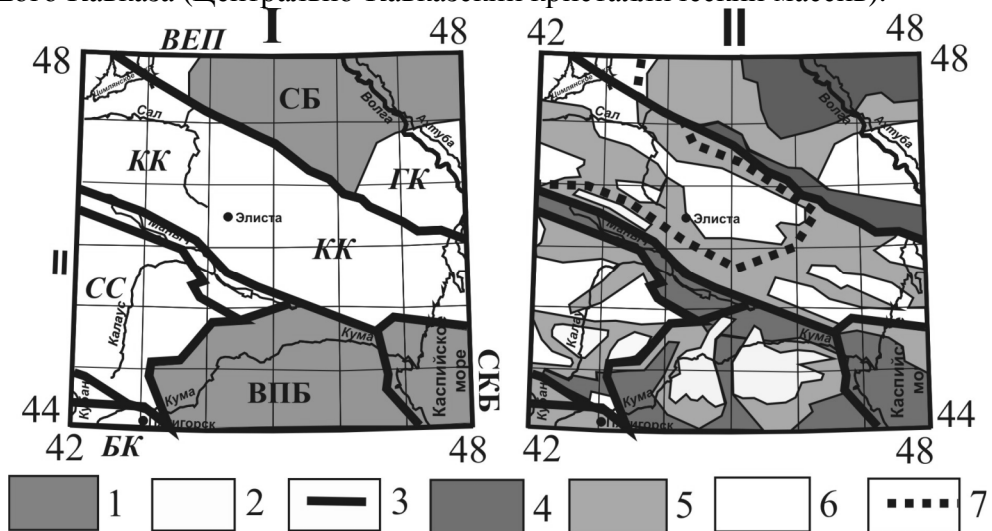


Схема I: 1 – Осадочные бассейны: **СБ** - Сарпинский, **ВПБ** - Восточно-Предкавказский, **СКБ** – Средне-Каспийский. 2 – Межбассейновые и контурные поднятия: **ВЕП** – Восточно-Европейской платформы, **ГК** – Гурьевского микроконтинента, **КК** – кряжа Карпинского, **СС** – Ставропольского свода, **БК** – Большого Кавказа. 3 - Границы бассейнов и межбассейновых поднятий.

Схема II: 4 – 7 - Зоны нефтегазогенерации (5), транзита УВ (6), нефтегазонакопления (7).

Рис. 1. Схемы нефтегазогеологического районирования (I) и размещения зон нефтегазогенерации, транзита и локализации УВ (II).

Прикаспийская НГП располагается на юго-восточном фланге Восточно-Европейской платформы в Прикаспийской зоне постдокембрийских площадных процессов (деструкция и фанерозой-неопротерозойская депрессия). Ее составными частями являются Сарпинский осадочный бассейн и ограничивающие его пассивные окраины [6] Восточно-Европейской платформы (Воронежская антеклиза) и Гурьевского микроконтинента (Астраханский свод). В нефтегазогеологическом районировании здесь выделяются Астрахано-Калмыцкая, Центрально-Прикаспийская и Карасальско-Уральская нефтегазоносные области. Промышленные залежи углеводородов приурочены к подсолевому (девон-нижняя пермь) и надсолевому (верхняя пермь-неоген) комплексам пород, разделенным сульфатно-галогенными образованиями кунгурского яруса нижней перми. Палеотектоническая модель формирования Сарпинского осадочного бассейна определяется заложением и развитием внутриконтинентального рифта (верхний девон – нижняя пермь) в «теле» древней платформы и последующим изостатическим заполнением крупной эпирифтовой внутриконтинентальной впадины (P₂-Q). Общая мощность осадочного чехла здесь достигает 22 км при минимальной мощности консолидированной коры (12 - 14 км) предположительно субокеанического типа [6].

Северо-Кавказско-Мангышлакская НГП представлена Восточно-Предкавказским осадочным бассейном (J-Q) и контурными межбассейновыми и бортовыми поднятиями кряжа Карпинского, Ставропольского свода и Большого Кавказа (рис. 1). Все они расположились на неглубоко залегающем гетерогенном фундаменте герцинской и индосинийской консолидации активной южной окраины Евразии. В тектоническом строении эпигерцинского фундамента выделяются (с севера на юг) Донецко-Каспийская складчатая зона (ороген), Предкавказский синклиорий и Центрально-Кавказский кристаллический массив. Формирование осадочного бассейна связано с «рассеянной» индосинийской деструкцией, постепенным заполнением возникшей системы локальных прогибов на этапе пассивной окраины (J-P₂) и относительно активным прогибанием в альпийское время (P₃-Q) [2, 3]. Этот осадочный бассейн окружен межбассейновыми поднятиями Ставропольского свода, кряжа Карпинского, Карабогазским сводом, а также бортовым Большекавказским поднятием.

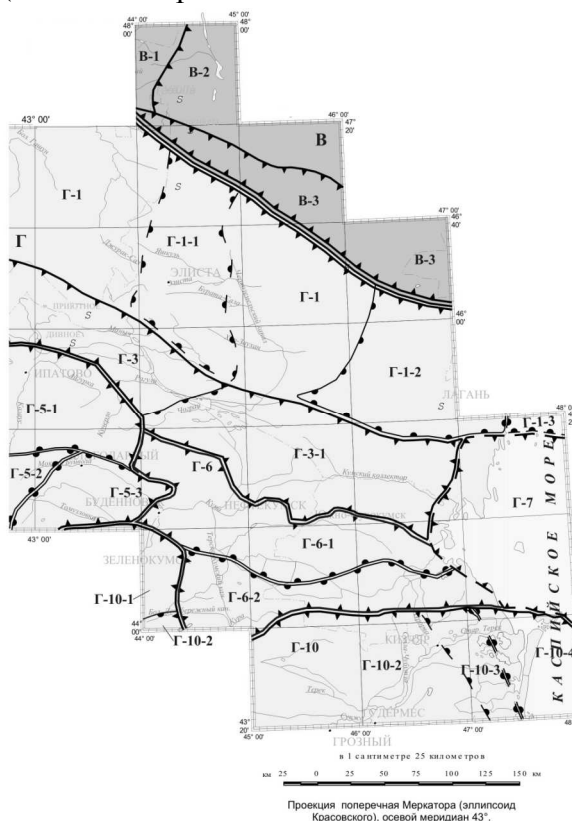
Восточно-Предкавказский осадочный бассейн укладывается в рамки Терско-Кумской впадины, а в структуре догерцинского основания он отвечает Восточно-Предкавказскому эпииндосинийскому мегаблоку с утоненной континентальной земной корой (мощность гранитного слоя до 10 км, консолидированной коры - до 30 км) и устойчивым нисходящим режимом развития. Осадочный бассейн характеризуется трехярусным строением разреза общей мощностью до 10 км [7]. В пределах Восточно-Предкавказского осадочного бассейна приоритетными являются месторождения нефти, редко нефтегазоконденсата и газа, основная масса которых расположены над сводовой частью Восточно-Предкавказского мегаблока.

В современной структуре Восточно-Предкавказский осадочный бассейн включает: на западе – Восточно-Ставропольскую зону прогибов и Чернолесско-Кабардинский краевой прогиб, на юге – Терско-Каспийский краевой прогиб и Самурско-Песчаномысскую и Хвалынско-Сарматскую системы поднятий, на севере – Зону Манычских прогибов, а в центре Прикумско-Нефтекумское сводовое поднятие.

В нефтегазогеологическом районировании в пределах Восточного Предкавказья и Западного Прикаспия выделяются газонефтеносные области (ГНО) кряжа Карпинского и Центрально-Предкавказская, а также нефтегазоносные области (НГО) - Манычская, Восточно-Предкавказская, Терско-Каспийская и прогнозируемая Среднекаспийская (рис. 2). Нефтегазоносные области и выделяемые в их пределах нефтегазоносные районы (НГР), в целом, приурочены к основным тектоническим структурам региона [7]. Залежи нефти и газа приурочены к региональным нефтегазоносным комплексам пермо-триаса, юры, нижнего и верхнего мела, палеогена и неогена.

Выполненное обобщение материалов при подготовке Госгеолкарты–1000/3 и Госгеолкарты-200/2 позволило выявить статистическую связь площадей развития УВ с блоковой тектоникой консолидированной коры, прямо или косвенно указывающей на вероятное участие в формировании залежей нефти и газа «глубинных» (нетрадиционных) источников [8]. К числу таких нефтегазогеологических факторов применительно к Восточно-Предкавказскому бассейну относятся следующие [3]:

1. Нефтяные и нефтегазоконденсатные объекты тяготеют к блоку земной коры с континентальной корой «средней» зрелости (Восточно-Предкавказский блок) с устойчивым геосинклинальным режимом развития на ранне- позднегерцинском (мощность до 5 км) и киммерийско-альпийском этапах развития, зонами индосинийского рифтогенеза по его периферии и кратковременным (пермь) вовлечением его в поднятие (Восточно-Предкавказский осадочный бассейн).



- В – Прикаспийская НГП**
- В-1 – Карасальско-Уральская НГО**
- В-2 – Центрально-Прикаспийская НГО**
- В-3 – Астрахано-Калмыцкая НГО**
- Г – Северо-Кавказско-Мангышлакская НГП**
- Г-1 – Газонефтеносная область кряжа Карпинского**
- Г-1-1 – Элистинский прогнозируемый ГНР**
- Г-1-2 – Промысловский газонефтеносный район (ГНР)**
- Г-1-3 – Волжско-Каспийский прогнозируемый ГНР**
- Г-3 – Манычская нефтегазоносная область**
- Г-3-1 – Восточно-Манычский НГР**
- Г-5 – Центрально-Предкавказская ГНО**
- Г-5-1 – Северо-Ставропольский газоносный район**
- Г-5-2 – Южно-Ставропольский НГР**
- Г-5-3 – Восточно-Ставропольский НГР**
- Г-6 – Восточно-Предкавказская НГО**
- Г-6-1 – Степновский НГР**
- Г-6-2 – Прикумский НГР**
- Г-6-3 – Ногайский прогнозируемый НГР**
- Г-7 – Среднекаспийская прогнозируемая НГО**
- Г-10 – Терско-Каспийская НГО**
- Г-10-1 – Чернолесско-Кабардинский НГР**
- Г-10-2 – Терско-Сунженский НГР**
- Г-10-3 – Астахано-Самурский прогнозируемый НГР**
- Г-10-4 – Прибрежно-Каспийский прогнозируемый НГР**

Рис. 2. Нефтегазогеологическое районирование Восточного Предкавказья и Западного Прикаспия

2. Газовые залежи в основном сосредоточены на площадях межбассейновых поднятий с гетерогенным субокеаническим (кряж Карпинского) или «зрелым» континентальным (Центрально-Предкавказский кристаллический массив) типами земной коры, рифтогенным режимом развития в первом случае и миогеосинклинальным во втором на допермском этапе, устойчивым геоантиклинальным на позднегерцинском, индосинийском и киммерийско-альпийском, реализованном в минимальной мощности мезокайнозойского осадочного чехла и вовлечением в орогенез на позднегерцинском и индосинийском этапах (бассейны кряжа Карпинского и Ставропольского свода).

3. Литостратиграфические уровни локализации УВ в мезокайнозойском осадочном чехле характеризуются закономерным омоложением нижних границ продуктивного интервала от депрессионных зон к выступам. В нашем случае - от триаса и юры в зоне Манычского индосинийского прогиба рифтогенного типа и Манычской разломной зоны глубинного заложения (области нефтегазогенерации и транзита флюидов) к мелу и кайнозою в сводах периферийных (кряж Карпинского, Ставропольский свод) и внутрибассейновых (Прикумск-Нефтекумская зона) поднятий (области нефтегазоаккумуляции).

Литература

1. Греков И.И., Лаврищев В.А., Энна Н.Л. Проблемы тектонического районирования Северор-Кавказского сегмента Евразийской литосферной плиты. // Региональная геология и металлогения. С.Пб: ВСЕГЕИ, 2005. С.60-73.
2. Греков И.И., Лаврищев В.А., Энна Н.Л. Тектоника и проблемы нефтегазогеологического районирования юго-запада Прикаспия и восточного Предкавказья. В сб. Проблемы геол. геозкол. и минер. юга России и Кавказа. Новочеркасск: ООО НПО «Темп», 2006. С. 153 – 167.
3. Греков И.И., Лаврищев В.А., Энна Н.Л. Проблемы типизации нефтегазоносных бассейнов Восточного Предкавказья и Юго-Восточного Прикаспия. // «Актуальные проблемы нефтегазовой геологии». ВНИГРИ, С-П., 2007. С. 186-193.
4. Клещев К.А., Шейн В.С. Плитотектонические модели нефтегазоносных бассейнов России. – «Геология нефти и газа». 2004, № 1, с. 23-40.
5. Кононов Ю.С. Особенности нефтегазогеологического районирования. // Изв. ВУЗ-ов, «Геол. и разв», 2003, №6. С. 55 – 59.
6. Костюченко С.Л., Егоркин А.В. Прикаспийский задуговый палеобассейн – новый взгляд на ранние этапы эволюции. – «Разведка и охрана недр». 2004, № 4, с. 18-20.
7. Лаврищев В.А. Особенности геологического строения Восточно-Предкавказского осадочного бассейна и перспективы его нефтегазоносности / Современное состояние наук о Земле. М-лы междуна. конференции, посвященной памяти В.Е. Хаина, г.Москва, 1-4 февраля 2011 г. М.: Изд-во геол. факультета МГУ, 2011. С.1075-1077.
8. Лебедько Г.И. Синэнергетика нефтеобразования. // «Научная мысль Кавказа». 2004, № 4, с. 59-64.

О ВОЗМОЖНОСТЯХ ПОИСКОВ «СЛАНЦЕВЫХ» ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В ПРЕДКАВКАЗЬЕ

Яндарбиев¹ Н.Ш., Даитиев² З.К.

¹(МГУ имени М.В. Ломоносова), ²(НПЦ «Подземгидроминерал»)

В последние годы наблюдается заметная активизация геологоразведочных работ по изучению сланцевых толщ в различных нефтегазоносных бассейнах мира (США, Китай, Восточная Европа и др.).

Данная работа посвящена анализу геологического строения и нефтегазоносности Предкавказья с целью определения возможных направлений поисков так называемых «сланцевых» залежей углеводородов. При этом особое внимание уделялось изучению сложных, труднообъяснимых с традиционных нефтегазогеологических позиций фактов обнаружения промышленных залежей нефти и газа в нетипичных для углеводородных скоплений структурно-резервуарных условиях.

На основе изучения особенностей геологического строения, изменения фильтрационно-емкостных свойств резервуаров, термобарических, флюидодинамических и промысловых параметров углеводородных скоплений определены следующие перспективные направления поисков «сланцевых» залежей нефти и газа в Предкавказье:

- зоны и участки развития трещиноватых коллекторов в мощной флюидодинамически замкнутой глинистой толще майкопского возраста (олигоцен-нижний миоцен) в пределах северных бортов передовых предкавказских прогибов, прилегающих частей Скифской плиты и, возможно, Керченско-Таманского межпериклиналильного прогиба;
- глубокопогруженные, высокобитуминозные терригенные и терригенно-карбонатные палеоцен-эоценовые отложения южных бортов Западно-Кубанского и Терско-Каспийского передовых прогибов.

В Кавказском регионе в майкопской толще известны многочисленные залежи нефти и газа. В Западном Предкавказье они приурочены к выклинивающимся песчаным пластам в средней части майкопской толщи на юго-восточном борту Западно-Кубанского прогиба

(«рукавообразные» или «заливообразные» литологические залежи); в Восточном Предкавказье - к зонам разуплотненных глинистых пород (Восточно-Ставропольская впадина); в юго-восточной части Кавказа - к тонкому чередованию алевролитов и глин в условиях вертикального залегания слоев, выходящих на дневную поверхность (Сиазанская зона).

К категории сланцевых залежей из них могут быть отнесены скопления в мощной глинистой толще, лишенной традиционных гранулярных коллекторов. Майкопская глинистая толща обладает высоким нефтегазогенерирующим потенциалом, но характеризуется низкими емкостными и фильтрационными свойствами. Отсутствие в мощной консолидированной глинистой толще природных резервуаров ограничивает внутриформационную миграцию флюидов, заполняющих поровое пространство пелитовых фракций, вследствие чего основной объем генерируемых УВ находится в рассеянном состоянии.

Анализ накопленных материалов по геологии и нефтегазоносности майкопской толщи позволяет положительно оценивать перспективы поисков в них нефтегазовых залежей, особенно в зонах развития тектонических нарушений. Здесь глинистые породы подвержены существенному разуплотнению, в результате чего перемятые раздробленные и сильно трещиноватые глины приобретают благоприятные емкостные и фильтрационные свойства. Именно с этими зонами и участками связываются многочисленные нефтегазопроявления и мощные кратковременные притоки нефти дебитами от 10-50 до 400 т/сут (Дылым, Карабудахкент, Беной) при бурении в предгорных районах Чечни и Предгорного Дагестана.

Другим возможным фактором формирования коллекторов в майкопской толще предполагается текстурная неоднородность глинистых пород как следствие их поликомпонентности. Ослабленные в результате катагенетических процессов границы текстур разных типов, по мнению некоторых исследователей (Клубова, 1988), могут служить емкостью и путями миграции УВ в глинистых толщах. По данным З.А.Кривошеевой и Б.А.Соколова (1980) все известные горизонты глинистых пород – коллекторов, независимо от их возраста, состава и свойств, располагаются в интервалах глубин 1,7–3 км и пластовых температур 60 – 120 °С, что соответствует подзоне среднего катагенеза. В этих условиях формируются аномально разуплотненные горизонты глинистых пород (Лебедев и др., 1976; Зарипов, Нестеров, 1977; Минский, Калинин, 1967; Злочевская и др., 1977; Кривошеева и др., 1977), благоприятные для концентрации рассеянных УВ.

Примером таких скоплений УВ могут быть залежи нефти в разуплотненных «хаду-митах» Восточного Ставрополя (Воробьевское и Журавское месторождения), главной особенностью которых является горизонтальная трещиноватость («мелкая чешуйчатость»). Емкостные и фильтрационные свойства этих коллекторов характеризуются пористостью до 24,8%, (скв. 82 Журавская, инт. 2022-2030 м). Одним из характерных признаков пород-коллекторов является пониженная их объемная плотность (разуплотненность) по сравнению с контактирующими породами. В частности, в той же скважине № 82 на Журавской площади (интервал 2022-2030 м) плотность разуплотненных глин в «подреперной» части баталпашинской свиты составляет 2,09-2,21 г/см³, тогда как в глинах с ненарушенной структурой достигают 2,73 г/см³.

Следовательно, наиболее благоприятные для поисков сланцевых залежей УВ в майкопских отложениях Западного Предкавказья участки могут быть ограничены ареалом развития зон катагенеза МК₁ - МК₃ (рис. 1).

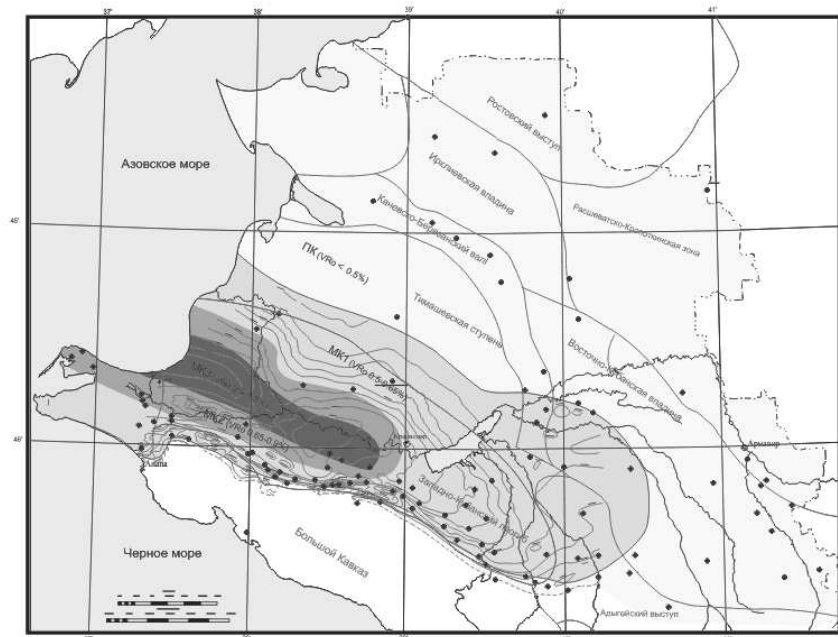


Рис. 1. Схема катагенетической преобразованности подошвы майкопских отложений Западного Предкавказья

Другим перспективным направлением поисков сланцевых залежей УВ в Предкавказье являются флишоидные толщи кумской свиты в пределах южного борта Западно-Кубанского передового прогиба.

Большинство открытых нефтяных залежей в кумских отложениях Западно-Кубанского передового прогиба приурочено к южной периферии Афипского палеопроггиба и, предположительно, связаны с участками развития более алевроитистых пачек кумского горизонта, характеризующихся относительно лучшими первичными фильтрационно-емкостными свойствами. Однако с позиций поисков сланцевых залежей УВ представляют интерес более погруженные части Афипского прогиба. Здесь многократно увеличивается мощность палеоцен-эоценовых, и, в частности, кумских отложений, разрез приобретает флишоидный характер и резко возрастают пластовые давления и температуры. Открытие Левкинского и Северско-Западно-Афипского месторождений свидетельствуют о высокой перспективности поисков углеводородных залежей в приосевой части и на северном «плече» Афипского палеотрога.

По промыслово-геофизическим данным отложения кумского горизонта здесь характеризуются значительными эффективными газонасыщенными толщами (40,6 - 54,6 м) и высокой газонасыщенностью (74,7 - 83,4%). Однако, несмотря на это, при испытании скважин на Северско-Западно-Афипском месторождении получены лишь незначительные убывающие притоки газа (0,96-126 тыс. м³/сут) с конденсатом (0,25-42,2 т/сут) и водой (8-26 м³/сут) при депрессиях 16,4-43,5 МПа. Вероятно, в отличие от выявленных на южном борту трога нефтяных залежей, прогнозируемые углеводородные скопления в глубокопогруженных частях Афипского прогиба, будут отличаться сложностью природных резервуаров и флюидодинамических моделей, обусловленных спецификой эпигенетических процессов терригенных пород и фазовых трансформаций пластовых флюидов в жестких термобарических условиях.

Наиболее перспективные участки для поисков «сланцевых» залежей УВ в кумских отложениях в пределах Западно-Кубанского прогиба также предположительно будут ограничены зоной развития градаций катагенеза МК₁ - МК₃ (рис. 2).

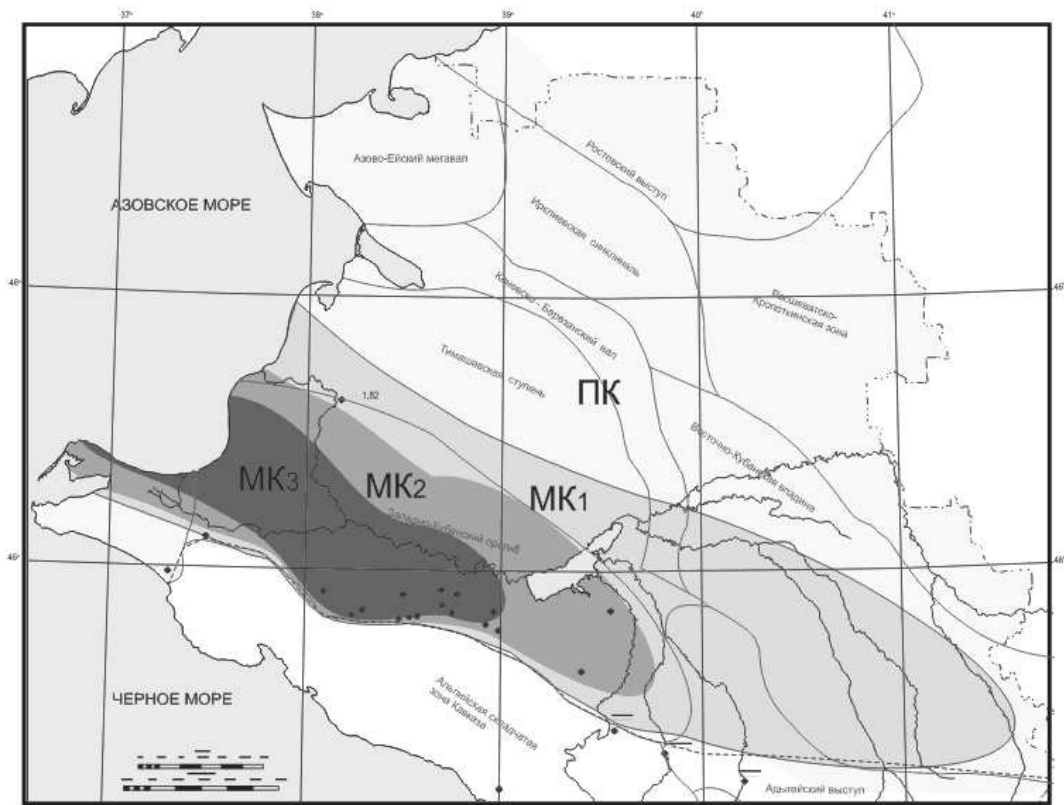


Рис. 2. Схема катагенетической преобразованности кровли кумских отложений Западного Предкавказья

СЕКЦИЯ 3

ТЕКТОНИКА, ГЕОДИНАМИКА И СЕЙСМИЧНОСТЬ

АНАЛИЗ ВАРИАЦИЙ СЕЙСМИЧНОСТИ В ЧЕРНОМОРСКО-КАВКАЗСКО-КАСПИЙСКОМ РЕГИОНЕ

Алиев И.А., Магомедов А.Г., Идармачев А.Ш.

Для анализа сейсмической активности (СА) была выбрана область с координатами: по широте от 34° до 46° СШ, и по долготе от 40° до 56° ВД. Сейсмические события с $M > 4$ и глубиной очага от 4 до 45 км которые в большинстве случаев отражаются в вариациях кажущегося сопротивления (КС) исследовательской сети станций «Георезистор». В область входят Кавказ, Каспийское море и части Турции, Ирака, Ирана и Туркменистана. Одной из причин сейсмичности выбранного района это тектонические напряжения, вызываемые движением Аравийской плиты на север и Африканской на северо-восток рис.1 [по данным EMSC(European-Mediterranean Seismological Centre)].

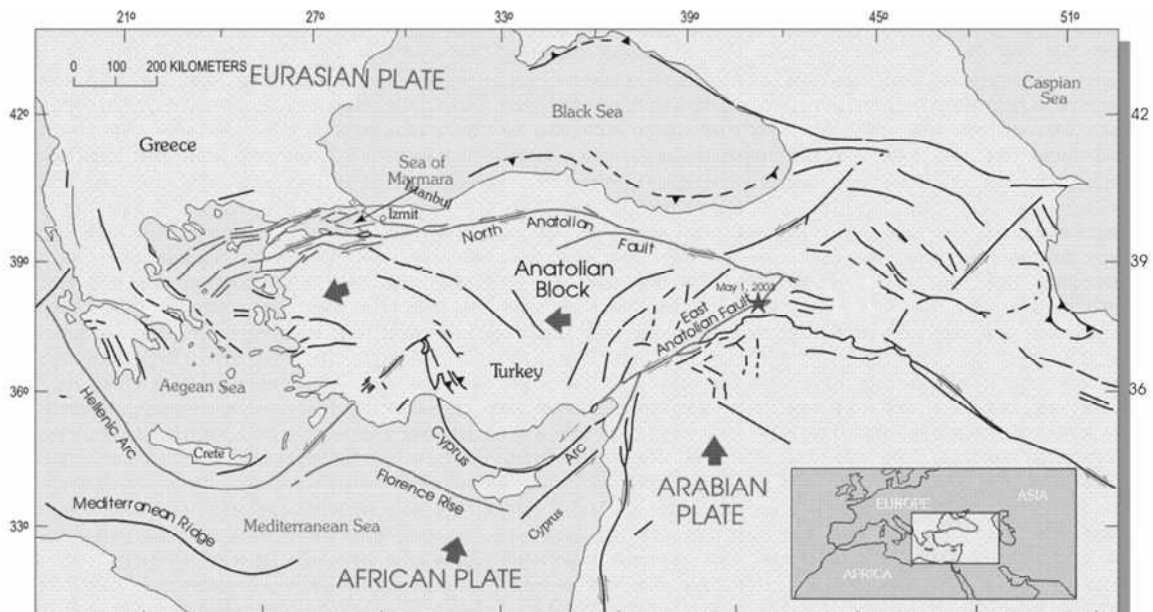


Рис.1 Схема активных разломов и направления движения плит (по данным EMSC).

Для разрядки накапливающихся тектонических напряжений есть два пути: северо-западный по Анатолийским разломам и северо-восточный по разломам Кавказа. И только анализ последовательных движений эпицентров землетрясений дает ответ, по какому из направлений идет процесс.

На рис.2 представлено количество наиболее значительных сейсмических событий с $M > 4$ происшедших в выбранной области за исследуемый период 2007-2011 гг. Как видно из рисунка «фоновое» количество значительных сейсмических событий менее 10 событий с месяц. Отмечаются два периода всплеска сейсмичности в конце 2008 и 2011 годов. Всплеск СА 2008 года это процесс идущий в северо-восточном направлении разрядки накопившихся тектонических напряжений. Последовательно эпицентры движутся на север и северо-восток. От Ирана - Турецкой границы к Кавказу. Он хорошо отражается в импульсных вариациях КС на исследовательской сети станций «Георезистор»[2,3,4], расположенной вдоль одного из самых больших разломов Кавказа – Срединного. Всплеск СА 2011 года это процесс идущий в северо-западном направлении разрядки накопившихся тектонических напряжений. Последовательные эпицентры двигаются внутри области между северным и восточным Анатолийским разломами. И корреляция с вариациями КС на нашей сети станций невысокая.

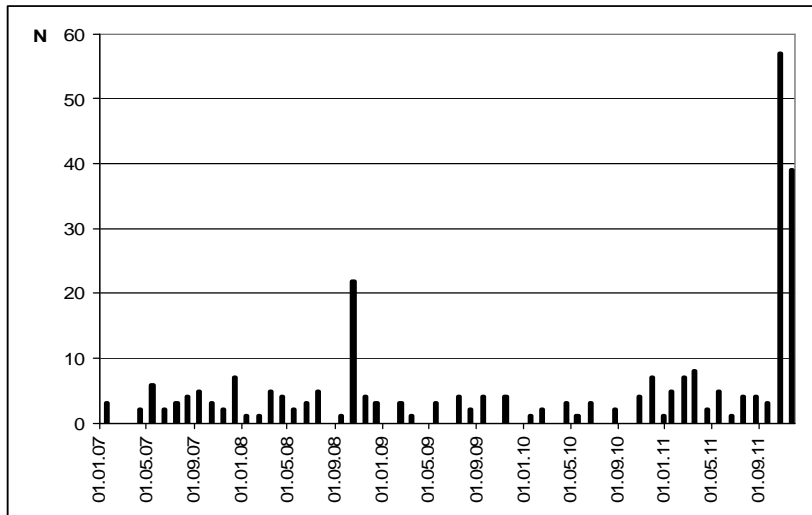


Рис.2 Сейсмические события с $M > 4$ произошедшие в выбранной области за исследуемый период 2007-2011 гг.

Вариации КС горных пород, полученные: на Западном побережье Каспийского моря в районе нефтегазового месторождения, на измерительных пунктах Махачкала, Турали, Изберг и в районе Чиркейской ГЭС, на сети геофизических станций «Георезистор» за 2007-2011 гг. представлены на рис.3.

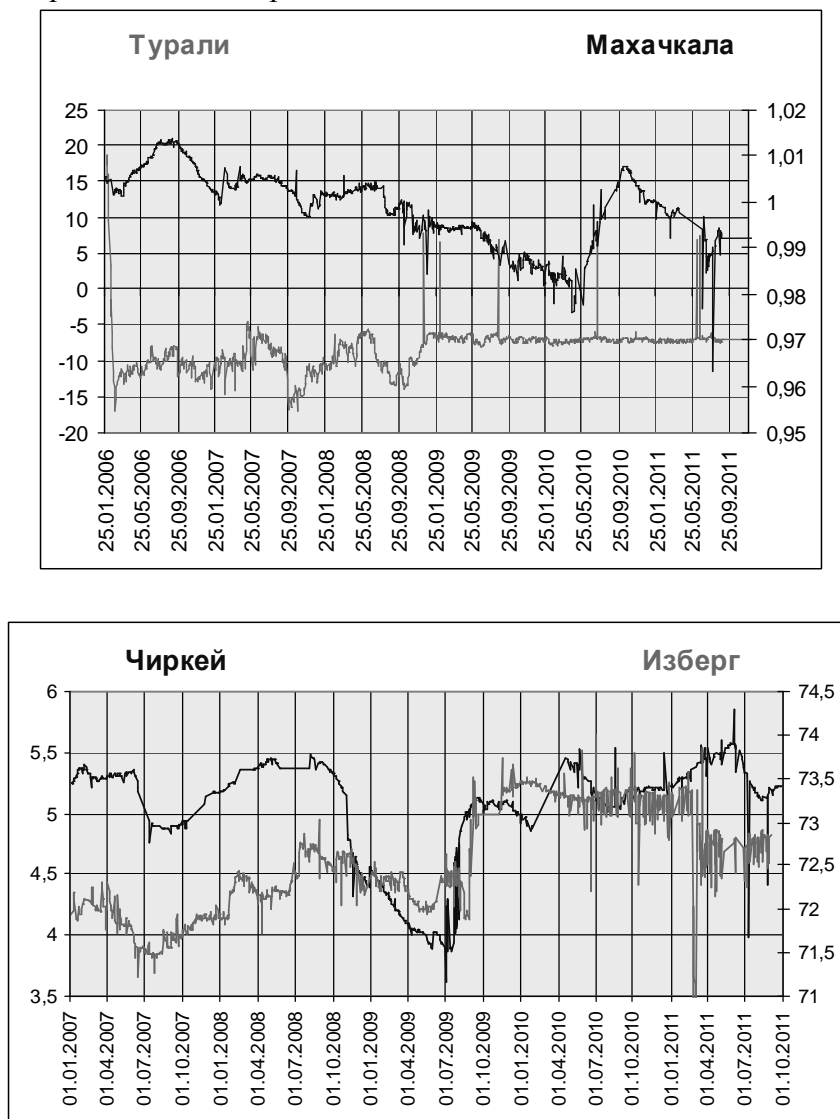


Рис.3 Вариации КС на сети геофизических станций «Георезистор» 2007-2011 гг.

Наблюдается хорошая корреляция вариаций КС на нашей сети станций за 2007-2009 гг. Всплеск СА октября 2008 года четко отмечен на всех графиках, импульсными изменениями КС. Отсюда можно сделать вывод: для процесса разрядки накапливающихся тектонических напряжений идущего по северо-восточному пути, по разломам Кавказа свойственна высокая корреляция вариаций КС на сети станций. Для процесса идущего в северо-западном направлении разрядки накопившихся тектонических напряжений свойственна низкая корреляция между вариациями КС на нашей сети станций, но всплеск СА октября 2011 года, также хорошо отмечен на всех графиках, импульсными изменениями КС. Отсюда также можно сделать вывод: анализируя изменения коэффициента корреляции вариаций КС можно прогнозировать изменение СА, связанной с тектоническими напряжениями, вызываемыми движением Аравийской плиты на север и Африканской на северо-восток.

Следует также отметить, что все последовательные эпицентры афтершоков Турецкого землетрясения (M7.2 23/10/2011) остаются внутри области между северным и восточным Анатолийским разломами, при том, что сейсмических событий с $M > 4$ было около 100 случаев рис.4.

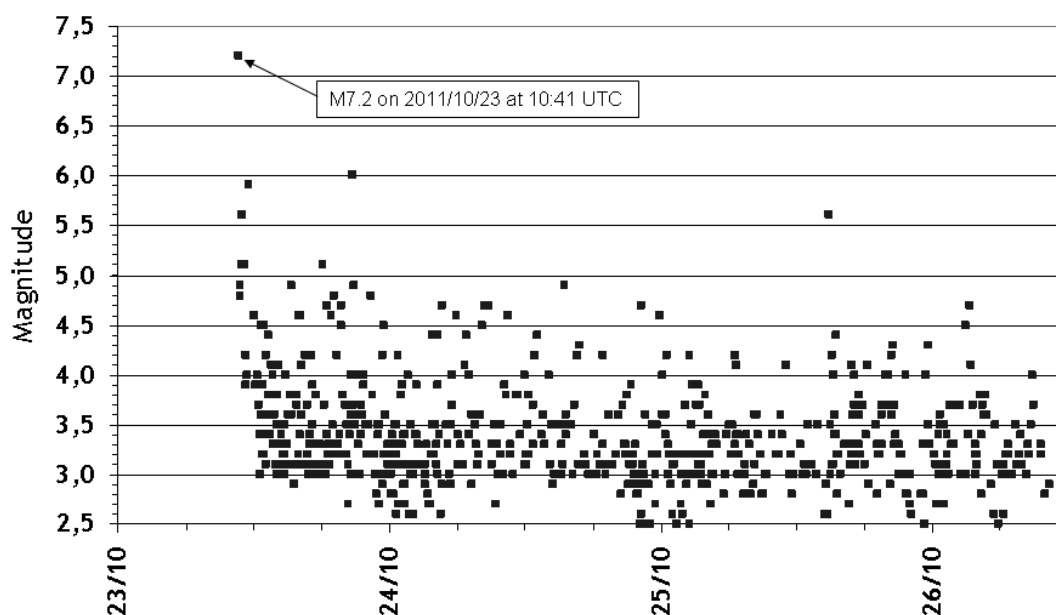


Рис.4 Афтершоки Турецкого землетрясения (по данным EMSC).

Все это является доказательством верности нашего предположения о двух путях разрядки накапливающихся тектонических напряжений: северо-западном по Анатолийским разломам и северо-восточном по разломам Кавказа.

Достаточно детальную информацию о современных движениях удается в последние годы получать с использованием глобальной системы позиционирования (GPS). В частности, в обширном регионе, показанном на рис.5, в течение периода с 1988 по 1997 были проведены исследования с использованием 189 GPS станций. Эти исследования (McClusky et al., 2000) позволили, в частности, уточнить скорости движения отдельных плит. Так GPS станции, расположенные на Аравийской плите показали, что она движется со скоростью 18 ± 2 мм/год в направлении север - северо-запад (азимут $25^\circ \pm 5^\circ$) относительно Евразийской плиты. Станции в Египте показали движение Африканской плиты на север со скоростью $5-6 \pm 2$ мм/год. Восточная Турция характеризуется распределенными деформациями, в то время как Центральная Турция движется практически как единое целое на запад с вращением против часовой стрелки. Данные по современным движениям в Дагестане представлены на рис.6., где видна четкая северо-восточная тенденция смещения блоков [6], что является результатом движения

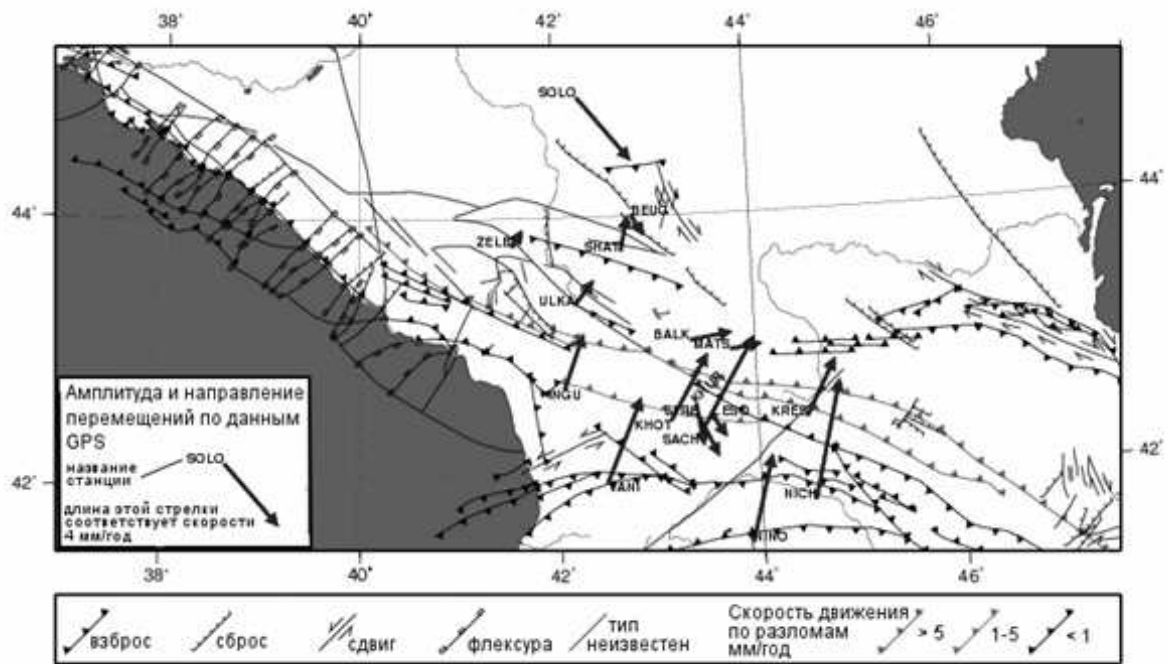


Рис.5 Скорости горизонтальных перемещений в северной Турции и на Большом и Малом Кавказе (по данным McClusky S. et al, 2000). Показано положение основных активных разломов.

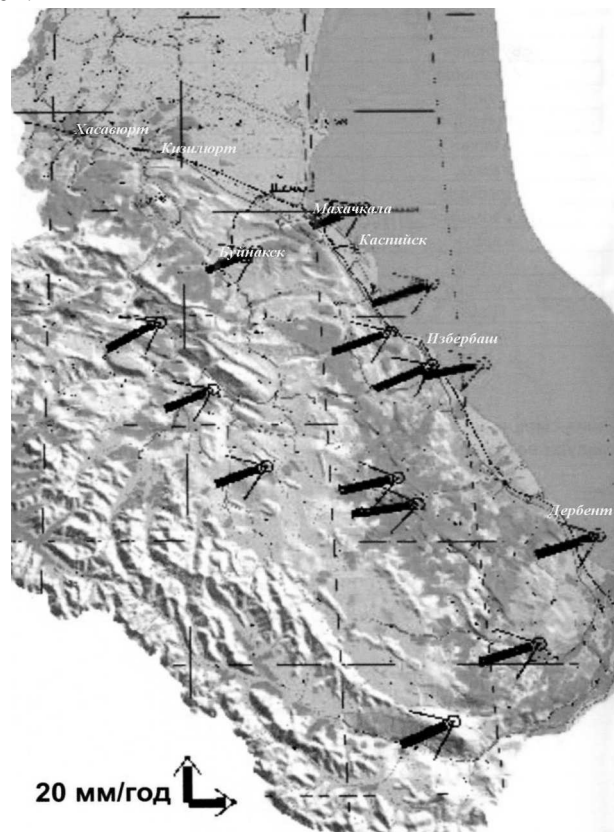


Рис.6 Фрагмент 3D- модели Республики Дагестан с векторами смещений блоков [6]. давления Аравийской плиты на север и Африканской на северо-восток.

Региональные модели напряжений в литосфере могут дать более точное представление о полях напряжений и деформаций в рассматриваемых районах и сделать выводы об их геодинамике и истории геологического развития. В работе (Коптев А.И., Ершов ..., 2011) представлены результаты моделирования напряженного состояния и складкообразования в литосфере в пределах Черноморско-Кавказско-Каспийского региона рис.7. Как видно из

рисунка в Черном и Каспийском морях доминирует обстановка сжатия. Для Каспийского моря характерна ЮЗ-СВ ориентировка главных осей сжатия в Южном и Центральном Каспии. Весь хребет Большого Кавказа находится в состоянии СВ-ЮЗ растяжения, который в восточной части сменяется интенсивным сжатием. Это еще одно доказательство правильности наших предположений.

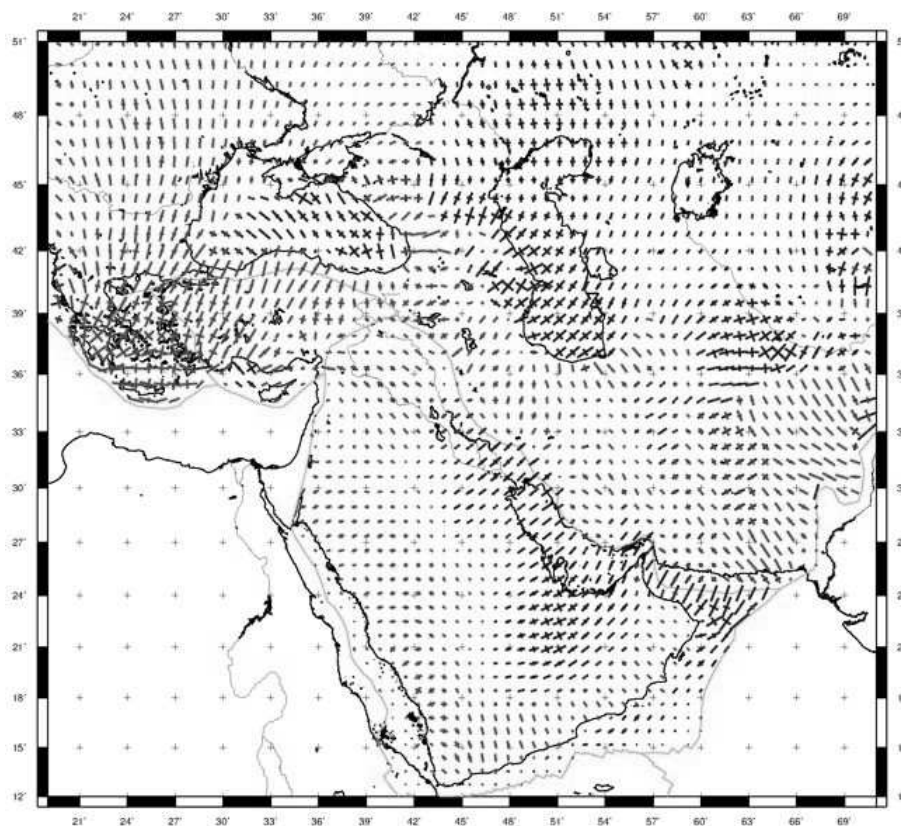


Рис.7 Расчетное поле напряжений (Коптев А.И., Ершов ..., 2011).

Сейсмическая активность на юго-востоке Ирана (Рогожин Е.А., и др., 2001) это результат накопления грандиозных напряжений в земной коре, которые генерировались на протяжении тысяч лет движением Аравийской литосферной плиты к северу, в сторону Евразийской плиты со скоростью приблизительно 3 см/год. Деформация земной коры в ответ на движение плит происходит в широкой зоне сочленения Центрально-Иранского массива и его юго-западного горного обрамления.

На основании всего вышеизложенного можно делать следующие выводы:

1. Для разрядки накапливающихся тектонических напряжений, вызываемыми движением Аравийской плиты на север и Африканской на северо-восток, есть два пути: северо-западный по Анатолийским разломам и северо-восточный по разломам Кавказа.
2. Анализируя изменения коэффициента корреляции вариаций КС на нашей сети станций можно прогнозировать изменение СА, связанной с тектоническими напряжениями, вызываемыми движением Аравийской плиты на север и Африканской на северо-восток.

Литература

1. www.emsc-csem.org
2. Ш.-С.О. Абдуллаев, И.А.Алиев, Ш.Г. Идармачев, Н.Т. Романов Связь вариаций электрического сопротивления горных пород с сейсмичностью на территории Дагестана. // Вестник ДНЦ РАН. № 7. 2000. с.37-40.
3. И.А.Алиев, А.Ш. Идармачев, А.Г. Магомедов Анализ вариаций кажущегося сопротивления горных пород в сейсмоактивных районах // Сб. трудов Института геологии Дагестанского научного центра РАН. Махачкала.2009.№55. стр.310-315

4. И.А.Алиев, М.М.Алиев и др. Синхронные наблюдения вариаций кажущегося сопротивления горных пород на сети пунктов в сейсмоактивной области / Мониторинг и прогнозирование природных катастроф. / Тр. ИГ ДНЦ РАН, вып.56, Махачкала, 2010. С. 171-175.
5. McClusky S. et al. Global Positioning System constraints on plate kinematics and dynamics in the eastern Mediterranean and Caucasus. *Journal of Geophysical Research*, 2000, 105, В3, pp.5695-5719.
6. Н.М. Булаева, О.Н. Талаганов Спутниковый мониторинг современных геодинамических движений на территории Дагестана // НТЖ Мониторинг. Наука и Технологии. № 1(2). 2010, с.27-35
7. Коптев А.И., Ершов А.В. Моделирование поля напряжений и литосферных складок в Черноморско-Кавказско-Каспийском регионе. //Тезисы международной конференции, посвященной памяти В.Е. Хаина "Современное состояние наук о Земле". Москва, МГУ, 1-4 февраля 2011 г.
8. Е.А. Рогожин, Л.Е. Собисевич, Ю.В. Нечаев и др. Геодинамика, сейсмоструктура и вулканизм Северного Кавказа / Под ред. акад. Н.П. Лаврова. М., 2001. 338 с.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОПРОВОДНОСТИ В ЗЕМНОЙ КОРЕ ПО ГЛУБИНЕ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ЛАБОРАТОРНОГО ИССЛЕДОВАНИЯ НЕКОТОРЫХ МИНЕРАЛОВ И ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУРАХ

Гусейнов А.А.

(Институт проблем геотермии Даг. НЦ РАН)

Вертикальное распределение электропроводности пород геосфер Земли определяется рядом факторов, главными из которых являются удельная электропроводность геологической среды, температура, флюидный режим и т.д. При рассмотрении “сухих” моделей на первое место выступает стандартный геоэлектрический разрез, который предполагает плавное увеличение электропроводности с глубиной.

Мы сопоставили результаты наших лабораторных исследований биотитов и флогопитов с зависимостью удельной электропроводности земной коры, построенной авторами [1] с использованием стандартного разреза и платформенной геотермы. Для наглядности картины приведены соответствующие температурам в земной коре глубины. Распределение температуры с глубиной соответствует данным [2, 3].

Результат представлен на рис.1. Как видно, наблюдается согласие электропроводности биотитов с электропроводностью земной коры. Значения электропроводности биотитов взяты как средние по всем исследованным образцам (20 образцов) при фиксированных температурах в интервале 100-1000 °С, поэтому изменение электропроводности с глубиной на рисунке даётся в виде зоны, обозначенной горизонтальными линиями, ширина зоны учитывает диапазон значений электропроводности исследованных минералов, которая обусловлена, согласно результатам нашего исследования [4], вариациями содержания главных петрогенных элементов и особенностями структуры. Аналогичные результаты были получены и авторами [1] при использовании данных по электропроводности лерцолитов, измерения которых проводились при нормальном давлении.

На этом же рисунке приведены данные и для образцов флогопита, результаты исследования электропроводности которых полученные нами в [5]. Флогопит является менее проводящим минералом, чем биотит, и стоит по проводимости ближе к мусковиту. Линия изменения электропроводности с глубиной отражает в этом случае средние значения проводимости для серии образцов минерала. Как видно из этих результатов, близкую к реальной картину изменения электропроводности с температурой в условиях разреза земной коры отражает порообразующий минерал с более высокой электропроводностью.

Как нами было установлено при лабораторных исследованиях, значения удельной электропроводности при температурах порядка 1000 °С, полученные для большинства образцов исследованных биотитов и наиболее проводящих флогопитов, составляют вели-

чину примерно $10^{-4} \text{ Ом}^{-1}\text{см}^{-1}$ [4,5]. Этот параметр соответствует условиям, близким к нижней границе литосферы, где температура близка к солидусу. Согласно [1], это значение электропроводности является важным электрическим репером границы между литосферой и астеносферой.

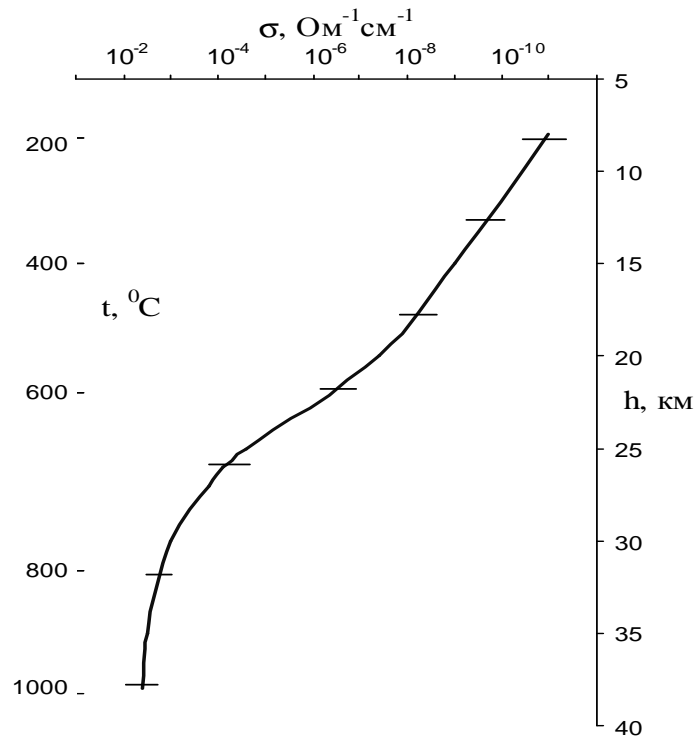


Рис. 1. Сопоставление данных по электропроводности биотитов (1) и флогопитов (2) с зависимостью электропроводности кристаллического вещества литосферы, построенной авторами [Ваньян, Шиловский, 1983] с помощью стандартного геоэлектрического разреза

Хотя интервалу изменения температуры от 400 до 1000 °С стандартного разреза соответствует перепад давления в 3×10^9 Па, или в 30 кбар, характер изменения удельной электропроводности биотитов, измеренный при нормальном давлении, такой же. Этот результат согласуется с выводами авторов [1] относительно перцолитов, который подтверждает предположение о слабом влиянии давления на электропроводность кристаллического вещества литосферы.

Также нами построен геоэлектрический разрез по данным удельной электропроводности изверженных пород из сложной дайки, состоящей из чередующихся частей гранит порфиров и диабазов (рис. 2); дайка расположена в бассейне р. Ахтычай (Южный Дагестан). Локализация таких магматических пород приурочена к многочисленным полиметаллическим рудопроявлениям в зоне Главного Кавказского (Ахтычайского) разлома. Подобного типа дайки являются индикаторами возникновения системы трещин в земной коре и сравнительно быстрого их заполнения магматическим расплавом [6].

Образование трещин в зоне главного Кавказского разлома в период внедрения даек магматических пород и формирования рудных жил происходило в условиях бокового растяжения, вызванного подъёмом астеносферы к поверхности вследствие поддвига океанической коры под южный край Евразийского континента [7, 8, 9].

Результаты исследования электропроводности рассматриваемых гранит порфиров и диабазов от температуры приведены в работе [10]. Имея в виду двухслойную модель строения земной коры, в соответствии с которой последовательно располагаются так называемые гранитный и базальтовый слои, данные по электропроводности кислых пород, гранит-порфиров, использовали для построения верхней части разреза – до 500 °С, а для нижней части разреза, от 500 до 1000 °С, использовали значения проводимости пород основного состава – диабазов.

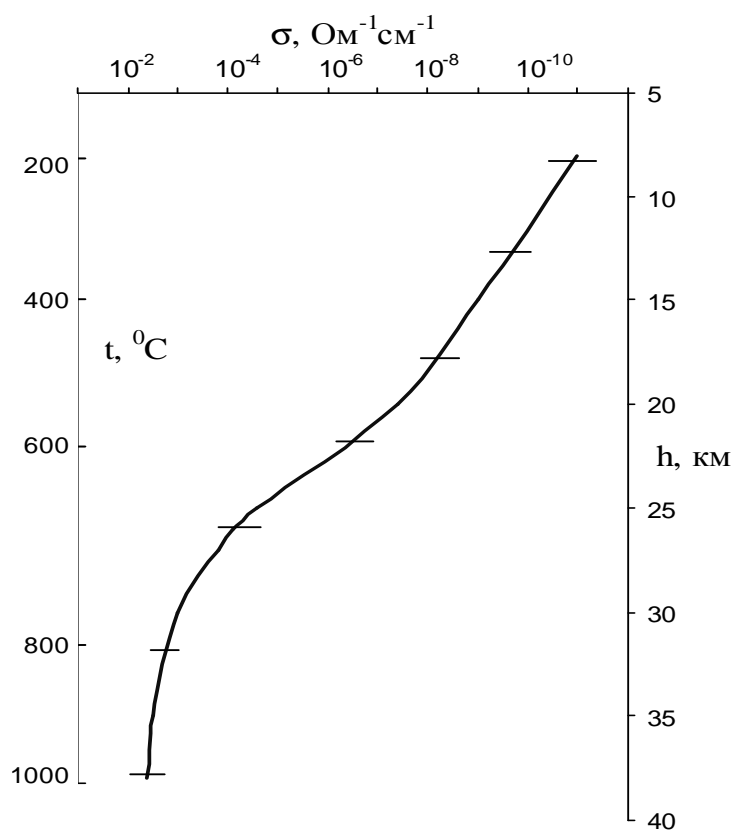


Рис. 2. Изменение электропроводности изверженных пород с температурой в сопоставлении с глубиной в земной коре.

Как видно из рисунка 2, наибольшая скорость возрастания электропроводности с глубиной отмечается в области перехода от породы кислого состава к основной породе, что обусловлено уменьшением содержания кремнезёма в диабазах, по сравнению с гранит-порфирами. Горизонтальные линии отмечают диапазон значений электропроводности на графиках $\lg \sigma = f(1/T)$ исследованных образцов.

Литература

1. Ваньян Л.Л., Шиловский П.П. Глубинная электропроводность океанов и континентов. М.: Наука, 1983. 88 с.
2. Кутас Р.И., Гордиенко В.В. Тепловое поле Украины. Киев: Наукова думка. 1971. 140 с.
3. Моисеенко У.И., Смыслов А.А. Температура земных недр. Л.: Недра. 1986. 186 с.
4. Гусейнов А.А. Исследование электропроводности биотитов при высоких температурах // Физика Земли. 1999 а. № 11. С. 75-82.
5. Гусейнов А.А., Гаргацев И.О., Габитова Р.У. Исследование электропроводности флогопитов при высоких температурах // Физика Земли, 2005. № 8. С. 79-88.
6. Чихрадзе Г. А. О диабазовых (долеритовых) дайковых породах верховьев р. Ассы //Сообщ. АН ГССР. 1988. т. 129. № 2. С. 365-368.
7. Долгих А.Г., Черницын В.Б. Магматизм горного Дагестана и его рудоносность //Сов. геология. 1971. № 2. С. 85-105.
8. Зоненшайн Л.П., Кузьмин М.И., Натапов Л.М. Фанерозойские палинспастические реконструкции территории СССР // Геотектоника. 1987. № 6. С. 3-19.
9. Романов Н.Т. Основные этапы формирования диабазового пояса большого Кавказа //Докл. АН СССР. 1994 Т. 338. № 5. С. 655-657.
10. Гусейнов А.А., Айтеков М.-П.Б. Электропроводность и реологические характеристики дайковых пород Южного Дагестана // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Южного федерального округа. Материалы научно- практической конференции (13-15 сентября 2006 г.) Махачкала. 2006. С. 41-44.

ВОЗМУЩЕНИЯ ГЕОПОЛЕЙ НА ТЕРРИТОРИИ СЕВЕРНОГО КАВКАЗА В ПЕРИОД ЦУНАМИГЕННОГО СУМАТРАНСКОГО ЗЕМЛЕТРЯСЕНИЯ 26.12.2004

*Идармачев Ш.Г., Черкашин В.И., Идармачев А.Ш.
(Институт геологии Дагестанского НЦ РАН)*

Введение

При катастрофических землетрясениях сильные импульсные движения в отдельных частях земной коры, вызванные снятием накопленной упругой энергии, приводят к значительному перераспределению напряжений и, как следствие, к изменению скорости деформации в различных частях земной коры. Катастрофическое землетрясение в Чилийско-Аргентинских Андах 18 апреля 1932г., когда почти одновременно пришли в действие 25 крупных вулканов, образующих ряд длиной в 800км (от Сант-Яго до Касепскан) объясняется быстро распространяющимся тектоническим импульсом, охватившим огромную площадь [1].

После катастрофического землетрясения в Чили 21 и 22 мая 1960г. магнитудой $M=7.5$ и 8.5 смещения затронули площадь $130\ 000\text{км}^2$. Аналогичные деформации были также отмечены при Аляскинском землетрясении 1964г. ($M=8.4\div 8.6$). Длина их определяется в 800км и ширина около 400км. Область подвижек вытянута вдоль Алеутского глубинного желоба. Блок вблизи желоба испытал поднятие до 10м, а края расположенные далее, на расстоянии до 600км от эпицентра, опустились на 2м. Горизонтальные сдвиги достигли 29м.

После катастрофического цунамигенного землетрясения близ острова Суматра лазерный деформограф, расположенный на удалении 5700км зарегистрировал скачок неупругой деформации величиной $1.1\cdot 10^{-6}$ [2]. Деформограф установлен в Приморском крае на МЭС ТОИ ДВО РАН с 2000г. и используется для измерения вариаций микродеформаций земной коры. Время распространения неупругой деформации от очага до пункта наблюдения составило 19 мин. 54с. Зафиксированная деформация на два порядка превышает максимальную амплитуду приливной деформации.

Во время прохождения сейсмической волны на расстоянии 8200км в пьезометрической скважине Камчатской ОМП ГС РАН было зарегистрировано скачкообразное уменьшение уровня воды амплитудой 4см, затем в течение четырех часов наблюдались затухающие осцилляции с амплитудами не более 0,5см [3].

После Суматра-Андаманского землетрясений (26.12.2004, $M=9.3$ и 28.03.2005, $M=8.7$) на Кавминводском геофизическом полигоне по сейсмологическим данным было зарегистрировано изменение напряженного состояния земной коры для каждого из этих землетрясений [4]. В методическом плане изменение напряженного состояния среды оценивалось по сейсмической энергии объемных волн удаленных землетрясений, зарегистрированных 11 высокочувствительными станциями.

По мнению [4], изменение отношения энергии горизонтальных радиальной и тангенциальной компонент объемных волн на исследуемой площади ($70\cdot 70\text{км}$) связано анизотропностью среды, т.е. процесс сжатия-растяжения земной коры приводит к сжатию трещинных зон в одних частях среды и раскрытию их в других.

Приведенные примеры, показывают, что если в какой-то сейсмической зоне на Земле происходит разрушительное землетрясение, оно обязательно вызывает изменение напряженного состояния на обширной территории за счет выделившейся упругой энергии. Так как в целом Земля представляет собой одну гигантскую систему напряжений, то изменение их в одном месте неизбежно вызывает перестройку в других зонах.

Исходные данные

В работе использованы данные кажущегося электрического сопротивления горных пород (ρ_k) и уровня воды в пьезометрической скважине за период 01.01.2003 - 31.12.2006 на западном побережье Каспийского моря, на территории Республики Дагестана. На рис. 1 приведено расположение пунктов наблюдений.

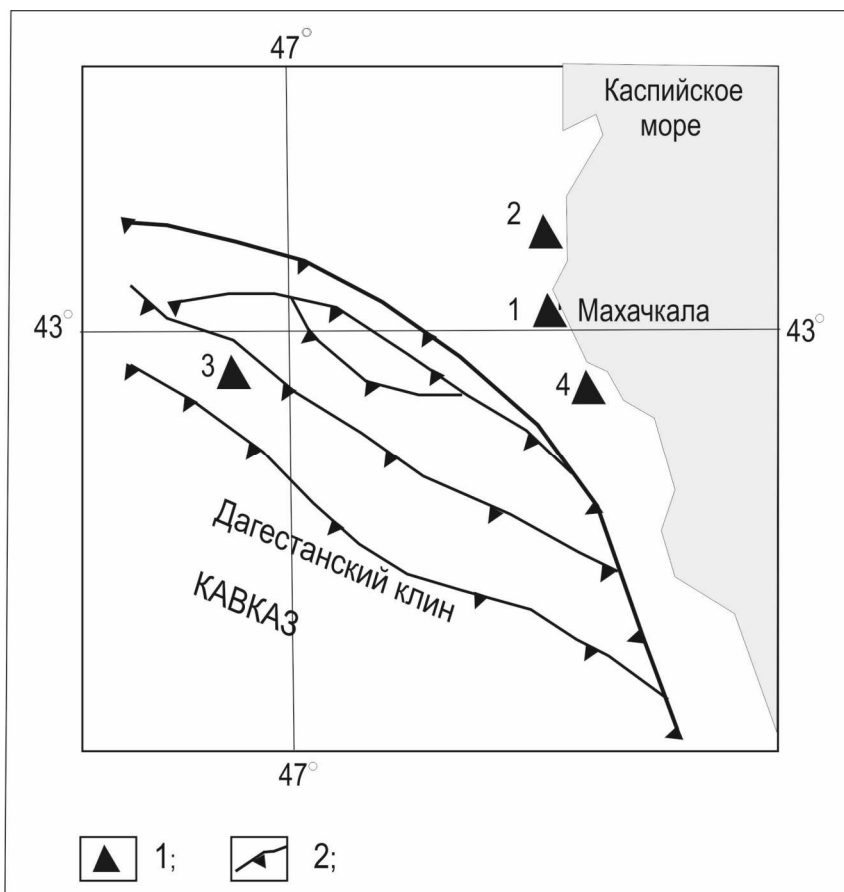


Рис. 1. Схема расположения пунктов наблюдений (1) и тектонических разломов (2): №1, №3, №4- электрическое сопротивление; №2- пьезометрическая скважина.

Обсуждение результатов

На рис. 2 показан график ρ_k , полученный на пункте №1 за период 6 лет, который имеет вид затухающих колебаний. Период максимальной амплитуды равен 2.5 года, а последующие -1.5, 0.83, 0.66 лет. Из них видно, что первый период никак не может быть связан с сезонным ходом атмосферного давления, хотя для остальных наблюдается слабая связь ($K=-0.2$). Максимальная амплитуда для первого периода колебаний составляет 4%, что 400 раз превышает аппаратную погрешность измерений станции «Георезистор».

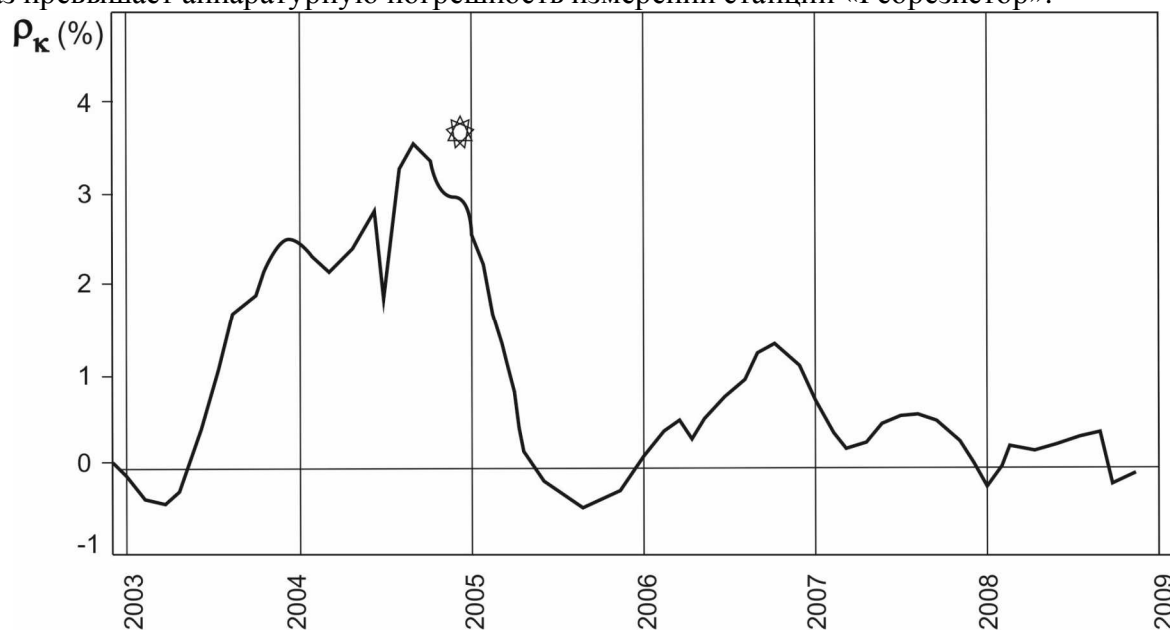


Рис. 2. График электрического сопротивления горных пород в скважине на пункте №1 (звездочкой отмечено время Суматранского землетрясения 26.12.2004).

Особенностью данных колебаний является то, что период максимальной амплитуды совпадает с сильнейшим землетрясением на Земле с максимально возможной амплитудой $M=9.3$. До этого случая считалось, что магнитуда $M=9.0$ предельной. Такое совпадение позволяет предположить, что затухающие колебания могут быть обусловлены возмущением земной коры планетарного характера. С целью поиска подтверждающих фактов были рассмотрены данные других геофизических станций, расположенных в окрестности наблюдательного пункта №1. Эти данные приведены на рис. 3.

Рассматривая их за период времени с июля по декабрь 2004г. видно, что аномалии обусловлены единой возмущающей силой, при этом наблюдаемые вариации не связаны с годовыми сезонными процессами. Вариации на пунктах №1 и №4 характеризуют процесс неупругой деформации, при этом на пункте №4 медленное увеличение ρ_k сопровождается скачкообразными увеличениями значительной амплитуды (12-14%). Длительности вариаций меняются от 5 до 25 суток. Ранее такого рода скачки были зафиксированы 2000г. перед серией сильных землетрясений в Каспийском море $M=6.4, 6.8, 7.4$ [7].

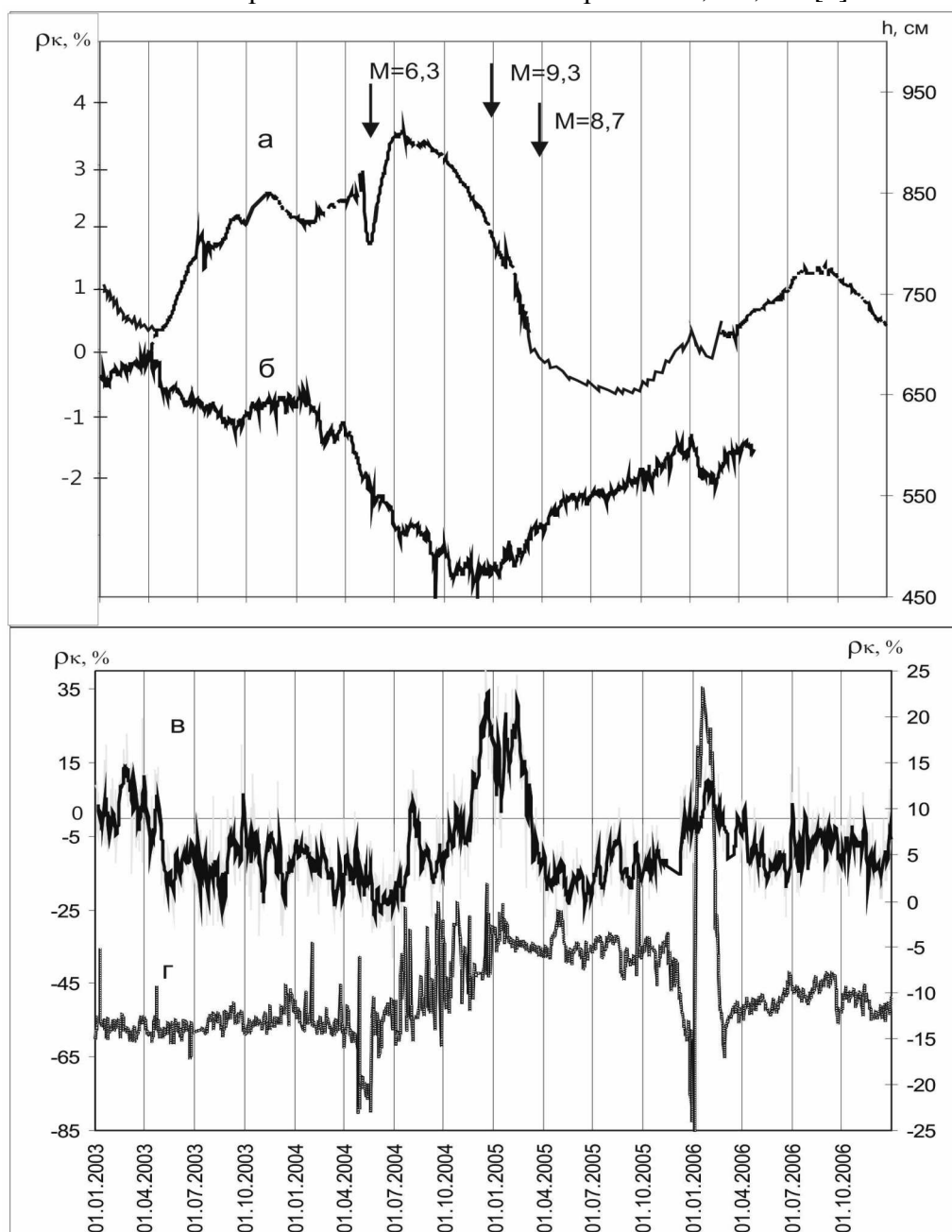


Рис. 3. . Графики кажущихся сопротивлений горных пород на пунктах №1 (а); №3 (в) [6]; №4 (г) и уровня воды в скважине №2 (б) [5]. Стрелками указаны сильные землетрясения в Каспийском регионе (Восточный Иран 28.05.2004) и Суматранские 26.12.2004 и 28.03.2005.

Вариации ρ_k и уровня воды в скважине на пунктах №3 [6] и №2 [5] показывают упругую деформацию земной коры, но при этом скорость реакции уровня воды в скважине ниже, чем для ρ_k . За период синхронных вариаций 01.07.2004-01.01.2005 максимальное увеличение ρ_k на пункте №3 составляет 58-60%, а уровень воды уменьшается на 20см.

Несмотря на то, что природа аномалий на всех пунктах разная, анализ данных показывает процесс растяжения земной коры. В частности растяжение влечет за собой расширение трещинных зон секущих купольный массив, где проводятся измерения дипольным зондированием, а изменение контакта вертикальных трещин, расположенных между диполями установки, может вызвать значительное изменение ρ_k . Возможность такого механизма подтверждается наличием высокочастотной составляющей на кривой ρ_k для пункта №3.

Уменьшение уровня воды также связано с растяжением водоносного пласта. Увеличение порово-трещинного объема пласта приводит к снижению пластового давления воды и ее уровня в скважине.

Скачкообразные увеличения ρ_k на пункте №4 также объясняются растяжением пород в районе нефтегазового месторождения, так как оно увеличивает проницаемость и создает условие для выхода газа из месторождения на поверхность. Замещение воды газом приводит к росту ρ_k пород практически скачкообразно. Следовательно, выброс газа находящегося в коллекторе под большим давлением (250 кГ/см^2) по трещинам в земной коре может вызвать кратковременное увеличение ρ_k горных пород в области контролируемой установкой электрического зондирования.

Таким образом, синхронные аномалии на четырех различных пунктах наблюдений на территории Дагестана за период 29.07.04-18.03.05 показывают развитие аномального процесса деформации земной коры.

Подобного рода синхронные аномалии повторяются и для периода времени 28.12.2005-2.03.2006. Для уровня воды в пьезометрической скважине и ρ_k на пунктах №1 и №3 аномалии менее контрастны, чем для пункта №4, расположенного в районе нефтегазового месторождения. Так, например, для последнего максимальная амплитуда изменения ρ_k составила 46%, при этом длительность аномалии равна 60 суткам. Такое аномальное увеличение ρ_k пород, состоящих из суглинков можно объяснить замещением поровой влаги газом, исходящим из месторождения.

Зафиксированные нами аномалии позволяют предположить, что они обусловлены, как в первом, так и во втором случае, процессами деформации земной коры.

Установлено, что увеличение интенсивности тектонических движений геоблоков тесно связано с сейсмическим режимом сейсмоактивных областей, поэтому была исследована связь рассмотренных нами выше вариаций геофизических полей с сейсмичностью района.

Анализ локальной сейсмичности района показал, что в период аномалий сильных толчков $M \geq 5$ не было зарегистрировано. На рис. 3 отмечено землетрясение $M=6.3$, происшедшее в Северном Иране 28.05.2004 на расстоянии 800км от пункта №1. Здесь можно видеть небольшую аномалию, совпадающую с землетрясением. Аномалия была короткопериодной и длилась только 1 месяц. Другое сильное землетрясение $M=5.6$ в районе исследований произошло 10.11.2008 в Чеченской республике на расстоянии 120км от станции №1. Изменение ρ_k до основного толчка и в период его афтершоков не превышало 0.7%. Небольшие по величине амплитуды во время землетрясений $M=5.6$ и 6.4, а также длительности аномалий, которые ограничиваются в пределах до нескольких месяцев не позволяют связывать их аномалием колебательного вида длительностью 5-6 лет. Природа синхронных аномалий за период 2004 и 2006 гг., обусловленных деформацией земной коры в районе Восточного Кавказа пока неизвестна. Однако аномальные деформации колебательного вида могут быть связаны с возмущением отдельных частей земной коры, находящихся в неустойчивом состоянии, так как литосфера является открытой и диссипативной системой, обменивающейся энергией и веществом с другими оболочками Земли.

Еще 1910г. Рейдом [8] была выдвинута идея, что земная кора находится в непрерывном перемещении, а подготовка землетрясения начинается с возникновением определенного препятствия этому движению. Затем препятствие разрушается и происходит землетрясение. Для землетрясения такого масштаба как Суматранское длиной разрыва порядка 500км необходимо допустить зацепление континентальных плит, таких как Индо-Австралийской и Бирманской. Начало процесса разрушения земной коры Суматра-Андаманском регионе в виде криповой подвижки было зарегистрировано системой GPS до землетрясений в виде устойчивого движения островов внешней дуги к побережью материка со скоростью 55мм/год. [9]. После Суматранского землетрясения смещение берегов составило 20-36м. Для Андаманского землетрясения смещение берегов равнялось 5м. Это показывает, что основной сброс напряжений произошло при Суматранском землетрясении.

На возможность деформации земной коры планетарного масштаба перед Суматра-Андаманским землетрясениями показывает некоторые особенности поведения ρ_k на точках №3 и №4. На рис. 3 в течение 5 месяцев перед Суматранским землетрясением наблюдается синхронное увеличение ρ_k на 60% и 12%. Первый толчок произошел через 8 суток после достижения ρ_k на пункте №3 своего максимального значения. Землетрясение 26.12.2004 произошло на спаде кривой ρ_k . Перед повторным толчком вновь наблюдалось увеличение ρ_k , которое достигло максимума 13.02.2005. Второй толчок произошел на спаде кривой ρ_k спустя 44 суток после пика. Подобного рода временной ход деформации перед вышеуказанными толчками был получен по данным GPS измерений. В работе [10] приводятся данные изменения длины линии между пунктами Norsia и Pert международной службы IGS в Австралии. База между пунктами составляет 90км. Относительное смещение на базе 90км соответствует деформации $(3-10) \times 10^{-8}$. Данная деформация связана растяжением земной коры. До этого за 6-7 месяцев до главного землетрясения земная кора испытывала процесс сжатия.

Сделаем некоторые оценки деформации земной коры для отдельных пунктов №1, №2 и №3 по которым имеются соответствующие данные деформации среды для местных сильных землетрясений. Зная амплитуду аномалии ρ_k по формуле $\Delta\varepsilon/\varepsilon = (\Delta\rho_k/\rho_k)/T$ (1) можно вычислить амплитуду деформации среды, где T – коэффициент тензочувствительности среды.

Для точки №1 коэффициент тензочувствительности был оценен по амплитуде изменения ρ_k перед землетрясением $M=5.6$, происшедшим 11.10.2008 на границе Дагестана и Чеченской Республики на расстоянии 120км от пункта №1. Был получен коэффициент $T=5 \cdot 10^4$. Подставляя значение изменения ρ_k перед Суматранским землетрясением $\Delta\rho_k/\rho_k=0.04$ (4%) и $T=5 \cdot 10^4$ в формулу (1) получаем $\Delta\varepsilon/\varepsilon = 5 \cdot 10^{-7}$.

Для точки №2 оценки были сделаны по амплитуде уменьшения уровня воды. Необходимо отметить, что минимальное значение уровня воды в скважине совпадает с Суматранским землетрясением. Предельная чувствительность деформации на изменение уровня воды на 1см составляет $\Delta\varepsilon/\varepsilon=10^{-8}$, тогда, умножая величину амплитуды изменения уровня воды на деформацию соответствующую 1см, имеем $\Delta\varepsilon/\varepsilon=20 \cdot 10^{-8}$ или $2 \cdot 10^{-7}$.

Для пункта №3 величина T была оценена по данным изменения ρ_k в период сильного Кизилюртовского землетрясения в Дагестане $M=5.7$, происшедшего 31.01.1999 на расстоянии 30км от измерительного пункта №3. Среднее значение коэффициента тензочувствительности по 4 сильным толчкам равно $T=6 \cdot 10^5$. Подставляя в (1) значения $T=6 \cdot 10^5$ и $\Delta\rho_k/\rho_k=0.6$ (60%) перед Суматранским землетрясением получаем $\Delta\varepsilon/\varepsilon=10 \cdot 10^{-7}$. Полученные значения на всех 3 пунктах близки между собой и показывают наличие импульсной деформации в земной коре, амплитуда которой превышает амплитуду приливной волны на порядок.

Причины синхронных вариаций ρ_k и уровня воды в скважине в период Суматранского землетрясения могут разные, например, деформация Земли, вызвавшее возмущение флюидного режима земной коры. В частности, считают, что флюидодинамические про-

цессы оказывают существенное влияние на формирование суперинтенсивных деформаций земной поверхности (СД) [11]. Существование СД выявлено повсеместно, как сейсмичных, так и асейсмичных платформенных областях со скоростями порядка $2 \cdot 10^{-5}$ /год – $7 \cdot 10^{-5}$ /год и обладают пульсационной и знакопеременной направленностью.

Поступающие из недр порции флюида активизируют трещины отрыва вертикальной ориентации и вызывают деформацию растяжения земной коры. Доказательством тому является открытое в последнее время явление субвертикального скопления гипоцентров слабых землетрясений – сейсмических «гвоздей» [12]. Протяженность «гвоздя» по вертикали составляет от 10 до 50 км, глубина образования не превосходит 90 км. Эпицентральная проекция «гвоздя» имеет в диаметре размер 5–10 км. Не установлено предпочтительного направления (вверх или вниз) формирования «гвоздя» с течением времени. Гипоцентры землетрясений равновероятно заполняют все тело «гвоздя» в процессе его формирования. Время формирования «гвоздя» – от нескольких дней до месяца. Не наблюдается прямой корреляции «гвоздей» с сильными землетрясениями с $M > 5$ и с современным активным вулканизмом. Компактность «гвоздей», их почти вертикальное расположение в интервале глубин 0–100 км и короткое время образования позволяют предположить участие в этом процессе флюидов.

Выводы

1. Зарегистрированы синхронные аномалии в вариациях кажущегося сопротивления горных пород и уровня воды в скважине, обусловленные процессом растяжения земной коры, совпадающие во времени с периодом возникновения Суматранского землетрясения $M=9.3$.
2. Синхронные в различных районах Земли (Подмосковье, Кавказ, Австралия) деформации растяжения перед Суматранским землетрясением показывает, что земная кора испытала деформацию планетарного характера, которая в свою очередь вызвала активизацию флюидодинамических процессов.

Литература

1. Николаев Н.И. Новейшая тектоника и геодинамика литосферы. М.: Недра, 1988. 490 с.
2. Долгих Г.И., Долгих С.Г., Ковалев С.И. Регистрация деформационной аномалии цунами-генного землетрясения лазерным деформографом // Докл. АН. 2007. Том. 412. № 1. С. 104-106.
3. Копылова Г.Н. Геодинамический мониторинг сеймотектонических процессов. Мат. конф. «Современная геодинамика и опасные геологические процессы в Центральной Азии» ИЗК СО РАН. Иркутск. 2005. Вып. 3. С. 194-197.
4. Попова О.Г., Серый А.В., Коновалов Ю.Ф., Недядько В.В. Влияние катастрофических землетрясений на напряженное состояние среды удаленных территорий. Сб. тр. Восьмых геофизических чтений им. В.В. Федынского. Тверь: Изд. ГЕРС, 2007. С. 200-204.
5. Идармачев Ш.Г., Алиев М.М., Хаджаян Г.П. и др. Вариации уровня воды в скважине и удельного электрического сопротивления горных пород перед Суматранским землетрясением 26 декабря 2004 года // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Южного федерального округа. Махачкала: Институт геологии Дагестанского НЦ РАН. 2006. С. 268-270.
6. Даниялов М.Г., Идармачев Ш.Г., Левкович Р.А. Вариации кажущегося сопротивления горных пород в связи с сейсмичностью территории Дагестана // Вестник Дагестанского НЦ РАН. Махачкала, 2006. №25. С.17-20.
7. Абдуллаев Ш.-С.О., Идармачев Ш.Г., Алиев М.М., Алиев И.А. и др. Вариации кажущегося сопротивления горных пород, связанные с геодинамическими процессами в районе нефтегазового месторождения // Вулканология и сейсмология, 2011, №3, С. 65-72. 1910. Vol. 2.
8. Reid H.F. The California earthquake of April, 18, 1906. The mechanics of the earthquake. Washington: The Carnegie Inst. 1910. Vol. 2.
9. Ребецкий Ю.Л., Маринин А.В. Поле напряжений до Суматра-Андаманского землетрясения 26.12.2004. Модель метастабильного состояния горных пород // Геология и геофизика, 2006, т. 47. №11. с. 1192-1206.
10. Докукин П.А., Кафтан В.И. Непрерывные GPS/ГЛОНАСС измерения коротких базовых линий для выявления сильных землетрясений // Геодезия и картография. 2006. №2. С. 7-10.

11. Кузмин Ю.О. Современные суперинтенсивные деформации земной поверхности в зонах платформенных разломов. Геологическое изучение и использование недр. Информационный сборник / АОЗТ «Геоинформмарк». Москва. 1996. вып. №4. С. 43-53.
12. Гуфельд И.Л. Сейсмический процесс. Физико-химические аспекты. Москва: ИФЗ РАН. 2007. 153 с.
13. Вадковский В.Н. Субвертикальные скопления гипоцентров землетрясений – сейсмические “твозди”// ВЕСТНИК ОНЗ РАН, ТОМ 4, NZ1001, doi:10.2205/2012NZ000110, 2012.

ИСКУССТВЕННАЯ ДЕФЛЮИДИЗАЦИЯ НЕДР И НЕКОТОРЫЕ СЕЙСМИЧЕСКИЕ ПРОЯВЛЕНИЯ ТЕХНОГЕННОГО ХАРАКТЕРА.

Магидов С.Х.

Институт геологии ДНЦ РАН

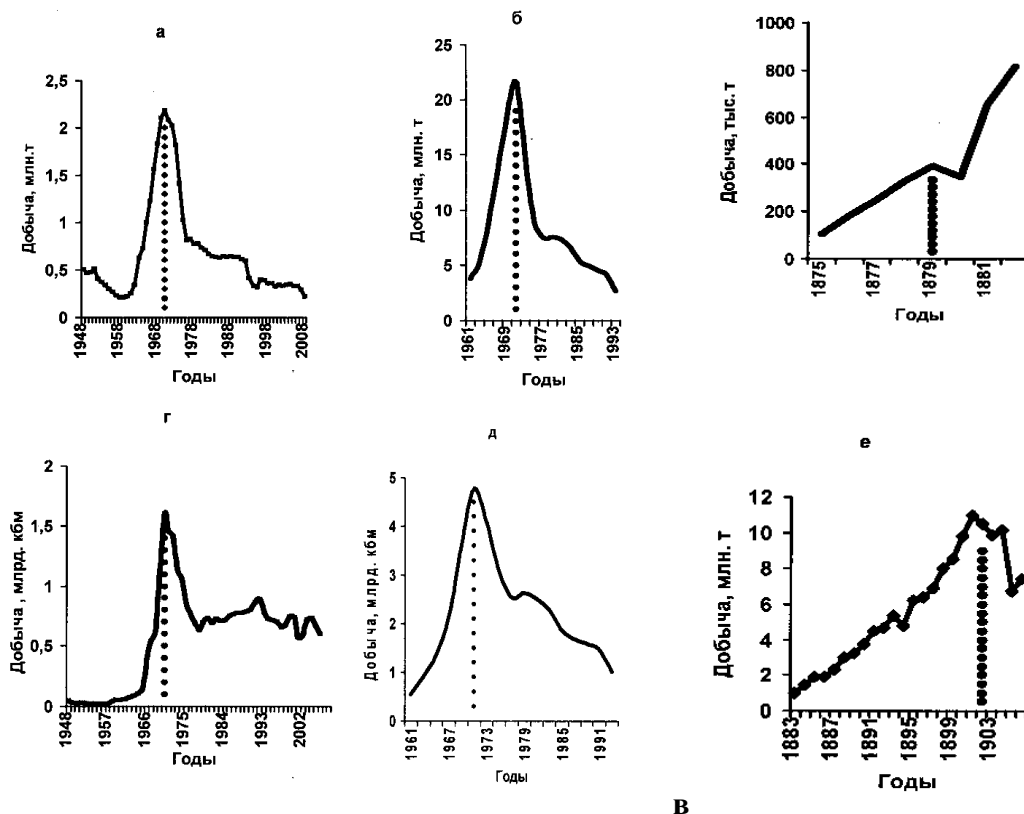
Нарастающие объёмы потребления углеводородного сырья требуют соответствующего наращивания добычи нефти и газа. В связи с этим происходят значительные изменения в геологической среде. В прошлом, когда воздействие было незначительным, особых проблем не возникало. Но с ростом масштабов существенно обостряются геологические проблемы, в том числе происходит увеличение случаев проявления наведённой сейсмичности. Анализ развития нефтегазовой отрасли в РФ и в некоторых нефтегазовых регионах за прошедшие полвека показывает, что результатом подобной инженерной деятельности явилось существенное ухудшение гидрогеологических условий: падение пластовых давлений и температур, изменение фильтрационных характеристик и др. Это проявляется в изменениях дебитов скважин, в росте обводнённости нефти, вариациях доли фонтанных скважин. За указанный период средние дебиты нефтегазовых скважин по РФ уменьшились в несколько раз, доля фонтанных скважин сократилась почти на порядок. В некоторых регионах РФ доля фонтанных скважин сократилась до 2-3%. Подобные кардинальные изменения параметров гидрогеологических систем не могут не оказывать влияния на деформационно-сейсмические режимы. Внешним проявлением изменений в недрах являются многообразные деформационные процессы различного пространственно-временного охвата, в том числе землетрясения, просадки земной поверхности и др. Данные о сейсмичности, обусловленной разработками нефтяных месторождений, стали появляться в научной литературе несколько десятилетий назад, хотя, возможно, сами техногенные землетрясения проявлялись и в более ранние периоды времени.

В работе [1] высказывается обоснованное предположение об участии техногенного фактора, связанного с эксплуатацией Махачкалинского нефтяного месторождения, на Махачкалинское землетрясение 1961 года. А одним из первых доказанных техногенных землетрясений стало землетрясение 1971 г., произошедшее на Старогрозненском месторождении ЧИАССР, что явствует из данных, приведённых в работе [2].

Данные об этом землетрясении приведены и на рис.1. Из представленной графики следует, что землетрясение произошло на пике добычи нефти в ЧИАССР (Рис.1 б), а также на пике добычи газа (рис.1 д). Аналогичные кривые приведены и по Дагестану. Дагестанское землетрясение магнитудой 6,6, также произошло в 1970 году на пике добычи в Дагестане нефти и газа (рис.1 а и рис.1 г). Предположение о том, что и в происхождении Дагестанского землетрясения техногенный фактор сыграл свою роль, было высказано ещё в 1994 году [3]. Со временем появляются всё новые факты, подтверждающие данное положение [4-6].

В работе [5] было показано, что сопоставление энергетического уровня сейсмичности с дебитом скважин даёт более высокий уровень корреляции в сравнении с таким показателем как «добыча нефти». Дагестанское землетрясение 1970 года произошло не только на пике добычи нефти, но и на максимальном пике дебита скважин. Это означает, что землетрясение произошло под влиянием геодинамических процессов в условиях дополни-

тельного воздействия техногенной нагрузки. Добыча нефти и газа, нарушив установившийся баланс напряженно-деформированного состояния горных пород, вероятно, сыграла роль «спускового механизма». В работе [6] был приведен ряд дополнительных аргументов, свидетельствующих в пользу версии о наведённой сейсмичности в случае Дагестанского землетрясения 1970 года. В частности, данные по добыче нефти скважины № 243 месторождения «Избербаш», имея пик в 1970 году, были подобны кривой по добыче нефти в Дагестане. В Азербайджане многие землетрясения также происходили на пике добычи нефти. Так, небольшой пик добычи нефти в Азербайджане проявился на графике ещё в 1879 году, а в марте 1879 года произошло Ардебильское землетрясение с магнитудой 6,5 единицы (рис.1в). На кривой добычи нефти в Азербайджане в 1901 году отмечен хорошо выраженный локальный максимум, а в феврале 1902 произошло сильнейшее Шемахинское землетрясение магнитудой 6,9 (рис.1е).



В
 Добыча нефти: а) ДАССР (Дагестанское з. М=6,6); б) ЧИАССР (Старогрозненское з. М=4,6);
 в) Азербайджан (Ардебильское з. М=6,5); е) Азербайджан (Шемахинское з. М=6,9).
 Добыча газа: г) ДАССР (Дагестанское з. М=6,6); д) ЧИАССР (Старогрозненское з. М=4,6)
 Рис.1. Добыча нефти и газа на Кавказе и техногенные землетрясения.

Максимум добычи нефти в Азербайджане (порядка 20 млн. т) был достигнут в 1936-41 годах, а в сентябре 1936 года произошло Закатальское землетрясение магнитудой 5,3. Другой локальный максимум, порядка 13 млн тонн был достигнут 1948-51 годах, и в июне 1948 года произошло Закатальское землетрясение магнитудой 6,1 единицы.

Анализ хода кривых добычи нефти и газа в Дагестане и ЧИАССР, приведённых на рис.1 (а, б, г, д) могут служить наглядным подтверждением положения о влиянии природных геодинамических процессов на режим функционирования флюидных систем. Другими словами флюидный режим можно рассматривать, как индикатор современных геодинамических процессов. Одной из главных причин геогидродинамических изменений в очаге готовящегося землетрясения и прилегающих областях можно считать изменение упруго-напряжённого состояния горных пород. Дальнейшее развитие упруго-пластичных деформаций в геологической среде, вмещающей месторождения углеводородов, в конечном итоге, и приводит к сейсмическим событиям. При этом сжатие флюидонасыщенных пород приводит к разнообразным эффектам: повышению пластового давле-

ния, увеличению дебитов скважин и др. Режим растяжения приводит к обратным эффектам. То обстоятельство, что землетрясения в ДАССР и ЧИАССР произошли на пике добычи нефти и газа, можно было бы посчитать простым совпадением, но анализ имеющихся данных приводит к другим выводам. Ход кривых добычи нефти и газа мог быть объяснён исключительно интенсификацией добычи углеводородного сырья и вводом в действие большого числа скважин, но наличие корреляционных зависимостей между добычей и дебитами не подтверждает этого предположения [5]. Землетрясения произошли не только на пике добычи, но и на пике дебитов, которые непосредственно связаны с изменениями флюидных систем, происходящих под воздействием геодинамических процессов.

Техногенные сейсмические события, связанные разработкой месторождений нефти и газа могут происходить и в асейсмических регионах. Обычно их интенсивность не превышает 5-6 баллов, но иногда могут происходить землетрясения, имеющие более высокие энергетические показатели. Специальными исследованиями было установлено, что одним из факторов, спровоцировавших Газлийские землетрясения, стала интенсивная газодобыча на газовом месторождении Газли, Узбекской ССР [7]

Имеется и ряд зарубежных работ, показывающих наличие определённых связей между добычей углеводородов и сейсмической активностью. В частности, в работе [8] выявлена связь между извлечением углеводородов и локальными техногенными землетрясениями, на примере Пиренейского региона.

Традиционно считалось, что геодеформационные процессы даже умеренной интенсивности происходят исключительно в зонах орогенеза и прилегающих областях. Однако последние данные, полученные в ходе многолетних наблюдений на геодинамических полигонах, свидетельствуют о том, что данные процессы наблюдаются повсеместно, в том числе и на древних платформах.

В последнее время ощутимые техногенные землетрясения нефтегазового генезиса были зарегистрированы в Западной Сибири. На рис.2 приведена картосхема тектоники и техногенной сейсмичности, вызванной разработкой нефтегазовых месторождений в данном регионе.

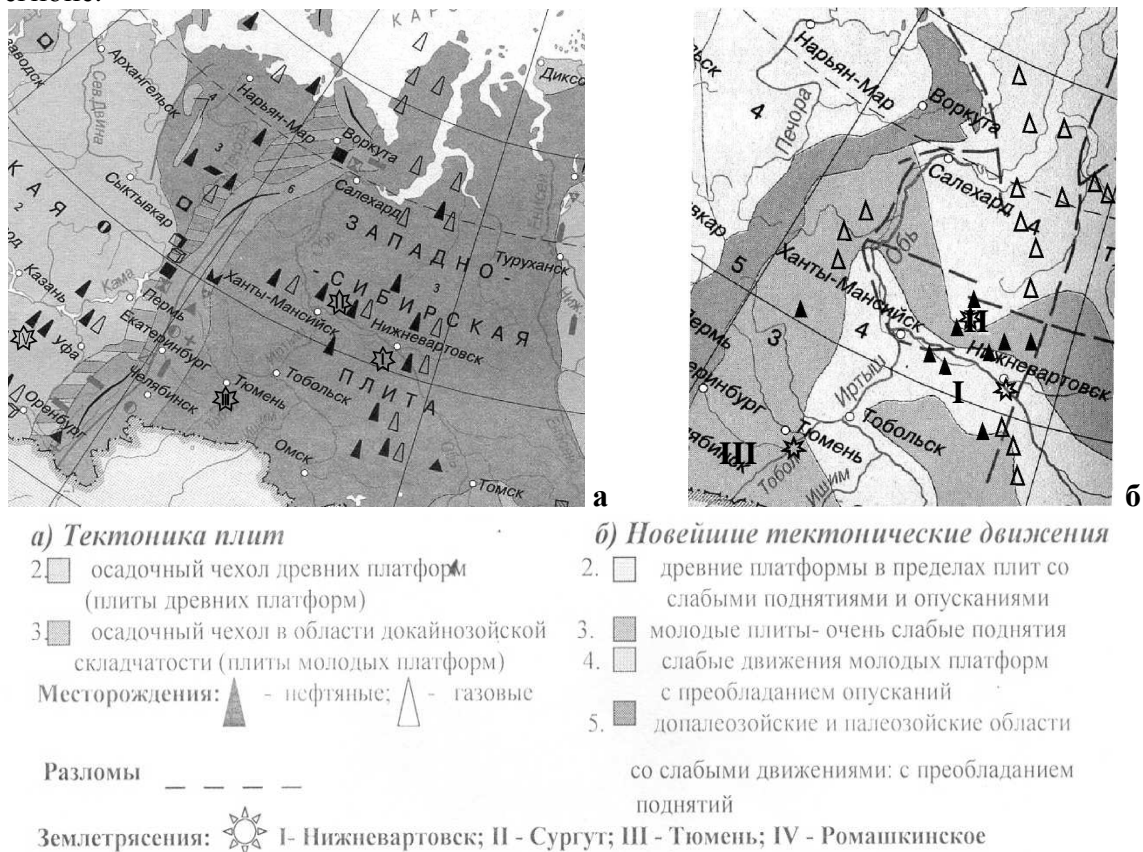
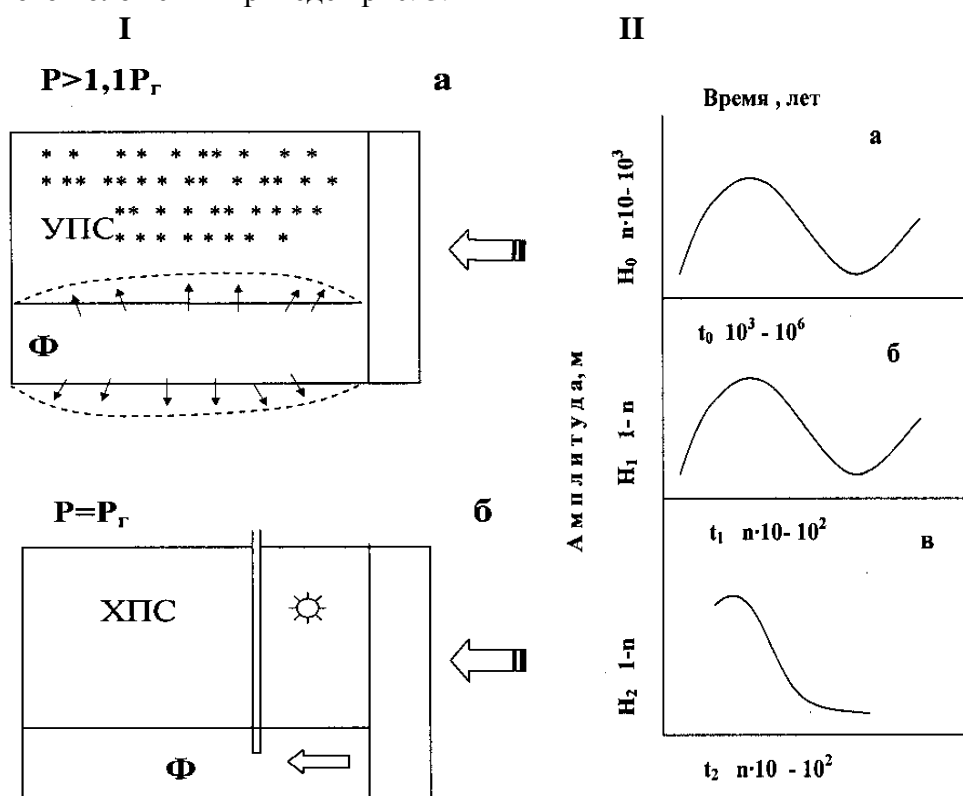


Рис.2. Тектоника и техногенные землетрясения.

На Западно-Сибирской плите, которая на западе граничит с Русской платформой, а на востоке с Сибирской платформой, расположены наиболее богатые месторождения нефти и газа, которые в настоящее время интенсивно разрабатываются. А ускоренное развитие нефтегазовой отрасли в данном регионе способствует проявлению техногенной сейсмичности нефтегазового генезиса. Поэтому большинство случаев ощутимых инициированных землетрясений на древних платформах, в сейсмически спокойных областях, зарегистрировано именно в этой зоне – осадочном чехле плит молодых платформ докайнозойской складчатости (рис. 2а- обл.3). На Русской платформе в осадочном чехле древней платформы (плитах древних платформ), на Ромашкинской нефтегазовой площади, произошла целая серия техногенных землетрясений магнитудой до 4 единиц (рис.2 а- обл.2) [9]. Если рассмотреть современные тектонические движения в сопоставлении с нефтегазовой сейсмичностью, то можно отметить следующее: техногенная сейсмичность данного типа, достаточной мощности, происходит преимущественно на границах плит с преобладанием поднятий или опусканий, а также вдоль русел крупных рек и разломов (рис.2 б).

Механизмы проявления техногенной сейсмичности включают в себя, главным образом, изменение напряжённого состояния, и связаны, в числе прочих, с волновыми процессами различной длительности и амплитуды. По мнению автора работы [10] процессы подготовки землетрясений обусловлены «иерархической суперпозицией волновых геодинамических процессов». Приведённый вывод применим, вероятно, и к техногенным землетрясениям, вызванным инженерной деятельностью человека. В качестве иллюстрации данного положения приведён рис. 3.



I Волновые геодинамические процессы
 а- тектонические; б- геодинамические;
 в- техногенное воздействие
 Н- амплитуда; t – полупериод

II Изменения в очаге под воздействием природных и техногенных факторов
 а- воздействие на природную ненарушенную среду
 б- техногенное воздействие. P_r и P – гидростатическое и эффективное давление; \uparrow направление давления; УПС- упруго-пластичная система; ХПС- хрупкая прочная система; Ф- флюидная система; \parallel - скважина
 Землетрясения: \odot - сильные * - слабые.

Рис.3. Волновая геодинамика и изменения в очаге готовящегося техногенного землетрясения

На тектонические процессы большой длительности и амплитуды накладываются геодинамические воздействия меньшей длительности, которые могут способствовать росту, либо релаксации существующих базовых напряжений в очаге готовящегося землетрясения. Если геомеханические процессы проходят в геологической среде, вмещающей углеводородные месторождения, то они напрямую зависят от состояния данной флюидной системы, и сами, в свою очередь, оказывают на них влияние. По сути дела, флюиды играют роль демпфера, обеспечивая системе в целом упруго-пластичные свойства. В ненарушенной системе волны: сжатие-растяжение, несущие определённую энергию, взаимодействуя с данной упруго-пластичной системой, рассеивают её посредством множества мелких землетрясений. В ходе разработки нефтегазовой залежи, в результате дефлюидизации, происходят изменения и в самой флюидной системе и в физико-механических свойствах вмещающих горных пород. Упруго-пластичная система превращается в хрупкую и прочную среду, которая не пропускает волны: сжатие-растяжение. Вместо релаксации происходит рост напряжения и при достижении предела прочности-разрушение геоматериала с возникновением сильного землетрясения.

Необходимо, при этом, отметить, что энергетика естественных деформационных процессов очень велика, и современная техника не в состоянии восстановить утраченное равновесие. Нарастающая антропогенная деятельность уже оказывает заметное влияние на свойства верхних слоёв земной коры. При этом, происходят не только существенные изменения термобарических условий в недрах, но и свойств самого геологического субстрата. Пока с достаточной долей уверенности можно утверждать, что это влияние распространяется, по крайней мере, до глубин 2-3 километра. Об этом можно судить по средней глубине нефтегазовых скважин, во многих странах она уже превысила отметку в 3 километра, в РФ этот показатель составляет примерно 2,5 километра. Но влияние может распространяться и на большие глубины, так как в мире бурится уже достаточно скважин с глубиной свыше 4,5 километра. Гарантированно прогнозировать поведение такой сложной системы крайне затруднительно, даже при наличии всех необходимых данных. А этих данных явно недостаточно. К тому же, доминирующие теоретические представления, по видимому, не совсем адекватно отражают реальность. Но самое главное, отсутствует понимание геозекологической опасности сложившегося положения, при котором развитие мировой нефтегазовой отрасли происходит, фактически, бесконтрольно. Такое развитие ведёт к непредсказуемым геозекологическим рискам, и создаёт условия для возникновения катастрофических явлений техногенного характера [11]. Взаимодействие изменённых под влиянием техногенной деятельности верхних слоёв земной коры с современными геодинамическими явлениями могут вызвать не только сверхсильные, но и гиперсильные землетрясения [3].

Литература

1. Смирнова М.Н., Малышева В.В. Сейсмотектонические условия и техногенный фон Махачкалинских землетрясений 1960-1961 гг. // Вопросы сейсмичности Восточного Предкавказья. Махачкала, 1989. С.59-61.
2. Смирнова М.Н. Из истории открытия нефтяных месторождений Чечни и Ингушетии // Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений. М.: Геос, 2011. С.496-501.
3. Магидов С.Х. О возможности сверхсильного тектонического землетрясения // Тез. докл. конф. по итогам географических исследований в Дагестане. Махачкала, 1994, вып. XXII. С. 20-22.
4. Магидов С.Х. Добыча нефти и сейсмичность // Геология и нефтегазоносность Юга России. Махачкала, 2008. С. 70-74.
5. Магидов С.Х. Добыча нефти в Дагестане и энергетический уровень сейсмичности // Ресурсы подземных вод юга России и меры по их рациональному использованию. Махачкала, 2009. С. 308-310.
6. Магидов С.Х. Техногенные воздействия в районе Шамхал-булакского газоконденсатного месторождения и Дагестанское землетрясение 1970 года// Мониторинг и прогнозирование природных катастроф. Махачкала, 2010. С. 90-94

7. Плотникова Л.М., Фленова М.Г., Махмудова В.И. Методика и результаты исследования влияния разработки Газлийского месторождения на проявление сейсмичности // Наведённая сейсмичность. М.: Наука, 1994. С. 148- 156.
8. Грассо Ж.Р., Волан Ф., Фурментро Д., Мори В. Связь между извлечением углеводородов, локальными техногенными землетрясениями на примере Пиренейского района // Механика горных пород применительно к проблемам разведки и добычи нефти. М.: Мир, 1994. С. 279-289.
9. Адушкин В.В., Турунтаев С.Б. Техногенные процессы в земной коре. М.: Инэк, 2005. С. 64-72, 207-224.
10. Рудаков В.П. Факторы глобального флюидопереноса и катастрофические землетрясения // Тезисы докладов Всероссийского ежегодного семинара по экспериментальной минералогии, петрологии и геохимии. М., 2012. С.82-83.
11. Магидов С.Х. Широкомасштабный геохимический и флюидодинамический «эксперимент» и его возможные последствия в ближайшей перспективе // Вестник Отделения наук о Земле РАН, 2009, №1(27).

НОВЫЕ ДАННЫЕ О СТРОЕНИИ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СКИФСКО-УРАНСКОЙ ПЛИТЫ И ТЕРСКО-КАСПИЙСКОГО ПЕРЕДОВОГО ПРОГИБА В СВЯЗИ С НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬЮ.

Шалбузова Л.В., Гридин В.А.

Институт геологии ДНЦ РАН, Северо-Кавказский федеральный университет

Территория Северного Кавказа представляет собой старейший нефтегазоносный район, где, по сути, не только зарождалась нефтегазовая промышленность страны, но и в течение прошлого столетия последовательно опробировались методы опоискования различных (по возрасту и глубине залегания) стратиграфических комплексов. После открытия верхнемеловой, а несколько позже нижнемеловой нефти стало очевидным, что палеозой-мезозойский комплекс Дагестана и Чечни представляет собой региональную зону аккумуляции жидких и газообразных углеводородов, происхождение залежей в которой тесно связано с историей геодинамического развития и особенностями геотектонического строения. Основные этапы развития территории в раннемезозойскую (юрскую эпоху), несомненно, привели к реконструкции сложившихся палеобстановок (тектонических и палеогеографических), которые отражали весьма продолжительную историю формирования домезозойских комплексов.

Вместе с тем, формирование консолидированного основания, подстилающего осадочный чехол, до сих пор изучено слабо. Однако с высокой степенью достоверности можно говорить о том, что на рубеже позднего палеозоя и мезозоя рассматриваемая территория являлась частью океанической коры океана Тетис. Заполнение океана Тетис геосинклинальными системами байкалид привело к наращиванию континентальной коры в пределах окраинных частей бассейна блоками карельской консолидации. Граница байкалид намечается примерно по линии северного склона мегаантиклинория Большого Кавказа южнее городов Нальчик, Грозный и Махачкала. Каледонский тектонический этап на рассматриваемой территории не выделяется (А.И. Летавин). В предгерцинский этап развития территория Терско-Каспийского прогиба представляла собой байкальскую геосинклинали в структуре ранних герцинид.

Герцинский орогенный тектонический этаж в пределах рассматриваемой территории отмечается интенсивной динамикой развития. Начиная с раннего и заканчивая поздним палеозоем здесь закладываются и развиваются протяженные структуры ранних герцинид, где происходили интенсивные складкообразовательные движения осложненные интрузивным магматизмом.

Этап орогенеза завершился к началу позднепермского времени без переходного (тафрогенного) режима. Территория в это время испытывала нисходящие движения, о чем свидетельствует присутствие морских карбонатных отложений верхнепермского возраста на юге исследуемого региона

В триасовое время происходило отложение типично платформенного мощного туфогенного комплекса (толщины до 1500 м), участками замещенного карбонатными породами. Уже на данном этапе проявляется унаследованный характер развития региона. В конце позднего триаса, после заключительной орогенной фазы герцинского этапа, территория Северного Кавказа испытала общее воздымание и осушение. В центральной и южной частях Скифско-Туранской плиты триасовые отложения отсутствуют, что связано, вероятно, с интенсивным размывом в период до наступления юрской трансгрессии. Морской геосинклинальный бассейн продолжал существовать на южном склоне Большого Кавказа, где в разрезе прослеживается непрерывное согласное залегание отложений палеозоя и мезозоя.

Начиная с ранней юры, рассматриваемая территория вступила в новый альпийский этап геотектонического развития. Почти всюду на Северном Кавказе осадочные образования юрского возраста залегают трансгрессивно и резко несогласно на подстилающих породах фундамента, начиная от слабодислоцированных и слабометаморфизованных пород переходного комплекса пермотриаса (тафолит) вплоть до докембрийского кристаллического субстрата.

Таким образом, анализ геодинамического развития территории показывает, что породы слагающие фундамент и перекрывающие комплексы длительное время находились в благоприятных условиях для формирования в них скоплений нефти и газа.

В настоящее время мировая практика дает много примеров открытия крупных залежей УВ в породах, традиционно считавшихся фундаментом, в котором не было традиционных коллекторов для нефти и газа. Примером являются: месторождение Хасси-Массауд (Африка), где залежи нефти приурочены к кварцитам кембрия, Юрубачано-Тохомская зона нефтегазонакопления (В.Сибирь), где залежи приурочены к дислоцированным плотным карбонатным отложениям рифея, месторождение Ауджила (Ливия) и Белый Тигр (Вьетнам), Украина, Индонезия, Пакистан и др., где крупные залежи нефти установлены в разновозрастных гранитах.

Залежи нефти и газа открытые в фундаменте характеризуются высокими дебитами скважин и высокой пластовой энергией, позволяющие длительный период вести добычу нефти в фонтанном режиме. По ряду месторождений достигнуты значительные отборы нефти и газа. Так на месторождении Ренгин в Китае она составляет 160 млн.т. Белый Тигр во Вьетнаме – 5 млн.т., а на месторождении Ла-Пас в Венесуэле – 14 млн.т. Высокие дебиты скважин, достигающие 2-3 т/сут., требуют переоценки коллекторских свойств магматических и метаморфических пород фундамента, которые ранее оценивались бесперспективно. В США на месторождении Хьюстон-Панхендл с запасами 2 трлн. м³ газа и нефти 223 млн.т. коллекторами являются биотитовые графиты и кора их выветривания. Для территории Скифско-Туранской плиты промышленная нефтегазоносность установлена на Кармалиновском и Оймашинском месторождениях.

Достижения последних лет, связанные с открытием крупных месторождений нефти и газа в породах фундамента потребовали у геологов переоценки прежних представлений об их перспективности.

Представляется обоснованной точка зрения ученых, согласно которой формирование залежей происходило за счет миграции углеводородов из нефтепродуцирующих осадочных толщ, непосредственно примыкающих и перекрывающих породы фундамента за счет боковой миграции.

Особенностью пород фундамента и выявленных в них залежей УВ является неравномерное распределение коллекторских и непроницаемых зон. Благоприятные коллекторы в магматических и метаморфических породах проявляются на существенно разных

глубинах от поверхности фундамента. Неравномерное развитие коллекторов существенно осложняет поисково-разведочные работы и снижает их эффективность. В связи с блоковой структурой фундамента и неравномерным развитием коллекторов наряду с региональными флюидоупорами значительную роль могут играть локальные экраны сложенные непроницаемыми породами самого фундамента.

На территории Дагестана породы фундамента вскрыты на небольшую глубину незначительным количеством скважин в Терско-Кумском нефтегазоносном районе. В некоторых из них были подняты магматические породы с признаками нефти, а в отдельных скважинах при испытании получены слабые притоки газа и воды.

В Предгорном Дагестане доюрские отложения вскрыты в единственной скважине – 1 Миатлы. В целом же палеозойские отложения фундамента остаются слабо изученными. Падающая добыча УВ ориентирует поисковые работы на выявление новых нефтегазоносных комплексов и зон нефтегазонакопления, развитие поисково - разведочных работ для восполнения запасов УВ и увеличение их добычи.

Изучение глубинного строения Предгорного Дагестана проходило постепенно по мере необходимости освоения глубокозалегающих стратиграфических горизонтов. При составлении схем глубинного строения Кавказа (А.А Сорский, И.В.Кириллова) на территории Дагестана положение рельефа доальпийского фундамента предполагалось на глубине 6-8 км. в районе Махачкалы, 4-6 км. в районе Дербента, а восточнее Дербента глубина фундамента увеличивалась до 6-8 км. Проводимые гравиметрические работы (Л.Я.Тушканов, Н.В.Монина), аэромагнитная съемка (А.Л.Дубинский) представления о глубинном строении мезозойских отложениях носили схематический характер.

Высокоточные гравиметрические исследования «НИЛ Зарубежгеология»(Г.И.Гейшерик, Б.А.Брюсов) были сосредоточены в пределах Скифской плиты и лишь частично захватывали Терско-Каспийский краевой прогиб. По их данным глубина залегания фундамента в районе Махачкалы составляла 10-11 км

Изучению палеозойского структурного этажа посвящены работы М.Н.Смирновой, В.В.Кузнецова и В.М.Бражника. К отложениям палеозоя была отнесена толща, на которую с глубоким стратиграфическим несогласием залегают средне-нижне юрские терригенные образования, которые относились к доюрскому палеозойскому фундаменту. В состав фундамента были отнесены отложения триаса, перми и карбона.

Доюрские отложения в Предгорном Дагестане вскрыты в единственной Миатлинской параметрической скважине, а на смежной территории Чечни в трех скважинах (Элистанжи 42,37 и Беной 47), в пределах Черногорской тектонической зоны.

В Миатлинской параметрической скважине после флишевой толщи (585м) средней юры с глубины 2145м скважина вошла в отложения, которые по геофизической характеристике отличались от выше пройденных образований значительным понижением гамма – активности, повышенными, резко дифференцированными значениями КС и резко увеличенными значениями ПС. Керн, поднятый в интервале 2285-2288м. представлен аргиллитом сильно дислоцированным, темно-зеленого и буровато-коричневого цвета.

Резкое отличие от изученных отложений средней юры, (перемiatость, слюдиность) свидетельствует об инородном характере этих отложений. Большое сходство указанных отложений с породами, вскрытыми в скважинах 37 и 42 на площади Элистанжи и датированными как палеозой (триас – пермь) давали основание рассматривать их как породы одного возраста. В исследованных образцах керна в лаборатории ИГ ФАН ДАССР микрофауны споро-пыльцы обнаружить не удалось. А.Я.Дубинский, описываемые породы относит по возрасту к палеозою.

Ниже по разрезу в интервале 2495-2496м был поднят углисто-глинистый сланец и сильно метаморфизованный алевролит. Эти породы из-за отсутствия руководящей фауны были отнесены к средней юре. Однако, изучая разрез скважины 47 Беной, где в разрезе палеозоя были установлены глинистые сланцы и песчаники, сильно глинистые очень плотные, остаются большие сомнения относительно правильности установленного в ли-

тологическом разрезе возраста вскрытых пород ниже 2495м отнесенного к средней юре. Но так как палеозойские отложения вскрыты в единственной скважине Дагестана остается только зафиксировать факт вскрытия доюрских отложений, возраст которых будет определен по мере появления новой информации.

На территории Чечено-Ингушетии, в пределах Варандийской антиклинали, палеозойские отложения вскрыты и детально изучены на площадях Беной и Элистанжи. На площади Беной в скважине 47 установлено (по данным литолого-петрографического и палеонтологического изучения керна и шлама) отсутствие средней и нижней юры. После вскрытия отложений верхней юры на глубине 4118м. скважина вошла в толщу темноцветных сланцев в разной степени метаморфизованных. Вскрытый разрез(1255м) определяемых остатков фауны не содержит и по заключению ВНИГНИ, исходя из общих геологических соображений, вероятный возраст вскрытых пород оценивался как раннеюрский. Абсолютный возраст пород, по заключению Института геологии Даг. ФАН АН СССР, оценивается как пермо-карбонный, преимущественно карбонный.

Исходя из приведенных данных, а также замеренных по керну углов падения, не исключено, что скважиной ниже глубины 4576м. пересечено разрывное нарушение

Существенно отличные от вышеописанных пород (по литофациальному составу и фаунистической характеристике) на территории Чечни вскрыты структурными скважинами на площади Элистанжи. Скважины 37 и 42 из отложений средней и нижней юры вошли непосредственно в мощную толщу известняков пермского возраста, установив выпадение из разреза отложений триасового возраста. Близкое расположение скважин и хорошая сопоставимость разрезов пермских отложений позволила составить единый сводный разрез по этим двум скважинам. Максимальная мощность пермских отложений вскрыта скважиной 42 и составляет 1000м.

Верхняя часть разреза представлена известняками темно-серого почти черного цвета с прослоями доломитизированных известняков светло-кремового цвета (возраст верхняя пермь) Мощность 60-85м.

Ниже залегают красноцветные породы типа мергелей, местами с пятнами голубовато-серого цвета. Породы массивные, крепкие, с мелкозернистой структуры, неоднородного состава. Мощность 120-133м.

Описанная толща подстилается известняками черными, глинистыми, массивными, крепкими, трещиноватыми, органогенно-детритусовыми. (верхняя пермь). Вскрытая мощность по скважине 37-296м.,42-832м.

Основными процессами формирования коллекторов пермских карбонатных отложений являются выщелачивание и трещинообразование, емкостью служат вторичные пустоты выщелачивания, обусловленные развитием трещиноватости, унаследованной по первичным порам. Ведущую роль в фильтрации играют микротрещины. Вместе с тем известно, что роль микротрещин в увеличении емкости в карбонатных породах незначительна, поэтому при прогнозировании распространения коллекторов в этой толще предпочтение следует отдать участкам, вовлеченные в процессы доломитизации и выщелачивания. Именно с ними можно связывать формирования дополнительной емкости в глубокозалегающих отложениях палеозоя

Литература

1. Летавин, А. И. Фундамент молодой платформы юга СССР. – М. : Наука, 1980. – 153 с.
2. Сабанаев К.А., Черкашин В.И. Позднепалеозойско-триасовая нефтегазоносная формация Восточного Предкавказья / Отечественная геология, № 6. 2009, с.27-31.
3. Геология и нефтегазоносность Предкавказья / В.Е. Орел, Ю.В. Распопов, А.П. Скрипкин и др. – М. : ГЕОС, 2001. – 288 с.
4. Лотиев Б.К., Стерленко Ю.А. История геологического развития Северного Кавказа на основе объемного графического моделирования // БУ ДНР ВИНТИ. 1990. №12 (230) с. 36.

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ К ОТКРЫТИЮ НОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В ПРЕДЕЛАХ ПОГРУЖЁННЫХ ЧАСТЕЙ ТЕКТОНИЧЕСКИХ ВЫСТУПОВ ДАГЕСТАНСКОГО КЛИНА

*Шульгина Т.А.
Институт геологии ДНЦ РАН*

Основные направления поисково-разведочных работ на нефть и газ, связанные с мезозойскими отложениями Дагестанского клина, являющегося наиболее перспективным нефтегазоносным районом Дагестана. Геологическому строению Дагестанского клина посвящены работы Н.С. Шатского, В.Д. Голубятникова, Н.Ю. Успенской, И.О. Брода, И.Б. Вассоевича, В.Л. Галина, Г.Д. Буторина и др. В современном структурном плане Северо-Восточного Кавказа он является крупнейшим выступом горно-складчатого сооружения. Вершинная часть выступа, сложенная меловыми и палеогеновыми отложениями, вклинивается в Терско-Сунженскую и Южно-Дагестанскую тектонические зоны, в которых доказаны условия формирования, размещения и сохранения скоплений нефти и газа на всех стратиграфических уровнях.

Основными тектоническими элементами Дагестанского клина являются Сулакский, Талгинский и Эльдамский выступы второго порядка и, разделяющими их, прогибами. Выступы объединяют многочисленные разнообразные по форме, размерам и гипсометрическому положению поднятия: Хадумское, Миатлинское, Шамхал-Булакское – в Сулакском; Губденское, Иргартбашское, Изатлинское, Эльдамское, Марауларкинское – в Эльдамском выступах и Талгинское, Заузанбашское, Уйташское – в Талгинском. Дугообразная зона выходов миоценовых слоёв вдоль всех выступов, известная под названием Нараттюбинской моноклинали, выделяется в качестве самостоятельного структурного элемента по резкой дизъюнктивной границе – Гилянскому взбросу, по которому миоценовые слои взброшены в направлении внутренней части клина [1]. Образование Дагестанского клина тесно связано с закономерностями тектонического развития мегантиклинория Большого Кавказа. При этом нельзя исключить некоторое его сходство с доминирующими структурами (одного порядка), осложняющими северный склон Большого Кавказа и прошедшими аналогичный путь структурно-геологического развития. В плиоцен-четвертичный период структурного развития усиливается воздымание складчатого сооружения Большого Кавказа, происходит активное, ускоренное формирование системы Предкавказских передовых прогибов, заполнившихся, по мере своего углубления, аллювиальным и делювиальным терригенно-обломочным материалом. Наиболее активная тектоническая деятельность в недрах проявлялась во фронтальной его части. Зародившиеся в глубоких горизонтах земной коры очаги тектонических напряжений вызвали в это время подъём и обширную денудацию горных пород мегантиклинория Большого Кавказа.

В тоже время формирование Дагестанского поперечного выступа протекало в юго-восточной части северного склона Большого Кавказа, в менее активной геодинамической обстановке, запаздывая в своём развитии. Имеющиеся геолого-геофизические данные убеждают, что современный структурный облик Дагестанского клина сложился в пост-плиоцене. В глубинном его строении определённую роль, при общей инверсии геотектонического режима Большого Кавказа, видимо, так же играли магматогенные интрузии. Таким образом, среди родственных структурно-генетических признаков можно назвать идентичные глубинные очаги тектонических напряжений, которые привели к дифференциации мезозойских отложений. Тектоническими движениями поздних стадий орогенного развития альпийского тектогенеза был вызван подъём Дагестанского клина за счёт подводно-оползневых явлений [2].

Морфологическими чертами Дагестанского клина является резко выраженное изменение направлений тектонических линий от субмеридиональных до субширотных, разнообразие структурных форм, развитие крупных погребённых и молодых дизъюнктивных

дислокаций, резкая литолого-фациальная изменчивость отложений, наличие многочисленных межформационных и внутриформационных перерывов и несогласий.

Нараттубинская зона глубинных разломов находит чёткое выражение на картах аномалий силы тяжести, где фиксируется ступенчатое погружение фундамента к осевой части передового прогиба (М.Н. Смирнова, В.А. Станулис, Т.В. Яковлева, 1967.). Определённые указания на тангенциальную напряжённость массива пород Сулакского выступа дают наблюдения за внутри формационными дислокациями. К их числу относятся небольшие но резко выраженные складки и различного рода смещения, среди которых преобладают надвиги. Только в своде Хадумского поднятия эти дислокации уступают место структурам растяжения – нормальным сбросам, образование которых связано с механизмом поперечного изгиба вмещающей толщи. К числу внутриформационных образований относятся также и олистолиты палеогена, широко развитые в районе клина. Повышенный интерес к проблеме существования горизонтальных сдвигов появился в 20-30 годы прошлого столетия при изучении геологического строения северного склона складчатого сооружения Большого Кавказа. Это нашло отражение в исследованиях В.П. Ренгартена (1926, 1932), И.Г. Кузнецова (1926), Л.А. Варданьянца (1933), в которых упоминается о крупном надвиге на северном склоне Большого Кавказа. В это же время Н.С. Шатский пытался связать внутриформационные несогласия в залегании пород нижнего майкопа с «чешуйчатыми» надвигами. Однако, общее признание получили результаты исследований Н.Ю. Успенской [4], убедительно доказавшей подводно-оползневое происхождение перетолженных палеоцен-эоценовых коренных пород. В связи с чешуйчато-ступенчатым погружением мезозойских отложений во внешнем обрамлении Дагестанского клина прогнозируются крупные зоны нефтегазонакоплений. Наиболее перспективными являются фронтальные части Сулакского и Талгинского тектонических выступов, концентрирующих основные запасы нефти и газа. Во фронтальной части Сулакского тектонического выступа, к западу от Шамхал-Булакского месторождения, предполагается крупная зона нефтегазонакопления Шамхалбулак-Дылымская, простираение которой соответствует полосе среднемиоценовых отложения. Под ними в мезозое одноимённая структурная ступень, ограниченная от естественных выходов погребённым надвигом, осложняющим северное крыло Миатлинской антиклинали.

На Сулакском профиле скважин установлено сокращение мощности майкопских отложений по мере их регионального северного погружения от скв. Шамхалбулак к скв. 2 Чирюрт. Это указывает на наличие в палеогеновое время во внешней зоне Сулакского тектонического выступа относительно приподнятых участков конседиментационного развития структур, несогласно перекрытых структур в последующем палеоген-неогеновыми образованиями, о чём свидетельствует приток газа из скв. 2 Чирюрт при испытании верхнемеловых отложений [4].

Талгинское поднятие имеет куполовидную форму с резко очерченными крутыми крыльями. В пределах Талгинского тектонического выступа на северном крыле Талгинской антиклинали находится крупный погребённый разрыв. Опущенный блок его возможно осложнён антиклинальным перегибом, создающим благоприятные условия для накопления залежей нефти и газа в условиях структурной ловушки или же тектонического экранирования. Совместно с Ленинкентской и Уйташской структурами структурное осложнение северного крыла Талгинской антиклинали образует единую зону нефтегазонакопления [3].

При прогнозировании зоны нефтегазонакопления во фронтальных частях Сулакского и Талгинского выступов учитываются благоприятные условия формирования залежей нефти и газа. Это обстоятельство объясняется непосредственной их связью со смежным Терско-Каспийским передовым прогибом, являющимся основным источником питания (зона нефтегазообразования) в условиях латеральной миграции углеводородов из депрессионной области в гипсометрически приподнятые структурные и тектонически экранированные ловушки.

Сулакский и Талгинский тектонические выступы в юрское, меловое и палеоген-миоценовое время испытывали структурное развитие. Это в значительной степени отличает Сулакский выступ от структур южных зон Предгорного Дагестана, испытавших более длительный конседиментационный рост, сопровождавшийся размывом верхнего мела и эоцена и отсутствием накопления осадков в олигоценное время, что сыграло неблагоприятную роль для сохранения залежей нефти и газа.

Таким образом, исходя из вышеизложенного, следует отметить следующее: Эльдамский выступ, погружаясь в северо-восточном направлении, контролирует антиклинали Аданак, Параул, Айри-Тюбе; структуры Сулакского, Талгинского и Эльдамского тектонических выступов в последнюю стадию своего развития (в плиоцене) испытали общее вздымание, что привело к изменению структур миоценовых и мезозойских слоёв, а также к переформированию залежей нефти и газа; миоценовые антиклинали Гилянская, Шамхалбулакская и др. приобрели форму гемиантиклиналей и «сёдел», выступов и террас; раскрытие структур происходило в направлении максимального подъёма слоёв в сторону Хадумского и Талгинского куполов; ряд мезозойских структур, характеризующихся более чёткой выраженностью, могли сохранить её и служить ловушками залежей нефти и газа.

Литература

1. Буторин Г.Д., Мирзоев Д.А., Шарафутдинов Ф.Г. К вопросу о глубинном строении мезозойских отложений Дагестанского клина. Бюллетень Московского об-ва испытателей природы. Отделение геологии. 1985. Т. 60. Вып. 4.
2. Коршенбаум Ф.М. Стратификация литофаций – основа палеотектонических исследований и прогнозирования нефтегазоносности (Предгорный Дагестан). ИД «Эпоха». Махачкала. 2007.
3. Коршенбаум Ф.М. К вопросу геологического строения погруженных зон фронтального обрамления Дагестанского клина в связи с нефтегазоносностью. Тр. Института геологии. Вып. 41. 1990.
4. Успенская Н.Ю. К тектонике третичных отложений. Тр. Главного геолого-разведочного управления. Т. 50. Вып. 6. 1931.

ГИДРОГЕОЛОГИЯ, ГЕОЭКОЛОГИЯ И ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ АЛГОРИТМОВ И ПРОГРАММ ДЛЯ ОБРАБОТКИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Алибеков А.Г., Голованова Т.А., Мустафаев Н.Б., Чутуева С.Б.
Министерство образования и науки РФ

ФГБОУ ВПО «Дагестанский государственный технический университет»

Цель статьи – интерпретация данных ГИС в терригенных отложениях Нижнего мела и Юры. Поскольку рассматриваемые отложения неоднородны, они разбиваются на пять зон, для каждой из которых задаются свои константы, и, следовательно, пласты, попавшие в низ или иную зону, будут обрабатываться с константами, соответствующими этой зоне. Возможно отсутствие одной или нескольких зон.

В программе предусмотрено задание типа прибора электрического каротажа, в зависимости от которого вырабатываются палетки.

Собран и проанализирован геолого-геофизический и промысловый материал по скважинам.

Введение

Геофизические исследования, проводимые в поисках нефти и газа в комплексе с другими методами, приобрели в настоящее время большое значение и достаточно высокую эффективность. Главная цель геофизических исследований – получение необходимых данных для повышения эффективности разведки недр и ускорения открытия новых месторождений нефти и газа.

Если в процессе поисково-разведочного бурения выполняется полный комплекс нефтегазопроисловых геофизических исследований, качество разведочного бурения и его результативность намного повышается. Резко снижается вероятность пропуска продуктивного горизонта, а иногда появляется возможность предсказать наличие углеводородов (нефти и газа) в конкретных горизонтах и ориентировочно определить качественный их состав.

Геофизические исследования помогают определить перспективы нефтегазоносности еще не вскрытых ниже залегающих частей разреза даже по первой разведочной скважине. Ценность геофизических исследований заключается еще и в том, что получение геофизических данных требует ничтожных затрат по сравнению с теми, которые расходуются на бурение поискоразведочных скважин.

I. Интерпретация данных ГИС в терригенных отложениях Нижнего Мела и Юры

Месторождение нефти и газа Дагестана приурочены к двум нефтегазодобывающим районам: Равнинному Дагестану, нефтегазоносность которого связана с до юрскими отложениями, и предгорному Дагестану, где наиболее перспективны карбонатные отложения мел-юрского возраста.

Программа «Терригенный коллектор» предназначена для интерпретации данных ГИС в терригенных отложениях Нижнего Мела и Юры.

Поскольку рассматриваемые отложения неоднородны, они разбиваются на пять зон, для каждой из которых задаются свои константы, и следовательно пласты, попавшие в ту или иную зону, будут обрабатываться с константами, соответствующими этой зоне. Возможно отсутствие одной или нескольких зон.

В целом исходные данные для работы программ можно разделить на четыре группы: первая – это общие сведения об обрабатываемой скважине; вторая – это параметры общие для всех зон; третья – параметры, изменяющиеся при переходе от одной зоны к другой; четвертая группа – это исходные данные по пластам. Первые три группы задаются в начале программы, а так же предусмотрено задание типа прибора электрического каротажа ИК и БК, в зависимости от которого выбираются палетки. Программа состоит из 9 блоков, последовательно работающих друг за другом.

1.1 Ввод исходных данных

Согласно образцу «Шапка» заполняются данные по скважине и зонам, согласно образцу 1 – данные по пластам. В отдельных случаях по пластам может отсутствовать та или иная информация; варианты ее отсутствия даны в тесте.

1.2 Определение УЭС по ИК

Удельное электрическое сопротивление пласта по данным индукционного каротажа ИК определяется в результате поправок в :

— За скин-эффект; по таблице 1,2 переходим от $\rho_{\text{ИК}}$ к

— За скважину; по таблице 3,4 для заданного диаметра d_c скважины против пласта находим значение $\rho_{\text{ИК}}^{\text{св}}$ /

УЭС пласта будет равно:

$$\left(\frac{\rho_{\text{ИК}}}{\rho_{\text{ИК}}^{\text{св}}}\right) \rho_{\text{ИК}}$$

При необходимости ведется линейное интерполирование по формуле:

$$y = y_1 + (x - x_1) \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1}$$

1.3 Определение УЭС по БК

Удельное электрическое сопротивление пласта по данным бокового каротажа определяется в результате введения поправки за диаметр скважины в по следующей схеме:

1. Находим отношение $\rho_{\text{БК}}^{\text{св}} / \rho_{\text{БК}}$

2. В таблице 5,6 найденного отношения $\rho_{\text{БК}}^{\text{св}} / \rho_{\text{БК}}$ и заданного диаметра скважины d_c находим значение $\rho_{\text{БК}}^{\text{св}} / \rho_{\text{БК}}$

3. Находим УЭС пласта $\rho_{\text{БК}}^{\text{св}} = \left(\frac{\rho_{\text{БК}}}{\rho_{\text{БК}}^{\text{св}}}\right) \rho_{\text{БК}}$

При необходимости ведется линейное интерполирование. Примечание к блокам 2,3:

1. Если $d_c < d_n$, брать $d_c = d_n$

2. При исходных значениях (или рассчитанных), попадающих за пределы таблиц, брать крайние табличные значения; например если $d_c > 0.6$, то брать $d_c = 0.6$ и т.д.

3. При необходимости в таблицах 1,2,3,4,5,6 проводить интерполяцию между строками и столбцами.

1.4 Введение поправок в ГК, расчет ΔI_1 и $K_{\text{ГК}}^{\text{н}}$

Для каждого пласта из заданного массива независимо от его принадлежности к той или иной зоне, определяется исправленное значение ГК. Для этого по значению d_c против интерпретированного пласта и плотности промывочной жидкости в таблице 7 определяется поправка $I_{\text{ГК}}$ (при необходимости ведется интерполирование). Исправленное значение ГК рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{ГК}}^{\text{испр}} = I_{\text{ГК}} - I_{\text{ГК}}$$

Полученное значение ГК участвует в дальнейшей обработке, но на печать не выдается. При $I > 2.0$ и $d_c > 0.4$ берутся крайние табличные значения. Затем рассчитывается двойной разностный параметр ГК, ΔI_1

$\Delta I_j = \frac{I_j^{max} - I_{jmin}}{I_{jmax} - I_{jmin}}$, где I_{jmin} и I_{jmax} выбираются из соответствующей зоны, к которой принадлежит интерпретируемый пласт.

При $\Delta I_j > 1$, принять $\Delta I_j = 1$

При $\Delta I_j < 0$, принять $\Delta I_j = 0$

Затем рассчитывается глинистость по ГК:

$$K_{ГК}^{GS} = 0,8 \cdot \Delta I_j \text{ – для зоны I-II}$$

$$K_{ГК}^{GS} = (0,73 \cdot \Delta I_j + 0,01) \text{ – для зоны IV-V}$$

На печать параметр $K_{ГК}^{GS}$ (КГЛ ГК) выдается в процентах, т.е. умножается на 100; при расчетах участвует в долях единицы.

1.5 Расчет относительного параметра ПС и относительной глинистости

Рассчитывается статическая амплитуда ПС:

$E_{cm} = (0,65 + 0,24T)Lg$, где параметры T и $\rho_{вэжв}$ берутся для соответствующих зон, а величина E_{cm} определяется из таблицы 8 в зависимости от температуры T и значения $\rho_{вэжв}$; при необходимости ведется интерполяция между строками и столбцами. Таким образом, будет получено пять значений E_{cm} и пять значений $\rho_{вэжв}$, т.е. для каждой зоны. Эти пять значений E_{cm} выдаются на печать. Если есть возможность выдавать на печать перед данными по каждой зоне в строку, где номер зоны, если нет – внизу под «Шапкой».

Затем для каждого пласта, в зависимости от его принадлежности к той или иной зоне, рассчитывается относительный параметр ПС ΔI_j при $\Delta I_j > 1$, принять $\Delta I_j = 1$. Относительная глинистость каждого пласта $K_{ГК}^{GS}$ (ОНО) определяется по значению ΔI_j из таблицы 9; при необходимости проводится интерполяция.

1.6 Расчет пористости

Пористость по акустическому каротажу:

$$= \text{Пористость истинная} =$$

При всех расчетах участвуют в долях единицы, при выдаче на печать умножаются на 100%.

1.7 Расчет глинистости

Расчет глинистости по ПС по формуле:

$$K_{ГЛ}^{GS} = \text{На печать выдавать в процентах.}$$

Затем из двух значений $K_{ГЛ}^{GS}$ и $K_{ГЛ}^{GS}$ для каждого пласта выбирается минимальное и выдается на печать в качестве истинного значения глинистости $K_{ГЛ}$ (КГЛ) в процентах.

При отсутствии одного из параметров $K_{ГЛ}^{GS}$ и $K_{ГЛ}^{GS}$ на печать выдается имеющийся параметр в качестве $K_{ГЛ}$.

1.8 Расчет коэффициентов водонасыщенности

Расчет коэффициентов водонасыщенности осуществляется по формулам:

1. $K_{обс} = \left(\frac{\rho_{пл}^{пл}}{\rho_{вэжв}^{вэжв}} \cdot 10^{E_{пл}} \cdot 65 + 0,24T \right)^{-0,625}$
2. $K_{обс} = \sqrt{\frac{\rho_{пл}^{пл}}{\rho_{вэжв}^{вэжв}}}$
3. $K_{обс} =$
4. $K_{обс} =$

Все значения на печать выдаются в процентах, т.е. умножаются на 100; при расчетах параметры K и $K_{ГЛ}$ берутся в долях единицы, если $K > 100$, принимать $K = 100$ %

1.9 Выдача результатов интерпретации

Результаты интерпретации выдаются на печать в виде таблицы по образцу 2. Желательно всю информацию – от исходных данных до результатов интерпретации поместить на одном листе.

Заключение

Геофизические исследования проводятся в комплексе поисково-разведочных работ по нефти и газу, и возможно полное использование их результатов является важнейшим условием повышения эффективности всего геологического процесса. Опыт многолетних работ в ряде районов Республики Дагестан убедительно это подтверждает.

На региональном этапе геофизические исследования, приводящиеся в комплексе с поисково-разведочными работами или самостоятельно, зарекомендовали себя как эффективный метод оценки перспектив нефтегазоности крупных территорий. Они используются при перспективном планировании, особенно в слабоизученных регионах, позволяют уточнить представления о природных источниках углеводородов, характере и направлении их миграций, обстановках формирования и сохранения залежей. Все более совершенствуются геофизические методы, способствующие повышению эффективности поискового этапа геологоразведочных работ. Современный уровень применения геофизических методов при зональном и локальном прогнозе нефтегазоности токов, что их вполне можно отнести к категории промышленных. Задача состоит лишь в том, чтобы подготовить программное обеспечение их применения с использованием ЭВМ. Практические шаги в этом направлении в ряде научно-исследовательских организаций страны предпринимаются.

Однако следует констатировать, что не во всех регионах уделяют должное внимание геофизическим исследованиям, их проведению и использованию информации. Основной резерв повышения результативности геофизических исследований заключается в достижении высокого качества геофизического опробования скважин. Это работа требует определенных затрат времени и средств и поэтому должна заранее планироваться.

К сожалению, в настоящее время еще на многих скважинах, в которых проводится геофизическое опробование, оно выполняется формально, низкокачественно, в связи с чем безвозвратно теряется ценная информация, снижается эффективность поискового бурения. Необходимо, чтобы все поисково-разведочные организации производили максимально полное и качественное опробование водоносных горизонтов. Одно это мероприятие без значительных дополнительных затрат обеспечит качественный скачок в деле изучения условий нефтегазоности бассейнов.

Определение нефтегазоности локальных площадей является наиболее важной и в то же время наиболее трудной задачей. Основная трудность заключается в том, что в пределах структуры, единичные скважины, обнаружившие признаки нефтегазоности. Скважины, давшие воду, опробуются редко. Геофизические исследования не всегда учитываются еще и потому, что для аналитической обработки проб пластовых флюидов в лабораториях требуется определенное время. Необходимо организовать работу по геофизическому изучению скважин таким образом, чтобы данные геофизических анализов поступали оперативно, и предварительные выводы можно было давать еще в процессе бурения. Лучшим вариантом является участие геофизиков в предварительной оценке перспектив открытия залежей, полученным в первой поисковой скважине.

Новые, все более сложные задачи встают перед нефтегазописковой геофизикой в связи с резким увеличением глубинности провидения поисково-разведочных работ.

В условиях больших глубин, с присущими им сверхвысокими температурами и литологическими давлениями, становится невозможным выделение коллекторских и флюдоупорных толщ в традиционном понимании, в разуплотненные и проницаемые превращаются породы практически любого литологического состава.

В результате нарушается действие гравитационного фактора в механизме формирования углеводородных скоплений и, как следствие, меняется представление о главенствующем структурном поисковом критерии.

Требуется нового углубленного уровня исследования также вопрос о количественной балансовой оценке нефтегазоносности региональных зон проявления аномальных пластовых давлений.

Литература

1. Альбом палеток и монограмм для интерпретации промыслово-геофизических данных. М., Недра, 1984, 200 с.
2. Б.Н. Ивакин, Е.В. Карус, О.М. Кузнецов Акустический метод исследования скважин. М., Недра, 1978, 320 с.
3. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. Справочник, М., Недра, 1988, 476 с.
4. Б.Ю. Вендельштейн, В.М. Ильинский, Ю.А. Лимбергер, З.К. Козина Исследования в открытом стволе нефтяных и газовых скважин. М., Недра, 1984, 230 с.
5. С.С. Итерберг Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. М., Недра, 1987, 375 с.
6. Ф.И. Котяхов Физика нефтяных и газовых коллекторов. М., Недра, 1977, 287 с.
7. В.В. Ларионов Радиометрия скважин. М., Недра, 1969 328 с.
8. М.Г. Латышова, Б.Ю. Вендельштейн, В.П. Тузов Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин. М., Недра, 1990, 199 с.
9. Л.И. Орлов, Е.Н. Карпов В.Г. Топорков Петрофизические исследования коллекторов нефти и газа.
10. Б.И. Тульбович Методы изучения пород коллекторов нефти и газа. М., Недра, 1979, 199 с.

КАЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ВОД АРТЕЗИАНСКИХ СКВАЖИН СЕВЕРНОГО ДАГЕСТАНА.

*Абдулмуталимова Т.О., Газалиев И.М.
Институт геологии ДНЦ РАН*

В Дагестане за счет подземных, преимущественно артезианских, вод осуществляется коммунально-бытовое водоснабжение 65% населения. Единственным источником хозяйственно-бытового водоснабжения на территории Северного Дагестана является Северо-Дагестанский артезианский бассейн (СДАБ) – крупнейший резервуар пресных подземных вод [1]. Он представляет собой крупную гидрогеологическую структуру второго порядка в составе Терско-Кумского и Терско-Каспийского артезианских бассейнов и территориально занимает равнинную часть Восточного Предкавказья.

В большинстве случаев воды, поступающие из артезианских источников, характеризуются стабильным качеством воды и пригодны для питьевого водоснабжения в виду закрытости геологических структур и отсутствия внешних источников загрязнения.

Однако, особенности геологического строения территории, формирующие химический состав подземной вод, способствуют накоплению в них некоторых элементов, концентрации которых могут не соответствовать гигиеническим нормативам по химическому составу. Происходит это вследствие выщелачивания и растворения химических соединений, находящихся в горных породах, в процессе движения подземных вод по водоносным горизонтам и другим причинам.

Качество воды для хозяйственно-питьевых нужд определяется целым рядом показателей: физических, химических и санитарно-бактериологических, предельно-допустимые значения, которых задаются соответствующими нормативными документами (ГОСТ Р 51232-98 «Вода питьевая. Общие требования к организации и методам контроля качества», СанПин 2.1.4.559-96 «Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества»).

Оценка адекватности качества питьевой воды определяется на основе сравнения результатов анализа воды с нормативными величинами, которые представляет собой концентрации веществ, не превышающих допустимого риска для здоровья при потреблении

воды в течение всей жизни. Если уровень содержания определенных компонентов превышает установленные нормативы, возникает угроза их накопления в организме. Процесс этот постепенный и отрицательный эффект проявляется не сразу.

Вопросы рационального использования воды питьевого качества в Дагестане всегда были очень актуальны. Особенно этот вопрос остро стоит в равнинной (северной) части в зоне отгонного животноводства, где основным источником водопотребления являются подземные воды.

Проводимые ранее анализы качества воды по санитарно-химическим показателям показывают, что химический состав артезианских вод относительно стабилен.

Как показали проведенные исследования, подземные воды Северо-Дагестанского артезианского бассейна имеют стабильный химический состав и хорошие вкусовые качества, не соответствует ГОСТу «Вода питьевая» из-за повышенного содержания мышьяка [2].

Наиболее высокие показатели содержания мышьяка отмечены в северо-восточной части артезианского бассейна. Эти подземные воды формируются в водоносных горизонтах, сложенных песчано-глинистыми породами. В основном эти воды имеют гидрокарбонатно-натриевый и хлоридно-натриевый состав, также встречаются воды промежуточного состава – хлоридно-гидрокарбонатные и гидрокарбонатно-хлоридные. В катионном составе резко доминируют ионы натрия [3].

Проведенные химические анализы питьевой воды выявили превышение ПДК мышьяка по нормативу ВОЗ (0,01 мг/л) в 10-20 раз во всех исследованных пробах. Более чем 70% отобранных проб содержали мышьяк в уровнях, превышающих предел 0,05 мг/л, определяемый рекомендацией ГОСТ по питьевой воде (рис.1) [4,5].

Содержание мышьяка, мг/л.

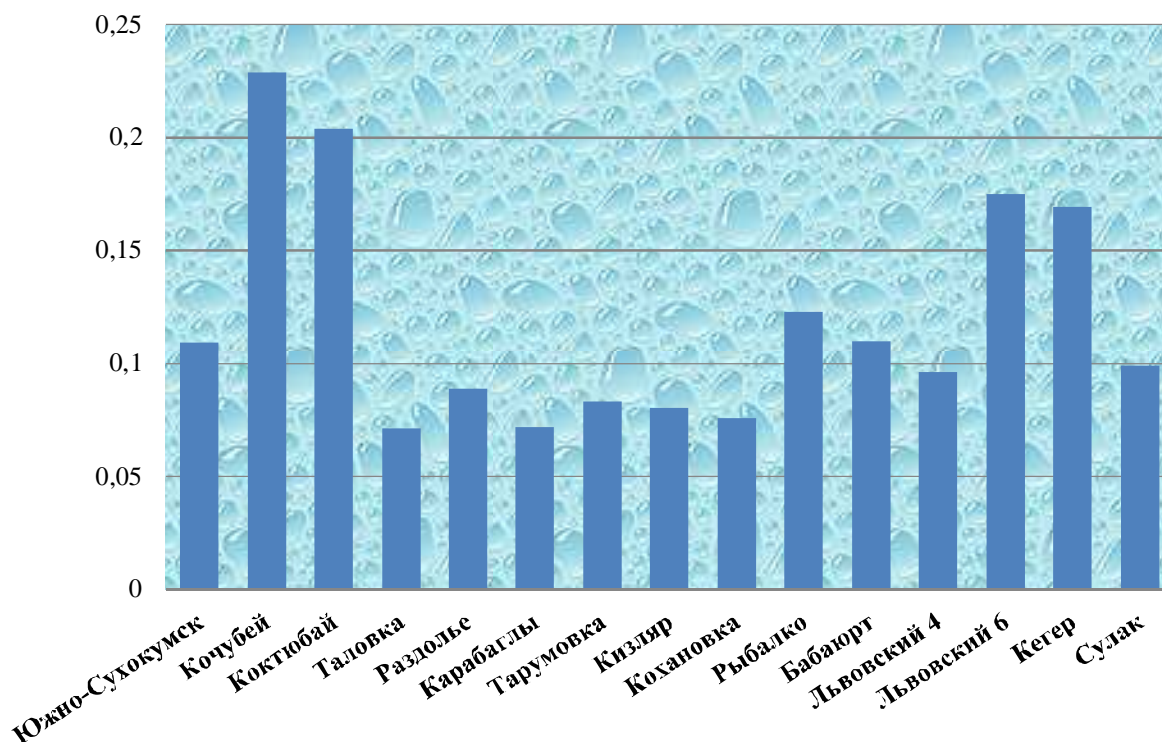


Рис.1. Населенные пункты с повышенным содержанием мышьяка (более 0,05 мг/л) в питьевых водах.

Повышенные концентрации мышьяка в составе питьевой воды определяют высокую величину неблагоприятности питьевой воды. Документально подтверждена корреляционная взаимосвязь между повышенными концентрациями мышьяка в питьевой воде и развитием онкологических заболеваний. С длительным потреблением загрязненной мышья-

ком воды также связаны увеличение частоты дерматитов, снижение слуха, нарушение окраски зубов, изменение цвета кожи и понижение интеллектуальной функции у детей [6].

Обеспечение питьевой воды, свободной от мышьяка, крайне актуально для территории Северного Дагестана с населением более 300 тыс. человек, в связи с отсутствием дешевых и альтернативных источников чистой воды.

Учитывая, что длительное воздействие высоких доз мышьяка может привести к негативным воздействиям для организма, необходима разработка и осуществление стратегий управления рисками, которые обеспечивают безопасность питьевого водоснабжения посредством контроля загрязняющих веществ, содержащихся в воде.

Необходимо проведение комплексных и детальных исследований с применением современной аналитической аппаратуры, соответствующей требованиям международных стандартов для оценки фактического состояния качества питьевых (подземных) вод с возможностью дальнейшего прогнозирования темпов загрязнения и проведения профилактических мероприятий.

Литература

1. Курбанов М.К. Северо-Дагестанский артезианский бассейн. Махачкала: Дагкнигиздат, 1969. 92с.
2. Чалаев Д.Р., Гусейнов В.К. Мышьякосодержание артезианских и термальных вод Дагестана. // Геология, минерально-сырьевые и топливно-энергетические ресурсы Дагестана. Сб.статей, Вып.46, Махачкала 1997. С. 155.
3. Курбанов М.К. Гидрогеоэкологическая программа «Родник. – Ресурсы подземных вод Терско-Кумского артезианского бассейна и пути их рационального использования, предотвращения процессов загрязнения и истощения» на 2003-2008 гг. // Геоэкологические проблемы освоения и охраны ресурсов подземных вод Восточного Кавказа. Тр. ИГ ДНЦ РАН. Вып 49. – Махачкала, 2003.
4. Абдулмуталимова Т.О., Газалиева И.М. Геоэкологические проблемы подземных вод Северного Кавказа // Современные проблемы геологии, геофизики и геоэкологии Северного Кавказа. Материалы Всероссийской научно-технической конференции. – Грозный, 2011. С. 331.
5. Abdulmutalimova T.O., Revich B.A. The geoecological problems of natural arsenic poisoning of drinking water in Daghestan republic // World Forum “Natural cataclysms & global problems of the modern civilization”. – Istanbul, Turkey, 2011.
6. Методические рекомендации по геохимической оценке загрязнения территорий городов химическими элементами / Отв.ред. С.В.Григорян, М., 1982. 14с.

РАДИОГЕОХИМИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ ДАГЕСТАНА НА ПЕРИОД 1972 – 1999 гг. (по материалам автора)

Айтеков М-П.Б.

Институт геологии ДНЦ РАН

В современном мире, когда человечество овладело атомной энергией, но создало не только атомные электростанции, а также и ядерное оружие, способное уничтожить все живое и неживое, изучение явлений радиоактивности привлекло пристальное внимание исследователей в области радиогеологии. Интерес к проблеме радиоактивности обусловил появление целого ряда новых направлений в науке: радиогеохимия, радиационная экология, радиобиология, радиационная генетика, радиационная гигиена.

В 1972 г. в Отделе геофизики ИФ Даг ФАН СССР (ныне ДНЦ РАН) автором были начаты исследования по радиоактивности почв и пород Дагестана. Изучению общей радиоактивности светло-каштановых и луговых почв Дагестана посвящена первая работа автора [1]. В ней отмечено, что в исследованных почвах радиоактивность в верхних горизонтах(в относительных единицах) приблизительно в два раза выше, чем в нижних, с глубиной она последовательно уменьшается, за некоторым исключением, оставаясь, в общем, в пределах средних значений для рассмотренных типов почв.

В работе [2] отдельным определением урана, радия, тория и калия – 40 в плагиогранит-порфир-диоритовых дайках Южного Дагестана установлено, что средние значения урана, в основном, ниже кларков (по А.П. Виноградову, 1962 г.) для соответствующих типов пород, что, по-видимому, объясняется выносом его подвижной части. Содержание Th в среднем соответствует кларкам. Высокие значения Th/U отношений (от 7,5 до 11,6) обусловлены обедненностью пород ураном. Радий в исследованных образцах пород колеблется в заметно широких пределах ($0,5 \cdot 10^{-10} - 3,2 \cdot 10^{-10}\%$), что объясняется, видимо, большой миграционной способностью элемента. Содержания калия – 40 во вмещающих дайках глинистых сланцах составляют 2,5 – 2,9 %.

Новые данные о радиоактивности дайковых пород бассейна р. Ахтычай (Южный Дагестан) приводятся в работе [3]. В ней установлено следующее:

- Анализ данных позволяет предполагать сходство механизма образования диабазовых и гранит-порфировых частей сложных даек.

- Полученный нами фактический материал подтверждает ранее сделанный вывод Г.Д. Афанасьева и др. (1958 г.) о постоянстве торий-уранового отношения в основных породах и изменчивости его в кислых.

- Подтверждено закономерное увеличение радиоактивности от основных и средних к кислым дифференциатам магмы.

- В сланцах, выходящих на дневную поверхность, существует зона выветривания, из которой, возможно, выщелочена некоторая часть радиоактивных компонентов.

- Для всех рассмотренных типов пород радиоактивное равновесие между ураном и радием смещено в сторону избытка радия.

- Краевые части гранит-порфиров в сложных дайках характеризуются большей интенсивностью гамма-излучения, чем ее центральная часть.

В работе [4] рассматриваются формы нахождения радиоактивных элементов в дайковых породах Южного Дагестана. Имеющийся фактический материал и результаты исследования дают возможность предпочесть адсорбированную форму нахождения урана на поверхности кристаллов (ионная форма сорбции), особенно на Al_2O_3 и хлорита. Вместе с тем, присутствие последнего в породах, видимо, играет основную роль в балансе тория. Рассмотрено состояние равновесия между ураном и радием в породах, оно выражается формулой:

$$K_{p.p.} = \frac{Q_{Ra}}{Q_U} \cdot 2,9 \cdot 10^6$$

где $K_{p.p.}$ – коэффициент радиоактивного равновесия,
 Q_{Ra} , Q_U – содержание радия и урана соответственно, %.

Расчеты показали, что равновесие между указанными элементами, как в работе [3], нарушено и сдвинуто в сторону избытка радия. В концентрации радиоактивных элементов роль аксессуарных минералов (циркона, сфена, апатита) весьма незначительна, поскольку присутствие последних в исследованных породах ограничено единичными знаками.

Продолжением вышеуказанных работ автора явилось проведение сравнительного изучения химического состава эндоконтактных частей дайки кварцевого диорита и аналогичной дайки, рассеченной плагиогранит-порфиром, с их центральными частями [5]. Установлено, что воздействие дайки кварцевого диорита сопровождалось формированием метасоматических ореолов и явлениями диффузии, способствовавшими утечке радиогенного аргона. Анализ данных о распределении урана и тория в изученных породах показывает, что их поведение в целом хорошо согласуется с известными закономерностями, неоднократно освещавшимися в литературе. Делается вывод о том, что период внедрения плагиогранит – порфиров Хнов-Борчинского рудного поля совпадал по времени с киммерийской эпохой складчатости.

Работа [6], где рассматривается поведение радиоактивных элементов в магматических образованиях Южного Дагестана, привела автора к следующим выводам:

1. Процентное содержание новообразованных минералов увеличивается в направлении от лежащих боков даек диабазовых порфиритов к висячим, и в этом направлении уменьшается концентрация урана и радия. Здесь вариация содержаний радиоактивных элементов выступает как индикатор степени метаморфизма пород.

2. В эффузивных, представленных спилитами, наблюдается картина, обратная той, что описана для интрузивов: содержание новообразований уменьшается в направлении от лежащих боков эффузивов к висячим. В этом же направлении наблюдается некоторое увеличение примесного содержания меди при нечеткой корреляции радиоэлементов с метаморфизацией вулканогенных пород.

Радиогеохимические особенности интрузивного и эффузивного магматизма Горного Дагестана рассмотрены в работе [7], которая явилась продолжением упомянутой работы [6]. Статистической обработкой радиогеохимических данных установлена однородность распределения урана (коэффициент вариации $V_U = 22,15 \%$), что соответствует нормальному закону. Коэффициент вариации радия превышает таковое урана почти в два раза ($V_{RA} = 43,61 \%$), что тоже не противоречит нормальному закону распределения элемента.

В увеличении степени метаморфизма и некотором уменьшении концентраций урана и радия в диабазовых порфиритах в сторону висячего бока дайки определенную роль сыграли, возможно, летучие вещества, вынос которых из зоны лежащего бока мог быть несколько затруднен в процессе становления магматических пород.

Исследуя породы, подверженные эпигенетическим процессам (включая гидротермальные), нам представляется возможным рассматривать зону развития амфиболитов как зону действия геохимического барьера, когда окислительные условия среды сменяются восстановительными.

Многолетние полевые исследования привели автора к открытию новой радиоактивной аномалии в Южном Дагестане [8]: на одном из участков в нижнеюрских песчаниках установлена геохимическая аномалия с высоким содержанием урана (31 г/т) и тория (99 г/т). Геологическое строение исследуемого района осложнено антиклинальными складками и разрывами типа взбросов, что затрудняло прослеживание отложений в пространстве. Однако, измеренные прибором высокие содержания урана и тория в песчаниках позволили обнаружить элементы взбросов и оконтурить аномальную площадь. В песчано-глинистой толще с прослоями кварц-серицит-карбонатных пород, образовавшихся по туфам кислого состава, выявлена вторая, менее значительная по содержанию радиоактивных элементов, аномалия. Пешеходная гамма-спектрометрия может быть применена для трассирования тектонических разрывов.

Работа [9] посвящена интерпретации гамма-каротажных диаграмм на основе радиогеохимического изучения керна скважин месторождения Кизил-Дере. Составлена таблица коэффициентов корреляции суммарной гамма-активности с элементами-примесями для надрудной, околорудной, рудной и подрудной зон для некоторых скважин медноколчеданного месторождения Кизил-Дере. Из таблицы видно, в частности, для надрудной зоны скважины № 153 П наличие средней значимой величины корреляции (парагенетические связи) гамма-активности: 1) положительной с цинком и свинцом (элементы, характерные для надрудной зоны), 2) отрицательной – медью (рудным элементом). Полученные данные характеризуют все зоны рассмотренных в работе скважин, соответствуя в некотором приближении обобщенному ряду зональности С.В. Григоряна [10] и общим закономерностям геохимии урана и тория.

Данные автора использованы также и при составлении каталога радиологического возраста осадочных мезокайнозойских образований Северного Кавказа [11].

В последние годы автором проводятся исследования в области геоэкологии. При строительстве объектов для нужд народного хозяйства необходимым этапом работы является предварительное радиометрическое обследование местности. В связи с этим и в целях изучения экологического состояния территории, на которой будет размещен цех по разливу минеральной воды в г. Махачкале, была проведена крупномасштабная (М 1:200)

площадная гамма-съемка. Крупномасштабность съемки была обусловлена тем, что ранее на данной территории размещалась организация «Вторчермет», и случайно или умышленно мог быть выброшен источник радиоактивного излучения. В ходе работы это предположение не подтвердилось. Составлен план производственной площади, где указаны профили с данными гамма-съемки. Минимальное значение гамма-активности на площади 2,6 мкр/час максимальное – 10,2 мкр/час, что не превышает предельно допустимого значения радиационного фона (30 мкр/час).

Автором проводились также измерения радиационного фона на прибрежной территории г. Махачкалы с целью выяснения радиационной обстановки в городе. При градации результатов измерений мощности экспозиционной дозы (МЭД) мы руководствовались «Временными критериями по принятию решений при обращении с почвами, твердыми строительными, промышленными и другими отходами, содержащими гамма-излучающие радионуклиды», утвержденными главным государственным санитарным врачом РФ № 01 – 19/5 – 11 от 05.06.92 г. Самые низкие значения радиоактивности 3 – 5 мкр/час отмечены в морской воде, песчаном пляже и по сарматским известнякам, обнажающимся на обрывистых берегах Каспийского моря. Радиационный фон на изученной территории в среднем составляет 5 – 8 мкр/час, за исключением двух объектов: 14 – 15 мкр/час вблизи Северной автостанции (песчанистые почвы красно-бурого цвета) и на территории школы № 52, где показания прибора при измерениях на дне котлована под строительный объект составили 13 – 15 мкр/час (темноцветные почвы). Измеренные значения радиоактивности находятся ниже пределов (до 30 мкр/час), указанных в пункте 1 «Временных критериев...», когда никаких мер вмешательства не требуется.

Некоторые данные автора по определению радиоактивности горных пород использованы также в фондовой литературе, в частности, в «Отчете об оперативно-оценочных работах на рудопроявлениях и геофизических аномалиях Аваро-Андийского рудного района за 1975 – 1977 гг. Махачкала, 1978 г.» (авторы Ирха В.С., Буй Е.Г., Зозуля В.Н., Шварцов Н.С.), фонды ДКГЭ, СКГУ [12].

Литература

1. Солдатов А.С., Айтеков М-П.Б., Некоторые данные о радиоактивности светло-каштановых и луговых почв Дагестана // Сб. научных статей «Вопросы рационального использования и повышения плодородия почв Дагестана». Махачкала, 1972. – С. 137 – 140.
2. Айтеков М-П.Б., Батырмурзаев А.С., Магомедов А.М. Абсолютный возраст и радиоактивность плагиогранит-порфир-диоритовых даек Южного Дагестана // Геохронология Восточно-Европейской платформы и сочленения Кавказско-Карпатской системы (тезисы докладов XIX сессии). Москва, 1975. – С. 8 – 9.
3. Магомедов А.М., Айтеков М-П.Б., Батырмурзаев А.С., Батыров Б.А. Новые данные о радиоактивности дайковых пород бассейна р. Ахтычай (Южный Дагестан) // Известия АН СССР, серия геологическая, 1975, № 3. – С. 29 – 33.
4. Кашкай М.А., Магомедов А.М., Айтеков М-П.Б., Батырмурзаев А.С. Радиоактивные элементы и формы их нахождения в дайковых породах Южного Дагестана // Доклады АН Азерб. ССР, т. XXXI, № 12. Баку, 1975. – С. 42 – 46.
5. Батырмурзаев А.С., Айтеков М-П.Б., Магомедов Ш.А., Омарова М.Р., Закиева Ф.Ш. Распределение К, Rb, U, Th и Ra в сложной и простой диоритовых дайках Хнов-Борчинского рудного поля (Южный Дагестан) // Геологические критерии поисков минерального сырья Дагестана. Даг. ФАН СССР. Институт геологии. Сб. научн. трудов. Выпуск 25. Махачкала, 1982. – С. 104 – 113.
6. Айтеков М-П.Б. Поведение радиоактивных элементов в магматических образованиях Южного Дагестана // Тезисы докладов Научной сессии Дагестанского филиала АН СССР, посвящённой итогам фундаментальных и прикладных исследований (22 – 26 февраля 1988 г.). Естественный науки. Махачкала, 1988. – С. 4.
7. Айтеков М-П.Б. Радиогеохимические особенности интрузивного и эффузивного магматизма Горного Дагестана // Геология и минеральные ресурсы Дагестана. ДНЦ РАН. Институт геологии. Сб. статей. Выпуск 45. Махачкала, 1995. – С. 90 – 93.
8. Айтеков М-П.Б. Новая радиоактивная аномалия в Южном Дагестане // Геология, минерально-сырьевые и топливно-энергетические ресурсы Дагестана. ДНЦ РАН. Институт геологии. Сборник статей. Выпуск 46. Махачкала, 1997. – С. 98 -99.
9. Айтеков М-П.Б. Интерпретация гамма-каротажных диаграмм на основе радиогеохимического изу-

чения керна скважин месторождения Кизил-Дере // Достижения и современные проблемы развития науки в Дагестане. ДНЦ РАН. Институт геологии. Тезисы докладов Международной научной конференции, посвященной 275-летию РАН и 50-летию ДНЦ РАН. 21 – 25 мая 1999 г. (Естественные науки). Махачкала, 1999. – С. 328 – 329.

10. Беус А.А., Григорян С.В. Геохимические методы поисков и разведки месторождений твердых полезных ископаемых. М., 1975.
11. Лебедько Г.И., Усик В.И. Геохронология Северного Кавказа. Ростов, издательство Ростовского университета, 1985. – С. 83, 119.
12. Ирха В.С., Буй Е.Г., Зозуля В.Н., Шварцов Н.С. Отчет об оперативно-оценочных работах на рудопроявлениях и геофизических аномалиях Аваро-Андийского рудного района за 1975 – 1977 гг. Фонды ДКГЭ, СКГУ. Махачкала, 1978.

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ВЫРАЩИВАНИЯ ПОЛУПРОВОДНИКОВЫХ МИКРОСХЕМ В ГАЗОТРАНСПОРТНОМ РЕАКТОРЕ

*Алибеков А.Г., Голованова Т.А., Гаджимахадова Л.М., Шихрагимова А.М.
Дагестанский государственный технический университет*

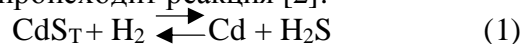
Методы роста пленок при взаимодействии с газовой фазой рассматриваются в настоящее время как перспективные приемы технологии получения пленок, особенно в связи с проблемами микроэлектроники. В данном случае является важным возможность управления параметрами растущей пленки. Газотранспортный метод выращивания эпитаксиальных пленок получил в настоящее время широкое распространение. Образование пленок при эпитаксии на монокристаллических подложках связано с протеканием транспорта осаждаемого вещества через газовую фазу и с поверхностными процессами на подложке, приводящими к зарождению и росту отдельных зерен, либо через стадию адсорбции на поверхность с последующей диффузией к ступенькам роста, либо путем непосредственного перехода из паровой фазы в твердую. При выращивании эпитаксиальных пленок газотранспортными методами значительную трудность представляет учет закономерностей процессов в газовой фазе [4].

В последние годы появилось много работ, посвященных количественным исследованиям процессов роста пленок при гетерогенном взаимодействии с газовой фазой [2]. Количественное описание процессов химического транспорта позволяет получать важные сведения о направленности процесса, скорости переноса вещества, влияния параметров осаждения на скорость роста. Поэтому можно значительно сократить объем работ, необходимых для выбора оптимальных условий, и сознательно управлять процессом роста. Теоретические работы по расчету скорости роста эпитаксиальных слоев можно разделить на два направления. К первому относятся работы, где изучается кинетика зародышеобразования и микромеханизмы роста. В работах второго направления рост пленок исследуется феноменологически, при этом в качестве граничных условий, необходимых для расчета потока вещества в пленку, пользуются условиями химического равновесия. Процесс переноса описывается управлениями диффузии. Так как получающиеся краевые задачи, как правило, аналитически не решаются, во всех опубликованных до сих пор работах используется приближение диффузионного пограничного слоя. Однако число Рейнольдса в реальных установках обычно порядка единицы, поэтому теория пограничного слоя к ним неприемлема, что также отмечается в ряде работ. В общем случае расчет массопереноса сложен и требует учета, как геометрических параметров системы, так и доли участия процессов различной физической природы (молекулярной диффузии, конвекции, термодиффузии и т.п.).

В настоящей работе решены двумерные диффузионные уравнения, описывающие перенос вещества в открытой газотранспортной системе

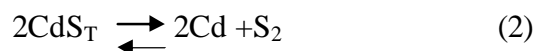
$CdS - H_2$. Простейший газотранспортный реактор схематически представляет из себя канал, часть стенки которого является источником «испаряющегося» вещества на некотором расстоянии от источника (в нашей модели бесконечном) находится подложка, на

которую происходит «конденсация» вещества. В действительности под испарением и конденсацией надо понимать, конечно, некоторую гетерогенную реакцию вещества источника (подложки) с рабочим веществом реактора, которая идет при значительно меньшей температуре, чем простое испарение в нейтральной среде. В этом состоит преимущество газотранспортного метода. Если предположить, что химические реакции равновесны, а также, что источник и подложка бесконечно удалены друг от друга, то получив решение задачи для одной из областей, например, области источника, можно воспользоваться этим решением для области подложки. Процесс переноса CdS с источника, имеющего температуру T_1 , на подложку, имеющую температуру T_2 , протекает следующим образом. На поверхности источника происходит реакция [2]:



(здесь и далее индекс «Т» обозначает твердую фазу).

Константа равновесия может быть найдена из известных констант равновесия реакции:



и реакции [2,5]:



Таким образом, в газовой фазе имеются следующие компоненты: Cd, H_2S , H_2 . Причем парциальные давления первых двух много меньше парциального давления H_2 . Для расчета парциальных давлений этих компонентов вблизи источника или подложки имеем три уравнения.

Условие равновесия реакции (1):

$$P_{\text{Cd}} \cdot P_{\text{H}_2\text{S}} / P_{\text{H}_2} = K(T) \quad (4)$$

Условие равенства числа частиц Cd и H_2S :

$$P_{\text{Cd}} = P_{\text{H}_2\text{S}} \quad (5)$$

Закон Дальтона:

$$P_{\text{Cd}} + P_{\text{H}_2\text{S}} + P_{\text{H}_2} = P_0 \quad (6)$$

$$P_{\text{Cd}} + P_{\text{H}_2\text{S}} \ll P_{\text{H}_2} \quad (7)$$

При заданных T и P_0 система (4 – 7) замкнута. Если скорость диффузии велика и конвекцией газа можно пренебречь, то система (4 – 6) будет определять парциальные давления компонент во всем реакторе [2].

В настоящей работе учитывается то обстоятельство, что диффузия и конвекция сравнимы во всем объеме реактора. Предполагается, что температура источника и стенок канала реактора поддерживается постоянной и выше температуры подложки. Тогда в предположении бинарной диффузии для расчета скорости испарения источника и скорости роста пленки CdS необходимо решить краевую задачу для области. Задача о скорости роста пленки на подложке сводится к задаче о массообмене с нейтральным рабочим веществом, но с эффективным значением теплоты испарения:

$$Q_{\text{эфф.}} / R \approx 6400^\circ\text{K} \quad [1,2]$$

Для плоской геометрии канала уравнения массопереноса примут вид:

$$\frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 u}{\partial y^2} = 2\alpha \frac{\partial u}{\partial x} \quad (8)$$

$$u(-\infty, y) = C_{-\infty} - C_w$$

$$\frac{\partial u(+\infty, y)}{\partial x} = 0 \quad (9)$$

$$\frac{\partial u(x, 1)}{\partial x} = 0$$

$$\frac{\partial u(x,0)}{\partial y} = \begin{cases} 0, & x > \ell \\ 0, & x < -\ell \end{cases}$$

$$u(x,0) = 0 \quad -\ell \leq x \leq \ell$$

где $u = C - C_w$, C – массовая концентрация Cd на стенке, $\alpha = \rho \frac{Vd}{\rho D}$,
 ρ – плотность смеси газов потока.

V – скорость потока, d – ширина канала, D – коэффициент диффузии, $2\ell = \frac{L}{d}$ – безразмерная длина источника, координаты x, y отнесены к ширине канала d , L – ширина источника в направлении, перпендикулярном к чертежу.

Если заменить в (8) производные по y разностями, то получится система уравнений вида (ОДУ):

$$\frac{d^2 \vec{u}}{dx^2} = A \vec{u} + 2\alpha \frac{d\vec{u}}{dx} \quad (10)$$

Матрица A – трехдиагональная, эрмитова, а вектор \vec{u} имеет своими компонентами

значения функции $u(x, y)$ на прямых $y = k \cdot h$, где $h = \frac{1}{N+2}$,

$k = 0, 1, 2, \dots, N$. (Метод прямых) [3]. Собственные значения и соответствующие векторы матрицы A находятся аналитически при любом N . Если обозначить через Ω матрицу нормальных собственных векторов матрицы A , то преобразованием $\vec{u} = \Omega \vec{w}$ мы приходим к системе независимых линейных ОДУ второго порядка:

$$\frac{d^2 \vec{w}}{dx^2} - 2\alpha \frac{d\vec{w}}{dx} = \Omega^{-1} A \Omega \vec{w} \quad (11)$$

Полученные аналитические решения уравнений (11) в областях I, II, III содержат 6 констант векторов $B_1, B_2, B_3, B_4, B_5, B_6$, которые находятся из условий непрерывности \vec{w} и \vec{w}'_x на границах областей I, II, и III

(4 условия) и двух условий при $x = \pm\infty$.

В таком виде задача была сформулирована и сведена к решению 6 – ти независимых бесконечных систем линейных алгебраических уравнений в работе [1]. При $\alpha \leq 1$ и $N = 0$ (канал разбит на две полосы) в этой работе [1] получено аналитическое выражение для скорости роста пленки, которое дает удовлетворительную точность. В настоящей работе произведен численный расчет скорости переноса вещества для произвольного N

Константы – векторы находятся из решения 6 – ти независимых бесконечных систем линейных алгебраических уравнений. Системы решаются на ЭВМ методом редукции до практической сходимости. Решая задачу для области источника из граничного условия $+\infty$, находим концентрацию компоненты Cd на $+\infty$:

$$C_{+\infty} = \frac{B_5[0]}{\sqrt{N+1}} + C_w \quad (12)$$

где $B_5[0]$ – компонента вектора B_5 для $k=0$.

Если в (8) сделать замену переменных $\gamma = \frac{C - C_w}{C_{-\infty} - C_w}$, то уравнение (8) примет вид:

$$\frac{\partial^2 \gamma}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \gamma}{\partial y^2} = 2\alpha \frac{\partial \gamma}{\partial x} \quad (13)$$

с граничным условием:

$$\frac{\partial \gamma(+\infty, y)}{\partial x} = 0; \gamma(-\infty, y) = 1,$$

т.е. решение уравнения (13) будет одинаково и для области подложки, и для области источника. Исходя из подобия решения задачи для области источника и подложки, для области подложки получим концентрацию Cd на $+\infty$:

$$C'_{+\infty} = C'_w - \frac{(C_{+\infty} - C_w)(C_{+\infty} - C'_w)}{C_w} \quad (14)$$

где штрих обозначает область подложки. Концентрация компоненты на стенке в области источника (подложка) находится из условия химического равновесия на стенке:

$$C_w = \sqrt{\frac{k(T)}{P_o}} \frac{\mu_{cd}}{\mu_{смеси}} \quad (15)$$

где $k(T)$ – константы равновесия (1), P_o – общее давление смеси, μ_{cd} – молекуляр-

$$\mu_{смеси} = \frac{1}{\sum_{i=1}^3 C_i \mu_i}$$

ный вес Cd, $\mu_{смеси}$ – молекулярный вес смеси.

Для массового потока CdS в подложку следовательно получаем:

$$q = \alpha L \rho D C_{+\infty} \frac{(C_{+\infty} - C'_w)}{C_w} \quad (16)$$

Отметим, что массовый поток q рассчитывается на единицу ширины канала в на-

правлении, перпендикулярном чертежу. Зависимость $q \rightarrow = \frac{q}{\rho D C_w}$ от α имеет характерный максимум. Наличие максимума и прекращение переноса массы на подложку при некотором $\alpha = \alpha_{np}$, дает возможность регулировать процесс. При $\alpha \ll 1$ значение $q \rightarrow$ совпадает со значением $q \rightarrow$ в работе [1], где получена аналитическая зависимость $q \rightarrow$ от α .

Выводы:

Методом прямых получено численное решение задачи о массопереносе в газотранспортном реакторе, в предложении, что химические реакции, идущие на поверхности источника и подложки, равновесны.

Результаты работы могут быть полезны при конструировании и выборе режима работы газотранспортного реактора.

Литература

1. А.С. Горинов, Н.М. Магомедова. Некоторые особенности массопереноса в газотранспортном реакторе – Даг ПТИ Махачкала 1980г
2. И.М. Котелянский. Исследование процесса роста эпитаксиальных пленок CdS в открытой газотранспортной системе. Известия АН. СССР, серия неорг. матер. №7 1971г.
3. И.С.Березин, Н.П.Жидков. Методы вычислений. М.Физматгиз.1962г
4. Л.Н.Александров. Процессы роста и структура монокристаллических слоев полупроводников. Труды симпозиума 1968г. Новосибирск, 1972г
5. Краткий справочник физико-химических величин (Под редакцией К.П.Мищенко, А.А.Равдаля). «Химия». М.1965г.

ТЕХНОЛОГИЯ ОЧИСТКИ МЕТАНОЛСОДЕРЖАЩИХ СТОЧНЫХ ВОД НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (НГКМ)

*Ахмедов М.И., Абдуллаев М.Ш., Омардибиров О.М., Бариева Д.И
ООО«НПЦ Подземгидроминерал», г. Москва; ИГ ДНЦ РАН*

Вследствие широкого использования метанола для предотвращения и ликвидации газовых гидратов на НГКМ, его содержание в попутных и производственных сточных водах находится в интервале 0,2 - 90 об. % [1,2]. Стоимость метанола и затраты по его доставке, токсичность метанола и необходимость повышения экологической безопасности производства диктуют необходимость регенерации метанола из попутных и производственных сточных вод и их соответствующей очистки.

Используемые на НГКМ методы регенерации метанола из сточных вод позволяют возвращать в производство только основную его часть в виде водометанольного раствора. Остаточная концентрация метанола в сточных водах после регенерации методом ректификации составляет от 10 до 110-130 г/дм³. Сбросы таких вод в окружающую среду вызывают серьезные нагрузки на экосистемы района расположения месторождения. ПДК метанола в воде хозяйственно-питьевого назначения составляет 3,0, в воде объектов рыбохозяйственного назначения - 0,1 мг/дм³.

Для доведения остаточного содержания метанола в сбрасываемых сточных водах до уровня ПДК используются варианты биологической очистки [3]. Для интенсификации процесса применяют специальную метилотрофную биомассу активного ила. Хотя эффективность удаления метанола при этом составляет не менее 95 %, максимально допустимая концентрация метанола в очищаемой воде при биологической очистке составляет 30-200 мг/дм³. Метод экономически эффективный и экологически чистый, но при больших объемах вод с высокими содержаниями метанола и растворенных солей исключается возможность его использования.

Для очистки сточных вод от метанола при более высоких концентрациях наиболее исследованы различные физико-химические, в частности деструкционные методы. Разработан метод с использованием ультрафиолетового излучения эксилламп на димерах ксенона, излучающих преимущественно вблизи $\lambda = 172$ нм. Для повышения производительности фотолиза авторы предлагают введение азотной кислоты при массовом отношении кислоты к метанолу 10:1 [4]. Недостатком технологии является то, что она не обеспечивает снижение содержания метанола в сточной воде до величины ПДК и требуются большие расходы азотной кислоты, отсутствие избирательности к метанолу.

Исследованы методы очистки промышленных стоков с использованием импульсных ускорителей, озона, аддуктообразования. Недостатки перечисленных способов: ограничения по исходной концентрации метанола в воде, образование осколочных продуктов распада метанола, которые могут быть токсичнее исходного вещества, низкая степень очистки, большие энергетические затраты, отсутствие селективности.

Наиболее перспективным представляется метод глубокого каталитического окисления метанола кислородом воздуха в аппарате с кипящим слоем катализатора [5]. Предложены недорогие катализаторы на основе оксида алюминия. Очистка сточных вод этим методом позволяет довести концентрацию метанола в конденсированной парогазовой фазе на выходе из реактора до $2,2 \pm 0,2$ мг/дм³, и решить проблему сброса сточных вод.

Недостатками данного метода являются необходимость поддержания высокой температуры реакционной среды (не ниже 450⁰С) и ограничения по концентрации метанола в очищаемой воде (она должна быть в интервале 45 - 1500 мг/дм³).

Следует также подчеркнуть общий недостаток всех деструкционных методов очистки: их использование исключает принципиальную возможность регенерации метанола и возврата его в производство.

В связи с этим исследования, направленные на разработку комплексной технологии очистки попутных вод НГКМ от метанола, позволяющей не только очищать сточные воды до величин ПДК по метанолу, но и дающей возможность дополнительной регенерации метанола из очищаемых вод, являются весьма актуальными.

Разработаны технологические решения очистки попутных и производственных метанолсодержащих сточных вод до ПДК и дополнительной регенерации метанола, основанные на использовании реагента, образующего с метанолом легколетучее соединение. В качестве такого реагента используется нитрит натрия, который в кислой среде в результате взаимодействия с метанолом образует метилнитрит. С азотистой кислотой, нитритами в кислой среде или ангидридом азотистой кислоты метанол образует метилнитрит:



Следует отметить, что реакция протекает количественно и достаточно быстро. Метилнитрит легко переходит в газовую фазу, благодаря чему вода практически полностью очищается от метанола. Затем метилнитрит поглощается раствором щелочного абсорбента, а далее при гидролизе образует метанол и нитрит натрия. В результате дистилляционной перегонки отработанного раствора насыщенного абсорбента получают водометанольную смесь, которую можно вернуть в основное производство, и раствор нитрита натрия, возвращаемый в процесс очистки.

Проведение технологических процессов с соблюдением регламентируемых параметров позволит обеспечить очистку метанолсодержащих попутных и производственных сточных вод до требований ПДК и получить водометанольную смесь, содержащую 65-75 масс.% метанола, которая может быть использована при газодобыче и подготовке газа к транспорту.

Разработанные технологические решения доочистки метанолсодержащих сточных вод объектов газоконденсатных месторождений наряду с простотой выполнения решают задачи очистки сточных вод от метанола до величины ПДК, полноты регенерации метанола и используемого реагента (нитрита натрия). Предлагаемая технология отличается эффективным протеканием независимо от величины общей минерализации очищаемой воды, его температуры, а также исходной концентрации метанола.

Литература

1. Бухгалтер Э.Б. Метанол и его использование в газовой промышленности. - М.: Недра, 1968. - 238 с.
2. Жданова Н.В., Халиф А.Л. Осушка углеводородных газов. - М.: Химия, 1984.- 192 с.
3. Мурзаков Б.Г., Аكوпова Г.С., Маркина П.А. Выделение метилотрофных бактерий из микробиоценоза метанолсодержащих вод – Газовая промышленность, 2006, № 3, С.23-27.
4. Облучение метанольных растворов Xe_2 и $KrCl$ – эксилампами барьерного разряда / Ю.В.Медведев, Ю.И.Полыгалов, В.И.Ерофеев, М.В.Ерофеев // Газовая промышленность, №4. С.22-24.
5. Разработка технологии очистки производственных вод газоконденсатных месторождений от метанола /Бренчугина М.В., Буйновский А.С., Исмагилов З.Р., Кузнецов В.А. – Известия Томского политех. университета, 2007. Т. 311. №3.

К ВОПРОСУ О ПРОБЛЕМАХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РЕСУРСОВ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ ВОД ДЛЯ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

*Ахмедов Г.Я., Курбанисмаилова А.С.
Институт проблем геотермии ДНЦ РАН,
Дагестанский государственный технический университет*

По данным на 2006 год в России разведано 56 месторождений термальных вод с дебитом, превышающим 300 тыс. м³/сут. На 20 месторождениях ведется промышленная эксплуатация, среди них: Паратунское (Камчатка), Казьминское и Черкесское (Карачаево-Черкессия и Ставропольский край), Кизлярское и Махачкалинское (Дагестан), Мостовское и Вознесенское (Краснодарский край).

Распределение геотермальных ресурсов по территории России весьма неравномерно. Все производство природного пара сосредоточено в Камчатской области, обладающей исключительными запасами тепла Земли. Запасы геотермального пара и воды на Камчатке позволят получить до 2000 МВт электрической и 5000 МВт тепловой энергии, удовлетворить все потребности этого края в электроэнергии и теплоснабжении [1]. Кроме Сахалина, Камчатки и Курильских островов на территории России месторождения парогидротерм размещены в Ставропольском крае и в Дагестане, где во времена бывшего СССР планировалось строительство ГеоТЭС. В начале 80-х годов прошлого века на площади Каясула в Ставропольском крае (150 °С) и на Тарумовской площади в Дагестане (180 °С) получены мощные притоки минеральных вод. В настоящее время скважины на этих площадях законсервированы в связи с высокой минерализацией воды.

Надо отметить, что в настоящее время в мире ресурсы геотермальных вод более широко используются в целях горячего тепловодоснабжения. По данным Всемирного геотермального конгресса 2010 г. (о. Бали, Индонезия), суммарная установленная мощность геотермальных систем тепловодоснабжения составила 50583 МВт с ежегодной выработкой тепловой энергии 121696 ГВт·ч [2]. В России геотермальные системы теплоснабжения в основном работают на Камчатке, Курилах, в Дагестане, Ставропольском и Краснодарском краях. На Северном Кавказе хорошо изучены геотермальные месторождения с температурой в резервуаре от 70 до 180 °С, которые находятся на глубине от 300 до 5000 м. Здесь уже в течение длительного времени используется геотермальная вода для теплоснабжения и горячего водоснабжения. На Северном Кавказе около 500 тыс. человек используют геотермальное водоснабжение. В Дагестане в год добывается более 6 млн. м³ геотермальной воды. В Краснодарском крае эксплуатируется 12 месторождений с 79 скважинами, температура воды на устье которых составляет 75-120 °С. Суммарная прогнозная мощность этих скважин составляет 238 МВт с возможной выработкой тепловой энергии 834 МВт·ч. Как перспективные для внедрения геотермального теплоснабжения рассматриваются Омская и Тюменская области, западная часть Новосибирской области и северная часть Томской области.

В литературе имеются данные по прогнозным ресурсам геотермальной энергии в России [3-6]. Еще в 1983 году во ВСЕГИНГЕО был разработан атлас геотермальных ресурсов СССР [7,8] с 47 месторождениями с запасами геотермальной воды $240 \cdot 10^3$ м³/сут и парогидротермами с запасами более $105 \cdot 10^3$ м³/сут. В основном представлены среднепотенциальные термальные воды с температурой менее 100 °С, пригодные для целей горячего водоснабжения и отопления жилых и общественных зданий. По своему составу указанные воды относятся преимущественно к гидрокарбонатно-хлоридному типу с содержанием до 20–30 г/л. Их использование сопряжено с рядом проблем, связанных в основном с коррозией и отложениями солей в оборудовании геотермальных систем.

Образование твердых отложений при эксплуатации геотермальных ресурсов представляет одну из самых сложных технических проблем. По этой проблеме в 1988 году в Исландии проводился семинар, на котором были выделены основные направления исследований [9]. Как показала практика, в состав твердых отложений в скважинах и теплообо-

рудовании геотермальных систем чаще всего входят минералы: карбонат кальция, аморфный кремнезем, оксиды и сульфиды металлов. На большей части территории России, стран СНГ и ряда зарубежных стран отложения из растворов геотермальных вод представлены, главным образом, твердой фазой карбоната кальция. Так, в Вайотапу (Новая Зеландия) зарастание скважин карбонатом кальция помешало использовать это месторождение. Такие же месторождения известны и в Калифорнии, Исландии (Хайдеренди), Мексике (Сьерро-Приетто), Коста-Рика (Миравеллас), Венгрии, на Камчатке (Больше-Банные источники), в Ставропольском крае (Каясула -3), в Дагестане (Тарумовка), Грузии (месторождение Охурей) и т.д. [10-15]. Если коррозию оборудования геотермальных систем можно снизить подбором материала, то отложение солей идет практически на любой поверхности (после прохождения инкубационного периода [16]).

Методы предотвращения отложения солей в практике использования геотермальных вод, заимствованные в традиционной теплоэнергетике, не всегда эффективны. Это связано с тем, что геотермальные воды многообразны по своей природе и сильно отличаются от пресных вод. Скорости солеотложения в геотермальных системах могут быть в десятки и сотни раз больше, чем при применении пресных вод. Поэтому поиск эффективных и экономичных методов защиты геотермальных систем от солеотложения является одной из важнейших проблем в геотермальной энергетике.

Образование твердой фазы карбоната кальция в геотермальных системах обусловлено нарушением карбонатно-кальциевого равновесия в растворе геотермальной воды при выходе его на поверхность Земли. В наземном оборудовании не всегда удается поддерживать давление, при котором отсутствует выделение твердой фазы карбоната кальция. С другой стороны поддержание высокого давления в оборудовании геотермальных систем снижает дебит скважины и усиливает коррозионные явления вследствие высокой кислотности раствора воды.

В Институте проблем геотермии ДНЦ РАН, а также в Дагестанском государственном техническом университете выполнен ряд исследований по изучению выделения твердой фазы карбоната кальция из растворов геотермальных вод. Одновременно изучено влияние гидродинамики потока раствора геотермальной воды, пересыщенности его, а также содержания в нем взвешенных веществ на формирование отложений на поверхности теплообменного и другого оборудования. Результаты этих исследований представлены в работе [17]. На основе проведенных исследований разработаны новые способы и устройства по контролю, защите и очистке геотермального оборудования от твердых отложений карбоната кальция, а также очистке отработанных геотермальных вод от твердых примесей перед закачкой обратно в водоносный горизонт [17].

Литература

1. Доброхотов В.И., Поваров О.А. Использование геотермальных ресурсов в энергетике России // Теплоэнергетика, № 1, 2003. С. 2 - 11
2. Lund I., Freeston D., Boyd T. Direct Utilization of Geothermal Energy. 2010. Worldwide Review // Proc. WGC-2010. Bali, Indonesia, 25-29 April 2010. www.geothermal.org.
3. Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России / Под ред. П.П.Безруких. СПб.: Наука, 2002. 314 с.
4. Методы изучения и оценка ресурсов глубоких подземных вод / Под ред. С.С.Бондаренко, Г.С.Вартаняна. М.: Недра, 1986. 479 с.
5. Возобновляемые источники энергии и их перспективы для России / Шпильрайн Э.Э. // Энергетика России проблемы и перспективы: труды научной сессии РАН. – М., 2006. – с. 284-292.
6. Алхасов А.Б. Геотермальная энергетика: проблемы, ресурсы, технологии. - М.: ФИЗМАТЛИТ, 2008.- 376 с.
7. Атлас ресурсов термальных вод СССР. М.: ВСЕГИНГЕО, 1983
8. Карта ресурсов геотермального теплоснабжения территории СССР. Масштаб 1:10000/Ю.Д.Дядькин, А.Б.Вайнблат, Э.И.Богуславский, И.М.Остроумова и др. – Л.: ВСЕГИНГЕО, 1991. -125 с.

9. Thomas D.M., Gudmundsson J.S., Advances in the study of solids deposition in geothermal systems. Geothermics, 1989, v. 18, № ½, pp. 5 -15.
10. Дворов И.М. Геотермальная энергетика. М.: Наука. 1976. 190 с.
11. Берман Э. Геотермальная энергия. М.: Мир, 1978.- 416 с.
12. Свейнбьорн Бьорнссон. Развитие геотермальной энергетики и исследования в Исландии. Orkugardur, Grensasvegur 9, 108 Reykjavik Arnarhvall, 150 Reykjavik, ISBN 978-9979-880-31-8, Iceland. Печать: Гудьон О, 2006
13. Mercado S., Bermejo F., Hurtado R., Terrazas B., Hernandez L. Scale incidence on production pipes of Cerro Prieto geothermal wells// Geothermics, 1989, v. 18, № ½, pp. 225-232.
14. Vaca L., Alvarado A., Corrales R. Calcite deposition at Miravalles geothermal field Costa Rico// Geothermics, 1989, v. 18, № ½, pp. 305-312.
15. Абдуллаев А.Н., Беламерзаев Н.М. Расчет оптимального режима дегазации геотермальной воды Ставропольской ГеоТЭС //Исследование геотермальных месторождений Прикаспийского региона. Сб. науч. трудов. Ин-т проблем геотермии Дагестанского Филиала АН СССР, 1985, вып. 5.
16. Prevention of scale formation in distillation plants by means of seeding/ V.V.Chernozubov, F.P. Zaostrovsky, V.B.Shatsillo et al //Desalination. 1966. - №1. - P. 50 - 60.
17. Ахмедов Г.Я.. Защита геотермальных систем от карбонатных отложений.М.: Научный мир, 2012. 330 с.

ЭКОЛОГО-ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПЛИОЦЕН-ЧЕТВЕРТИЧНОГО ВОДОНОСНОГО ГОРИЗОНТА ГОРОДА ЛИСКИ

Богатилов А.В., Косинова И.И.
Воронежский государственный университет

Воронежская область расположена в центральной части Русской равнины; ее площадь составляет 52400 км². Западную ее часть занимает Средне-Русская возвышенность (максимальная абсолютная высота 244 м), на востоке круто обрывающаяся к долинам рек Воронежа и Дона; на юго-востоке располагается небольшая Калачская возвышенность (наибольшая абсолютная высота 238 м), отделенная от Средне-Русской долиной р.Дона. Большую центральную и восточную части области занимает Окско-Донская равнина с преобладающими абсолютными высотами 140-150 м.

Лискинский муниципальный район находится в центре Воронежской области, захватывая как левый, так и правый берег Дона. Граничит с Каширским, Бобровским, Павловским, Каменским, Острогожским районами.

Административный центр района - город Лиски удален от областного центра - города Воронежа - на 100 километров.

Территория Лискинского муниципального района простирается с запада на восток на 62 километра, с севера на юг на 56 и составляет 2036 квадратных километров. Население - 101,3 тыс. человек (на 01.01.2008 года).

Лискинский муниципальный район входит в пределы Окско-Донской низменности, в зону воронежских черноземов. Территория богата такими полезными ископаемыми, как мергель, мел, кварцевые пески, минеральные воды, богатые радоном. Гидрографическая сеть района представлена крупной судоходной рекой Дон и множеством малых рек и озер. Климат умеренно-континентальный. Годовое количество осадков от 435 до 560 мм. Примерно три четверти осадков приходится на теплый период года.

Климат на территории умеренно континентальный, зима является умеренно-мягкой со стабильным снежным покровом. Снежная температура января -8°, июля + 19°. Зимой преобладает пасмурная, иногда морозная погода, которая сменяется редкими оттепелями. Лето в регионе тёплое. В основном преобладает сухая, безветренная, ясная погода. Относительно тёплой является и осень. В год выпадает от 450 мм осадков, большая часть из которых выпадает в тёплое время года.

Обеспечение питьевой водой населения и промышленных предприятий ведется с двух водозаборов «Богатое» и «Песковатский», которые расположены в западной и восточной части города. Территория водозаборов составляет 47,9 га.

Водозабор «Богатое» эксплуатируется с 1972 года. На территории водозабора расположено 25 артезианских скважин, два железобетонных резервуара по 1000 м³. В город вода подается через насосную станцию 2-го подъема общей производительностью насосов 1120 м³/час.

Качество воды в 8 скважинах на данное время не соответствует нормам СанПиН 2.1.4.1074-01 по нитратам (при норме 45 мг/дм³, факт 80 до 110 мг/дм³). Загрязнение подземных вод нитратами обусловлено проникновением в них инфильтратов от расположенных выше по потоку частных застроек и бывшего полигона ТБО. С каждым годом фронт загрязнения продвигается с восточного на западный фланг водозабора.

На водозаборе «Песковатский» находится 31 артезианская скважина, два железобетонных резервуара по 3000 м³. Вода подается насосной станцией 2-го подъема общей производительностью насосного оборудования 1760 м³/час. Система водозабора «Песковатский» находится в эксплуатации фактически с 1984 года. Кроме того, участок расположен в 3 км ниже по потоку от полей фильтрации ОАО «Лискисахар». В настоящий момент в отдельных скважинах отмечается рост общей жесткости подземных вод.

Сейчас в город подается вода с нормами по нитратам до 45 мг/дм³, за счет разбавления воды другими скважинами и за счет остановки скважин в которых идет превышение норм СанПиН 2.1.4.1074-01. В летнее жаркое время расход воды в городе увеличивается и МУП «Водоканал» вынужден включать в работу скважины с превышением норм. В любой момент может произойти загрязнение питьевой воды, подающейся в городское поселение. Во избежание катастрофического положения с питьевой водой необходимо принять срочные меры по строительству станций очистки питьевой воды.

В районе «Интернат» расположена водонапорная башня, емкостью 400 м³, которая соединена водопроводом с насосной станцией.

Восточная и западная части города соединены водопроводом, на случай нехватки воды в одной из частей города.

Общая протяженность водопровода по городу – 114,6 км, в том числе от водозабор «Богатое» - 83,2 км, от водозабора «Песковатский» - 31,4 км. Водопроводные сети конструктивно выполнены из стали, чугуна, полиэтилена, проложены в 1972 – 2004 годах. Из общей протяженности сетей 61% имеют физический износ 100% (были введены в эксплуатацию в 1974 – 1989 г.г). Средний износ сетей составляет 69%.

Структура потребления водоснабжения в г.Лиски: население – 78%, бюджетные организации – 8,4%, хозяйствующие субъекты – 13,6%.

Услуга водоотведения городского поселения город Лиски реализуется двумя организациями коммунального комплекса: МУП «Водоканал» и ОАО «РЖД».

Водоотведение в восточной части города осуществляет МУП «Водоканал». Стоки от потребителей по уличным канализационным сетям длиной 1,7 км собираются в самотечный коллектор, протяженностью 25 км. Через две насосные канализационные станции КНС-3, общей производительностью 40,8 т.м³/сутки, находящуюся в районе МЭЗ, и ГКНС, производительностью 16,8 т.м³/сут, в районе «Песковатки», стоки поступают на очистные сооружения производительностью 25,0 т.м³/сут.

В западной части города транспортировка сточных вод осуществляется Лискинским региональным центром Дирекции по тепловодоснабжению ОАО «РЖД». На балансе организации находятся 2 КНС и ГКНС, 47,4 км. канализационных сетей. Пропуск сточных вод составляет 2600 тыс. м³ в год. Сточные воды транспортируются до сетей МУП «Водоканал» и далее поступают на очистные сооружения.

Очистные сооружения, расположенные в районе села Нижний Икорец, обслуживаются МУП «Водоканал». В комплекс сооружений биологической очистки входит дренажная насосная станция, производительностью 10,4 т.м³/сут, иловая насосная станция – 78,8

т.м3/сут, насосная станция сырого осадка – 24,5 т.м3/сут, воздуходувная насосная станция – 1440,0 т.м3/сут.

Очищенные воды по самотечному коллектору, длиной 2,5 км, сбрасываются в реку Дон.

Очистные сооружения принимают сточные воды от промышленных предприятий города и бытовые стоки от населения. Стоки, поступающие на очистные сооружения, проходят механическую очистку и полную биологическую, но в связи с тем, что очищенные сточные воды сбрасываются в р. Дон – водоем рыбохозяйственного назначения, к ним предъявляются повышенные требования очистки.

В настоящее время сброс загрязняющих веществ согласно действующим нормам ПДС превышен по следующим показателям на:

- фосфаты (Р) – 1,3 мг/дм3;
- нитраты – 7,0 мг/дм3;
- железо общее – 0,082 мг/дм3;
- медь – 0,002 мг/дм3;
- нитриты – 0,01 мг/дм3;
- свинец – 0,02 мг/дм3;
- цинк – 0,006 мг/дм3.

Эколого–гидрогеохимическая оценка плиоцен–четвертичного водоносного горизонта.

При исследовании геолого – гидрогеохимического строения в разрезе были выявлены породы плиоцен – четвертичного водоносного горизонта. Водоносный верхнечетвертичный водоносный горизонт представлен песками, мощностью 10, 7 -16, 2м. имеет безнапорный характер и вскрыт на глубине 5,8-15,8м (а.о. 73,1-81,9 м). Нижний водоупор отсутствует, и горизонт гидравлически связан с нижележащим водоносным саргаевским карбонатным горизонтом. Горизонт обладает высокими фильтрационными свойствами. Средняя величина коэффициента фильтрации – 13,4 м/сут. Горизонт загрязнен нитратами. Содержание нитратов в восточной части водозабора изменяется в пределах 51,2-216,5 мг/дм³ и превышает ПДК в 1, 1-4, 8 раз. В Западной части водозабора содержание нитратов не превышает ПДК, в отдельных пробах отмечено повышенное содержание железа (0, 4 - 5, 1 мг/дм³).

Водозаборные сооружения представляют собой линейные объекты инфильтрационного типа, то есть частично водоприток происходит из водоносного горизонта, а частично из озёр Богатое и Песковатское. Водозабор «Богатое» -26 скважин, «Песковатский» -31 скважина. Глубина залегания водоносного горизонта от 6 до 14м. Глубина скважин в среднем 29м. (Песковатский водозабор), 25 м.(Водозабор Богатое).

Анализ химического состава подземных вод проводится на водозаборах, отмечается превышение по жёсткости воды в некоторых скважинах на водозаборе «Песковатское», превышение показателей по нитратам в значительном количестве на водозаборе «Богатое». В процессе прохождения практики мною освоены методы гидрогеологических наблюдений на водозаборе. Изучены особенности очистки сточных вод ВПС, определены методы обработки материалов наблюдений по водозабору.

Литература

1. Альтовский М.Е. Справочник гидрогеолога. М., Госгеолтехиздат, 1962 г.
2. Биндеман Н.Н., Язвин Л.С. Оценка эксплуатационных запасов подземных вод. М., Недра, 1970 г.
3. Боровский Б.В., Самсонов В.Г., Язвин Л.С. Методика определения параметров водоносных горизонтов по данным откачек, М., Недра, 1979 г.
4. Гидрогеологические основы охраны подземных вод. Гл. редактор Козловский Е.А., М., Центр международных проектов ГКНТ, 1984 г.
5. Классификация эксплуатационных запасов и прогнозных ресурсов подземных вод. М, ГКЗ, 1997 г.

О ВОЗМОЖНОСТИ ИСКУССТВЕННОГО ВОСПОЛНЕНИЯ ЗАПАСОВ ПОДЗЕМНЫХ ВОД НА ТЕРРИТОРИИ Г. ДЕРБЕНТА

*Богомолов Ю.Г., Абдулкеримов Ф.Г., Даштиев З.К., Николаев А.П.
(ООО "Росгидрогео", ГУП РЦ "Дагестангеомониторинг", ООО «НПЦ Подземгидроминерал»)*

Город Дербент, где проживает более 100 тысяч человек, является вторым по величине городом Республик Дагестан. Потребность города в воде питьевого качества с учетом нужд населения и предприятий, составляет примерно 60 тысяч м³/сут. Основным источником водоснабжения города являются подземные воды Дербентского, Уллучаевского и Азадоглинского месторождений. Непосредственно на территории города в пределах Дербентского месторождения для централизованного водоснабжения из сарматского горизонта добывается порядка 15 тысяч м³/сут, что составляет 25% от общей потребности города. Основная потребность населения и предприятий удовлетворяется многочисленными одиночными скважинами, пробуренными на сарматский горизонт непосредственно на территории их землевладений.

В результате интенсивной эксплуатации Дербентского месторождения, начавшейся с 1970-х годов, на территории города напоры сарматского горизонта понизились до 50 м по сравнению с начальными. В результате этого сформировалась обширная депрессионная воронка площадью около 100 км², достигшая Каспийского моря. Динамический уровень опустился ниже уровня моря (-27.0 м) более чем на 16 м. В результате этого в настоящее время происходит подтягивание некондиционных вод с флангов, что привело сокращению площади пресных вод месторождения до 10-15 км².

Кроме того, на территории города происходит площадное загрязнение грунтовых вод как за счет инфильтрации загрязненных поверхностных вод, так и за счет утечек из подземных систем водоотведения. Частым случаем в городе является сброс сточных вод в неглубокие скважины, пробуренные на частных землевладениях.

В таких условиях является актуальной искусственное пополнение запасов подземных вод Дербентского месторождения, направленное на восстановление напоров подземных вод сарматского горизонта до величин, близких к естественным.

Авторами предлагается концепция искусственного пополнения запасов подземных вод Дербентского месторождения путем создания системы станций водоподготовки и нагнетания, равномерно распределенной вдоль Самур-Дербентского канала, протекающего над городом с западной его стороны. Изначально, еще при создании канала, предполагалось, что канал может стать источником искусственного пополнения подземных за счет инфильтрации через его дно. Однако многолетний опыт эксплуатации канала показал, что дно канала заилено и закольматировано, в результате чего потери из за счет фильтрации практически отсутствуют.

Самур-Дербентский канал является надежным источником для возможного пополнения подземных вод. Канал пересекает с юга на север весь Дербентский моноклиальный склон. Головная часть канала находится на юге в 50 и 30 км от г. Дербент - это Самурский и Кулларский гидроузлы. Русло канала заложено в террасовых и коренных отложениях сармата, имеет трапецеидальное сечение - ширина по верху – 10 м, по низу – 5 м, глубина - 5 м, глубина воды 3.5-4 м. Среднемноголетний расход воды в канале составляет до 5,18 м³/сек. Канал функционирует постоянно, а водоотбор из канала - сезонный, что соответствует его целевому назначению. Вода в Самур-Дербентском канале пресная с минерализацией 0.6-0.9 г/дм³ и используется в сельском хозяйстве для орошения полей и виноградных плантаций. Вода в канале содержит большое количество взвешенных веществ, а также, как и все поверхностные воды, является неблагоприятным в микробиологическом отношении.

Возможности использования Самур-Дербентского канала для искусственного пополнения запасов подземных вод связаны со следующими основаниями:

1. Канал имеет благоприятное гипсометрическое расположение над городом со стороны естественного потока подземных вод - от горного обрамления к Каспийскому морю.

2. Современное использование воды из канала является сезонным и неравномерным в суточном режиме.

3. Вода в канале имеет хорошие показатели по качеству и является пригодным после небольшой водоподготовки для нагнетания в водоносные горизонты.

4. Имеется потенциальная возможность увеличения водоподдачи в канал как из р.Самур с южной стороны, так и из р.Уллучай с северной стороны от г.Дербент.

Гидрогеологические условия г.Дербента являются идеальными для реализации системы искусственного восполнения подземных вод. Дербентский моноклиальный склон является раскрытой гидрогеологической структурой, продолжающейся в акватории моря. Основными источниками питания являются атмосферные осадки и конденсационная влага. Области питания для всех водоносных горизонтов являются благоприятными для инфильтрации за счет значительной трещиноватости пород. Достаточно высокая проводимость водоносного горизонта (250-350 м²/сут), большие углы их падения способствуют быстрому транзиту подземных вод в направлении моря.

На территории г.Дербента уже давно сложилась развитая сеть муниципальных и частных скважин, позволяющих полностью технически обеспечивать отбор необходимого количества подземных вод в соответствии с потребностями населения и предприятий. Поэтому создание системы искусственного восполнения запасов подземных вод позволит, не проводя кардинальных изменений в структуре водного хозяйства г.Дербента, возродить перспективы развития города, расположенного в курортной зоне.

Преимуществами предлагаемой авторами системы искусственного восполнения подземных вод являются:

1. Использование водоносного горизонта в качестве естественного пути поступления воды к водопользователю, избавляя город от необходимости строительства и эксплуатации водоразводящей сети.

2. Качество воды при транзите по водоносному горизонту от станций нагнетания к водопользователю не ухудшается, а наоборот, приобретает привычные для местного населения потребительские свойства.

3. В результате искусственного пополнения будут восстанавливаться естественные напоры в сарматском горизонте, что приведет к прекращению подтягивания некондиционных вод с периферии и с нижних горизонтов.

4. Восстановление естественного распределения напоров в сарматском горизонте и создание потока подземных вод "снизу вверх" исключает возможность загрязнения с поверхности и сброса сточных вод в водоносные горизонты.

5. Сохраняется традиционный режим водопользования населением города.

6. Улучшение качества водопользования будет способствовать развитию инфраструктуры курортного города.

Задачами ближайшего будущего по реализации предлагаемой авторами идеи являются:

- технико-экономическое обоснование создания системы искусственного восполнения;

- гидрогеологические исследования Дербентского месторождения, включая обследование существующих эксплуатационных частных и муниципальных скважин, выполнение в них опытно-фильтрационных работ, разработка математической модели Дербентского месторождения, гидрогеологические расчеты для обоснования необходимого количества и размещения нагнетательных станций;

- разработка типового проекта системы подготовки воды из канала для последующего нагнетания, включающей очистку от взвешенных веществ и обеззараживание;
- разработка типового проекта нагнетательной скважины, включая конструкцию самих скважин и нагнетательное насосное оборудование.

АНАЛИЗ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН В ЮЖНО-СУХОКУМСКОМ РЕГИОНЕ

*Газалиев И.М.
Институт геологии ДНЦ РАН*

Подробное изучение горно-геологических условий месторождений Предгорного и Равнинного Дагестана позволили разработать эффективные мероприятия, предотвращающие аварии и осложнения при строительстве скважин, воздействующие на окружающую природную среду. Аварии и осложнения, происходящие при бурении и проведении ремонтных работ, можно подразделить на 2 категории: влияющие и не влияющие на окружающую природную среду (ОПС) (табл. 1, 2).

Аварии и осложнения, прямо не влияющие на ОПС

Таблица № 1.

№№ п/п	Виды аварий и осложнений	Мероприятия по предупреждению
1.	Прихват бурильного инструмента	Обработка глинистого раствора реагентами, уменьшающими липкость глинистой корки, Проработка ствола в местах сужений
2.	Желобообразование	Применение специальных компоновок низа бурильных колонн
3.	Поломка элементов бурильной колонны	Профилактическая проверка бурильных труб и УБТ
4.	Заклинивание бурильного инструмента	Проработка ствола скважины в местах сужений, обработка глинистого раствора смазывающими добавками
5.	Поломка долот	Разработка оптимального режима отработки долот
6.	Падение в скважину посторонних предметов	Применение спецобтюраторов, закрывающих устье скважины
7.	Сальникообразование	Увеличение производительности насосов при промывке очистка глинистого раствора от шлама
8.	Обрыв каротажного кабеля при электрометрических работах	Тщательная подготовка ствола перед электрометрическими работами (проработка, обработка глинистого раствора, промывка скважины)
9.	Осыпание стенок скважины	Увеличение плотности и обработка глинистого раствора
10.	Падение бурильной колонны в скважину в результате порыва талевого каната	Соблюдение правил обработки талевых канатов, профилактика механизмов для спуско-подъемных операций
11.	Сужение ствола скважины	Проработка мест сужения ствола скважины, применение глинистого раствора с малой водоотдачей
12.	Кавернообразование в стволе скважины	Бурение скважины качественным глинистым раствором, снижение фильтрации, промывка скважины, уменьшение времени простоев скважины

Аварии, связанные с интенсивным нефтегазопроявлением и открытым фонтанированием скважин при их строительстве, испытании и ремонте, прямо воздействуют на ОПС – воздух, воду и почвенный покров. В процессе строительства и ремонте скважин при нарушении технологии проведения буровых работ возможны следующие аварии и осложнения:

- Газо-нефте-водопроявления при бурении меловых, юрских и триасовых отложений;
- Нефте-газо-водопроявления при подъеме инструмента;
- Поглощение глинистого раствора с падением уровня и с последующим выбросом газа нефти или воды при бурении меловых и юрских отложений;
- Порывы технических и эксплуатационных колонн на устье скважины;
- Неисправности в противовыбросовом оборудовании

Аварии и осложнения, прямо влияющие на ОПС

Таблица № 2.

№№ п/п	Виды аварий и осложнений	Мероприятия по предупреждению
1.	Газо-нефте-водопроявления при бурении меловых, юрских и триасовых отложений	Специальные мероприятия, утверждаемые по каждой скважине перед вскрытием продуктивных пластов (повышение плотности глинистого раствора, проверка противовыбросового оборудования, обеспечение обратными клапанами, шаровым краном высокого давления, приготовление запаса глинистого раствора, инструктаж буровой бригады
2.	Нефте-газо-водопроявления при подъеме инструмента	Постоянное подкачивание глинистого раствора в затрубное пространство, недопущение снижения противодействия на пласт. Ежедневная проверка состояния противовыбросового оборудования
3.	Поглощение глинистого раствора с падением уровня и с последующим выбросом газа нефти или воды при бурении меловых и юрских отложений	Те же мероприятия, что в п.1, но касательно вскрытия меловых и юрских отложений
4.	Порывы технических и эксплуатационных колонн на устье скважины	При компоновке обсадных колонн предусмотреть установку достаточно прочных труб у устья
5.	Неисправности в противовыбросовом оборудовании	Ежемесячные, ежедневные и перед каждой вахтой проверки противовыбросового оборудования согласно утвержденного графика для конкретных условий бурения

Такие аварии как прихват инструмента, поломка долота и бурильных труб, перебуривание скважин вторым стволом, аварии при капремонте скважин и т.п. прямо не влияют на ОПС, однако, увеличивают сроки строительства скважин, что связано с дополнительными выбросами загрязняющих веществ в атмосферу, увеличением количества отходов бурения. Данные изучения аварийности по скважинам, пробуренным на площадях Южно-Сухокумского региона, сведены в таблицу 3, в которую вошли наиболее характерные аварии, в том числе и не оказавшие непосредственного влияния на ОПС. Каждая авария и осложнение подвергались тщательному расследованию соответствующими службами ОАО «НК «Роснефть»-Дагнефть». Разрабатывались мероприятия по их устранению и дальнейшему недопущению.

Из приведенной таблицы можно определить вероятность аварий различного характера. Вероятность аварий определяем согласно выражению:

$$B = \frac{N \times 1000}{\Sigma L}$$

где: В - вероятность аварийных ситуаций, ед. на 1000 м проходки

N - число идентичных аварий

ΣL - общий метраж по рассматриваемым скважинам.

Общий метраж проходки по скважинам, пробуренным на площадях Южно-Сухокумского НГДУ по 510 скважинам составил 2056900 м, в т.ч. перебурено вторым стволом 20975 м. Сверхнормативные отходы бурения при этом составили: буровые шламы – 11253,8 м³, отработанные буровые растворы – 33786,9 м³, буровые сточные воды – 6755 м³. Подставляя общее количество идентичных аварий по скважинам, общий метраж, определены вероятности аварий на 1000 м проходки, значения которых приведены в таблице 3.

Аварийность по скважинам, пробуренным до 2007 г.

Таблица № 3

Месторождение	Нарушение герметичности	Поглощение	Прихват	Открытое фонтанирование	Поломка долота	Поломка инструмента	Некачественная цементировка	Нефтегазопроявления	Смятие колонны	Перебуривание в результате аварий, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Русский хутор	4	8	7	1	2	1	3	1		1515
Южно-Сухокумское	3	4	8		4	5	2			1600
Сухокумское	2	5	4			4		2		1314
Восход	1	4	4			2		1		210
Катранное	1				1	1				300
Леваневское	3	2	2		3		1	1		1250
Эмировское	3	1				2				505
Мартовское	1				1					1600
Октябрьское		3	2		3	1				2700
Дахадаевское	4	2	4		2	3	1	2		2100
Майское		4	2							
Зап. Бажиган	2	2			1	1	1			
Граничное	1	1	2			2				
Капиевское			1				1			
Тюбинское	2	1	2		2			1		1140
Озерное	6	18	6	1		3	2	4		625
Солончаковая	4	8	7			1		1		387
Тианетская			3			1				301
Рифовая		2	1			1		1		145
Центральная	1	4	3			1				100
Раздольная	2					1				100
Юбилейная	2		1					1	2	1672
Северо-Юбилейная	2	1				2				-
Восточно-Юбилейная					1					264
Наказухская										500
Кумухская	1					2				500
Южно-Кумухская						1				-
Таловская	1		1			2				783
Южно-Таловская					1					280
Тюбинская										
Кулинская										

Равнинная										
Сайгачная										
Итого	42	70	60	2	21	34	11	16	2	20975
Вероятность аварийных ситуаций	0,020	0,034	0,029	0,0001	0.010	0,017	0,005	0.007	0,0001	

Вероятность возникновения аварийных ситуаций на 1000 м бурения по отрасли и ОАО «НК «Роснефть»-Дагнефть» (регион Южносухокумское ЭГРБ)

	Виды аварий						
	Поломка бурильного инструмента	Слом долота	При- хват бур. труб	Наруше- ние обсадных труб	Неудач- ный цементаж	Откры- тые фонтаны	Прочие виды аварий
По отрасли	0,058	0,021	0,04	0,01	0,0003	0,001	0,016
По ОАО «НК «Роснефть»- Дагнефть»	0,017	0,010	0,029	0,02	0,005	0,0001	0,009

При сравнении полученных результатов с данными по вероятности возникновения аварийных ситуаций по отрасли и ОАО «НК «Роснефть» - Дагнефть» (табл. 4) можно сделать следующий вывод: вероятность возникновения ряда видов аварий по месторождениям Равнинного Дагестана меньше, чем по отрасли и ОАО «НК «Роснефть» – Дагнефть» в целом. Это связано, в первую очередь, тем, что большую долю аварийности по ОАО «НК «Роснефть» -Дагнефть» составляет аварийность по скважинам, пробуренным в Предгорном Дагестане. Общая вероятность возникновения аварийных ситуаций на 1000 м бурения по нефтегазовой промышленности в разведочном бурении составляет 0,162, в эксплуатационном - 0,03. Из анализа статистических данных по ОАО "Роснефть»Дагнефть" и отрасли в целом (табл. 4), можно сделать вывод, что неуправляемых нефтегазопроявлений приходится 1 случай на 1000 скважин; осложнений, связанных с нарушением устойчивости пород стенок ствола скважины - 2 на 100 скважин и естественного искривления ствола скважины, требующего исправительных работ 1 - на 100 скважин. Из сопоставления данных аварийности по отрасли и Южно-Сухокумскому региону видно, что в рассматриваемом регионе превышение имеет место только по неудачному цементажу и нарушению обсадных труб. Анализ аварийных ситуаций позволяет выявить наиболее вероятные аварии и осложнения, возникающие при бурении скважин и разработать мероприятия по их недопущению.

ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ РАЗРАБОТКИ ШЕЛЬФОВЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Калашин¹к А.И., Калашиник¹ Н.А., Борисов² А.В.

¹(ФГБУН Горный институт Кольского научного центра РАН),

²(ОАО «Арктикморнефтегазразведка»)

Разработка шельфовых нефтегазовых месторождений должна осуществляться, прежде всего, с учетом геомеханических процессов эволюции геологической среды соответствующих природно-технических систем [1]. Непрогнозируемое и, соответственно, неуправляемое развитие геомеханических процессов может привести к формированию условий возникновения чрезвычайных ситуаций и реализации разрушающих (аварийных) геодинамических явлений, и, как следствие, выбросам нефтеуглеводородов в окружающую среду и крупномасштабным ее загрязнением, а также к потерям и недоиспользованию запасов сырья. Опасные природные и техногенные геодинамические проявления могут также привести к чрезвычайным ситуациям и авариям добычных комплексов, сопряженных с геологической средой (повреждения донных комплексов: потеря устойчивости, крен, неравномерная просадка, потеря связи (сцепления) с породным основанием / фундаментом и т.п.; деформирование и нарушение сплошности систем сбора скважинной продукции, повреждения и разрывы промысловых трубопроводов; смятие/сдвиг/ срез обсадных колонн/скважин и др.).

Эффективная и геодинамически безопасная разработка шельфовых нефтегазовых месторождений должна базироваться на информационном обеспечении, включающем в себя формирование баз данных и знаний и последовательное построение концептуальной, геомеханической и расчетной моделей нефтегазовой природно-технической системы в комплексе исследований механизмов формирования и реализации опасных геодинамических проявлений (рис.1). Алгоритм решения задач информационного обеспечения заключается в следующем:

1. Выполняется сбор информации из различных источников (отчеты предприятий, публикации, Интернет).
2. Информация структурируется с формированием базы геомеханических данных и геодинамических проявлений.
3. С использованием инструментария программных комплексов баз данных выполняется первичная логическая обработка и систематизация данных. На этом этапе создаются предпосылки к выяснению (пониманию) причин и механизмов формирования чрезвычайных ситуаций и геодинамических проявлений.
4. Выполняется параметрическое построение концептуальной, геомеханической и компьютерной модели исследуемого нефтегазообъекта как природно-технической системы.
5. Моделирование природно-технической системы.
6. Анализ и интерпретация результатов моделирования с выявлением тенденций изменения напряженно-деформированного состояния, механизмов деформирования и разрушения.

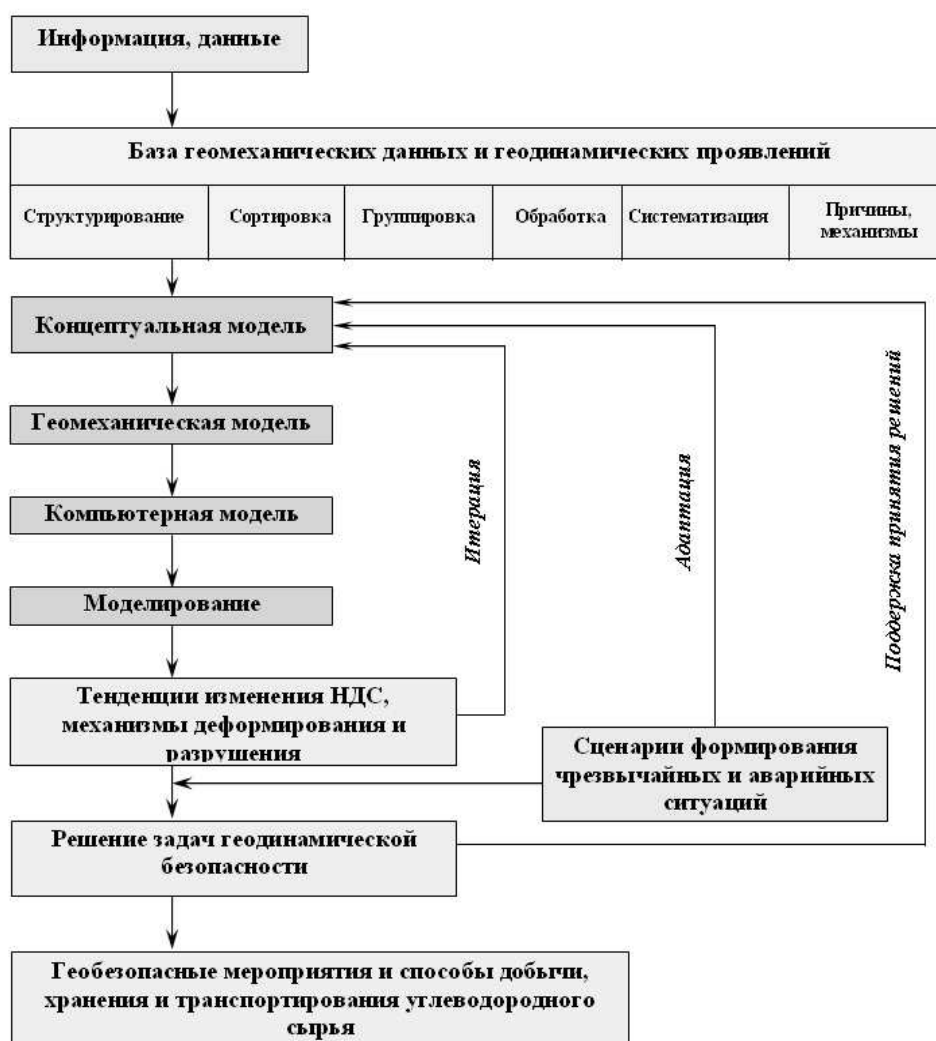


Рис.1. Блок схема алгоритма информационного обеспечения

7. Итерационный процесс процедур создания моделей, выполнения моделирования и полученных результатов для подтверждения их достоверности и адекватности природно-техническим системам.

8. Разработка сценариев формирования чрезвычайных и аварийных ситуаций и адаптации их к реальным условиям.

9. Решение задач геодинамической безопасности, включая разработку геобезопасных мероприятий и способов добычи, хранения и транспортирования углеводородного сырья.

10. Поддержка принятия управленческих решений

Когнитивная структура информационного обеспечения решения задач геодинамической безопасности при освоении нефтегазовых месторождений включает в себя три основных модуля (рис.2): ввод данных, первичная логическая обработка и структуризация данных, анализ данных. При этом модуль «Анализ данных» акцентирован нами на геодинамические аспекты (оценка геодинамических рисков, геодинамическая безопасность) освоения нефтегазовых месторождений.

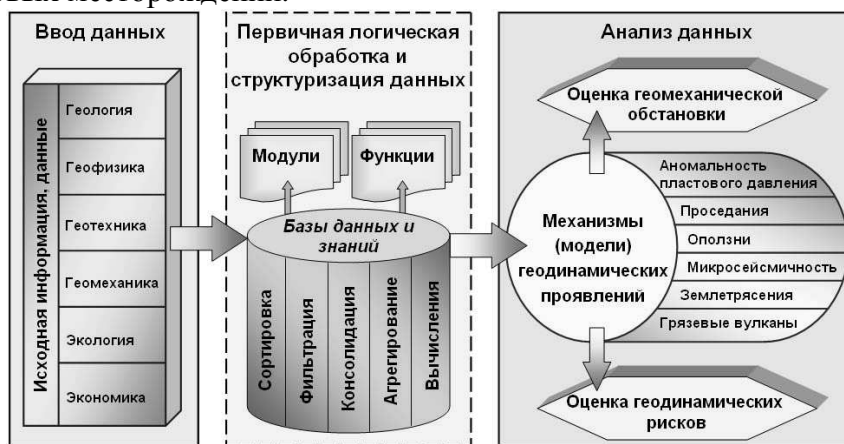


Рис.2. Структура информационного обеспечения решения задач геодинамической безопасности шельфовых нефтегазовых разработок

Авторами создана автоматизированная база данных [2], представляющая собой многомерное хранилище инженерно-геологической и геомеханической информации по 210 шельфовым нефтегазовым месторождениям и имеющая принципиально важный уникальный модуль, содержащий информацию о более 450 чрезвычайных ситуациях и авариях на нефтегазовых объектах. Фрагменты базы данных приведены на рис.3.

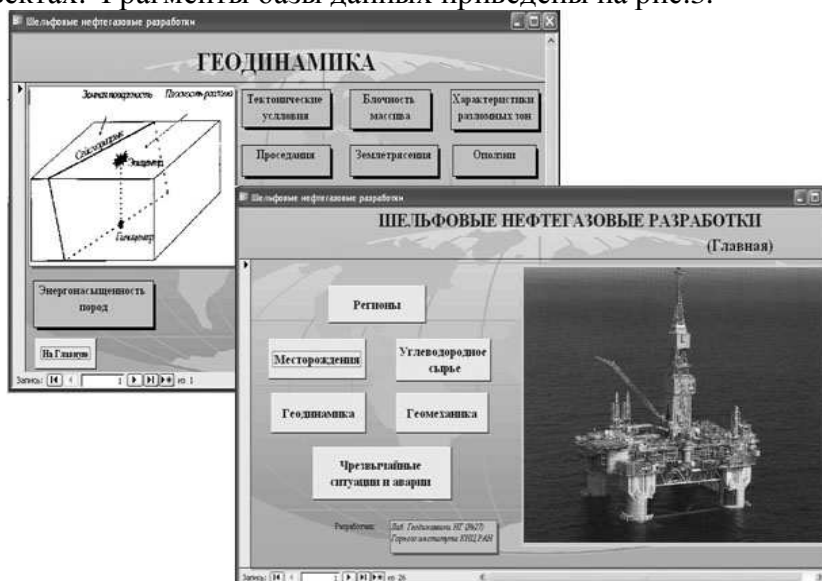


Рис. 3. База данных «Шельфовые нефтегазовые разработки»

В заключение необходимо отметить, что информационное обеспечение шельфовых нефтегазовых разработок требует проведения специальных геомеханических работ, включающих в себя [1]: оценку геодинамического режима региона, исследование исходного напряженно-деформированного состояния пород коллектора и вмещающего массива и прогноз его изменений вследствие извлечения флюида, оценку геодинамических рисков, разработку превентивных геобезопасных мероприятий, геодинамический мониторинг регионов добычи, хранения и трубопроводного транспортирования углеводородов.

Литература

1. Мельников Н.Н., Калашник А.И. Шельфовые нефтегазовые разработки: геомеханические аспекты. - Апатиты: Изд-во КНЦ РАН, 2009. - 140 с.
2. Калашник А.И., Калашник Н.А. Автоматизированная база данных «Нефтегазовый шельф Баренцрегиона» / Газовая промышленность. – Изд. «Газоил пресс», «Газовая промышленность». – 2008. - №2. – С. 34-36.

ОСОБЕННОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ ВАЛОВОГО ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ДЕРНОВО-ПОДЗОЛИСТЫХ ПОЧВ УКРАИНСКОГО ПОЛЕСЬЯ

Ковалец Ю.Н.

Львовский национальный аграрный университет

Химический анализ почв является одним из основных методов исследования, который применяется при решении проблем генезиса, географии, биологии, физики, мелиорации почв, агрохимии и земледелия.

Изучению химического состава почв уделяли много внимания на всех этапах развития почвоведения выдающиеся ученые, такие как К.К. Гедройц, А.Н. Сабанин, И.Н. Антипов-Каратаев, И.В. Тюрин, Н.П. Ремезов, В.А. Чернов, В. Пономарева, А.В. Соколов, Д.Л. Аскинази, Н.И. Горбунов, Е.В. Аринушкина, Л.А. Воробьева и другие.

Сельскохозяйственное использование почв приводит к трансформации структурной части почвы, его минералогического и химического состава [4; 6]. Изменение морфологических особенностей, физических и физико-химических свойств почв связано с изменением валового химического состава. Валовой химический анализ позволяет получить информацию о химическом составе минеральной части почвы и сравнить его с составом неизменной почвообразующей породы. Сравнительный анализ содержания химических элементов в профиле почв дает возможность установить и оценить характер изменений валового химического состава, вызванные интенсивным сельскохозяйственным использованием и осушением почв.

Цель исследований заключается в определении содержания химических элементов в дерново-подзолистых почвах легкого гранулометрического состава и их распределении в почвенном профиле. Для достижения данной цели были рассчитаны и проанализированы показатели дифференциации профиля почв. В основу расчетов положен метод молекулярных отношений, предложенный Гарасовицем (1926) [8]. На основе индексов Гарасовица, Йенни (1931) предложил рассчитывать фактор выщелачивания [9].

Дерново-подзолистые почвы Полесья отличаются бедностью химического состава, пониженным содержанием макро- и микроэлементов [7]. В валовом химическом составе дерново-среднеподзолистых супесчаных почв на пашне и под лесом во всех генетических составе SiO₂ характерно для дерново-подзолистых почв, свидетельствуют результаты исследований многих авторов [2, 3; 6]. Такое преобладание прежде обусловлено особенностями литологии и процессов подзолообразования.

В почвах под лесом в верхнем гумусово-элювиальном горизонте содержание SiO₂ составляет 92,83% и постепенно незначительно уменьшается вниз по профилю до иллювиально-элювиального горизонта где составляет 91,79% и увеличивается в Ieg1 горизонте до 92,31% (рис. 1).

Результаты анализа валового химического состава исследуемых почв выражены в процентах от веса прокаленной почвы (рис. 1).

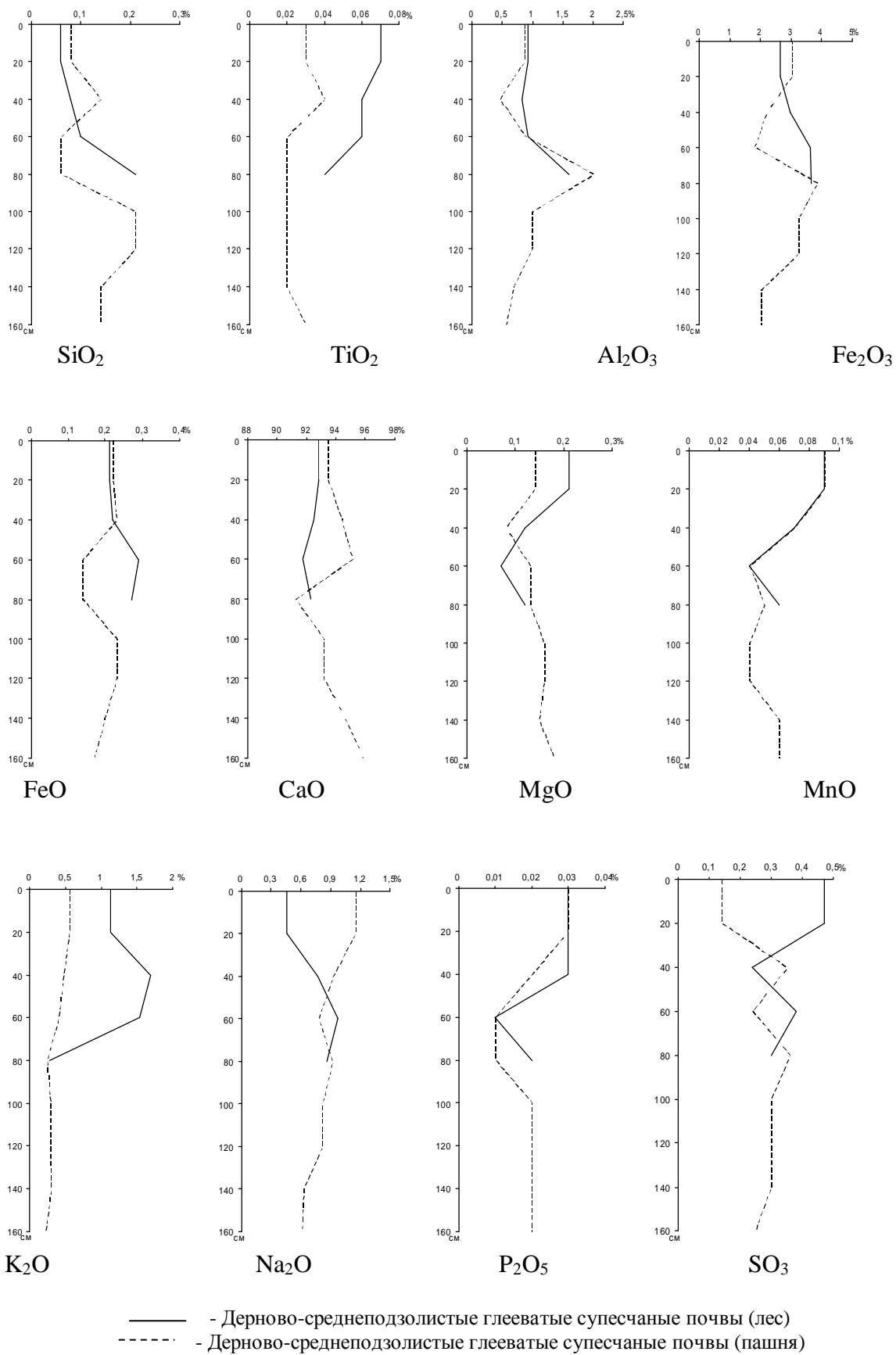


Рис.1. Валовой химический состав почв Украинского Полесья

В почвах на пашне содержание SiO_2 в гумусово-элювиальном горизонте несколько выше и составляет 93,44%. Вниз по профилю этот показатель постепенно увеличивается до IЕgl горизонта где составляет 95,11%, в иллювиальном горизонте содержание SiO_2 является наименьшим 91,25% и вниз до материнской породы увеличивается до 95,83% (рис. 1). Содержание оксида алюминия (Al_2O_3) в HE горизонте почв под лесом составляет 2,62% и постепенно увеличивается вниз по профилю до 3,67%. В дерново-среднеподзолистых почвах на пашне повышается содержание Al_2O_3 , что обусловлено усилением окислительных процессов и уменьшением интенсивности промывного водного режима. В почвах пашни содержание Al_2O_3 уменьшается вниз по профилю до IЕgl горизонта от 3,03 до 1,80%. В Igl горизонте этот показатель резко увеличивается до 3,84% и постепенно уменьшается вниз по профилю и в материнской породе составляет 2,02%.

В почвах под лесом содержание оксида железа (Fe_2O_3) в HE горизонте составляет 0,92%. Вниз по профилю этот показатель постепенно увеличивается и выше его значение составляет 1,59% в IЕgl. В почвах пашни в HE горизонте содержание Fe_2O_3 составляет 0,87%, в подпахотном горизонте содержание Fe_2O_3 резко уменьшается до 0,46%. Наибольшее содержание оксида железа в Igl горизонте где он составляет 2,00%, вниз по профилю этот показатель постепенно уменьшается и в материнской породе составляет 0,57% (рис. 1). Следует отметить, что в почвах под лесом, по сравнению с почвами на пашне, значительно выше содержание Na_2O . В верхних горизонтах почвы на пашне наблюдается повышение содержания CaO и уменьшение MgO . Содержание всех остальных компонентов в валовом химическом составе почв являются незначительными или скудными, их содержание колеблется в узких пределах (рис. 1).

Дифференциация профиля определяется типом почвообразования и зависит от возраста почвы и характера почвообразующей породы [7]. С помощью коэффициентов дифференциации почвенного профиля можно установить горизонты выноса или аккумуляции определенных химических элементов.

Для характеристики процессов, происходящих в почве используют показатели молекулярных отношений. Чаще всего используют отношение $\text{SiO}_2:\text{Al}_2\text{O}_3$, $\text{SiO}_2:\text{Fe}_2\text{O}_3$, $\text{SiO}_2:\text{R}_2\text{O}_3$, $\text{Al}_2\text{O}_3:\text{Fe}_2\text{O}_3$, $\text{P}_2\text{O}_5:\text{CaO}$, которые дают возможность обнаружить вынос или аккумуляцию данных оксидов в пределах почвенного профиля.

Расчитанные величины молярных отношений и показателей дифференциации указывают на неоднородность химического состава минеральной части почвы и дифференциацию профиля почв.

О наличии процесса выщелачивания химических элементов свидетельствуют показатели молекулярных отношений $\text{SiO}_2:\text{R}_2\text{O}_3$. Так, в горизонте, где происходит выщелачивание, молекулярное отношение широкое, а в горизонте вымывания эти отношения сужаются. В дерново-среднеподзолистых почвах под лесом отношение $\text{SiO}_2:\text{R}_2\text{O}_3$ постепенно уменьшается вниз по профилю от 49,08 до 33,44 в IЕgl горизонте. В почвах на пашне широкие отношения в подпахотных горизонтах 64,10-68,26, в иллювиальном горизонте этот показатель резко уменьшается до 30,28 и постепенно возрастает с глубиной где в материнской породе составляет 68,05. Характер перемещения по профилю элементов и их состав свидетельствуют о подзолистом процессе их образования [2].

Молярные отношения $\text{SiO}_2:\text{Al}_2\text{O}_3$ в почвах под лесом широкие в верхней части профиля и постепенно уменьшаются с глубиной. В почвах на пашне этот показатель постепенно увеличивается до IЕgl горизонта от 52,27 до 89,44. В Igl горизонте отношение резко сужается и постепенно увеличивается до материнской породы. Высокими значениями характеризуется молярное отношение $\text{SiO}_2:\text{Fe}_2\text{O}_3$, которое колеблется в очень широких пределах. Это свидетельствует о бедности исследуемых дерново-среднеподзолистых почв оксидом железа. О дифференциации профиля по элювиально-иллювиальному типу свидетельствуют высокие значения отношения $\text{Al}_2\text{O}_3:\text{Fe}_2\text{O}_3$.

Отмечая разницу молярных отношений элювиальных и иллювиальных горизонтов Г.А. Андрущенко отмечал, что валовой химический состав иллювиальных горизонтов дерново-подзолистых почв очень непостоянен, он отражает псевдофибры, которые образовались на границах между наслоениями пород [1].

Отношение $P_2O_5:CaO$ в почвах под лесом сужается вниз по профилю от 0,59 до 0,11, что отражает аккумуляцию фосфатов в верхних генетических горизонтах почвы. В почвах на пашне широкое отношение $P_2O_5:CaO$ прослеживается в верхнем HE горизонте, где оно составляет 0,44. В подпахотном горизонте этот показатель несколько меньше и постепенно увеличивается до Igl горизонта от 0,20 до 0,33. Узкое отношение наблюдается в нижней части профиля, где составляет 0,08-0,17.

Для характеристики интенсивности процессов миграции элементов рассчитан фактор выщелачивания. Для его расчета используются молярные отношения для щелочноземельных металлов в почвах $(K_2O+Na_2O+CaO+MgO):Al_2O_3$, $(K_2O+Na_2O):Al_2O_3$, $(CaO+MgO):Al_2O_3$. Полученные результаты свидетельствуют о аккумуляции валового Ca и Mg относительно Al_2O_3 в HE горизонте почв под лесом, и выщелачивание этих элементов в HE горизонте почв на пашне. В подпахотном горизонте почв на пашне величина фактора выщелачивания является большей, что свидетельствует о аккумуляции Ca и Mg. Вниз по профилю величина фактора выщелачивания сужается, что вызвано невысоким содержанием кальция и магния в материнской породе и высшим их содержанием в верхних горизонтах.

Для интерпретации данных валового химического состава почв и направления развития элементарных почвенных процессов важным является исследование содержания конституционной воды. Конституционная вода является компонентом глинистых минералов, образованных в процессе почвообразования и составляют основу илистой фракции. Поэтому расчет содержания конституционной воды должен быть обязательным при валовом анализе минеральной части почвы [5].

Содержание конституционной воды мы рассчитывали как разность между величиной потерь при прокаливании и содержанием гумуса. Полученные результаты содержания конституционной воды были перечислены в молярное количество. По отношению содержания конституционной воды в том или ином горизонте почвы до ее содержания в материнской породе рассчитан коэффициент изменения силикатной части почвы.

Содержание конституционной воды является наименьшим в верхнем гумусово-элювиальном горизонте и постепенно увеличивается вниз по профилю. Коэффициент изменения силикатной части почвы также низкие значения имеет в верхней части профиля и имеет такую же тенденцию к росту вниз по профилю.

В дерново-среднеподзолистых почвах под лесом содержание конституционной воды увеличивается с глубиной от 0,34 до 1,24%, а коэффициент изменения силикатной части от 0,27 до 1,00. В почвах на пашне содержание конституционной воды несколько ниже и увеличивается вниз по профилю до иллювиального горизонта от 0,09 до 1,19%, а ниже по профилю уменьшается до 0,62%. Рост содержания конституционной воды и величины коэффициента изменения силикатной части в средней части профиля почв свидетельствует об активизации процессов внутрипочвенного выветривания.

Таким образом, проведенные исследования дают возможность установить, что несмотря на значительную консервативность, химический состав дерново-среднеподзолистых почв легкого гранулометрического состава изменяется в процессе сельскохозяйственного использования. В валовом химическом составе исследуемых почв преобладают оксиды кремния и прослеживается аккумуляция валовых Ca и Mg в гумусово-элювиальном горизонте; в пахотных почвах растет содержание Al_2O_3 , наблюдается выщелачивания CaO и MgO; увеличивается содержание конституционной воды в средней части профиля, что свидетельствует об активизации процессов внутрипочвенного выветривания как важный и новый аспект сущности антропогенной эволюции почв.

Литература

1. Андрущенко Г.О. Грунти західних областей УРСР / Г.О. Андрущенко. – Львів-Дубляни : Вільна Україна, 1970. – Ч.1. – 184 с.
2. Андрущенко Г.О. Хімічна та фізико-хімічна характеристика деяких типів ґрунтів Західного Полісся України / Г.О. Андрущенко, В.Ф. Якобенчук // Наукові праці Львівського сільськогосподарського інституту. – 1968. – Т.17. – С.5–11.
3. Веремесенко С.І. Еволюція та управління продуктивністю ґрунтів Полісся України : монографія / С.І. Веремесенко. – Луцьк : Надстир'я, 1997. – 314 с.

4. Муха В.Д. Общие закономерности и зональные особенности изменения почв главных генетических типов под воздействием сельскохозяйственной культуры : автореф. дисс. на соискание науч. степени д-ра с.-х. наук. – Харьков, 1979. – 36 с.
5. Мясина Н.Б. Методическое пособие для чтения результатов химических анализов почв / Н.Б. Мясина, Е.В. Аринушкина. – М. : Изд-во Моск. ун-та, 1979. – 62 с.
6. Никитин Б.А. Свойства и классификация окультуренных дерново-подзолистых почв / Б.А. Никитин. – Чебоксары : Чувашкнигоиздат, 1976. – 160 с.
7. Почвы Украины и повышение их плодородия. – Т. 1. Экология, режимы и процессы, классификация и генетико-производственные аспекты / под ред. Н.И. Полупана. – К. : Урожай, 1988. – 296 с.
8. Harrassowitz H. Laterit // Fortschr. Geolog. und Palaont. – 1926.
9. Jenny H. Behavior of potassium and sodium during the process of soil formation / H. Jenny // Missouri Agric. Exp. Sta. res. Bull. – 1931. – №162.

ГЕОМОРФОЛОГИЯ, ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ЭКЗОГЕННЫЕ ПРОЦЕССЫ В ПРИБРЕЖНОЙ ПОЛОСЕ РАЙОНА АЧИ-СУ

*Кондаков В.М., Мамаев С.А., Магомедов Р.А., Идрисов И.А., Ибаев Ж.Г., Никуев Р.Ю.
Институт геологии ДНЦ РАН*

Район исследования находится в 12 км от сел. Манас в сторону г. Избербаш, на крутом склоне вдоль пляжной полосы Каспийского моря. Инженерно-геологические исследования проводились с целью изучения особенностей геоморфологии, геологического строения, гидрогеологических условий, физико-механических свойств грунтов, уточнения сейсмичности района и выявления инженерно-геологических процессов. Район исследований характеризуется 2-й категорией сложности инженерно-геологических условий. С целью изучения инженерно-геологических условий были описаны 14 геологических обнажений, проведена рекогносцировка местности с целью выявления опасных геологических процессов. Район исследований и схема расположения обнажений приведены на рис. 1.

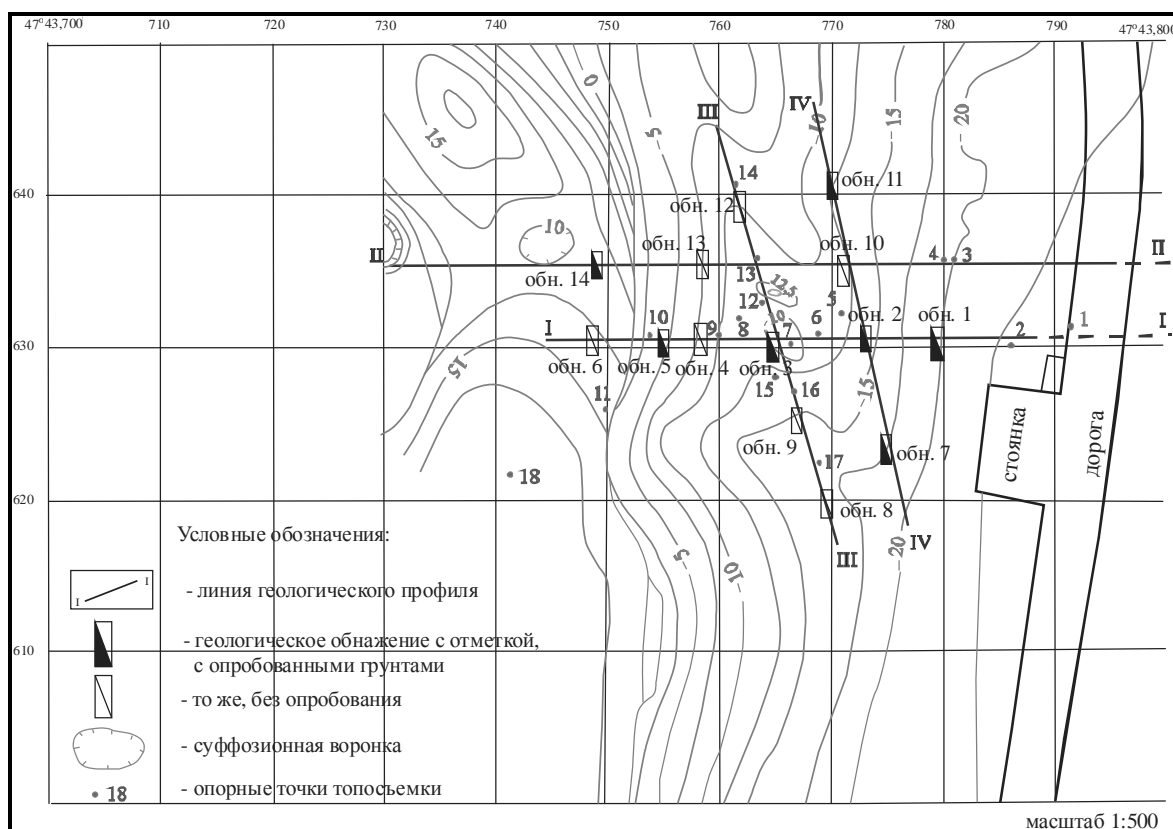


Рис. 1. Район исследований

Район работ изучен недостаточно. Ранее проводились изыскания под строительство непосредственно в пляжной зоне, где вскрывались непросадочные грунты, а также непосредственно у реки Манас, где широко развиты галечниковые отложения и плотные суглинки. При освоении курортной зоны в середине 20 века отмечалось, что на данной территории широко развиты крупные оползни, как современные так и древние. Данная проблема в настоящее время актуальна в связи с обращением внимания Правительства РФ и РД на освоение Приморской равнины с целью создания туристического кластера и зон отдыха.

Климат. Район работ характеризуется континентальным климатом с умеренной зимой и относится к III климатическому району. Средняя многолетняя температура воздуха составляет $+10,9^{\circ}\text{C}$. Самые высокие среднемесячные температуры воздуха отмечаются в июле-августе и составляют 25,1 и $24,2^{\circ}\text{C}$. Среднегодовое количество осадков составляет 460 мм (гмс.г. Махачкала).

Геоморфологические особенности района исследований.

Берег моря прямолинейный, к югу от района работы образует Буйнакскую бухту. На участке работ берег подвергается значительному волновому воздействию. Вдоль берега моря образован широкий песчаный пляж шириной до 200 метров (рис. 2). Пляж сохраняется за счет интенсивных процессов поперечного переноса субстрата. С юга и севера (в нескольких сотнях метров от района исследований) пляж блокируется выходами гряд устойчивых пород. Западная часть представлена морской террасой позднехвалынского возраста высотой +22 метра. Поверхность террасы слабо наклонена в сторону моря – на восток и круто обрывается к береговой зоне. Высота бровки террасы составляет +18 – +19 м.



Рис. 2 Песчаный пляж. Вид сверху на береговой уступ и лежащую ниже террасу новокаспийского возраста

Обрыв выработан в морских отложениях – хвалынского возраста представленных горизонтально залегающими легкими суглинками – супесями (мощностью порядка 25 м), которые перекрыты маломощной толщей мелкого гравия (мощностью менее 2 м), с поверхности терраса перекрыта тяжелыми суглинками (мощностью до 2 м) на которых образовались каштановые почвы. Суммарная мощность хвалынских пород на участке исследований порядка 30 м (рис. 3).

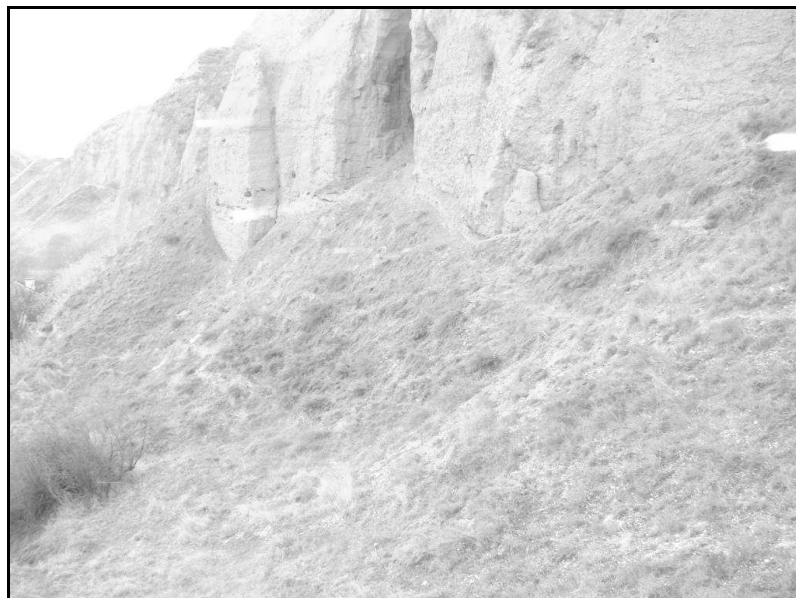


Рис. 3. Уступ выполненный хвалынскими отложениями

Поверхность хвалынской террасы обрезана крутым уступом – отмершим клифом позднихвалынского времени. Клиф значительно переработан последующими оползновыми процессами.

В полосе шириной 200-300 метров вдоль бровки террасы широко развиты суффозионные процессы и глинистый карст (рис.4, 5). Эти процессы образовали многочисленные воронки, слепые долины, провалы, колодцы. Размеры отдельных воронок достигают 15-30 метров в поперечнике, глубиной до 12 м и более. Отдельные колодцы заканчиваются понорами, которые имеют глубину до 30 м.



вид с запада - со стороны хвалынской террасы

Рис. 4. Суффозионные формы рельефа (слепая долина и воронка).



Рис. 5. Фрагмент морской террасы хвалынского возраста. Осложнена суффозионными формами рельефа.

После времени своего образования (более 10 тысяч лет назад) клиф был перекрыт обвально-оползневыми толщами, которые образовались из осадков хвалынского возраста. В современных условиях уступ значительно омоложен и представлен поверхностью, сохранившейся после скалывания крупных оползневых блоков. Суммарная мощность этих оползневых отложений на участке работ до 5-10 м. В основном оползневые толщи сосредоточены в интервале высот от -5 до -17 м. Эти толщи также подстилаются падающим на северо-восток пластом известняков верхнего сармата (рис.6).



Рис. 6. Фрагмент пласта известняков верхнесарматского возраста.

По предварительным данным мощность известняков порядка 30 м. Известняки ракушечные сильно кавернозные, характерны тонкие прослой слабосцементированных песков. Оползневые массы двигаются в соответствии с падением пластов известняка, то есть

с запада на восток и с северо-запада на юго-восток. На оползневых участках рельеф представлен бессточными котловинами, холмами с опрокинутой стратиграфией пород. Крупный оползневой блок расположен к северо-западу от автостоянки. Его размеры 150 м в длину и более 70 м в ширину. Максимальная высота в пределах блока +10 м. От массива морских террас отделен понижением длиной более 100 м и шириной около 15 м (рис. 1).

На участках где вдоль абразионного уступа хвалынского возраста отсутствуют оползневые блоки, широко развиты осыпи. При этом осыпи практически нигде полностью не перекрывают уступ и на всех участках сохраняются визуально различимые уступы высотой от 5 до 25 метров. Поверхность уступа осложнена вертикальными трещинами (рис. 3) по которым происходит откалывание небольших фрагментов (объемом десятки – первые сотни кубических метров). Некоторые из трещин заложены перпендикулярно уступу. По наиболее крупным трещинам может пройти человек. Протяженность подобных внутренних ходов (пещер) на сопредельных участках достигает 30 метров.

Эрозионные процессы на участке работ представлены слабо. Это связано с тем, что весь поверхностный сток практически мгновенно перехватывается многочисленными суффозионными формами рельефа и переходит в подземный сток.

Ниже уступа в известняках сарматского возраста выработан абразионный клиф (рис. 6). В настоящее время часть клифа перекрыта обвално-оползневыми отложениями хвалынского возраста. В центральной и северной части района уступ выражен в рельефе и имеет высоту от 1 до 3,5 м. Уступ имеет сложную конфигурацию с выступами и нишами. Отдельные блоки известняков были отколоты от пласта и залегают в новокаспийских отложениях (песках с примесью ракуши). Нижняя часть уступа скрыта под толщей этих отложений, которые залегают ниже -20 м. Мощность новокаспийских отложений превышает 5 м.

Геологическое строение и гидрогеологические условия.

Особенностью геологического строения площадки строительства является приуроченность ее к погруженному северо-восточному крылу Ачисинской брахиантиклинали и наличие двухслойного строения, из которых нижний сложен массивными органогенными известняками верхнесарматского возраста с азимутом простираения СЗ 57° и углом падения в $10-12^{\circ}$, а верхний – суглинками, супесями с включениями щебня и гальки размерами от нескольких мм до нескольких см, сползшихся с уступа приморской равнины.

Перед уступом органогенного известняка лежат обломки и валуны известняка размерами от нескольких см до нескольких метров, погруженные в рыхлые песчаные отложения новокаспийского возраста. Видимая мощность пласта органогенного известняка в районе исследований составляет 2 м, а максимальная мощность отложений суглинка и супеси над пластом – 25 м (Рис. 7).

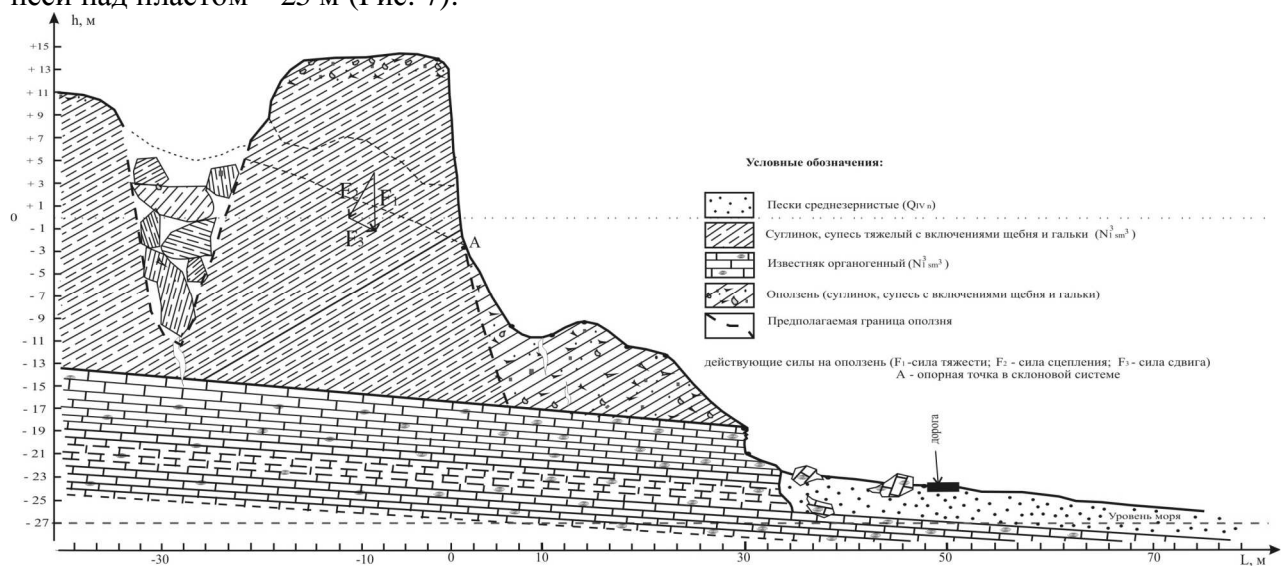


Рис. 7. Геологический профиль по линии I-I (см. рис.1)

Причиной оползневого смещения породных масс на склоне, наряду с природными причинами типа сезонного обводнения грунта, может быть вибрация, в т.ч. техногенной природы (технические взрывы, работа тяжелого транспорта, влияние прибой волн, атмосферные явления). Склоновые обрушения могут быть и под действием микросейсм.

Формирование оползня (рис. 7) происходит в условиях действия сил гравитации (F_1), сцепления (F_2) и сдвига породной массы по поверхности смещения (F_3). Сейсмомеханические условия смещения определяются соотношениями: $F_2 > F_3$ - устойчивое состояние системы склона; $F_2 < F_3$ - состояние прогрессирующего или вялотекущего оползня; $F_2 = F_3$ - состояние неустойчивого равновесия. Точка А - опорная в склоновой системе. Небольшое нарушение динамического режима в ее окрестностях (размыв, понижение устойчивости при увлажнении или техногенная выемка грунта) нарушает условие устойчивости и начинается процесс оползания; сила сцепления преобразуется в силу сухого трения. При наличии вибрации (волноприбойные механизмы, техногенная вибрация и т.п.) повышается неустойчивость системы в опорной точке, и значение F_2 стремится к 0, уменьшая силы сцепления. Следствием этого угроза срыва оползня резко возрастает. Поэтому движение оползня в условиях вибрации происходит при минимальном внешнем воздействии.

Гидрогеологические условия довольно просты. Грунтовые воды, просачиваясь сквозь верхний слой суглинков и супесей, выходят на поверхность земли по кровле и трещинам пласта известняков. Областью питания и транзита грунтовых вод является часть приморской равнины, находящаяся гипсометрически выше. К югу, на соседнем участке наблюдается источник пресной воды с дебитом, примерно, 2 л/сек. Минерализация – менее 2 г/л. На самой верхней террасе грунтовые воды были вскрыты водозаборными скважинами на глубине 25 м. Здесь минерализация вод составляет порядка 2-4 г/литр. Воды не агрессивные.

На самой нижней террасе грунтовые воды вскрыты на глубине 8,5 м. Здесь минерализация грунтовых вод соответствует морской воде, воды агрессивные.

Сейсмические условия. Сейсмичность участка строительства площадки согласно СНиП 11-7-81*, карт А,В,С ОСР-97 (сел. Манас) равна соответственно 9, 9 и 10 баллов. Категория грунтов по сейсмическим свойствам согласно табл.1* - 2 (вторая). В тектоническом отношении район работ относится к южному крылу Терско-Каспийского передового прогиба, граничащего здесь с передовой третичной складчатостью, называемой Дагестанским клином, крупного структурного поперечного элемента.

В связи с освоением береговой зоны Каспия, строительство сооружений (зданий, автодорог, ЛЭП и т.д.) в зоне развития оползневых и суффозионных процессов на исследованном участке нуждается в дополнительных исследованиях. В условиях прогнозируемого развития туристического кластера и масштабного строительства в береговой зоне необходимо учитывать факт неравномерного развития подобных процессов.

В зонах наиболее масштабного развития подобных процессов необходимо существенно ограничить инженерную деятельность. Если подобное ограничение невозможно, то любые (даже минимальные) воздействия на инженерно-геологическую среду нуждаются в проведении специализированных исследованиях с обязательным предварительным изучением возможных механизмов развития геосистем в ходе подобных воздействия.

Необходимо проведение сейсмо-микрорайонирования и зонирование всей прибрежной зоны Дагестана с рекомендациями по возможному строительству в выделенных зонах. Основными критериями выделения зон должны быть инженерно-геологические условия, допускающие или ограничивающие возможность строительства. В случае не внимания к возможному негативному развитию опасных геологических процессов, можно прогнозировать значительный экономический ущерб.

Инженерно-геологические процессы

В различных частях района исследований развиты различные инженерно-геологические процессы. По особенностям их распространения можно выделить несколько участков.

Первый участок – фрагмент террасы хвалынского возраста. Здесь интенсивно протекают суффозионные процессы (рис. 4-5). Поверхностный сток перехватывается многочисленными воронками, колодцами, шахтами, слепыми долинами и т.д. Размеры воронок - до 15 метров в поперечнике, глубиной - 10-20 метров. Этот участок протягивается в виде полосы шириной около 200 метров, вдоль уступа хвалынского возраста. Участок протягивается на несколько километров к северу и к югу вдоль всего Манасского берега.

Второй участок развит между уступами берегов хвалынского и новокаспийского возрастов. Участок характеризуется доминированием обвально-осыпных процессов. Этот участок также с поверхности слагают породы хвалынского возраста, однако они утрачивают механическое сцепление с ненарушенными породами на морских террасах. На этом участке доминируют покатые холмы, встречаются бессточные котловины, прослеживаются опрокинутые слои пород и т.д. Оползневые массы двигаются вдоль падения известняков - на восток, юго-восток.

Третий участок – поверхность террас новокаспийского возраста. Здесь широко развиты песчаные пляжи, сложенные песками, образованными из обломков раковин моллюсков. На песках основными процессами является размыв и переотложение их волнами, а также переувлажнение песков.

Выводы

Анализ собранного материала показал, что в районе исследований отмечаются просадки грунтов вследствие их замачивания, а также суффозионный вынос суглинистого легкого грунта и супеси. Диаметр суффозионных воронок достигает 6 м, а глубин - до 5 м. Вода, просачиваясь через суглинистый грунт, уходит вниз до контакта с кровлей сарматских известняков и высачивается в виде мелких родников у подножия склона. Грунт легко поддается размоканию, так как представляет собой легкий суглинок и меньшей частью, супесь. Небольшое нарушение динамического режима на участке (размыв, понижение устойчивости при увлажнении или техногенная выемка грунта) нарушит условие устойчивости и начнется процесс оползания. Наличие вибрации (волноприбойные механизмы, техногенная вибрация и т.п.) повысит неустойчивость оползневых блоков, следствием чего, угроза срыва оползня резко возрастет. Таким образом, движение оползня в условиях вибрации происходит при минимальном внешнем воздействии. Сейсмотектонические процессы представляются как весьма опасные для данного участка.

Литература

1. Отчет по проведению инженерно-геологических изысканий: на «Базе отдыха Манасского Взморья» в Карабудахкентском районе РД. ООО «Геология-поиск» - Махачкала, 2012. с. 35.
2. Трофимов В.Т., Красилова Н.С. Инженерно-геологические карты. М., 2008. 383с.
3. Золотарев Г.С. К вопросу о классификации природных устойчивых откосов // Сб. Всесоюз. Института гидрогеологии и инженерной геологии. М., 1949. № 12. С. 10-18.
4. Карта распространения оползней на территории Европейской части СССР и Кавказа масштаба 1:2500000 / ВСЕГИНГЕО. М., 1983.
5. ГОСТ 25100-95 Грунты. Классификация.
6. ГОСТ 20522-96 Грунты. Методы статистической обработки результатов испытаний.
7. ГОСТ 12071 -96 Грунты. Отбор, упаковка, транспортирование и хранение образцов.
8. СП 11-105-97 Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть 1. Общие правила производства работ.
9. СНИП П-7-81* Строительство в сейсмических районах.

ПРОБЛЕМЫ МИКРОКОМПОНЕНТНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ СЕВЕРО-ДАГЕСТАНСКОГО АРТЕЗИАНСКОГО БАССЕЙНА

Курбанов Л.М.

Институт геологии ДНЦ РАН

Проблема чистой воды мировым сообществом признана как одна из наиболее актуальных. 80% заболеваний на планете вызваны потреблением некачественной питьевой воды. Во всем мире, особенно развитых странах Европы, Америки, Азии, главным источником коммунально-бытового водоснабжения являются подземные воды, так как, в отличие от поверхностных, они не нуждаются в больших затратах, связанных с очисткой и водоподготовкой.

Северо-Дагестанский артезианский бассейн является единственным источником хозяйственно-бытового водоснабжения на территории Северного Дагестана, чем и вызвана актуальность данной проблемы.

Воды бассейна эксплуатируются более чем 3000 артезианскими скважинами уже больше ста лет в ежегодно нарастающих темпах с нарушениями правил эксплуатации и без учета рекомендаций ученых и специалистов. В результате такой бессистемной и бесконтрольной эксплуатации водоносных горизонтов и ухудшения технического состояния скважин (более 60% скважин прошли амортизационный срок, но продолжается их активная эксплуатация) [8] происходит смешение подземных вод выше- и нижезалегающих пластов, содержащих токсичные элементы, с пресными подземными водами продуктивных горизонтов. Вследствие этого происходит рост минерализации, ухудшение химического состава, в частности увеличение концентраций токсичных элементов.

В гидрогеологическом отношении бассейн представлен двумя водоносными комплексами – четвертичным и апшеронским. Апшеронский водоносный комплекс водообилен, дебиты артезианских скважин составляют от долей до 50 л/сек, и в среднем равны 3-5 л/сек. Воды гидрокарбонатно-натриевые и сульфатно-кальциевые с минерализацией 0,9-2,3 г/л.

Подземные воды четвертичного водоносного комплекса представлены разноместными песками, соответствующими хвалынской, хазарской и бакинской трансгрессиям.

Бакинский водоносный комплекс распространен на всей описываемой территории, представлен грубозернистыми песчано-галечниковыми древнеаллювиальными отложениями в предгорной полосе и чередованием песков и глин на равнине; всюду водообилен. По гидрохимическим характеристикам бакинский водоносный комплекс аналогичен апшеронскому.

К хазарскому водоносному горизонту приурочены слабоминерализованные и пресные самоизливающиеся воды с дебитами скважин в среднем около 1 л/сек, что делает их дополнительным источником водоснабжения.

В хвалынских отложениях Терско-Сулакской низменности наблюдается один горизонт, к которому приурочены артезианские и субартезианские воды с дебитом 1,2-1,5 л/сек и сухим остатком до 1,5 г/л

Питание артезианского бассейна происходит в предгорных районах за счет инфильтрации поверхностных вод, атмосферных осадков и конденсации атмосферной влаги.

В Дагестане вопросами изучения микрокомпонентного загрязнения подземных вод занимались многие организации – Институт геологии и Институт проблем геотермии ДНЦ РАН, РЦ «Дагестангеомониторинг», ОАО «Дагестангеология» и др.

В 2001-2003 гг. лабораторией гидрогеологии и инженерной геологии Института геологии Дагестанского научного центра РАН были выполнены исследования по мышьяковистому загрязнению Терско-Кумского артезианского бассейна с отбором проб воды на химический анализ. В результате на территории Северо-Дагестанского артезианского бассейна была исследована 281 скважина, в 226 из которых (80%) содержание мышьяка выше

нормативного. Из них 70% содержат 5-20 ПДК, 15% – 20-30 предельно допустимых концентраций (ПДК=0,01 мг/л) мышьяка. Наиболее высокие показатели содержания мышьяка отмечены в северо-восточной части бассейна. Ареал распространения мышьяковистых подземных вод имеет место и в центральной части СДАБ – Ногайском районе, который ранее считался благополучным. В верхне-апшеронских водоносных горизонтах 78% исследованных скважин, сосредоточенных между г. Южносухокумск и сел. Терекли-Мектеб в юго-восточной части Ногайского района, содержание мышьяка составляет 0,06-0,24 мг/л (6-24 ПДК). Западная часть равнинного Дагестана – Хасавюртовский, Кизилюртовский, Новолакский районы относительно благополучны. Содержание мышьяка в исследованных скважинах этих районов не превышает 0,04 мг/л, а более половины скважин не содержат мышьяк или содержат в рамках допустимых норм.

С целью выявления возможных изменений содержания мышьяка во времени в 2011 г. вторично проанализированы пробы вод по 10 показательным артезианским скважинам. Однако каких-либо закономерностей в изменении содержания мышьяка в водах во времени не отмечено.

По данным Даггеомониторинга отмечается природное загрязнение железом в бакинском и в меньшей степени в хазаро-хвалынском и верхнеапшеронском водоносных комплексах. По данным проведения работ по инвентаризации скважин в Бабаюртовском (1998г.) и Тарумовском (1999г.) районах отмечалось содержание железа до 3 ПДК [4].

Превышение по бору в 2007-2009 гг. на севере Тарумовского, а также Ногайском районе составило 3,1-6,4 ПДК. Исследования по скважинам Кизлярского водозабора 2008 г. показали превышение бора от 1,64 до 6 ПДК. В 2010 г. у сел. Бабаюрт значения бора показали превышение до 7 ПДК. Опробование 2011 года показало превышение по бору 2,7-6,2 ПДК в Тарумовском, Кизлярском и Кумторкалинском районах.

Отмечено повышенное содержание кремния до 1,02 ПДК в Тарумовском, частично Ногайском районах в 2007-2009 гг. Опробование 2008 года показало превышение кремния в Кизлярском районе (1,8-3,1 ПДК), 2011 года – в Бабаюртовском районе (2,74-3,79 ПДК). Согласно гидрохимическим исследованиям 2011 г. в Тарумовском, Кизлярском и Кумторкалинском районах выявлено также повышенное содержание кремния – 1,3-2,8 ПДК [5].

Превышение марганца приблизительно на 50% отмечалось в Ногайском районе в верхнеапшеронском и бакинском водоносных комплексах. Тенденция превышения марганца распространяется к востоку и захватывает Тарумовский и Кизлярский районы. По данным 2008 года превышение санитарных норм по марганцу в Кизлярском районе составило 1,4 ПДК [5].

Отмечаются также повышенные содержания бария до 2 ПДК в Тарумовском, Ногайском районах в 2007-2009 гг. По Кизлярскому водозабору исследования 2008 года показали превышение по барию до 10 ПДК.

Значения брома в подземных водах у сел Бабаюрт по данным 2010 г. достигают 1,5 ПДК. В Кизлярском районе значения брома в подземных водах составило в 2008 г. 2,55-6,4 ПДК. Согласно опробования 2011 года в Тарумовском, Кизлярском, Кумторкалинском районах превышение по бромистому достигало 5 ПДК, йода – 3,2 ПДК [5].

В Тарумовском районе было обнаружено присутствие фенолов, концентрация которых составила в 1999г. порядка 0,02 мг/л при ПДК 0,001 мг/л [4].

Аммоний отмечен в 2008 г. в Кизлярском районе (1,1-2,2 ПДК). По результатам опробования 2011 г. в Тарумовском, Кизлярском и Кумторкалинском районах превышение по аммоний составил 1,1-2,9 ПДК. В пределах Сулакского месторождения пресных подземных вод в 2010г. отмечено резкое увеличение содержания аммиака до 17,2 ПДК, против 1,25-3,13 ПДК в 2009г. и 4,7-12,3 ПДК в 2008 г. [5].

Таким образом, отмечено превышение по следующим компонентам, относящимся к 4 классам опасности.

I чрезвычайно опасные – мышьяк

II высокоопасные – бром, арений, бор, барий, йод

III опасные – марганец, железо, аммоний

IV умеренно опасные – фенолы, нефтепродукты.

Основными загрязняющими веществами являются мышьяк 5-20 ПДК, бор 3,14-3,3 ПДК, кремний 2,2-2,8 ПДК.

В целом на территории Северного Дагестана с обеспечением населения водой нормативного качества складывается крайне напряженное положение из-за несоответствия примерно 50-55% питьевых вод нормативным требованиям, что негативно отражается на здоровье людей, постоянно их потребляющих. Одновременно происходит загрязнение приартезианских земель, так как 80-90% добываемых из недр вод выбрасывается круглосуточно фонтанирующими скважинами на поверхность земли, что приводит к повышению уровня соленых грунтовых вод и процессам вторичного засоления сотен гектаров почвогрунтов ежегодно. Большая часть скважин подлежат капитальному ремонту или ликвидации. С целью преодоления чрезвычайно опасных процессов загрязнения и истощения ресурсов Северо-Дагестанского артезианского бассейна необходима разработка комплекса мер по рациональному использованию подземных вод.

Литература

1. Агаматов С.А. Токсичные элементы в пресных подземных водах в Северном Дагестане//Проблемы социальной экологии Дагестана. – Махачкала,1992. С. 159-165.
2. Боровский В.В., Дробноход Н.И., Язвин Л.С. Оценка запасов подземных вод. – Киев: Выща шк., 1989. 407с.
3. Генезис мышьяка в ресурсах пресных подземных вод Северо-Дагестанского артезианского бассейна. Отчет по выполнению гранта РФФИ. Рук. проекта Курбанов М.К. – ИГ ДНЦ РАН. Махачкала, 2003.
4. Информационный бюллетень за 2006 год о состоянии геологической среды на территории Республики Дагестан. Вып. 9. – Махачкала, РЦ «Геомониторинг», 2007.
5. Информационный бюллетень о состоянии недр территории Республики Дагестан за 2010г. Вып.14. – Махачкала, ГУП «РЦ Дагестангеомониторинг», 2011.
6. Кодаков В.М., Курбанов М.К., Самедов Ш.Г. Ресурсы пресных подземных вод Дагестана и оценка их загрязнения // Геоэкологические проблемы освоения и охраны ресурсов подземных вод Восточного Предкавказья. – Материалы научно-практической конференции. Вып.49. – Махачкала, 2003. С. 12-19.
7. Курбанов М.К. Северо-Дагестанский артезианский бассейн. – Махачкала: Дагкнигиздат, 1969. 92с.
8. Курбанов М.К. Гидрогеоэкологическая программа «Родник. – Ресурсы подземных вод Терско-Кумского артезианского бассейна и пути их рационального использования, предотвращения процессов загрязнения и истощения» на 2003-2008 гг. // Геоэкологические проблемы освоения и охраны ресурсов подземных вод Восточного Кавказа. – Мат-лы научно-практ. конф-и ИГ ДНЦ РАН. Вып 49. – Махачкала, 2003.
9. Оценка обеспеченности населения Российской Федерации ресурсами подземных вод для хозяйственно-питьевого водоснабжения (методические рекомендации по проведению второго этапа работ) /Гидрогеологическая научно-производственная и проектная фирма «ГИДЕК». – М., 1995. – 72с.
10. Ревич Б.А., Авалиани С.Л., Тихонова Г.И. Экологическая эпидемиология. – М., изд. «ACADEMA», 2004.

ТРАНСФОРМАЦИЯ ЭКОЛОГО-ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ В ЗОНЕ ВЛИЯНИЯ ПОЛИГОНА ТБО Г. ВОРОНЕЖА

*Лавлинская Н.С., Валяльщикова А.А.
(Воронежский государственный университет)*

Накопление отходов производства и потребления является одной из основных угроз экологической безопасности Российской Федерации. Ежегодно образуется около 130 млн. м³ твердых бытовых отходов (ТБО), промышленной переработке подвергается порядка 3%, остальное вывозится на свалки и полигоны-захоронения с отчуждением земель в пригородной зоне. Значительное количество ТБО попадает на несанкционированные свалки, количество которых постоянно растет. Поэтому полигоны ТБО представляют собой источник загрязнения окружающей среды, способствуя распространению опасных веществ. При этом в условиях истощения природных ресурсов практически не учитывается промышленный потенциал накопленных и образующихся отходов, являющихся техногенным ресурсом. [2,3]

В настоящее время около 80% бытовых и промышленных отходов отправляются на полигоны, которые не отвечают требованиям санитарных норм и правил, а также нормам экологической безопасности для таких объектов. Полигон ТБО г. Воронежа в этом плане не является исключением.

Результаты исследования показали, что территория в зоне влияния данного объекта, в экологическом отношении характеризуется не благоприятно. На протяжении последних 10 лет на территории полигона ведется мониторинг состояния поверхностных и подземных вод, а также почвенного покрова и атмосферы. Результаты этих исследований ежегодно докладываются на научных конференциях, семинарах, а также служат основой для написания курсовых и дипломных работ, студентов различных специальностей экологического профиля. Целью работы является выявление тенденций изменения эколого-гидрогеологических условий территории полигона ТБО г. Воронежа на протяжении 2009-2010 г.г.

Полигон ТБО г. Воронежа общей площадью 42,16 га расположен на территории отработанной части карьера рудника «Средний» Семилукского месторождения огнеупорных глин. На полигоне ТБО, эксплуатируемом МКП "Производственное объединение по обращению с отходами" захоронено более 2, 525 млн. м³ отходов, основная масса которых поступает от населения и предприятий города Воронежа. Начиная с 1986 г. по 1993 г. на площадке складирование отходов предприятий и организаций происходило без учета их токсичности и класса опасности на неэкранированную поверхность. В 1991-92 г.г. по проекту НПФ «Крок» (г. Донецк) был построен и введен в эксплуатацию полигон ТБО г. Воронеж. Проект экспертизу перед началом строительства не проходил. Ближайшие жилые застройки и открытые водоемы находятся на расстоянии более 1,5 км от площадки складирования ТБО, садовые участки - на расстоянии 1 км на северо-восток.

Гидрографическая сеть представлена реками Дон и Девица. Питание рек осуществляется за счет атмосферных осадков и разгрузки подземных вод.

Изучение полигона и территории прилегающей к нему производилось на протяжении многих лет. Наиболее полные данные изложены в следующих работах:

1. Отчет по НИР «Монитор-1» - «Проведение исследований влияния существующего полигона ТБО на состояние поверхностных и подземных вод в составе рабочего проекта строительства II очереди производственной зоны полигона ТБО г. Воронеж в руднике «Средний» в Семилукском районе в рамках существующего землеотвода МУП «Производственное объединение по обращению с отходами», управление по охране окружающей среды г. Воронеж, ЗАО научно-проектная фирма «ОВЕН», Воронеж, 2003 г.

2. Экологическая безопасность полигонного депонирования твердых бытовых отходов. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Довгань С.А., Воронеж, 2001 г.

3. Батищев В.В., Кияшкин В.И., Довгань С.А. Полигон ТБО Воронежа и состояния подземных вод // Экология и промышленность России. - 2000. - №8. – С. 40-44.

4. Отчет о проведении геологического и гидрогеологического изучения территории полигона ТБО с эколого-геологическими исследованиями ГПП "Воронежгеология" / В.А. Пархоменко [и др.]. - Воронеж, 2000 г.

5. Экологически чистый полигон захоронения ТБО для г. Воронеж, научно-производственная фирма «ОВЕН», группа проекта № ENURUS 9901 TACIS, Воронеж, 2002 г.

6. Гидрогеологическое заключение о результатах работ по ведению мониторинга геологической среды на территории полигона ТБО г. Воронежа рудника "Средний" за период 1991-2000г.г. Воронеж, ГПП "Воронежгеология", 2000 г.

Самые последние результаты по мониторингу состояния природной среды в зоне влияния полигона ТБО г. Воронежа рассматриваются в работе Чеботаревой А.В.

Обобщенный анализ данных источников, позволил сделать следующие заключение о состоянии подземных вод: наблюдается ухудшение их состояния в течение периода наблюдений – в 1993 г., ситуация характеризуется как риск, в 2003 г. и в 2009г. - бедствие. Очевидно, что и в течение ближайших лет ситуация не изменится в лучшую сторону, накопленные в течение десятилетия отходы еще очень долго будут оставаться источником загрязнения грунтовых вод.

По данным за 2009 год пробы отбирались по трем скважинам: 13,14,17. В 2010 году отбор проб проводился также по трем скважинам. Анализ полученных результатов, не позволяет классифицировать воду в соответствии с принятой гидрогеохимической типизацией природной воды. Так как данные воды являются техногенно–метаморфизованными и имеют аномальные концентрации компонентов, не свойственных природным водам. Среди макро компонентов наиболее высокие концентрации характерны для ионов хлора, достигая в техногенном горизонте 5835 мг/дм³. Остальные макрокомпоненты находятся в пределах нормы. [4]

Результаты приводятся далее в таблице таблица 4.1.

№ п/п	Показатели анализа	Результаты измерений мг/дм ³						ПДК мг/дм ³
		№13		№14		№17		
		2009	2010	2009	2010	2009	2010	
1.	рН	6,77	6,44	6,71	6,5	8,78	8,05	6-9
2.	Взвешенные вещества	656	565	378	350	142	139	
3.	Сухой остаток	1084	1200	2664	2500	23732	22635	1000
4.	Сульфат –ион	154	120	12,6	12,5	122	115	500
5.	Хлорид- ион	156	96	958	800	5835	5725	350
6.	ХПК	121	150	300	259	10400	9500	5
7.	Аммоний – ион	6,4	6,8	>20,0	>20,0	>20,0	>20,0	2
8.	Нитрит – ион	0,09	0,05	0,12	0,10	0,55	0,35	3,3
9.	Фосфат –ион	0,25	0,30	0,29	0,30	29,1	27,2	3,5
10.	Железо общее	>25,0	>25,0	>25,0	>25,0	>25,0	>25,0	0,3
11.	Нефтепродукты	0,04	0,02	0,04	0,03	0,042	0,021	0,1
12.	Медь	0,003	0,004	0,002	0,003	0,251	0,125	1
13.	Свинец	0,023	0,025	0,056	0,060	0,206	0,15	0,03
14.	Никель	<0,006	0,005	0,026	0,030	0,123	0,112	0,001
15.	Марганец	0,634	0,597	2,411	2,315	0,076	0,057	0,1
16.	Фенолы	<0,002	0,001	0,015	0,015	0,106	0,1	0,001

Как видим перечень загрязняющих компонентов и их концентрации аналогичны таковым в предшествующие годы. Концентрация никеля остались практически на низменном уровне. Содержание формальдегидов по скважине №13 и №17 демонстрируют динамику на уменьшение. Концентрация по скважине №14, отмечается незначительный рост, с 2,29 до 2,39. Прочие компоненты загрязнители, такие как железо, ион аммония, показали такие же значения как в предыдущие годы. Наибольшая доля в экологическом неблагополучии вносят такие компоненты как сухой остаток, ХПК, БПК, аммоний, железо, никель, марганец. Наибольшая величина сухого остатка фиксируется в скважине №17, достигая 23-24 мг/дм³. В этой же скважине отмечается максимальное значение для перечисленных выше компонентов загрязнителей за исключением железа и марганца. Концентрация железа в период наблюдения оставалось крайне высоким по всем скважинам. Концентрация марганца по скважинам №13 и №17 изменяется от 0,07 до 0,6 мг/дм³. В скважине №14 концентрация несколько выше, соответственно составляет 2,3-2,4 мг/дм³.

Из всех видов соединения азота доминирующих в отобранных пробах, является ион аммония, чему способствуют восстановительные условия. В скважине №13 концентрация аммония составляет 6,4-6,8 мг/дм³, во всех остальных скважинах превышен верхний предел применяемого аналитического метода, т.е. более 20 мг/дм³. Большое количество органических и неорганических загрязнителей обуславливают аномально высокое значение ХПК и БПК.

По всем пробам отмечена концентрация никеля от 6 до 123 ПДК. Максимальное значение характерно для 17 скважины. Здесь же отмечается повышенная концентрация свинца до 0,2 мг/дм³, фосфатов до 29 мг/дм³.

Прочие элементы и соединения колеблются в достаточно широких интервалах, но не превышают ПДК.

Обобщив имеющуюся информацию, можно сделать вывод, что за прошедший период наблюдения (2009-2010 годы), четких изменений в положительную или отрицательную сторону в эколого-гидрогеохимической обстановке не выявлено. Общая ситуация не изменилась и оценивается как бедствие. [1]

Для дальнейшего ведения мониторинга и получения достоверных результатов необходимо провести ремонт существующих наблюдательных скважин и дополнительно обустроить еще две наблюдательные скважины по направлению вниз по потоку грунтовых вод.

Литература

1. Отчет по НИР «Монитор-1» - «Проведение исследований влияния существующего полигона ТБО на состояние поверхностных и подземных вод в составе рабочего проекта строительства II очереди производственной зоны полигона ТБО г. Воронеж в руднике «Средний» в Семилукском районе в рамках существующего землеотвода МУП «Производственное объединение по обращению с отходами», управление по охране окружающей среды г. Воронеж, ЗАО научно-проектная фирма «ОВЕН», Воронеж, 2003 г.
2. Экологическая безопасность полигонного депонирования твердых бытовых отходов. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Довгань С.А., Воронеж, 2001 г.
3. Батищев В.В., Кияшкин В.И., Довгань С.А. Полигон ТБО Воронежа и состояния подземных вод // Экология и промышленность России. - 2000. - №8. - С. 40-44.
4. Отчет о проведении геологического и гидрогеологического изучения территории полигона ТБО с эколого-геологическими исследованиями ГПП "Воронежгеология" / В.А. Пархоменко [и др.]. - Воронеж, 2000 г.
5. Экологически чистый полигон захоронения ТБО для г. Воронеж, научно-производственная фирма «ОВЕН», группа проекта № ENURUS 9901 TACIS, Воронеж, 2002 г.
6. Гидрогеологическое заключение о результатах работ по ведению мониторинга геологической среды на территории полигона ТБО г. Воронежа рудника "Средний" за период 1991-2000 г.г.// Воронеж, ГПП "Воронежгеология", 2000 г.

ОЦЕНКА ПРОЦЕССОВ РАДИОТЕПЛОГЕНЕРАЦИИ ПРИ ФОРМИРОВАНИИ ТЕПЛООВОГО ПОТОКА НА ПРИМЕРЕ ПРИКУМСКОЙ ЗОНЫ ДАГЕСТАНА

Маммаев О.А.

Институт проблем геотермии ДНЦ РАН

Имеется множество работ в которых перечисляются источники внутреннего тепла Земли к которым относят: тепло, выделяющееся при распаде радиоактивных элементов; тепло, образующееся при гравитационной дифференциации вещества Земли; остаточное тепло, сохранившееся со времен формирования земли; гравитационная энергия; энергия полиморфных фазовых переходов и химических реакций в недрах Земли; тепло, связанное с действием нейтрино и космического излучения; выделение тепла в процессе приливного трения и другие источники. Изучение геотермического поля очень важно при решении как глобальных вопросов эволюции Земли, источников геотектонических движений, геофизики глубоких оболочек, так и для интерпретации глубинных процессов с разными энергетическими эффектами (магматизм, метаморфизм и др.) и специфики геофизических полей.

Особый интерес для нас представляют исследования по изучению радиогенного тепла. По исследованиям отечественных и зарубежных авторов в различных регионах Земли прямая пропорциональная зависимость между генерацией радиогенного тепла в верхних слоях земной коры и фиксированным на поверхности тепловым потоком установлена только для отдельных областей. Вклад радиогенной (коровой) составляющей в общий тепловой поток колеблется от 50–60% до 10% и ниже для стабилизированных блоков литосферы континентов. Имеется мнение (Булашевич, Хачай, 1983) и по данным авторов [1, 2, 3, 7, 8 и др.], что анализируя экспериментальные данные о динамике потоков тепла и гелия через земную поверхность, присутствие в мантии первичного гелия, цикличность тектоно-магматической активности и некоторые особенности дифференциации вещества по фиксированным значениям изотопии стронция ($^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$) и Rb/Sr, можно обосновать модель, в которой в качестве основных энергетических источников эволюции коры и мантии рассматриваются радиоактивные элементы.

Известно, что для гранитоидов первичного мантийного происхождения характерны соотношения ($^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$) 0,702–0,710, а для пород корового магматизма, появляющегося на завершающем этапе областей магматизма, это отношение составляет значение около 0,730. В Лаборатории геотермальных энергетических ресурсов (ГЭР) Института проблем геотермии (ИПГ) Дагестанского научного центра РАН с участием автора были определены изотопные отношения стронция в термальных водах мезозойских отложений Прикумской и Терско-Сунженской зон. Изотопный состав стронция термальных вод зависит от ряда факторов: от литологического состава вмещающих пород, степени метаморфизма подземных вод и вмещающих пород, содержания в них рубидия и абсолютного возраста горных пород. По полученным значениям изотопных соотношений ($^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$) в термальных водах можно проследить некоторые тенденции. При прочих равных условиях в водах, приуроченных к карбонатным породам, наблюдаются относительно высокие значения изотопных отношений, что вероятно получается за счет радиогенного ^{87}Sr . Выделяется изотопное отношение в водах глубокой термальной скважины Тарумовская, где имеются высокие термо-барические условия. Не исключается содержание в этих водах определенной доли компонентов и глубинного происхождения, в пользу чего говорят геолого-тектонические условия, геохимические аномалии и АВПД. Место расположения скважины Тарумовская приурочено к зоне тектонического нарушения, и глубинные газофлюидные компоненты могут поступать в пластовые воды данной площади.

В настоящее время, по мнению большого числа исследователей, предполагается, что главным источником тепловой энергии недр Земли является радиоактивный распад долгоживущих естественных радиоактивных элементов (изотопов). Для радиоактивных элементов известна скорость энерговыделения, но прямые данные о содержании урана, тория и калия на долю которых приходится до 99% радиогенного тепла, имеются только

для верхней части земной коры. Для внутренних оболочек предполагают содержания этих элементов на основе разных моделей первоначального состава Земли, исходя из состава ксенолитов мантийных пород и метеоритов. Оценки полного количества естественных радиоактивных элементов (ЕРЭ) и их вклада в энергетику Земли продолжают оставаться еще спорными.

Дискуссионными являются и вопросы об энергетических источниках геотектонических процессов. Природу источников тепла нельзя определить по одним только тепловым измерениям. Задача заключается в выборе такого комплекса регистрируемых на поверхности Земли эффектов, являющихся следствием дифференциации вещества при термической эволюции, который позволит увеличить достоверность оценки вклада ЕРЭ в энергетический баланс коры и мантии. Как показали исследования экспериментальных данных по динамике потоков тепла и гелия через земную поверхность, присутствия в мантии первичного гелия, цикличности тектономагматической активности и некоторых особенностей дифференциации вещества при этом, фиксируемых изотопией стронция, удастся объяснить модель, в которой в качестве основных энергетических источников эволюции коры и мантии рассматриваются естественные радиоактивные элементы (уран, торий, калий) [1, 2, 3, 7 и др.]. В работе [7] приводятся сведения об оценке удельной радиотеплогенерации в породах характерных консолидированным слоям земной коры в $n \cdot 10^{-12}$ Вт/кг: гранит – 940, базальт – 170, перидотит – 2,7, хондрит – 5,2, верхняя континентальная кора – 390, Земля в среднем – 4,2. Большое внимание изучению радиогенного тепла в связи с эволюцией Земли и образованием земных оболочек придавал А.П. Виноградов [1]. Он считал: «... во всей проблеме баланса тепла в Земле исключительное значение имеет точное знание количеств урана, тория и калия-40 в веществе мантии и земной коры». Благодаря новым аналитическим методам за последние годы собран огромный материал по распространенности естественных радиоактивных элементов в различных породах земной коры, а также в образцах метеоритов. В среднем каменные метеориты (хондриты) содержат: К – $8,5 \cdot 10^{-2}$, Th – $3,8 \cdot 10^{-6}$, U – $1,5 \cdot 10^{-6}$ % [1].

Генерация тепла в Земле, эрг/г [1].

Таблица 1.

Элемент	Тепловая энергия, генерируемая за год	Тепловая энергия, генерируемая за год в настоящее время мантией (вещество хондритов)	Общее количество тепла на грамм вещества мантии, образовавшееся в течение $4,5 \cdot 10^9$ лет
^{40}K	$0,912 \cdot 10^7$	0,920	$1750 \cdot 10^7$
^{232}Th	$0,824 \cdot 10^7$	0,313	$157 \cdot 10^7$
^{235}U	$18,02 \cdot 10^7$	0,019	$162 \cdot 10^7$
^{238}U	$2,95 \cdot 10^7$	0,439	$285 \cdot 10^7$
	$22,706 \cdot 10^7$	1,7	$2354 \cdot 10^7$

Содержания радиоактивных элементов в различных горных породах земной коры и ее оболочках неодинаковые. В веществе земного ядра содержание радиоактивных элементов считаются ничтожно малыми по сравнению с каменными метеоритами (хондритами) состав которых принимается за первоначальное вещество Земли. В породах мантии их значительно меньше, чем в породах земной коры.

Максимальные количества естественных радиоактивных элементов сконцентрированы в осадочных породах и гранитах (особенно кислых) и значительно меньше в базальтах. По проведенным [1] экспериментальным работам обогащение горных пород земной коры – базальтов и гранитов, радиоактивными элементами связано с процессами выплавки и дегазации легкоплавкого вещества мантии под влиянием тепла, генерируемого этими элементами. По данным (табл. 1) радиогенное тепло, воспроизведенное земным шаром, получается $2354 \cdot 10^7$ эрг/г $\cdot 4 \cdot 10^{27}$ г (для силикатной фазы Земли, мантии и земной коры), что составит $9,4 \cdot 10^{37}$ эрг за $4,5 \cdot 10^9$ лет. Эта тепловая энергия разогревала недра Земли. Часть тепловой энергии, генерируемой радиоактивными элементами, теряется Землей. По многочисленным определениям теплового потока на поверхности Земли за среднее значение принято 50 мВт/м^2 . А в среднем же тепловой поток на континентах не-

сколько меньше чем на дне океана. При этом среднем значении теплового потока с поверхности Земли ежегодно излучается $9 \cdot 10^{27}$ эрг. тепловой энергии. При принятых значениях ЕРЭ в земных породах и среднем тепловом потоке Земли, наблюдается некоторый дефицит в количестве радиоактивных элементов, что можно объяснить не полнотой знания условий потери тепла Землей, а также за счет радиоэлементов, с короткими периодами полураспада, которые тоже оставили тепло и других источников внутриземной энергии.

Нами достаточно подробно изучено распределение урана, тория и калия в литологических разностях осадочной толщи Восточного Предкавказья [6]. Образцы горных пород для анализа выбирались из кернового материала опорных и промысловых скважин.

На основе имеющихся радиогеохимических данных нами произведена оценка доли радиогенного тепла в наблюдаемом на поверхности тепловом потоке, а также оценка потенциальной петротермальной энергии, заключенной в определенном объеме осадочных пород на примере площади Южно-Буйнакская (скв. 1) и других месторождений. Состав пород литологического разреза по керновому материалу был подробно изучен на содержание радиоактивных элементов, а также собраны и систематизированы теплофизические и геофизические параметры этих пород.

С целью оценки вклада радиогенного тепла, генерируемого в процессе распада естественных радиоактивных элементов (ЕРЭ) - урана, тория, калия, проведено исследование их содержания по разрезу осадочной толщи на примере пл. Южно-Буйнакская. Изучено распределение ЕРЭ в горных породах как по литологическим разностям, включая граниты палеозойского фундамента, так и в зависимости от возраста отложений. Чувствительность определения радиоактивных элементов в породах составила: урана – $3 \cdot 10^{-4}$ %, тория – $3 \cdot 10^{-4}$ %, калия – 0,01%.

Концентрации радиоэлементов в различных по литологии породах осадочной толщи убывают соответственно от аргиллитов и алевролитов до доломитов и известняков. По разрезу площади Южно-Буйнакская для литологически однотипных пород в зависимости от возраста отложений значительных вариаций содержания радиоэлементов не наблюдается. Максимальными концентрациями отличаются образцы зерна гранитов палеозойского фундамента. Расчет величины радиотеплогенерации (А) проводился по формуле [9] с послойным определением величины радиотеплогенерации (ПОРТ) согласно [2].

$$A = (9,707 \cdot 10^4 \cdot U + 2,636 \cdot 10^4 \cdot Th + 3,582K) \rho \text{ [мкВт/м}^3\text{]}, \quad 1.$$

где U, Th, K – концентрации элементов в горных породах в г/г; ρ – плотность пород г/см³.

Радиотеплогенерация в породах меняется соответственно содержаниям ЕРЭ – от минимального значения 0,48 мкВт/м³ в известняках апшеронских отложений до значений (1,78–2,86) мкВт/м³ соответственно в аргиллитах и алевролитах триаса и достигает максимальных значений (3,76–4,2) мкВт/м³ в гранитах палеозойского фундамента. Рассчитанное значение величины радиотеплогенерации, включая 210 м вскрытой части гранитов, создает по площади Ю-Буйнакская тепловой поток 7,1 мВт/м², что составляет ~ 10,0 % от наблюдаемого на поверхности теплового потока, равного 73,6 мВт/м².

Следует отметить, что значения радиотеплогенерации для сухих пород даны без учета количества ЕРЭ в пластовых флюидах. Для более точной оценки генерации тепла в осадочной толще, особенно в породах с хорошими коллекторскими свойствами, необходимо учесть и ЕРЭ в пластовых флюидах, что по нашим подсчетам составит в среднем около 5% от приведенных выше значений. При концентрациях урана в породах ниже предела чувствительности метода, для расчета теплогенерации принимались соответственно кларковые значения.

Данные ГСЗ по Прикумской зоне позволяют выделить слои мощностью до 10 км, где скорость V_p составляет (6,4–6,6) км/с, что считается характерным для гранитного слоя. Если принять значение радиотеплогенерации во всем гранитном слое равным расчетному согласно нашим данным, то доля теплового потока от радиогенного тепла возрастает до 61,0% и составляет величину 44,70 мВт/м². Принимая для Прикумской зоны мантийную

составляющую теплового потока аналогично, как для западной части Прикаспийской впадины и вала Карпинского, равной 20 мВт/м^2 , получим равенство для наблюдаемого теплового потока:

$$q = 44.70 + 20 + \sum_i^n \text{ТП}i = 73.6, \quad 2.$$

где $\text{ТП}i$ – поток, генерируемый в слоях консолидированной земной коры; n – число слоев.

Оставшуюся часть теплового потока: $73,6 - 64,70 = 8,90 \text{ (мВт/м}^2\text{)}$, можно отнести на радиотеплогенерацию в других слоях земной коры – базальтовом. Баланс наблюдаемого теплового потока, таким образом, можно объяснить только радиогенными источниками тепла, что приводится в работах и других авторов [2]. Аналогичные расчетные данные получаются и по другим геотермальным месторождениям Восточного Предкавказья [6]. Полученные экспериментальные данные по оценке радиогенного тепла в земной коре не противоречат тому, что большая часть наблюдаемого на поверхности теплового потока обеспечивается за счет процессов распада ЕРЭ.

Такая оценка величины радиотеплогенерации в осадочной толще нами проводилась и по другим геотермальным месторождениям Дагестана. Результаты наших расчетов показывают, что в осадочной толще мощностью до 5 км за счет процессов радиотеплогенерации может образоваться до 10% наблюдаемого на поверхности теплового потока.

Литература

1. *Виноградов А.П.* Избранные труды. Геохимия океана. М.: Наука, 1989. 220 с.
2. *Боганик Н.С.* Радиогенное тепло земной коры Русской платформы и ее складчатого обрамления. М.: Наука, 1975. 160 с.
3. *Вовк И.Ф.* Радиолиз подземных вод и его геохимическая роль. М.: Недра, 1979. 231 с.
4. *Мирзоев Д.А., Шарафудинов Ф.Г.* Геология месторождений нефти и газа Дагестана. Махачкала: Даг. кн. изд-во, 1986. 311 с.
5. *Моисеенко У.И., Смыслов А.А.* Температура земных недр. Л.: Недра, 1986. 180 с.
6. *Маммаев О.А.* Подземные воды Восточного Предкавказья (формирование, гидрогеохимия и процессы радиотеплогенерации). Махачкала: ДНЦ РАН, 2006. 280 с.
7. *Шарма.* Геофизические методы в региональной геологии / Пер. с англ. М.: Мир, 1989. 487 с.
8. *Поляк Б.Г., Толстихин И.Н., Якуцени В.П.* Изотопный состав гелия и тепловой поток – геохимический и геофизический аспекты тектогенеза // Геотектоника. 1979. № 5. С. 3–23.
9. *Смыслов А.А., Моисеенко У.И., Чадович Т.З.* Тепловой режим и радиоактивность Земли. Л.: Недра, 1979. 191 с.

ПРОБЛЕМЫ РАЦИОНАЛЬНОГО ОСВОЕНИЯ, ОХРАНЫ РЕСУРСОВ НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ТЕХНОГЕНЕЗА ПРИКУМСКОЙ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ ВОСТОЧНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ

*Меликов М.М., Базманова П.М., Меликов Я.М.
Институт геологии ДНЦ РАН*

Введение

Во многих нефтегазоносных районах основные скопления углеводородов (УВ) приурочены к зонам повышенных давлений и температур, где отмечается высокая эффективность использования термальных вод (ТВ) при разработке нефтяных месторождений. Одним из крупных потребителей ТВ для обратной закачки в продуктивные пласты с целью повышения коэффициента нефтеотдачи является нефтегазодобывающая промышленность. Развитие нефтегазодобывающей промышленности в первую очередь связывается с широким применением законтурного и внутриконтурного заводнения. Общеизвестно, что в старых нефтегазоносных регионах, каковым является Восточное Предкавказье, около 90% всей нефти добывается на месторождениях, разрабатываемых с применением заводнения. Однако установлено, что эффект от него тем выше, чем меньше вязкость нефти. Высокая

степень зависимости вязкости от температуры очевидна, из чего следует высокая эффективность использования пластовой ТВ в нефтедобывающей промышленности [1].

В нефтегазовых месторождениях (НГМ) залегают рассолы, представляющие собой жидкие полезные ископаемые – лечебные, термальные и промышленные минеральные воды, которые при разработке могут истощаться и загрязняться. Необходимо уже на стадии разведки месторождений предусматривать меры по охране и рациональному использованию попутных вод, а также и последующем, т.е. и после выработки. В связи с этим актуальность приобретают задачи по утилизации попутных вод нефтегазоводоносных пластов. С одной стороны содержание ценных компонентов в попутных водах и фактор загрязнения окружающей среды представляют собой с другой стороны.

Необходимость анализа развития процессов нефтегазобразования и нефтегазонакопления обусловлена проблемой «выработанности» доступных запасов УВ в старых традиционных нефтегазоносных регионах и значительностью объемов остаточных (не извлеченных технически доступными средствами) их ресурсов. В результате длительной эксплуатации месторождений УВ в старых нефтегазоносных регионах, где произошло нарушение природного равновесия недр, привели к активизации процессов, способствующих переформированию разрабатываемых и образованию их новых скоплений. Последнее можно рассматривать и изучать, как модельный аналог глобального процесса формирования и размещения скоплений УВ в осадочном чехле земной коры в геологическом масштабе ее эволюции.

Особенности развития техногенеза при эксплуатации нефтяных и газовых месторождений состоят в том, что происходит техногенное загрязнение почти всех компонентов природной среды. Термин «техногенез» – понятие обобщенное. Различают несколько их типов в зависимости от вида и сферы инженерной и хозяйственной деятельности человека. В нефтегазовой промышленности – «техногенез нефтегазопромышленного профиля» – формируется в геологической среде в стадию длительной эксплуатации нефтяных и газовых месторождений; характерной особенностью является направленность тепломассообмена преимущественно из недр Земли на поверхность, с которым связано загрязнение всех компонентов окружающей среды (атмосфера, гидросфера, гидрогеосфера), а также ухудшение биосферных условий. По направленности тепломассообмена, согласно Н.И. Плотникову, различают техногенные процессы: 1) инъекционной группы, когда происходит изъятие массы и тепла из геологической среды на поверхность (например, при осушении горных разработок в стадию эксплуатации месторождений полезных ископаемых); 2) инъекционной группы, когда происходит привнос массы и тепла в геологическую среду (например, при законтурном заводнении нефтяных месторождений, захоронение промстоков в глубокие горизонты земной коры) [2].

Нефтегазодобывающей промышленности необходимо разрабатывать план мероприятий по комплексному и рациональному освоению ресурсов недр и их охране с целью обоснования целесообразности использования ТВ для повышения эффективности разработки нефтяных месторождений.

Таким образом, исследование вопросов комплексного и рационального освоения ресурсов недр и его охраны, а также вопросов техногенеза и его прогнозирование в нефтегазодобывающих районах являются актуальными.

Проблемы рационального освоения и охраны ресурсов недр и окружающей среды

В Прикумской нефтегазоносной области широко применяли поддержание пластового давления (ППД) законтурной закачкой. В начале использовались артезианские и поверхностные воды, тогда как добываемые попутные нефтяные воды подавались «на поля фильтрации», что приводило к засолению и загрязнению значительных земельных угодий, а с 1965г. их начали использовать для ППД в нефтяных залежах на ряде месторождений [3]. Наибольший отбор высокоминерализованных ТВ осуществляется на месторождениях Прикумской нефтегазоносной области, анализ разработки которых позволяет на примере неоконского водоносного горизонта наметить общие для всех горизонтов закономерности

динамики отбора пластовых флюидов и изменений гидродинамических условий. Несомненно, в начальный период эксплуатации наблюдается быстрый темп снижения напоров и вместе с тем на один метр снижения напора приходится незначительный объем пластовой жидкости (0,09+3,2 тыс. м³). По истечении непродолжительного периода эксплуатации (до 5 лет) темп снижения напоров уменьшается, при этом, оставаясь постоянным на определенный срок (5-10 лет в зависимости от количества извлекаемой жидкости). После этого начинается рост пластового давления, что связано с поступлением вод из других горизонтов за счет усиления межпластовых перетоков через гидрогеологические окна, соответственно, увеличивается и количество пластовой жидкости, приходящей на единицу снижения напора (0,21+5,5 тыс. м³), и в связи с чем возникает необходимость учета влияния многолетней разработки НГМ.[4]

В настоящее время в Прикумской нефтегазоносной области действующими газонефтяными скважинами в год добывается примерно, нефти – 265 тыс. т, газоконденсата – 40086 тыс. м³ и около 1000 тыс. т – пластовой высокотермальной воды (2010-2011 г.г.). Объемы добычи этих вод будут возрастать с каждым годом, поскольку большинство месторождений нефти региона близки к завершающей стадии разработки, и обводненность их продукции составляет более 90%. Лишь только часть извлекаемой воды (10-20%) используется для ППД, а остальное выбрасывается в открытые водоемы, которых в данном случае выбрасываемые воды считаются контоминантами, что приводит к контоминации* самих водоемов. В связи с этим со всей остротой возникает вопрос о рациональном использовании и охране ресурсов высокоминерализованных ТВ, а также исключения негативного воздействия последних на окружающую среду. Исследованиями [1,3] подтверждена возможность захоронения попутных нефтяных вод в те же водоносные горизонты, из которых они извлекаются. Схожесть химического состава закачиваемых и пластовых вод сводит к минимуму возможность выпадения осадков солей в пластах и промысловых обводнениях.

Анализ современных гидрогеологических условий ТВ нефтегазоносных районов Восточно-Предкавказского артезианского бассейна (ВПАБ) свидетельствуют о том, что изменение гидрогеодинамической обстановки во многом определяет характер техногенных процессов в недрах. Разработка НГМ на протяжении нескольких десятков лет оказало существенное влияние на естественные гидрогеологические условия ТВ нефтегазоносных комплексов. Факторы, влияющие на гидрогеологические условия можно подразделить на три группы: 1-уменьшение величин пластовых давлений; 2-истощение ресурсов эксплуатируемых горизонтов; 3-изменение гидрогеотермических, гидродинамических и гидрохимических условий при эксплуатации и проведении обратной закачки для ППД.

Оценка состояния фонда ликвидированных скважин (газонефтяных) выявила 118, пригодных для восстановления с целью добычи ТВ, в т.ч. 91 – Равнинном Дагестане. Фонд ликвидированных, глубоких (4-6 км) газонефтяных скважин в Восточном Предкавказье, значителен [4]. Эти скважины можно использовать как с целью добычи ТВ, так и обратной закачки для ППД.

Многолетний опыт ОАО «Роснефть-Дагнефть» по разработке НГМ с ППД на площадях: «Сухокумское», «Южно-Сухокумское», «Русский Хутор» и др., свидетельствует о высокой приемистости дренированных горизонтов. Анализ параметров нагнетания попутных нефтяных вод на этих месторождениях свидетельствует, что при обратной закачке в сильнодренированные пласты, где снижение пластового давления составляет 5,0–7,0 мПа, приемистость пластов увеличивается на порядок и более.

контоминация – процесс формирования загрязнения[5]*

Прогнозирование техногенеза

Установлено, что образование и скопление УВ происходит в подземной водной среде, отсюда следует, что гидрогеологические условия нефтегазоносных бассейнов следует рассматривать как один из важнейших факторов формирования, сохранения и разрушения

их залежей. В формировании и размещении залежей УВ в осадочном чехле значимость гидрогеологических условий можно сформулировать следующими положениями:

– подземные воды – главный фактор образования, сохранения и разрушения скоплений УВ, всвязи с чем гидрогеологические условия регионов следует рассматривать как один из главных при прогнозировании нефтегазоносности недр.

– ориентировку и размещение залежей УВ в пространстве и во времени осадочного чехла (накопляемость УВ, наличие гидродинамических барьеров и др.) определяют особенности разгрузки подземных вод. Остальные факторы (тектонические, структурные, литологические и др.) можно рассматривать как следствие развития геолого-гидрогеологических процессов в ходе геологической эволюции различных регионов.

– структурный контроль представляет собой ни что иное, как контроль гидрогеологический. А структура перспективна в том случае, если она является зоной разгрузки подземных вод. Тектонический контроль предполагает приуроченность процессов образования залежей УВ к определенным циклам тектогенеза. Стратиграфический и литологический контроль осуществляется приуроченностью залежей к определенным их комплексам, объединяемых в гидрогеологические этажи и более мелких порядков, в зависимости от характера водообмена в них.[6]

Прогнозирование техногенеза нами дается на основе эволюционной модели формирования и размещения зон нефтегазонакопления (НГН), которая обосновывается исходя из закономерностей существования водонапорных систем, в пределах которых формируются скопления УВ, и условно их можно подразделить на два этапа.

Первый этап по своему содержанию соответствует природной водонапорной системе (ПВНС), где основной потенциал обусловлен геостатическими нагрузками, гидростатическими силами, а также тектонической активностью недр. В зависимости от активности гидравлической связи исследуемого нефтегазодонного комплекса со смежными по разрезу, первоначально, данный этап способствует либо сохранению, либо полному промыванию его инфильтрагенными водами. В ходе дальнейшей геологической эволюции бассейна осадконакопления предполагается обязательным вытеснение подвижной воды, содержащейся в системе за контур формирующегося нефтегазового скопления. На характер протекания процессов вытеснения воды из зоны НГН существенное влияние оказывает геотектонический режим, который определяет скорость ее формирования. При, относительно, спокойном геотектоническом режиме скопление происходит за счет выделения капель нефти из подземных вод, затем их объединение и всплывание в гипсометрически высоких частях пласта. В таком случае объем выделившейся воды должен соответствовать объему скопившейся нефти. Вытесненный объем жидкости разместится в, так называемой, «ореальной» зоне, где наиболее ощутимы продукты взаимодействия ее с нефтью. В этом случае наиболее эффективно применение гидрогеологических критериев оценки нефтегазоносности отдельных районов.

При достаточно высоком уровне термодинамической напряженности, которой подвергаются, как правило, нижележащие уплотняющие толщи с активизацией тектонических процессов, происходит быстрое изменение гидрогеологической обстановки, приводящей к образованию гидродинамических, гидрохимических и геотермических аномалий. Законтурная вода может оказаться существенно опресненной за счет конденсационной и солюционной подземных вод при внедрении флюидов с уровня более высокой термодинамической напряженности [7].

Второй этап (техногенный) развивается после установления прямой связи водонапорных систем с поверхностью земли в процессе разбуривания и последующей активной разработкой нефтяных залежей. Важнейшими особенностями техногенных гидрогеодинамических систем (ТГГДС) являются:

– создание условий для искусственного сообщения пластов с различными энергетическими уровнями, резко отличающимися по запасам потенциальной энергии в процессе разбуривания нефтегазоносных ПВНС. Реализующийся потенциал ГГДС является основной движущей силой их развития;

– высокие темпы извлечения пластовых флюидов из недр приводят к мгновенному (в геологическом масштабе времени) выравниванию разностей энергетических потенциалов различных пластов и перераспределению веществ в системе природных равновесных систем;

– формирование ТГГДС – на различных энергетических уровнях гидросферы, и время их формирования в общей эволюции нефтегазоносных ПВНС является незначительным, поддающимся интерпретации по данным наблюдений за процессом многолетней разработки отдельных НГМ.

Идеальные условия для формирования ТГГДС возникают, прежде всего, в зонах интенсивной эксплуатации нефтегазовых залежей без воздействия на продуктивные пласты. По характеру воздействия на пласт техногенные системы можно разделить на две группы: депрессионные (развивающиеся за счет отбора пластовых флюидов в процессе интенсивной разработки) и репрессивные (формирующиеся в результате нагнетания воды с целью поддержания и восстановления энергетических потенциалов пластов) [6].

В практике разработки НГМ факторы депрессии и репрессии взаимосвязаны, откуда следует, что суть мероприятий по использованию последствий техногенеза для комплексного и эффективного освоения ресурсов недр и охраны геологической среды должны сводиться к достижению оптимального соответствия энергетических уровней процессов формирования ТГГДС.

Масштабы проявления техногенеза особенно велики в старых нефтегазоносных районах, где особое значение имеют его гидрогеологические аспекты в силу большой мобильности жидких компонентов. По характеру проявления последствий разработки НГМ можно выделить две группы: а) поверхностные, включающие загрязнение приповерхностной атмосферы и почвенного покрова нефтепродуктами и попадание их в открытые водоемы; б) подземные воды, приводящие к интенсивной энергетической разрядке недр, истощению ресурсов пластовых флюидов, нарушению гидродинамического режима пластов и в целом системы, изменению химического состава пластовых вод и т. д.

Содержание некоторых весьма вредных веществ для биосферы в сточных нефтегазопромысловых водных растворах, например, брома может на несколько порядков превышать ПДК для поверхностных вод. Такой сброс должен быть полностью исключен.

Выводы

Захоронение попутных высокотермальных нефтяных вод позволяет решать следующие проблемы: охрана окружающей среды; обеспечение сохранности ресурсов недр; продление периода эксплуатации нефтяных скважин за счет использования теплоэнергетического потенциала ТВ, а использование попутных нефтяных вод в качестве гидроминерального сырья в ряде НГМ способствовало бы развитию экологически чистой гидрохимической промышленности, приросту ценного сырья и теплоэнергетики.

Совместный процесс разработки НГМ и освоения ресурсов ТВ позволит существенно повышать эффективность геологоразведочных работ на нефть и газ, способствующий комплексному и рациональному освоению ресурсов недр, не нарушая экологического равновесия нефтегазодобывающих регионов.

Нами сформулированы некоторые ближайшие задачи по техногенезу:

– необходимость изучения закономерностей формирования техногенной вертикальной и площадной гидрогеологической (гидродинамической, гидрохимической, геотермической и др.) зональности в условиях интенсивной техногенной нагрузки на окружающую среду, как в старых, так и новых нефтегазодобывающих регионах;

– необходимость ведения мониторинга за режимом подземных и поверхностных вод; геологической и окружающей среды нефтегазодобывающих регионов, а также ряд др. мероприятий.

Вопросами подземных вод и техногенных процессов, в т. ч. и связанных с разработкой НГМ, на наш взгляд, должна заниматься согласно Н.И. Плотникову (1998), «Экологическая гидрогеология» – наука о подземных водах и техногенных процессах, являющийся самостоятельным прикладным разделом современной фундаментальной гидрогеологии.

Для успешной реализации такого соответствия необходимо максимально эффективное использование накопленной информационной базы данных с применением ГИС-технологий с последующей интерпретацией ее применительно к определенным моделям и системам развития ГГДС в осадочном чехле того или иного нефтегазоносного региона.

Литература

1. Гайдаров Г.М. Использование термальных вод для повышения нефтеотдачи. В кн.: «Проблемы геотермальной энергетики Дагестана». М., Недра, 1980, С.176-181.
2. Плотников Н.И. Введение в экологическую гидрогеологию. Изд-во МГУ, 1998, 239с.
3. Гайдаров Г.М., Дибиров Д.А. Прогнозирование гидродинамических характеристик нефтяных залежей на больших глубинах на основе теории фильтрации. В кн.: «Основы прогнозирования и поисков полезных ископаемых Дагестана». Махачкала, 1985.,С.100-106.
4. Курбанов М.К. Геотермальные и гидроминеральные ресурсы Восточного Кавказа и Предкавказья. М., Наука, 2001, 259с.
5. Шестаков В.М., Поздняков С.П. Геогидрология., М.«Акад.кн»,2003, 175с.
6. Меликов М.М., Дибиров Д.А. Проблемы комплексного освоения ресурсов недр Прикумской нефтегазоносной области Восточного Прекавказья// Геоэкологические проблемы освоения и охраны ресурсов подземных вод Восточного Кавказа. Махачкала, 2003. Вып.49.С.138-140.
7. Меликов М.М., Дибиров Д.А. Прогнозирование техногенеза в нефтегазодобывающих районах на основе эволюционной модели формирования и размещения зон нефтегазонакопления.// Материалы восьмой международной конференции (14-18 сентября) «Ресурсовоспроизводящие малоотходные и природоохранные технологии освоения недр». Таллин, 2009г

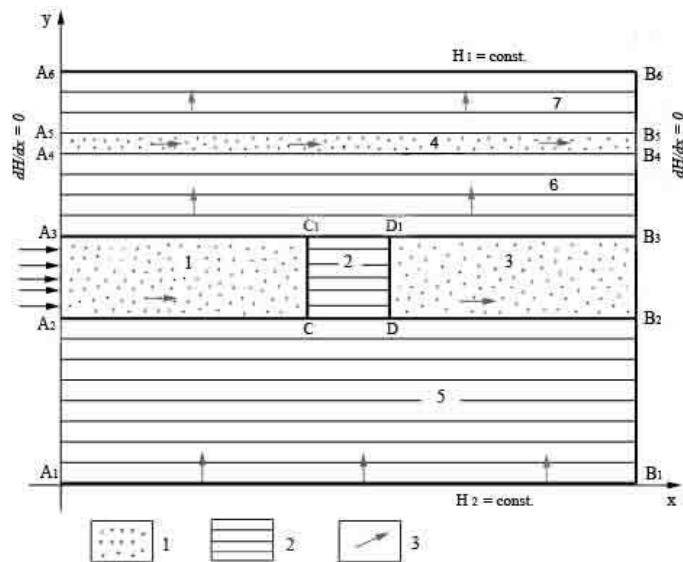
ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ЛОКАЛЬНОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ СРЕДЫ НА СТРУКТУРУ ПОДЗЕМНОГО СТОКА

Щербуль З.З.

Институт проблем геотермии ДНЦ РАН

Зоны повышенной проницаемости, выявленные в геофильтрационном поле плиоцен-четвертичных Северо-Дагестанского артезианского бассейна при изучении его подземного стока, способствуют проникновению продуктов антропогенного загрязнения в почву, грунтовые воды, а также в напорные водоносные горизонты бакинских и апшеронских отложений [1]. Математическое моделирование процесса эксплуатации бассейна позволило определить современные параметры движения потока подземных вод, выявить направления возможного распространения загрязнения по всей территории междуречья Кума-Терек. Однако само происхождение таких «гидрогеологических окон», достаточно обширных по площади, по-разному объясняется исследователями: некоторые из них [2] считают, что влияние на литологический состав и мощность верхнеплиоценовых и четвертичных осадков оказывают локальные неотектонические структуры, являющиеся существенной отличительной особенностью данного региона и большинство из которых, таких как Прикумская зона поднятий, находятся на востоке Терско-Кумского артезианского бассейна. Покажем, что возникновение зон повышенной проницаемости может быть связано и с изменением соотношения вертикального и горизонтального градиентов напора при движении подземных вод в водоносных горизонтах с любой плановой локальной неоднородностью геологической среды, например, при неравномерном переслаивании и выклинивании слоев с фаціальными замещениями и др.

Рассмотрим профильную модель водоносного горизонта, состоящего из: глинистой подошвы 5, водонасыщенного пласта 1, 3 с глинистой перемычкой 2, глинистого прослоя 6, второго водонасыщенного пласта 4, глинистой кровли 7 (рис.1).



1 – водонасыщенный пласт; 2 – глинистые породы; 3 – направление преимущественного движения.
 Рис.1. Профильная модель водоносного горизонта.

Перемычка играет роль локального неоднородного объекта на пути установившегося движения подземных вод от области питания с постоянным напором к области разгрузки, и влияние которого на структуру потока требуется оценить.

Математическая формулировка задачи сводится к решению профильного нестационарного уравнения упругого режима фильтрации для однородного изотропного пласта

$$\frac{\partial H}{\partial t} = a_n \left(\frac{\partial^2 H}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 H}{\partial y^2} \right), \quad (1)$$

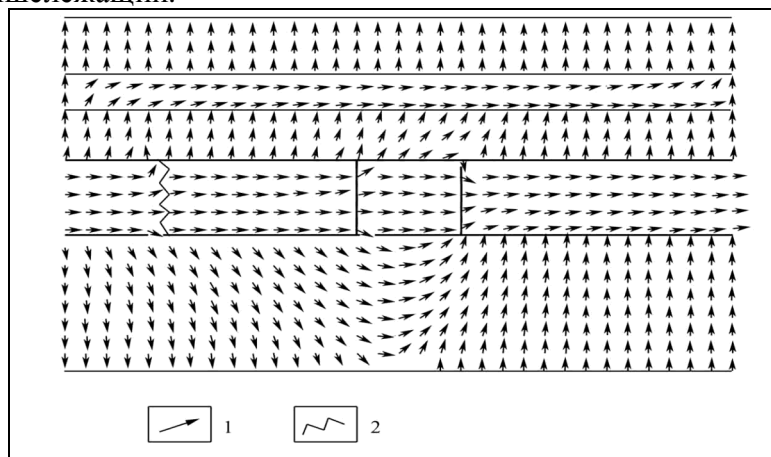
где $n = 1, 2, 3$; $a = k/\eta^0$, a_1 – коэффициент пьезопроводности водонапорного пласта (зоны 1, 3, 4 на рис.1), a_2 – коэффициент пьезопроводности для перемычки (зона 2 на рис.1), a_3 – коэффициент пьезопроводности для глинистых пород кровли, подошвы и прослоя (зоны 5, 6, 7 на рис.1).

Таким образом, имеем систему из трех однотипных дифференциальных уравнений с начальным условием $H(x, y, t) /_{t=0} = H(x, y)$, где $H(x, y)$ – распределение напоров при установившемся движении жидкости в аналогичной модели без перемычки. На верхней и нижней границах (A_6B_6 и A_1B_1) рассматриваемой области граничные условия I рода: $H(x, y, t) = \text{const}$. На левой и правой границах области (A_1A_6 и B_1B_6) – граничные условия II рода: $\partial H(x, y, t) / \partial x = 0$. На всех остальных границах (A_2C , DB_2 , A_3C_1 , D_1B_3 , A_4B_4 , A_5B_5 , CC_1 , DD_1), обозначим их через Γ , являющихся контактами водоносных пластов с относительно водоупорами, задаются граничные условия III рода: $(\partial H / \partial y) / c = \alpha E_\Gamma + \beta$, где α, β – const.

Решая задачу для различных соотношений гидрогеологических параметров модели и вариантах граничных условий, получаем различные по структуре картины подземного стока, имеющие одну общую характерную особенность: возникновение застойной слабопроницаемой зоны перед зоной неоднородности. Пользуясь явной разностной схемой, можно в процессе счета наблюдать, как движется граница застойной зоны. Когда движение устанавливается, соответственно устанавливается и граница застойной зоны (на рис.2 она обозначена зигзагом).

При движении по песчаному пласту вода доходит до барьера, где, вследствие затрудненного оттока, начинает расти напор, возникает пограничная аномальная зона, которая примыкает к зоне неоднородности, тем самым увеличивая её в размерах. Под воздействием возрастающего вертикального градиента, вода прокладывает себе вертикальные пути фильтрации, что приводит к относительному увеличению коэффициента фильтрации

в глинистой прослойке 6, кровле 7 и подошве пласта 4 перед застойной зоной. В случае, если имеются хорошие условия для дренирования, как на рис.1 – второй песчаный пласт 4, в нем также возникают аномальные напоры и расход жидкости вдоль этого второго пласта резко увеличивается: происходит активное перетекание из нижележащего водоносного пласта в вышележащий.



расчетов. 1-направление линии тока; 2-граница застойной зоны.

Рис.2. Гидродинамическая картина стока, полученная по результатам

Таким образом, анализируя полученные решения модельных задач приведенного типа, можно сделать следующие выводы:

- зоны повышенной проницаемости или «гидрогеологические окна» на поверхности могут быть связаны с изменением структуры подземного стока, связанным с наличием разного рода плановых локальных неоднородностей геологической среды;
- по площади они значительно превышают размеры этих локальных неоднородностей вследствие присоединения к ним застойных слабопроницаемых зон.

Литература

1. Кудрявцева К.А., Щербуль З.З. Геоэкологические аспекты использования артезианских вод Северного Дагестана. – "Геоэкология", 2005, №1. С. 25-29.
2. Методика обоснования региональных гидрогеологических моделей многослойных систем./Водоватова З.А., Гохберг Л.К., Ефремов Д.И. и др. - М., Недра, 1982. 147с.

ТРЕХМЕРНЫЕ ЦИФРОВЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ

*Мамаев С.А., Ибаев Ж.Г., Магомедов М.Р., Курбанова А.Ш., Маммаев Б.О., Хазимова З.И., Магомедова Н.М., Мамаев А.С.
Институт геологии ДНЦ РАН*

Цифровое трехмерное геологическое моделирование является принципиально новым направлением в науках о Земле. Научное обоснование методологии геологического моделирования и разработка на этой основе технологии геологического моделирования конкретных геологических толщ, представляют собой новое научное направление. Полученные при этом результаты имеют важное научное и практическое значение, т.к. служат базой развития геологической науки в целом [1-4].

Создание цифровых трехмерных геологических моделей (ЦГМ) толщ горных пород обеспечивает синтез знаний о геологическом строении. Технология геологического моделирования в первую очередь является процессом изучения строения геологической среды и получения новых знаний, а сама 3D ЦГМ является основой для гидродинамических расчетов процессов фильтрации жидкостей и газов в пористой геологической среде. В процессе 3D геологического моделирования и возникшей для этого необходимостью обобщения геологических, геофизических, петрофизических, геодезических, промысловых данных можно создать непротиворечивую базу исходных и итоговых данных и от-

корректировать результаты интерпретации отдельных геофизических методов и инклинометрии скважин.

В середине 90-х годов сформировалась новая общая стратегия развития ЦГМ — создание баз цифровой картографической информации на основе современных компьютерных технологий. Как известно геологическая карта является основой, как для фундаментального теоретического изучения геологии любого региона так и для практических поисков месторождений полезных ископаемых и недропользования (рис 1-3.).

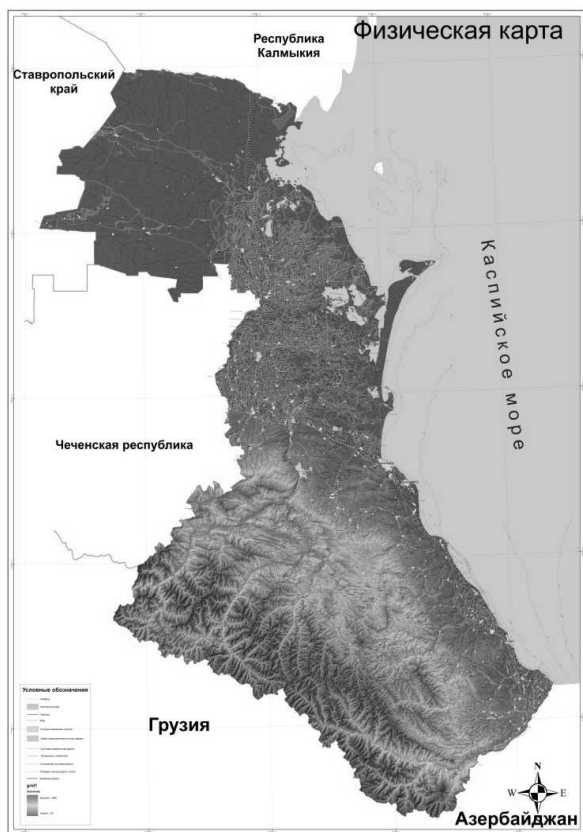


Рис 1. Электронная топографическая основа карты Дагестана

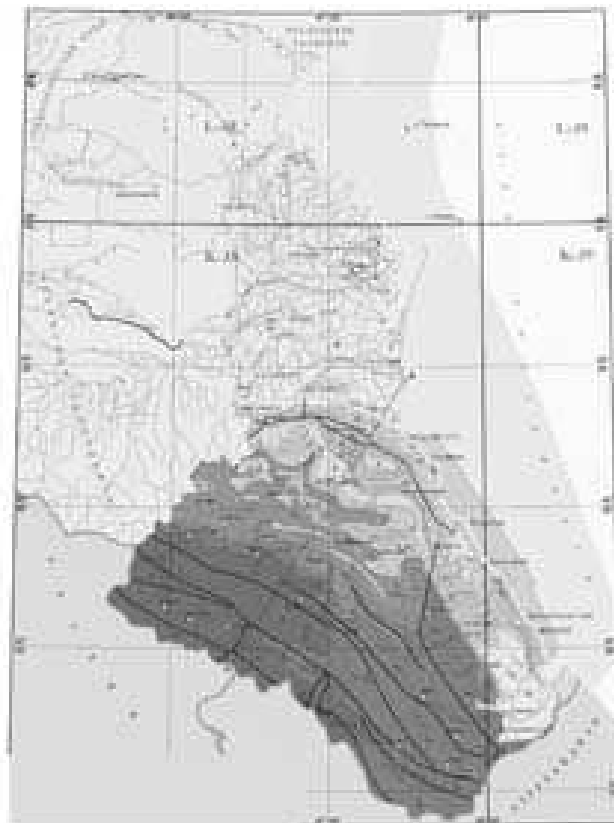


Рис 2. Геологическая карта Дагестана

В ЦГМ геологическая карта стала двухмерной геоинформационной моделью строения территории, так как помимо информации о геологическом строении поверхности к карте стали прилагаться базы данных (рис 4.) различной полезной информации в цифровом виде (данные о находках фауны, геохимии, геофизики, гидрогеологии, полезных ископаемых и так далее). В реальности, геологические карты нового поколения стали некоторым геоинформационным срезом региона, привязанным к его поверхности. Двухмерные геологические карты, совмещенные с современными информационными системами (ГИС-проектами), стали серьезным технологическим прорывом благодаря удобству и скорости использования геологической информации [5-6]. В настоящее время любой масштабный проект, так или иначе касающийся использования недр, не мыслится без ГИС-проектов на базе геологических карт.

Проблема развития минерально-сырьевой базы и инженерного освоения территорий обуславливает необходимость глубинного изучения недр в трехмерном цифровом виде. В связи с этим, возникает необходимость перехода к объемному компьютерному картированию и к трехмерным геоинформационным системам.

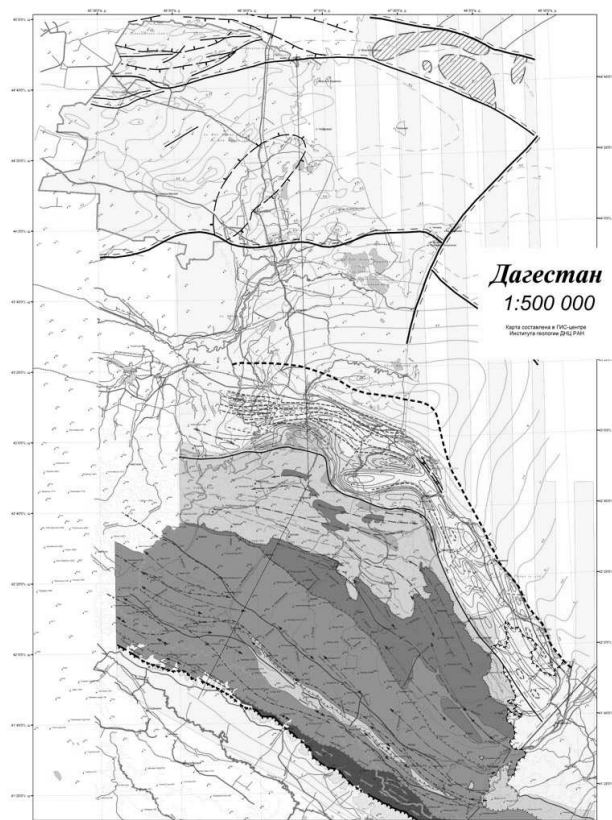


Рис 3. Тектоническая карта Дагестана полученная на основе электронной топографической основы.

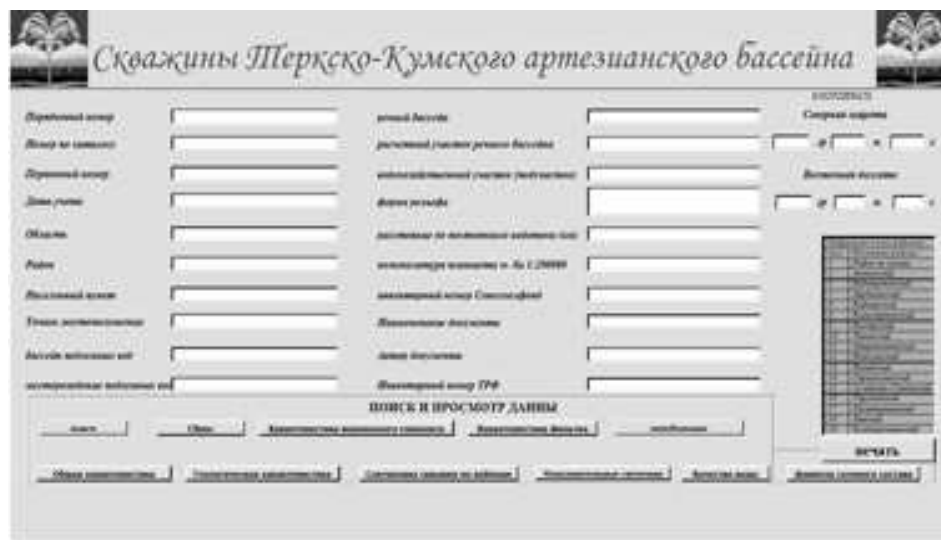


Рис 4. Главное окно базы данных гидрогеологических параметров артезианских скважин ТКАБ

Используемые на сегодняшний день в геокартировании географические информационные системы, т.н. ГИСы (ArcInfo-ArcView, MapInfo и др.), являются по своей идеологии плановыми, т.е. двухмерными. Информация в них организована вдоль отдельных поверхностей. Это позволяет проводить анализ одного или нескольких интересующих параметров в пределах поверхности, но не объёма. Анализировать параметры в автоматическом режиме между поверхностями по произвольно заданному сечению используемые ГИС-системы не позволяют. Для геологии это означает, что решать объёмные прогнозные задачи на базе существующих ГИС крайне затруднительно. Таким образом, существующие ГИС-системы нуждаются в дополнительных пакетах компьютерных программ, которые, с одной стороны, обеспечивали бы возможность трехмерного отображения.

жения геологической структуры, а с другой - позволяли иметь трехмерную геoinформационную модель любой территории и всей России и решать прогнозные задачи не в двух-, а трёхмерном пространстве.

Трёхмерное цифровое геологическое картирование

Основой для объемной ЦГМ является стандартная геологическая карта поверхности в цифровом виде, на которой показаны естественно выделяющиеся геологические тела. Задача состоит в том, чтобы показать все эти тела в реальном объеме (плюс те тела, которые не выходят на поверхность).

На основе данных бурения скважин, сейсмических профилей и всех видов геофизических данных в цифровом виде строится вероятностная геометрия всех выделяемых геологических тел на глубине (рис. 5).

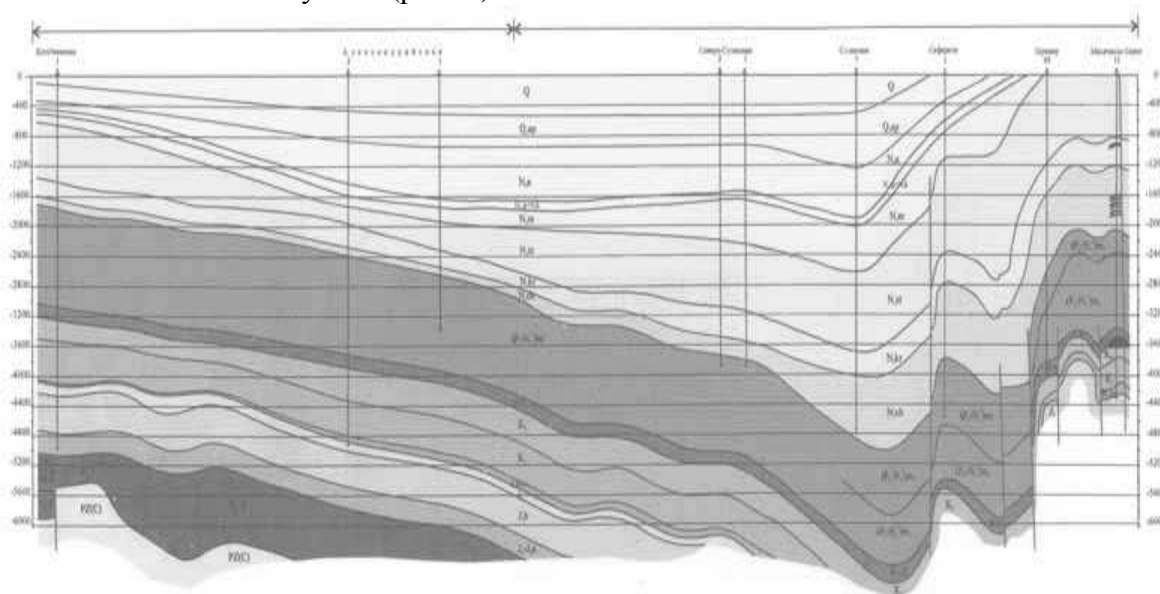


Рис 5. Региональный геологический профильный разрез по линии Кочубеевская – Махачкала - Тарки

На основе параметров геометрии складок, разрывов и других геологических тел, установленных при геологическом картировании, разрабатывается математический алгоритм выявления наиболее реальной объемной формы геологических тел.

Имея объемную цифровую запись геометрии всех геологических тел, мы можем:

- построить разрез по любой вертикальной, горизонтальной или иной другой геометрии поверхности;
- выделить любое геологическое тело и рассмотреть его с любой точки (вращать, влезать вглубь и так далее);
- строить объемные карты с показом литофаций и любых других характеристик (например, пористости, обводненности, геохимических характеристик, контуров рудных тел).

На основе объемной цифровой геологической карты можно проводить различные исследования. Например, восстанавливать геологическую историю в цифровом виде, изучать запасы полезных ископаемых, решать гидрогеологические, инженерно-геологические, экологические задачи.

Объемное цифровое геологическое картирование — неизбежное будущее геологического картирования.

Картирование осадочных бассейнов. Осадочные бассейны имеют сравнительно простую геологическую структуру: пологое залегание слоев, небольшое число разломов, малое количество интрузий. Структура осадочных бассейнов может быть осложнена соляными диапирами, рифовыми постройками, инверсионными структурами, надвиговыми фронтами, клиноформным строением осадочных толщ и т.д.

Основные данные, по которым изучается их геологическая структура: 1) полевое геологическое картирование; 2) данные бурения; 3) сейсмические профили разной глубинности; 4) анализ аномалий гравитационного и магнитного полей; 5) данные электро-разведки. Наиболее просто построить объемную геологическую карту района, для которого есть данные трехмерной сеймики.

При построении трехмерной карты осадочных бассейнов сначала берется цифровая геологическая карта поверхности как основа карты. Затем вводятся данные интерпретации бурения и сейсмических профилей с учетом других геофизических данных в виде границ картируемых геологических тел, там, где это установлено. Затем с помощью компьютерных программ компьютер рисует в цифровом виде всю объемную геологическую структуру.

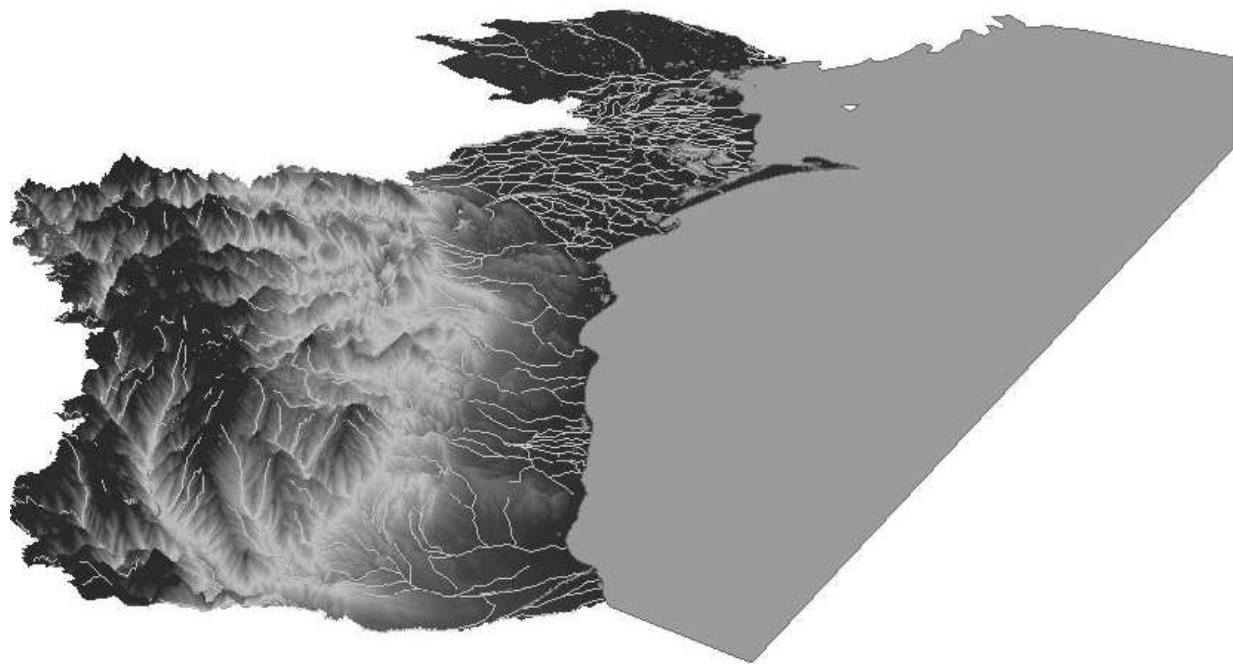


Рис.6. Трехмерная цифровая модель топографической поверхности Дагестана.

Картирование складчатых областей. Складчатые области имеют очень сложную геологическую структуру. Но многие рудные районы достаточно хорошо изучены, что позволяет составлять для них трехмерные цифровые карты. Каждое геологическое тело фактически строится геологом на основе всех имеющихся данных, а компьютерные программы максимально согласовывают между собой геометрию всех тел и рисуют оптимальную геологическую структуру. Особенно важным является математическое предсказание наиболее реальной объемной геометрии складок, интрузий, разломов и других картируемых тел на основе анализа их структуры на поверхности (замеры элементов залеганий, структурный анализ и т.п.). Современная структурная геология позволяет, например, по характеру геометрии складок на небольших открытых участках предсказывать их объемный характер. Проблема состоит в установлении численного алгоритма этого анализа и в компьютерном моделировании оптимальной геометрии геологических тел на глубине в соответствии с характером их выхода на поверхность Земли.

Картирование важных инженерных сооружений. Инженерные сооружения, например, крупные водохранилища, значительные подземные конструкции и т.п. должны иметь объемные цифровые геологические карты. Они должны содержать: 1) границы всех естественно выделяемых геологических тел; 2) границы всех литологических тел

(так как любая свита может менять состав снизу вверх и фациально), например, песчаников, глин, известняков; 3) зоны с разной пористостью, обводненностью, с разными геохимическими аномалиями, с разными механическими свойствами; 4) подземные сооружения. Такие карты нужны, прежде всего, разным службам города. Например, только на основе такой карты можно вести непрерывный мониторинг движения подземных вод в районе города, движения геохимических аномалий (прежде всего для экологических задач). На основе такой карты можно вести проектирование любого строительства в городе, так как она содержит основные инженерно-геологические характеристики.

Для картирования районов под инженерное сооружение можно помимо геологических границ и других обычных данных вводить любые другие параметры, характеризующие механические свойства пород.

Картирование для экологических и гидрогеологических целей. Существует много проблем, связанных с региональной экологией, захоронение ядерных отходов и других вредных элементов, экологическая безопасность около нефтепроводов, загрязнение районов крупных промышленных центров и т.д. Для этих экологически потенциально опасных мест необходимо строить детальные цифровые трехмерные геологические карты. Помимо обычных данных в такие карты можно вводить специальные параметры, контролирующую миграцию жидкости и газов. С помощью таких карт можно создавать модели потенциального движения экологически вредных элементов под поверхностью земли. Трехмерные цифровые карты должны быть базой для экологического мониторинга потенциально опасных районов: можно вести непрерывное моделирование фильтрации флюидов по мере поступления новых геохимических замеров. Сходные задачи решаются и для гидрогеологического анализа подземной среды.

Трехмерные цифровые карты

После того как мы получим работающий вариант трехмерной цифровой геологической карты для осадочного бассейна необходимо: непрерывно совершенствовать карты по мере поступления новой информации, а затем переходить к четырехмерному моделированию, т.е. явным образом ввести четвертое измерение - время, которое неявно в виде стратиграфического расчленения толщ пород уже присутствует на геологической карте. Это даст возможность шаг за шагом двигаться во времени назад и смотреть, как выглядела данная геологическая структура, например, 5, 10, 100, 500 млн. лет назад, какие в это время существовали палеогеографические обстановки, каким был термальным или флюидный режим, каково было напряженное состояние земной коры и т.п. После выполнения таких реконструкций и расчета моделей станет возможным построить "геологическую анимацию", показывающую трехмерную историю района вместе с палеогеографической обстановкой на поверхности и распределением разнообразных параметров (таких как температура, напряженное состояние, поровое давление, химизм поровых флюидов и др.). Такого рода работы важны как для практических прикладных задач, например, таких как поиски скоплений углеводородов, которые в процессе геологической эволюции осадочного покрова мигрировали в земных недрах, так и для фундаментальных теоретических исследований региональной и глобальной геологии и геодинамики.

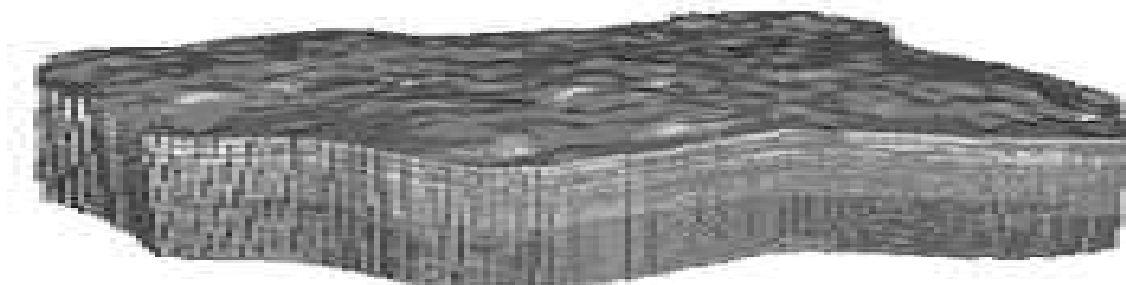


Рис. 7. Пример трехмерной цифровой модели осадочных толщ

Четырехмерное моделирование в геологии — крупный инновационный проект, который может существенно изменить весь характер геологических исследований.

Литература

1. Билибин С. И., Золоева Г.М., Денисов С. Б. Геолого-геофизическое моделирование залежей нефти и газа. Учебное пособие. М., изд-во «Нефть и газ», 2005г. Соавторы:, 170 с
2. Золоева Г.М., Билибин С. И. Денисов С. Б. Геолого-геофизическое моделирование залежей нефти и газа. Учебное пособие. 2-е издание, дополненное и переработанное. М., изд-во «МаксПресс», 2008г. 209 с.
3. Методические указания по созданию постоянно-действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. ч.1. Геологические модели. М.:2003г. Соавторы: Авербух А.Г., Денисов С.Б., Билибин С. И., Лисовский Н.Н. и др.164 с.
4. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (РД 153-39.0-047-00). М., 2000г. с.129. Соавторы: Билибин С. И., Баишев Б.Т., Денисов С.Б., Лисовский Н.Н. и др.
5. Мамаев С.А., Ибаев Ж.Г. Разработка трехмерных компьютерных моделей геологических объектов// Ресурсы подземных вод Юга России и меры по их рациональному использованию, охране и воспроизводству. Труды Института геологии ДНЦ РАН. Выпуск № 55. Институт геологии ДНЦ РАН. Махачкала, 2009. С.73-75.
6. *Мамаев С.А., Ибаев Ж.Г., Мамаев А.С.* Компьютерное моделирование в геологии Геология и полезные ископаемые Кавказа. Труды Института геологии ДНЦ РАН. Выпуск № 57. Институт геологии ДНЦ РАН. Махачкала, 2011. С. 292-294.

Алфавитный указатель авторов

Ф.И.О.	стр.		
1. Абдуллаев М.Ш.	14,159	52. Магомедов Р.А.	178
2. Абдулмуталимова Т.О.	149	53. Магомедов Ш.А.	86
3. Абдулкеримов Ф.Г.	166	54. Магомедова Б.К.	94
4. Айтеков М-П.Б.	151	55. Магомедова Н. М.	201
5. Алиев И.А	119	56. Магидов С.Х.	133
6. Алибеков А.Г.	145, 155	57. Мамаев А.С.	201
7. Алхулаев К.Г	69	58. Мамаев С.А.	178, 201
8. Александра Г.Н.	74	59. Маммаев Б.О.	201
9. Ахмедов Г.Я.	161	60. Маммаев О.А.	86, 191
10. Ахмедов М.И.	14, 159	61. Мацапулин В.У	45,
11. Багатаев Р.М	16, 23	62. Меликов М.М	194
12. Борисов А.В.	172	63. Меликов Я.М.	194
13. Бариева Д.И.	81,84,159	64. Мустафаев Н.Б.	145
14. Богуш И. А.	7	65. Московская Т.И.	99
15. Богомоллов Ю.Г.	166	66. Нурмагомедов Т.Н.	89, 92
16. Богатиков А.В.	163	67. Николаев А.П.	166
17. Бочкарев А.В.	99	68. Никуев Р.Ю.	178
18. Базманова П.М.	194	69. Омардибиров О.М.	14, 159
19. Белан С.И.	81	70. Османова А.Р.	14
20. Валяльщикова А.А.	188	71. Покровский Б.Г.	26
21. Гаврилов Ю.О	26, 57	72. Пруцкий Н.И.	65
22. Гаджиева Т.Р.	77	73. Сабанаев К. А.	94
23. Гаджимахадова Л.М	155	74. Самойленко Г.Н	99, 106
24. Газалиев И.М	149, 168	75. Саидахмедов С.С.	92
25. Голованова О.В.	26	76. Степанов А.Н.	99, 106
26. Голованова Т.А.	145, 155	77. Саркаров Р.А.	81
27. Гусейнов А.А.	124	78. Смирнова М.Н.	106
28. Гусейханов С. М.	23	79. Тотурбиев Б.Д.	47, 53
29. Гусейнов Н.М.	84	80. Тульшева Е.В	51
30. Гридин В.А.	138	81. Хазимова З. И.	201
31. Даштиев З.К.	35, 81, 84, 106, 116, 166	82. Хлопкова М.В.	51
32. Ибаев Ж. Г.	178, 201	83. Черкашин В.И.	7, 53, 127,
33. Идармачев А.Ш	119, 127	84. Чутуева С.Б.	145
34. Идармачев Ш.Г	127	85. Шарафутдинов В.Ф.	106
35. Идрисов И.А.	179	86. Шалбузова Л.В.	138
36. Исаков С.И.	45	87. Шихрагимова А.М.	155
37. Калашник А.И.	171	88. Шульгина Т.А.	142
38. Калашник Н.А.	171	89. Щербинина Е.А.	26, 57
39. Карпов П.А.	99	90. Щербуль З.З.	199
40. Кондаков В.М.	178	91. Энна Н. Л.	65, 112
41. Ковалец Ю.Н.	174	92. Юсупов А.Р.	45, 69
42. Косинова И.И.	163	93. Юсуфов Р.Д.	23
43. Курбанов М.М.	35	94. Яндарбиев Н.Ш.	116
44. Курбанов Л.М.	185	95. Ярошенко О.П.	74
45. Курбанова А.Ш	201		
46. Курбанисмаилова А.С.	161		
47. Лаврищев В.А	65, 112		
48. Лавлинская Н.С.	188		
49. Магомедов А. Г.	119		
50. Магомедов А.Ш	86		
51. Магомедов М.Р.	201		

СОДЕРЖАНИЕ

СЕКЦИЯ 1. ГЕОЛОГИЯ, ЛИТОЛОГИЯ И СТРАТИГРАФИЯ ФАНЕРОЗОЯ	
МЕТАЛЛОГЕНИЯ ЮРСКИХ ОСАДОЧНЫХ КОМПЛЕКСОВ КAVKAZA	
Богуш И.А., Черкашин В.И	7
ОПРЕДЕЛЕНИЕ СЛЕДОВЫХ КОЛИЧЕСТВ ЗОЛОТА В ПРИРОДНЫХ ВОДАХ	
Абдуллаев М.Ш., Ахмедов М.И., Омардибиров О.М., Османова А.Р.	14
КРУПНООБЪЕМНОЕ ЗОЛОТОЕ ОРУДЕНЕНИЕ КУРУШ-МАЗИНСКОГО РУДНОГО	
УЗЛА В ДАГЕСТАНЕ (вещественный состав и минералого-геохимические особенности)	
Багатаев Р.М.	16
ЗОЛОТО-СУЛЬФИДНОГО ОРУДЕНЕНИЯ ЧЕРНОСЛАНЦЕВЫХ ФОРМАЦИЙ	
КУРУШ-МАЗИНСКОГО РУДНОГО УЗЛА В ДАГЕСТАНЕ	
Багатаев Р.М., Юсуфов Р.Д., Гусейханов С.М.	23
УГЛЕРОДИСТЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ ПОЗДНЕГО СЕНОМАНА ВОСТОЧНОГО КAVKAZA –	
РЕГИОНАЛЬНОЕ ОТОБРАЖЕНИЕ ГЛОБАЛЬНОГО «АНОКСИЧЕСКОГО»	
СОБЫТИЯ ОАЕ 2	
Гаврилов Ю.О., Щербинина Е.А., Голованова О.В., Покровский Б.Г.	26
ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ	
БАЗЫ РЕСПУБЛИКИ ДАГЕСТАН	
Курбанов М.М., Даштиев З.К.	35
ПРОБНОСТЬ ТЕРРИГЕННОГО ЗОЛОТА ЧОКРАК-КАРАГАНСКИХ ПЕСЧАНИКОВ	
Мацапулин В.У., Юсупов А.Р., Исаков С. И.	45
ПРИРОДНЫЕ ЦЕОЛИТЫ - ЭФФЕКТИВНЫЕ МИНЕРАЛЫ ДЛЯ ИЗГОТОВЛЕНИЯ	
СТРОИТЕЛЬНЫХ МАТЕРИАЛОВ	
Тотурбиев Б.Д.	47
О НЕКОТОРЫХ ОСОБЕННОСТЯХ РАЗВИТИЯ РЕЧНЫХ ДОЛИН ОРОГЕННОЙ И	
РАВНИННОЙ (ПРИКАСПИЙСКАЯ НИЗМЕННОСТЬ) ЧАСТЕЙ РЕГИОНА	
ВОСТОЧНОГО КAVKAZA.	
Тулышева Е.В., Хлопкова М.В.	51
ГЛИНИСТЫЕ СЛАНЦЫ - ЭФФЕКТИВНОЕ МЕСТНОЕ МИНЕРАЛЬНОЕ	
СЫРЬЕ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ВЯЖУЩИХ	
Черкашин В.И., Тотурбиев Б.Д.	53
СТРАТИГРАФИЯ МЕЛОВЫХ И НИЖНЕПАЛЕОГЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ	
ЦЕНТРАЛЬНОГО ДАГЕСТАНА ПО НАННОПЛАНКТОНУ	
Щербинина Е.А., Гаврилов Ю.О.	57
СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ РЕГИОНАЛЬНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ	
ИССЛЕДОВАНИЙ В ЮЖНОМ И СЕВЕРО-КАВКАЗСКОМ ФЕДЕРАЛЬНЫХ ОКРУГАХ	
Пруцкий Н.И., Энна Н.Л., Лаврищев В.А.	65
ТИПОМОРФНЫЕ ОСОБЕННОСТИ НЕКОТОРЫХ ТЕРРИГЕННЫХ МИНЕРАЛОВ В	
РАЗЛИЧНЫХ ОСАДОЧНЫХ КОМПЛЕКСАХ ВОСТОЧНОГО КAVKAZA	
Юсупов А.Р., Алхулаев К.Г.	69
ПАЛИНОЛОГИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ИЗ ОТЛОЖЕНИЙ НЕОКОМА РАЗРЕЗА	
АЙМАКИ (ЦЕНТРАЛЬНЫЙ ДАГЕСТАН)	
Ярошенко О.П., Александрова Г.Н.	74
СЕКЦИЯ 2. ОСНОВНЫЕ КРИТЕРИИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ	
ОСАДОЧНО-ПОРОДНОГО КОМПЛЕКСА	
ОСНОВНЫЕ КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МЕЛОВЫХ	
ОТЛОЖЕНИЙ ТЕРСКО-КАСПИЙСКОГО ПЕРЕДОВОГО ПРОГИБА	
Гаджиева Т.Р.	77
ОБОСНОВАНИЕ ОСНОВНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ ПОИСКОВ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И	
ГАЗА НА ЗАПАДНОМ СЕКТОРЕ ШЕЛЬФА КАСПИЯ	
Даштиев З.К., Саркаров Р.А., Белан С.И., Бариева Д.И.	81

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ НА МАЛЫХ ГЛУБИНАХ В ПЛИОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ПРЕДКАВКАЗЬЯ	
Даштиев З.К., Гусейнов Н.М., Бариева Д.И.	84
ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТЕПЕНИ ЗРЕЛОСТИ НЕФТИ ПО ИЗОТОПНОМУ СОСТАВУ УГЛЕРОДА МЕТАНА	
Магомедов Ш.А., Маммаев О.А., Магомедов А.Ш.	86
ИССЛЕДОВАНИЕ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ВОД НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ - ИСТОРИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ	
Нурмагомедов Т.Н.	89
ПЕРСПЕКТИВЫ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА В ДАГЕСТАНЕ	
Нурмагомедов Т.Н., Саидахмедов С.С.	92
ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСТИ ГЛУБОКОПОГРУЖЕННЫХ ГОРИЗОНТОВ ДАГЕСТАНА	
Сабанаев К.А., Магомедова Б.К.	94
МЕТОДИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСТИ МАЛОИЗУЧЕННЫХ ТЕРРИТОРИЙ	
Степанов А.Н., Бочкарев А.В., Самойленко Г.Н., Московская Т.И., Карпов П.А.	99
ОБ УСЛОВИЯХ ФОРМИРОВАНИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В ЮГО-ВОСТОЧНОМ СЕКТОРЕ ТЕРСКО-КАСПИЙСКОГО КРАЕВОГО ПРОГИБА	
Степанов А.Н., Смирнова М.Н., Самойленко Г.Н., Шарафутдинов В.Ф., Даштиев З.К.	106
НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ ВОСТОЧНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ И ЮГО-ЗАПАДА ПРИКАСПИЯ	
Энна Н.Л., Лаврищев В.А.	112
О ВОЗМОЖНОСТЯХ ПОИСКОВ «СЛАНЦЕВЫХ» ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В ПРЕДКАВКАЗЬЕ	
Яндарбиев Н.Ш., Даштиев З.К.	116
СЕКЦИЯ 3. ТЕКТОНИКА, ГЕОДИНАМИКА И СЕЙСМИЧНОСТЬ АНАЛИЗ ВАРИАЦИЙ СЕЙСМИЧНОСТИ В ЧЕРНОМОРСКО-КАВКАЗСКО- КАСПИЙСКОМ РЕГИОНЕ	
Алиев И.А., Магомедов А.Г., Идармачев А.Ш.	119
РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОПРОВОДНОСТИ В ЗЕМНОЙ КОРЕ ПО ГЛУБИНЕ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ЛАБОРАТОРНОГО ИССЛЕДОВАНИЯ НЕКОТОРЫХ МИНЕРАЛОВ И ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУРАХ	
Гусейнов А.А.	124
ВОЗМУЩЕНИЯ ГЕОПОЛЕЙ НА ТЕРРИТОРИИ СЕВЕРНОГО КАВКАЗА В ПЕРИОД ЦУНАМИГЕННОГО СУМАТРАНСКОГО ЗЕМЛЕТРЯСЕНИЯ 26.12.2004	
Идармачев Ш.Г., Черкашин В.И., Идармачев А.Ш.	127
ИСКУССТВЕННАЯ ДЕФЛЮИДИЗАЦИЯ НЕДР И НЕКОТОРЫЕ СЕЙСМИЧЕСКИЕ ПРОЯВЛЕНИЯ ТЕХНОГЕННОГО ХАРАКТЕРА.	
Магидов С.Х.	133
НОВЫЕ ДАННЫЕ О СТРОЕНИИ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СКИФСКО-УРАНСКОЙ ПЛИТЫ И ТЕРСКО-КАСПИЙСКОГО ПЕРЕДОВОГО ПРОГИБА В СВЯЗИ С НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬЮ	
Шалбузова Л.В., Гридин В.А.	138
ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ К ОТКРЫТИЮ НОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В ПРЕДЕЛАХ ПОГРУЖЕННЫХ ЧАСТЕЙ ТЕКТОНИЧЕСКИХ ВЫСТУПОВ ДАГЕСТАНСКОГО КЛИНА	
Шульгина Т.А.	142

СЕКЦИЯ 4. ГИДРОГЕОЛОГИЯ, ГЕОЭКОЛОГИЯ И ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ АЛГОРИТМОВ И ПРОГРАММ ДЛЯ ОБРАБОТКИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Алибеков А.Г., Голованова Т.А., Мустафаев Н.Б., Чутуева С.Б.....145

КАЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ВОД АРТЕЗИАНСКИХ СКВАЖИН

Абдулмуталимова Т.О., Газалиев И.М.149

РАДИОГЕОХИМИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ ДАГЕСТАНА НА ПЕРИОД

1972 – 1999 гг. (по материалам автора)

Айтеков М-П.Б.151

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ВЫРАЩИВАНИЯ ПОЛУПРОВОДНИКОВЫХ МИКРОСХЕМ В ГАЗОТРАНСПОРТНОМ РЕАКТОРЕ

Алибеков А.Г., Голованова Т.А., Гаджимахадова Л.М., Шихрагимова А.М.155

ТЕХНОЛОГИЯ ОЧИСТКИ МЕТАНОЛСОДЕРЖАЩИХ СТОЧНЫХ ВОД НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (НГКМ)

Ахмедов М.И., Абдуллаев М.Ш., Омардибиров О.М., Бариева Д.И.159

К ВОПРОСУ О ПРОБЛЕМАХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РЕСУРСОВ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ ВОД ДЛЯ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Ахмедов Г.Я., Курбанисмаилова А.С.161

ЭКОЛОГО-ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПЛИОЦЕН-ЧЕТВЕРТИЧНОГО ВОДОНОСНОГО ГОРИЗОНТА ГОРОДА ЛИСКИ

Богатиков А.В., Косинова И.И.163

О ВОЗМОЖНОСТИ ИСКУССТВЕННОГО ВОСПОЛНЕНИЯ ЗАПАСОВ ПОДЗЕМНЫХ ВОД НА ТЕРРИТОРИИ Г. ДЕРБЕНТА

Богомоллов Ю.Г., Абдулкеримов Ф.Г., Даштиев З.К., Николаев А.П.166

АНАЛИЗ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН В ЮЖНО-СУХОКУМСКОМ РЕГИОНЕ

Газалиев И.М.168

ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ РАЗРАБОТКИ ШЕЛЬФОВЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Калашник А.И., Калашник Н.А., Борисов А.В.171

ОСОБЕННОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ ВАЛОВОГО ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ДЕРНОВО-ПОДЗОЛИСТЫХ ПОЧВ УКРАИНСКОГО ПОЛЕСЬЯ

Ковалец Ю.Н.174

ГЕОМОРФОЛОГИЯ, ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ЭКЗОГЕННЫЕ ПРОЦЕССЫ В ПРИБРЕЖНОЙ ПОЛОСЕ РАЙОНА АЧИ-СУ

Кондаков В.М., Мамаев С.А., Магомедов Р.А., Идрисов И.А., Ибаев Ж.Г.,

Никуюев Р.Ю.178

ПРОБЛЕМЫ МИКРОКОМПОНЕНТНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ СЕВЕРО-ДАГЕСТАНСКОГО АРТЕЗИАНСКОГО БАССЕЙНА

Курбанов Л.М.185

ТРАНСФОРМАЦИЯ ЭКОЛОГО-ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ В ЗОНЕ ВЛИЯНИЯ ПОЛИГОНА ТБО Г. ВОРОНЕЖА

Лавлинская Н.С., Валяльщикова А.А.188

ОЦЕНКА ПРОЦЕССОВ РАДИОТЕПЛОГЕНЕРАЦИИ ПРИ ФОРМИРОВАНИИ ТЕПЛОВОГО ПОТОКА НА ПРИМЕРЕ ПРИКУМСКОЙ ЗОНЫ ДАГЕСТАНА

Маммаев О.А.191

ПРОБЛЕМЫ РАЦИОНАЛЬНОГО ОСВОЕНИЯ, ОХРАНЫ РЕСУРСОВ НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ТЕХНОГЕНЕЗА ПРИКУМСКОЙ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ ВОСТОЧНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ

Меликов М.М., Базманова П.М., Меликов Я.М.194

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ЛОКАЛЬНОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ СРЕДЫ НА СТРУКТУРУ ПОДЗЕМНОГО СТОКА	
Щербуль З.З.	199
ТРЕХМЕРНЫЕ ЦИФРОВЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ	
Мамаев С.А., Ибаев Ж.Г., Магомедов М.Р., Курбанова А.Ш., Маммаев Б.О., Хазимова З.И., Магомедова Н.М., Мамаев А.С.	202
Алфавитный указатель	208

***Вы или Ваши коллеги работаете над диссертацией
или дипломной и Вам нужен материал?
Российская Государственная Библиотека в Махачкале!***

ВИРТУАЛЬНЫЙ ДИССЕРТАЦИОННЫЙ ЗАЛ

Возможность доступа к полным текстам диссертаций и авторефератов, находящимся в электронной форме. Электронная библиотека диссертаций РГБ – это уникальный шанс для тысяч ученых по-новому реализовать свои возможности, снизить стоимость научных исследований, сформировать свои научные взгляды с учетом знаний, наработанных десятилетиями.

Для тех, у кого нет возможности посетить диссертационный зал, могут заказать электронный вариант диссертации по электронной почте или по телефону. Подбор диссертаций по интересующей вас теме мы сделаем БЕСПЛАТНО.

Вы можете заказать любую диссертацию и получить ее в течение 1 часа, и Вам не придется ехать в читальный зал РГБ (г.Химки), который предоставляет диссертации или делать заказ другим образом и ждать несколько дней его исполнения.

Вы планируете издать книгу, но не знаете, что нужно, чтобы издать книгу, как издать книгу, как подготовить книгу к печати, сколько стоит издать книгу?

Типография АЛЕФ

Мы поможем опубликовать Ваши книги, даже если их первый тираж составит всего 10-20 экземпляров. Приносите Ваши рукописи в любом виде (на бумажных или электронных носителях).

Мы окажем помощь в редактировании и оформлении произведений, а также предоставим полный издательский пакет. Книге будет присвоен уникальный книжный код (ISBN), что позволит распространять книгу на официальных условиях и зарегистрировать ее в российских библиотечных каталогах. Широкие возможности послепечатной обработки нашей типографии позволяют изготовить книгу как в мягкой обложке, так и в твердом переплете.

*Наши координаты: 8903-477-55-64, 8988-2000-164,
E-mail: alefgraf@mail.ru, г.Махачкала, пр.И.Шамиля 35, гостиница «Турист»
(напротив кинотеатра «Россия»), левое крыло, 2 этаж*

Научное издание

Труды Института геологии ДНЦ РАН

Выпуск № 58

Издаются по решению ученого совета ИГ ДНЦ РАН

РЕГИОНАЛЬНАЯ ГЕОЛОГИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ КAVKAZA

Сборник статей по материалам научно-практической конференции,
посвященная памяти заслуженного геолога РФ Д.А. Мирзоева
(16-20 августа 2012г.)

Сборник набран, сверстан и отредактирован
на компьютерной базе Гис-центра Института геологии ДНЦ РАН.

Дизайн Черкашин В.И.

Верстка Мамаев С.А., Магомедов Р.А., Ибаев Ж.Г.

Набор Исаева Н.А., Маммаев Б.О., Хазимова З.И.,

Курбанова А.Ш., Магомедова Н.М., Магомедов М.Р.

Подписано в печать 11.08.2012г.

Формат 60x84_{1/16}. Печать ризографная. Бумага офсетная.

Гарнитура «Таймс». Усл. п. л. 26. Тираж 300 экз.



Отпечатано в типографии АЛЕФ, ИП Овчинников М.А.

367000, РД, г.Махачкала, пр. И.Шамиля 35

Тел.: +7-903-477-55-64, +7-988-2000-164

E-mail: alefgraf@mail.ru

